



Relion® 650 Serie

Leitungsdistanzschutz REL650 Anwendungs-Handbuch



Dokument-ID: 1MRK 506 325-UDE
Herausgegeben: Oktober 2013
Revision: -
Produktversion: 1.1

© Copyright 2013 ABB. Alle Rechte vorbehalten.

Copyright

Jedwede Wiedergabe oder Vervielfältigung dieser Unterlagen, sowie von deren Bestandteilen ohne schriftliche Genehmigung von ABB ist strengstens untersagt. Die Inhalte derselben dürfen nicht an Dritte weitergegeben, noch für jedwede unerlaubte Zwecke genutzt werden.

Die in diesem Dokument beschriebene Soft- oder Hardware ist an Lizenzvereinbarungen gebunden und darf ausschließlich im Einklang mit den entsprechenden Lizenzvereinbarungen benutzt oder weitergegeben werden.

Marken

ABB und Relion sind eingetragene Warenzeichen der ABB Group. Alle anderen Marken oder Produktnamen, die in diesem Dokument erwähnt werden, können Warenzeichen bzw. eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Inhaber sein.

Gewährleistung

Über die genauen Gewährleistungsbestimmungen informiert Sie gerne Ihr lokaler ABB-Handelsvertreter.

ABB AB
Substation Automation Products
SE-721 59 Västerås
Schweden
Telefon: +46 (0) 21 32 50 00
Fax: +46 (0) 21 14 69 18
<http://www.abb.com/substationautomation>

ABB AG
Energietechnik
Postfach 100351
68128 Mannheim, Deutschland
Telefon: +49 (0) 6 21 381 -30 00
Fax: +49 (0) 6 21 381 -26 45
<http://www.abb.de>

Haftungsausschluss

Die in diesem Handbuch enthaltenen Daten, Beispiele und Diagramme dienen ausschließlich der Beschreibung des Konzepts oder Produkts und dürfen nicht als Erklärung garantierter Eigenschaften angesehen werden. Alle für die Anwendung der in diesem Handbuch bezeichneten Geräte verantwortlichen Personen müssen sich vergewissern, dass jede beabsichtigte Anwendung geeignet und zulässig ist. Sie müssen auch sicherstellen, dass alle geltenden Sicherheits- oder anderen Betriebsanforderungen eingehalten werden. Insbesondere tragen Personen oder Stellen, die diese Geräte betreiben, die alleinige Verantwortung für jegliche Gefahr, die von Anwendungen ausgeht, bei denen ein System- und/oder ein Produktfehler zu Sach- oder Personenschäden (u. a. mit Verletzungs- oder Todesfolge) führen kann. Die in diesem Sinne verantwortlichen Personen werden hiermit dazu aufgefordert, sicherzustellen, dass Vorkehrungen getroffen werden, um solche Risiken auszuschließen oder einzugrenzen.

Dieses Dokument wurde von ABB sorgfältig geprüft. Dennoch sind Abweichungen nicht völlig auszuschließen. Falls Fehler entdeckt werden, möchte der Leser bitte den Hersteller in Kenntnis setzen. Abgesehen von ausdrücklichen vertraglichen Verpflichtungen, ist ABB unter keinen Umständen für einen Verlust oder Schaden aufgrund der Verwendung dieses Handbuchs oder der Anwendung der Geräte verantwortlich oder haftbar.

Konformität

Dieses Produkt entspricht der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV-Richtlinie 2004/108/EG) und der Richtlinie zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten betreffend elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EG). Diese Konformität ist das Ergebnis von Tests, die ABB in Übereinstimmung mit den Produktstandards EN 50263 und EN 60255-26 gemäß EMV-Richtlinie sowie EN 60255-1 und EN 60255-27 gemäß Niederspannungsrichtlinie durchgeführt hat. Das IED wurde entsprechend den internationalen Normen der IEC 60255-Serie konzipiert.

Inhaltsverzeichnis

Abschnitt 1 Einführung.....	19
Dieses Handbuch.....	19
Zielgruppe.....	19
Produktunterlagen.....	20
Produktunterlagen.....	20
Frühere Versionen des Dokuments.....	22
Zugehörige Dokumente.....	22
Verwendete Symbole und Dokumentkonventionen.....	22
Sicherheitssymbole.....	22
Nutzung dieses Handbuchs.....	23
Abschnitt 2 Anwendung.....	25
REL650 - Anwendung.....	25
Verfügbare Funktionen.....	30
Hauptschutzfunktionen.....	30
Backup-Schutzfunktionen.....	30
Steuerungs- und Überwachungsfunktionen.....	31
Kommunikation.....	34
Grundfunktionen des Geräts.....	34
REL650 - Anwendungsbeispiele.....	35
Anpassung an unterschiedliche Anwendungen.....	35
Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung.....	36
Kabelstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung.....	36
Parallele Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung.....	37
Freileitungsstrecke mit Transformator in einem Netz mit niederohmiger Erdung.....	38
Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung.....	38
Funktionalitätstabelle.....	39
Abschnitt 3 REL650 - Einstellungsbeispiele.....	41
Einstellungsbeispiel für eine Übertragungsleitung in einem Netz mit niederohmiger Erdung.....	41
Berechnen der allgemeinen Einstellungen für analoge TRM- Eingänge 4I 1I 5U.....	42
Berechnen der Einstellungen für globale Bezugswerte für die Einstellfunktion GBSVAL.....	43
Einstellungsberechnung für den Fünf-Zonen-Distanzschutz, mit polygonaler Auslösecharakteristik ZQDPDIS	44

Berechnen der allgemeinen Einstellungen.....	45
Berechnen der Einstellungen für Zone 1.....	46
Berechnen der Einstellungen für Zone 2.....	49
Berechnen der Einstellungen für Zone 3.....	52
Berechnen der Einstellungen für Zone 4.....	53
Berechnen der Einstellungen für die Leiterauswahl mit Lastkompensation FDPSPDIS.....	54
Distanzschutz-Einstellung ZMOPDIS.....	55
Berechnen der allgemeinen Einstellungen.....	57
Berechnen der Einstellungen für Zone 1	58
Berechnen der Einstellungen für Zone 2.....	59
Berechnen der Einstellungen für Zone 3.....	60
Berechnen der Einstellungen für Zone 4.....	61
Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastkompensation für Mho FMPSPDIS.....	62
Einstellungsberechnung für den Signalvergleichsschutz beim Distanz- oder Überstromschutz ZCPSCH.....	63
Wirkungsweise des Freigabeverfahrens.....	63
Wirkungsweise des Mitnahmeverfahrens.....	64
Wirkungsweise des Blockierverfahrens.....	65
Einstellungsberechnung der Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz ZCRWPSCH.....	67
Einstellungsberechnung für das Schalten auf Kurzschluss ZCVPSOF.....	69
Berechnen der Einstellungen für den vierstufigen Leiter- Überstromschutz OC4PTOC.....	70
Berechnen der allgemeinen Einstellungen.....	71
Berechnen der Einstellungen für Stufe 1.....	71
Berechnen der Einstellungen für Stufe 2.....	72
Berechnen der Einstellungen für Stufe 3.....	73
Berechnen der Einstellungen für den vierstufigen Erdfehlerschutz EF4PTOC	74
Berechnen der allgemeinen Einstellungen.....	76
Berechnen von Einstellungen für Schritt 1.....	76
Berechnen der Einstellungen für Stufe 2.....	77
Berechnen der Einstellungen für Stufe 4.....	78
Berechnen der Einstellungen für den Signalvergleich mit dem Erdfehlerschutz ECPSCH	79
Freigabeverfahren	79
Mitnahmeverfahren	80
Blockierverfahren.....	81
Berechnen der Einstellungen für Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Erdfehlerschutz ECRWPSCH	83

Berechnen der Einstellungen für den Schaltersversagerschutz CCRBRF	85
Einstellbeispiel für Freileitungsstrecken in Netzen mit hochohmiger Erdung.....	87
Berechnung der Einstellungen für die Leiterbevorzugungslogik PPLPHIZ.....	87
Berechnungseinstellungen für den empfindlichen gerichteten Erdfehlerschutz SDEPSDE	89
Abschnitt 4 Analogeingänge.....	93
Einleitung.....	93
Einstellrichtlinien.....	93
Einstellen des Leiterbezugskanals.....	93
Beispiel.....	93
Einstellen der Stromkanäle.....	94
Beispiel 1.....	94
Beispiel 2.....	95
Beispiel zum Anschließen, Konfigurieren und Einstellen von Stromwandler-Eingängen für die gebräuchlichsten Stromwandlerverbindungen.....	96
Beispiel für den Anschluss des sternförmig verbundenen dreiphasigen Stromwandlersatzes am IED.....	97
Beispiel des Anschlusses eines einphasigen Stromwandlers am IED.....	100
Einstellung der Spannungskanäle.....	102
Beispiel.....	102
Beispiele für das Anschließen, Konfigurieren und Einstellen der Eingänge von Spannungswandlern für die gängigsten Verbindungsvarianten.....	103
Beispiele für den Anschluss von Spannungswandlern mit drei Leiter-Erde-Verbindung am IED.....	104
Abschnitt 5 LHMI.....	107
Lokale HMI.....	107
Display.....	108
LEDs.....	109
Tastenfeld.....	110
LHMI-Funktionen.....	112
Schutz- und Alarmanzeige.....	112
Parameterverwaltung	115
Frontseitige Kommunikation.....	115
Übersichtsschaltbild.....	116
Abschnitt 6 Impedanzschutz.....	117

Fünf-Zonen-Distanzschutz, polygonale Charakteristik	
ZQDPDIS.....	117
Kennung.....	117
Anwendung.....	117
Sternpunkterdung.....	117
Fehlereinspeisung der Gegenseite.....	121
Lastkompensation.....	122
Anwendung auf kurze Leitungen.....	123
Anwendung auf lange Leitungen.....	124
Anwendung auf Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung der Nullsysteme.....	124
Anwendung bei Dreileitungen.....	128
Einstellrichtlinien.....	131
Allgemeines.....	131
Einstellung der Zone 1.....	132
Einstellung der Übergreifzone.....	132
Einstellung der Rückwärtszone.....	133
Einstellung der Zonen für die Anwendung auf Parallelleitungen.....	133
Einstellung der Reichweite für die Erfassung des Fehlerwiderstandes.....	134
Lastimpedanzbeschränkung, ohne Lastkompensationsfunktion.....	134
Lastimpedanzbegrenzung mit Leiterauswahl und Lastkompensation, Polygoncharakteristik-Funktion aktiviert	136
Einstellung der minimalen Auslöseströme.....	136
Einstellen von Zeitgliedern für die Distanzschutz-zonen.....	137
FDPSPDIS - Leiterauswahl mit Lastkompensation, polygonale Charakteristik.....	137
Kennung.....	137
Anwendung.....	137
Einstellrichtlinien.....	138
Lastaussparungscharakteristiken.....	138
Widerstandsreichweite mit Lastkompensationscharakteristik.....	142
Minimale Auslöseströme.....	143
Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho-Charakteristik ZMOPDIS.....	144
Kennung.....	144
Anwendung.....	144
Sternpunkterdung.....	144
Fehlereinspeisung der Gegenseite.....	148
Lastkompensation.....	148
Anwendung für kurze Leitungen.....	150

Anwendung für lange Übertragungsleitungen.....	151
Anwendung in Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung der Nullsysteme.....	152
Anwendung bei Dreieckenleitungen.....	155
Einstellrichtlinien.....	157
Allgemeines.....	157
Einstellung der Zone 1.....	158
Einstellung der Übergreifzone.....	159
Einstellung der Rückwärtszone.....	160
Einstellung der Zonen für die Anwendung mit Parallelleitungen.....	160
Lastimpedanzbeschränkung, ohne Lastkompensationsfunktion.....	161
Begrenzung der Lastimpedanz bei aktivierter Lastaussparungsfunktion.....	162
Einstellung der minimalen Auslöseströme.....	162
Einstellung der Richtungswahl.....	162
Einstellung der Richtung für Offset-MHO.....	162
Einstellen von Zeitgliedern für die Distanzschutzzonen.....	163
Ermittlung fehlerhafter Phasen mit Lastkompensation für Mho	
FMPSPDIS.....	163
Kennung.....	163
Anwendung.....	163
Einstellrichtlinien.....	164
Lastkompensation.....	165
Leiterbevorzugungslogik PPLPHIZ.....	166
Kennung.....	166
Anwendung.....	166
Einstellrichtlinien.....	170
Pendelungsüberwachung ZMRPSB.....	171
Kennung.....	171
Anwendung.....	171
Allgemeines.....	171
Grundlegende Eigenschaften.....	172
Einstellrichtlinien.....	173
Logik für Schalten auf Kurzschluss, spannungs- und strombasiert, ZCVPSOF.....	180
Kennung.....	180
Anwendung.....	180
Einstellrichtlinien.....	181
Abschnitt 7 Stromschutz.....	183
PHPIOC - Unverzögerter Leiter-Überstromschutz.....	183
Kennung.....	183

Anwendung.....	183
Einstellrichtlinien.....	184
Vermaschte Netze ohne parallele Leitungen.....	184
Vermaschte Netze mit parallelen Leitungen.....	186
SPTPIOC - Unverzögerter Leiter-Überstromschutz.....	188
Kennung.....	188
Anwendung.....	188
Einstellrichtlinien.....	188
Vermaschte Netze ohne parallele Leitungen.....	189
Vermaschte Netze mit parallelen Leitungen.....	191
OC4PTOC - Vierstufiger Leiter-Überstromschutz.....	192
Kennung.....	192
Anwendung.....	192
Einstellrichtlinien.....	193
Einstellungen für die Stufen 1 bis 4	194
Aktuelle Anwendungen.....	196
Vierstufiger Leiter-Überstromschutz OC4SPTOC	201
Kennung.....	201
Anwendung.....	201
Einstellrichtlinien.....	202
Einstellungen für die Stufen 1 bis 4.....	203
Aktuelle Anwendung.....	205
Beispiel.....	208
EFPIOC - Unverzögerter Erdfehlerschutz.....	210
Kennung.....	210
Anwendung.....	210
Einstellrichtlinien.....	210
EF4PTOC - Vierstufiger Erdfehlerschutz.....	213
Kennung.....	213
Anwendung.....	213
Einstellrichtlinien.....	215
Einstellungen für die Stufen 1 und 4	215
Gemeinsame Einstellungen für alle Stufen.....	217
Stabilisierung durch die 2. Oberschwingung.....	218
Leitungsanwendungsbeispiel.....	219
SDEPSDE - Gerichteter empfindlicher Erdfehlerschutz und Nullleistungsschutz.....	224
Kennung.....	224
Anwendung.....	224
Einstellrichtlinien.....	225
UC2PTUC - Zeitverzögerter zweistufiger Unterstromschutz.....	233
Kennung.....	233
Anwendung.....	233

Einstellrichtlinien.....	235
LPTRR - Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante.....	236
Kennung.....	236
Anwendung.....	236
Einstellrichtlinien.....	236
CCRBRF - Schaltersversagerschutz.....	238
Kennung.....	238
Anwendung.....	238
Einstellrichtlinien.....	238
Schaltersversagerschutz CSPRBRF.....	241
Kennung.....	241
Anwendung.....	241
Einstellrichtlinien.....	242
STBPTOC - Kurzzonenschutz.....	245
Kennung.....	245
Anwendung.....	245
Einstellrichtlinien.....	246
Polgleichlaufüberwachung CCRPLD	247
Kennung.....	247
Anwendung.....	247
Einstellrichtlinien.....	247
BRCPTOC - Leiterbruchüberwachung.....	248
Kennung.....	248
Anwendung.....	248
Einstellrichtlinien.....	249
GOPPDOP/GUPPDUP - Gerichteter Über-/	
Unterleistungsschutz.....	249
Anwendung.....	249
GOPPDOP - Gerichteter Überleistungsschutz.....	252
Kennung.....	252
Einstellrichtlinien.....	252
GUPPDUP - Gerichteter Unterleistungsschutz.....	255
Kennung.....	255
Einstellrichtlinien.....	255
DNSPTOC - Schieflastschutz.....	259
Kennung.....	259
Anwendung.....	259
Einstellrichtlinien.....	259
Abschnitt 8 Spannungsschutz.....	261
Zweistufiger Unterspannungsschutz UV2PTUV.....	261
Kennung.....	261
Anwendung.....	261
Einstellrichtlinien.....	262

Betriebsmittelschutz, z. B. für Motoren und Generatoren.....	262
Erkennung getrennter Geräte.....	262
Stromversorgungsqualität	263
Minderung der Spannungsinstabilität.....	263
Reserveschutz für Fehler im Versorgungssystem.....	263
Einstellungen für den zweistufigen Unterspannungsschutz.....	263
Zweistufiger Überspannungsschutz OV2PTOV.....	264
Kennung.....	265
Anwendung.....	265
Einstellrichtlinien.....	266
ROV2PTOV - Zweistufiger Nullspannungsschutz.....	268
Kennung.....	268
Anwendung.....	268
Einstellrichtlinien.....	269
Stromversorgungsqualität.....	269
Hochohmig geerdete Netze.....	269
Niederohmig geerdetes Netz.....	271
Einstellungen für den zweistufigen Nullspannungsschutz.....	271
LOVPTUV - Spannungslosigkeitsüberwachung.....	273
Kennung.....	273
Anwendung.....	273
Einstellrichtlinien.....	273
Fortgeschrittene Benutzereinstellungen.....	274
Abschnitt 9 Frequenzschutz.....	275
SAPTUF - Unterfrequenzschutz.....	275
Kennung.....	275
Anwendung.....	275
Einstellrichtlinien.....	275
SAPTOF - Überfrequenzschutz.....	277
Kennung.....	277
Anwendung.....	277
Einstellrichtlinien.....	277
SAPFRC - Frequenzänderungsschutz.....	278
Kennung.....	278
Anwendung.....	278
Einstellrichtlinien.....	279
Abschnitt 10 Sekundärsystem-Überwachung.....	281
CCSRDIF - Stromwandlerkreisüberwachung.....	281
Kennung.....	281

Anwendung.....	281
Einstellrichtlinien.....	282
Spannungswandlerkreisüberwachung SDDRFUF.....	282
Kennung.....	282
Anwendung.....	282
Einstellrichtlinien.....	283
Allgemeines.....	283
Einstellen gängiger Parameter.....	284
Gegensystemgröße.....	285
Nullsystemgröße.....	285
Differenzspannung DU und Differenzstrom DI	286
Erkennung von Spannungslosigkeit.....	287
Auskreisüberwachung TCSSCBR.....	287
Kennung.....	287
Anwendung.....	287
Abschnitt 11 Steuerung.....	291
SESRYSN - Synchrocheck.....	291
Kennung.....	291
Anwendung.....	291
Synchronisieren.....	291
Synchrocheck.....	292
Einschaltprüfung.....	294
Spannungsauswahl.....	295
Externe Spannungswandlerkreisüberwachung.....	296
Anwendungsbeispiele.....	297
Ein Leistungsschalter in Einfachsammelschiene.....	297
Ein Leistungsschalter in Doppelsammelschiene, externe Spannungsauswahl.....	298
Ein Leistungsschalter in Doppelsammelschiene, interne Spannungsauswahl.....	299
Einstellrichtlinien.....	299
SMBRREC - Automatische Wiedereinschaltung.....	304
Kennung	304
Anwendung.....	304
Automatische Wiedereinschaltung Aus und Ein.....	307
Starten der automatischen Wiedereinschaltung und Bedingungen für den Start eines Wiedereinschaltungszyklus.....	307
Start der automatischen Wiedereinschaltung aus Leistungsschalter offen Information.....	308
Blockieren der automatischen Wiedereinschaltung.....	308
Steuerung der Pausenzeit der WE für	309
Langes Auslösesignal.....	309

Maximale Anzahl von Wiedereinschaltungsversuchen.....	309
Dreiphasige Wiedereinschaltung, 1 bis 5 Zyklen, entsprechend der Einstellung "NoOfShots".....	309
Wiedereinschaltungs-Sperrzeit.....	309
Vorübergehende Fehler.....	310
Signal "Permanenter Fehler und Wiedereinschaltung nicht erfolgreich".....	310
Einleitung von Sperrn.....	310
Automatische Fortsetzung der Wiedereinschaltsequenz	311
Unterdrückung der AWE-Funktion durch den thermischen Überlastschutz	312
Einstellrichtlinien.....	312
Konfiguration.....	312
Parametereinstellungen der automatischen Wiedereinschaltung.....	316
Automatische Wiedereinschaltung STBRREC.....	319
Kennung.....	319
Anwendung.....	319
Automatische Wiedereinschaltung Off und On.....	324
Starten der automatischen Wiedereinschaltung und Bedingungen für den Start eines Wiedereinschaltungszyklus.....	324
Start der automatischen Wiedereinschaltung aus Leistungsschalter offen Information.....	325
Blockieren der automatischen Wiedereinschaltung.....	325
Steuerung der Pausenzeit der WE für Zyklus 1.....	325
Langes Auslösesignal.....	326
Wiedereinschaltprogramme.....	326
FirstShot=3ph (normale Einstellung für einen dreipoligen Zyklus).....	326
Dreipolige Wiedereinschaltung, ein bis fünf Zyklen, je nach Einstellung "NoOfShots".....	326
"FirstShot=1ph" Einpolige Wiedereinschaltung im ersten Zyklus.....	327
FirstShot=1ph + 1*3ph ein- oder dreipolige Wiedereinschaltung im ersten Zyklus.....	327
FirstShot=1ph + 1*2/3ph ein-, zwei- oder dreipolige Wiedereinschaltung im ersten Zyklus.....	328
Folgefehler.....	328
Wiedereinschaltungs-Sperrzeit.....	328
Vorübergehende Fehler.....	329
Signal "Permanenter Fehler und Wiedereinschaltung nicht erfolgreich".....	329
Einleitung von Sperrn.....	329

Automatische Fortsetzung der Wiedereinschaltsequenz.....	331
Unterdrückung der AWE-Funktion durch den thermischen Überlastschutz.....	331
Einstellrichtlinien.....	331
Konfiguration.....	331
Empfehlungen für Eingangssignale.....	332
STBRREC - Parametereinstellungen der Wiedereinschaltung.....	336
Gerätesteuerung	339
Kennung.....	339
Anwendung.....	340
Interaktionen zwischen den Modulen.....	343
Einstellrichtlinien.....	344
Feldsteuerung (QCBAY).....	345
SLGGIO - Logikdrehschalter zur Funktionsauswahl und HMI- Darstellung.....	345
Kennung.....	345
Anwendung.....	345
Einstellrichtlinien.....	346
VSGGIO - Selektor Minischalter.....	346
Kennung.....	346
Anwendung.....	346
Einstellrichtlinien.....	347
DPGGIO - Generische Kommunikations-I/O-Funktionen gemäß IEC 61850.....	347
Kennung.....	347
Anwendung.....	347
Einstellrichtlinien.....	348
SPC8GGIO - Generische Einzelsteuerung, 8 Signale.....	348
Kennung.....	348
Anwendung.....	348
Einstellrichtlinien.....	348
AUTOBITS - Automatisierungs-Bits.....	349
Kennung.....	349
Anwendung.....	349
Einstellrichtlinien.....	349
Abschnitt 12 Signalvergleich.....	351
Vergleichsschutz mit binärer Signalübertragung - Logik für Distanz- bzw. Überstromschutz - ZCPSCH.....	351
Kennung.....	351
Anwendung.....	351
Blockierverfahren.....	352
Freigabeverfahren.....	353

Direkte Mitnahmeverfahren.....	356
Einstellrichtlinien.....	356
Blockierverfahren.....	357
Mitnahmeverfahren mit Freigabesignal.....	357
Freigabeverfahren mit Übergreifzone.....	357
Deblockierverfahren.....	357
Direkte Mitnahmeverfahren.....	358
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz - ZCRWPSCH.....	358
Kennung.....	358
Anwendung.....	358
Stromrichtungsumkehr-Logik.....	358
Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic).....	359
Einstellrichtlinien.....	360
Stromrichtungsumkehr-Logik.....	360
Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic).....	361
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz ZCWSPSCH	361
Kennung.....	361
Anwendung.....	361
Stromrichtungsumkehr-Logik.....	361
Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic).....	363
Einstellrichtlinien.....	363
Stromumkehr-Logik.....	364
Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic).....	364
ZCLCPLAL - Beschleunigungslogik.....	364
Kennung.....	364
Anwendung.....	365
Einstellrichtlinien.....	365
Signalvergleich zur Gegenstation – Logik für Erdfehlerschutz ECPSCH.....	366
Kennung.....	366
Anwendung.....	366
Einstellrichtlinien.....	367
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Erdfehlerschutz ECRWPSCH.....	368
Kennung.....	368
Anwendung.....	368
Fehlerstromrichtungsumkehrlogik.....	368
Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic).....	369
Einstellrichtlinien.....	369
Stromrichtungsumkehr.....	370
Schwacheinspeisung (Weak-End Infeed).....	371

Abschnitt 13 Logik.....	373
SMPPTRC - Auslöselogik.....	373
Kennung.....	373
Anwendung.....	373
Dreipolige Auslösung	373
Sperrung.....	374
Blockieren des Funktionsblocks.....	374
Einstellrichtlinien.....	375
Auslöselogik SPTPTRC	375
Kennung.....	375
Anwendung.....	375
Ein- und/oder Dreipolige Auslösung.....	376
Sperrung.....	377
Blockieren des Funktionsblocks.....	378
Einstellrichtlinien.....	378
TMAGGIO - Auslösematrixlogik.....	379
Kennung.....	379
Anwendung.....	379
Einstellrichtlinien.....	379
Konfigurierbare Logikblöcke.....	380
Kennung.....	380
Anwendung.....	381
Konfiguration.....	381
FXDSIGN - Festsignale.....	382
Kennung.....	382
Anwendung.....	382
B16I - Umwandlung von Boolesche 16 zu Integer.....	383
Kennung.....	383
Anwendung.....	384
Einstellrichtlinien.....	384
B16FCVI - Umwandlung von Boolesche 16 zu Integer mit Darstellung logischer Knoten.....	384
Kennung.....	384
Anwendung.....	384
Einstellrichtlinien.....	384
IB16A - Umwandlung von Integer zu Boolescher 16.....	385
Kennung.....	385
Anwendung.....	385
Einstellrichtlinien.....	385
IB16FCVB - Umwandlung von Integer zu Boolescher 16 mit Darstellung logischer Knoten.....	385
Kennung.....	385
Anwendung.....	385

Einstellungen.....	386
Abschnitt 14 Überwachung.....	387
SPGGIO - Generische Kommunikations-I/O-Funktionen gemäß IEC 61850.....	387
Kennung.....	387
Anwendung.....	387
Einstellrichtlinien.....	387
SP16GGIO - E/A-Funktionen mit 16 Eingängen für generische Kommunikation gemäß IEC 61850.....	387
Kennung.....	387
Anwendung.....	388
Einstellrichtlinien.....	388
MVGGIO - Generische Kommunikations-I/O-Funktionen gemäß IEC 61850.....	388
Kennung.....	388
Anwendung.....	388
Einstellrichtlinien.....	388
Messungen.....	389
Kennung.....	389
Anwendung.....	389
Einstellrichtlinien.....	391
Einstellungsbeispiele.....	394
Messfunktionsanwendung für eine 400-kV- Überlandleitung.....	394
CNTGGIO - Ereigniszähler.....	397
Kennung.....	397
Anwendung.....	397
Einstellrichtlinien.....	397
Störbericht	398
Kennung.....	398
Anwendung.....	398
Einstellrichtlinien.....	399
Binäre Eingangssignale.....	402
Analoge Eingangssignale.....	403
Unterfunktionsparameter.....	403
Berücksichtigung.....	404
MVEXP - Messwert-Expansionsblock.....	405
Kennung.....	405
Anwendung.....	405
Einstellrichtlinien.....	405
LMBRFLO - Fehlerortung.....	406
Kennung.....	406
Anwendung.....	406

Einstellrichtlinien.....	407
Anschluss von Analogströmen.....	408
Stationsbatterieüberwachung SPVNZBAT.....	408
Identifikation.....	408
Anwendung.....	409
SSIMG - Isoliergasüberwachungsfunktion.....	409
Kennung.....	409
Anwendung.....	409
SSIML - Isolierflüssigkeitsüberwachungsfunktion.....	410
Kennung.....	410
Anwendung.....	410
Schalterzustandsüberwachung SSCBR.....	410
Kennung.....	410
Anwendung.....	410
Abschnitt 15 Messung.....	415
PCGGIO - Impulszähler.....	415
Kennung.....	415
Anwendung.....	415
Einstellrichtlinien.....	415
EPTMMTR - Energieberechnung und Bedarfshandling.....	416
Kennung.....	416
Anwendung.....	416
Einstellrichtlinien.....	417
Abschnitt 16 Stationskommunikation.....	419
Kommunikationsprotokoll IEC 61850-8-1.....	419
Kennung.....	419
Anwendung.....	419
Horizontale Kommunikation über GOOSE.....	421
Einstellrichtlinien.....	423
DNP3-Protokoll.....	423
Kommunikationsprotokoll gemäß IEC 60870-5-103.....	424
Abschnitt 17 Grundfunktionen des IEDs.....	425
Selbstüberwachung mit interner Ereignisliste.....	425
Kennung.....	425
Anwendung.....	425
Zeitsynchronisierung.....	426
Kennung.....	426
Anwendung.....	427
Einstellrichtlinien.....	427
Umgang mit Parametersätzen.....	429
Kennung.....	429

Anwendung.....	429
Einstellrichtlinien.....	430
TESTMODE - Prüfmodus-Funktion.....	430
Kennung.....	430
Anwendung.....	430
Einstellrichtlinien.....	430
CHNGLCK - Änderungssperre.....	431
Kennung.....	431
Anwendung.....	431
Einstellrichtlinien.....	432
TERMINALID - GeräteKennungen.....	432
Kennung.....	432
Anwendung.....	432
Kundenspezifische Einstellungen.....	432
PRODINF - Produktinformationen.....	433
Kennung.....	433
Anwendung.....	433
Werkseinstellungen.....	433
PRIMVAL - Primärsystemwerte.....	433
Kennung.....	433
Anwendung.....	434
SMAI - Signalmatrix für Analogeingänge.....	434
Kennung.....	434
Anwendung.....	434
Einstellrichtlinien.....	434
3PHSUM - Dreiphasiger Summierungsblock.....	437
Kennung.....	437
Anwendung.....	437
Einstellrichtlinien.....	437
Global definierte Werte GBASVAL.....	438
Kennung.....	438
Anwendung.....	438
Einstellrichtlinien.....	438
ATHCHCK - Autorisierungsprüfung.....	438
Kennung.....	438
Anwendung.....	439
Handhabung der Autorisierung im Gerät.....	439
ATHSTAT - Autorisierungsstatus.....	440
Kennung.....	440
Anwendung.....	440
Denial of service (Dienstverweigerung).....	440
Kennung.....	440
Anwendung.....	441

Einstellrichtlinien.....	441
Abschnitt 18 Anforderungen.....	443
Anforderungen an den Stromwandler.....	443
Einteilung der Stromwandler.....	443
Bedingungen.....	444
Fehlerstrom.....	445
Sekundärer Zuleitungswiderstand und Zusatzbürde.....	445
Allgemeine Anforderungen an Stromwandler.....	446
Anforderungen an die Nenn-Ersatz-Sekundär-EMK.....	446
Distanzschutz.....	447
Schaltversagerschutz.....	447
Ungerichteter unverzögerter Leiter-Überstrom- und Erdfehlerschutz mit unabhängiger Charakteristik.....	448
Ungerichteter verzögerter Leiter-Überstrom- und Erdfehlerschutz mit abhängiger Charakteristik.....	449
Gerichteter Leiter-Überstrom- und Erdfehlerschutz.....	450
Anforderungen an Stromwandler gemäß anderer Normen.....	450
Stromwandler gemäß IEC 60044-1, Klasse P, PR.....	450
Stromwandler entsprechend IEC 60044-1, Klasse PX, IEC 60044-6, Klasse TPS (und alter Britischer Standard, Klasse X).....	451
Stromwandler entsprechend ANSI/IEEE.....	451
Anforderungen an Spannungswandler.....	452
Anforderungen an den SNTP-Server.....	452
Anforderungen an den SNTP-Server.....	452
Abschnitt 19 Glossar.....	455

Abschnitt 1 Einführung

1.1 Dieses Handbuch

Das Anwendungs-Handbuch enthält nach Funktion sortierte Applikationsbeschreibungen und Einstellungshinweise. Das Handbuch kann benutzt werden, wenn es herauszufinden gilt, wann und für welchen Zweck eine typische Schutzfunktion verwendet werden kann. Das Handbuch kann außerdem für das Berechnen der Einstellungen genutzt werden.

1.2 Zielgruppe

Dieses Handbuch richtet sich an den Schutz- und Steuerungstechniker, der für Planung, Pre-Engineering und Engineering verantwortlich ist.

Der Schutz- und Steuerungingenieur muss Erfahrung mit Elektroenergie-technik und Kenntnisse über verwandte Techniken, etwa Kommunikation und Protokolle, haben.

1.3 Produktunterlagen

1.3.1 Produktunterlagen

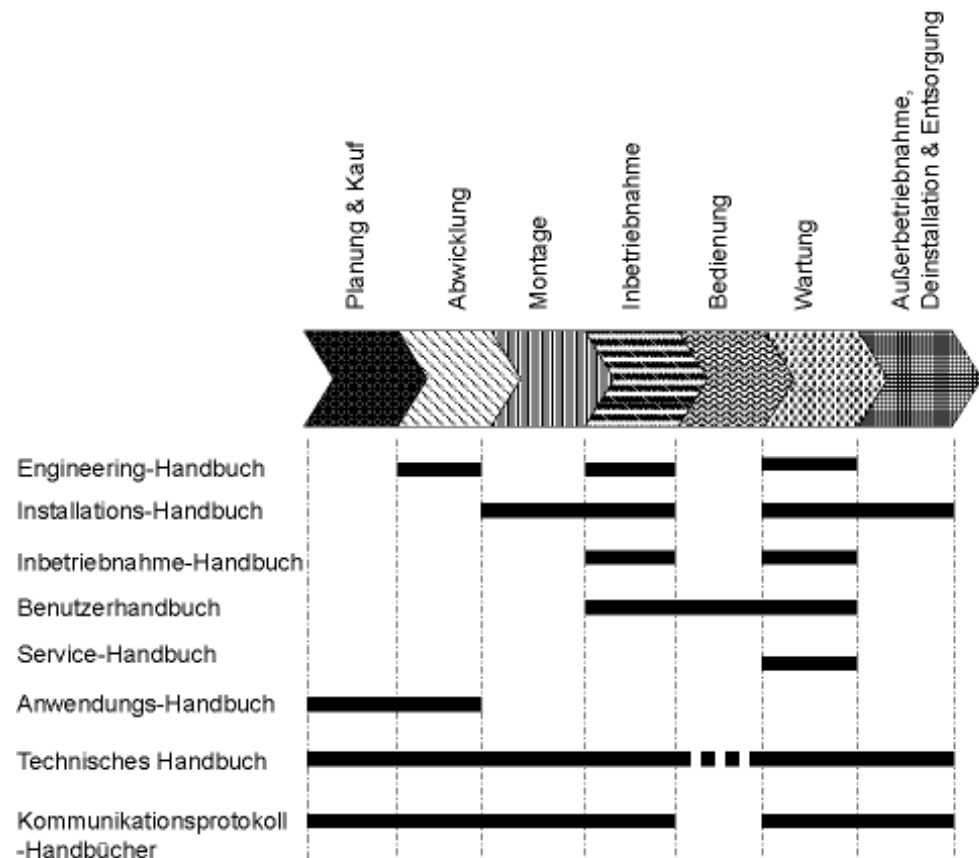


Abb. 1: Die vorgesehene Nutzung von Handbüchern in verschiedenen Lebenszyklen

Das Engineering-Handbuch enthält Anleitungen zur technischen Anwendung der IEDs unter Verwendung der verschiedenen Hilfsprogramme im PCM600. Außerdem enthält es Hinweise zum Anlegen eines PCM600-Projekts und zum Einsetzen von IEDs in die Projektstruktur. Das Handbuch empfiehlt auch die Reihenfolge für die technische Umsetzung der Schutz- und Steuerfunktionen, HMI-Funktionen sowie für die Ausarbeitung der Kommunikationsprotokolle nach IEC 60870-5-103, IEC 61850 oder DNP3.

Das Installations-Handbuch enthält Anweisungen zur Installation des IEDs. Es enthält Vorgehensweisen für die mechanische und elektrische Installation. Die Kapitel sind chronologisch in der Reihenfolge gegliedert, wie das IED zu installieren ist.

Das Inbetriebnahme-Handbuch enthält Anweisungen zur Inbetriebnahme des IEDs. Es kann auch von Systemtechnikern und Wartungspersonal als Hilfsmittel in der Erprobungsphase genutzt werden. Das Handbuch enthält Vorgehensweisen für die Überprüfung von externen Schaltungen und die Stromversorgung des IEDs, die Parametereinstellung und -konfiguration sowie das Verifizieren von Einstellungen mittels sekundärer Einspeisung. Im Handbuch ist der Prüfprozess für ein IED in einer nicht angeschlossenen Schaltstation beschrieben. Die Kapitel sind chronologisch in der Reihenfolge gegliedert, wie das IED in betrieb zu nehmen ist.

Das Benutzerhandbuch enthält Anweisungen zur Bedienung des IEDs nach der Inbetriebnahme. Im Handbuch befinden sich Anweisungen zur Überwachung, Steuerung und Einstellung des IEDs. Des Weiteren ist darin beschrieben, wie Störungen identifiziert und wie berechnete und gemessene Netzdaten zur Ermittlung von Fehlerursachen betrachtet werden.

Das Service-Handbuch enthält Anweisungen zu Wartung und Instandhaltung des IEDs. Außerdem finden sich dort Vorgehensweisen zum Abstellen der Stromversorgung, zur Außerbetriebnahme und zur Entsorgung des IEDs.

Das Anwendungs-Handbuch enthält nach Funktion sortierte Applikationsbeschreibungen und Einstellungshinweise. Das Handbuch kann benutzt werden, wenn es herauszufinden gilt, wann und für welchen Zweck eine typische Schutzfunktion verwendet werden kann. Das Handbuch kann außerdem für das Berechnen der Einstellungen genutzt werden.

Im technischen Handbuch sind Applikations- und Funktionalitätsbeschreibungen enthalten sowie nach Funktion sortierte Funktionsblöcke, Logikdiagramme, Ein- und Ausgangssignale, Einstellparameter und technische Daten aufgelistet. Das Handbuch lässt sich während der Engineering-, Installations- und Inbetriebnahmephase sowie im Normalbetrieb als technische Referenz nutzen.

Im Handbuch "Kommunikationsprotokoll" ist ein vom IED unterstütztes Kommunikationsprotokoll beschrieben. Es ist schwerpunktmäßig auf lieferantenspezifische Implementierungen ausgerichtet.

Im Handbuch "Punktliste" sind der Ausblick und die Eigenschaften der IED-spezifischen Datenpunkte beschrieben. Es muss in Verbindung mit dem entsprechenden Handbuch "Kommunikationsprotokoll" verwendet werden.



Das Service-Handbuch ist noch nicht erhältlich.

1.3.2 Frühere Versionen des Dokuments

Dokumentversion/Datum	Produktserienversion	Frühere Versionen
-/Februar 2011	1,1	Erste Ausgabe

1.3.3 Zugehörige Dokumente

Dokumente zum REL650	Kennzahl
Anwendungs-Handbuch	1MRK 506 325-UDE
Technisches Handbuch	1MRK 506 326-UEN
Inbetriebnahme-Handbuch	1MRK 506 327-UEN
Produktdatenblatt	1MRK 506 328-BDE
Typprüfungsbescheinigung	1MRK 506 328-TEN

Handbücher Baureihe 650	Kennzahl
Handbuch für Kommunikationsprotokoll, DNP3	1MRK 511 241-UEN
Handbuch für Kommunikationsprotokoll, IEC 61850	1MRK 511 242-UDE
Handbuch für Kommunikationsprotokoll, IEC 60870-5-103	1MRK 511 243-UDE
Punktliste-Handbuch, DNP3	1MRK 511 244-UEN
Engineering-Handbuch	1MRK 511 245-UDE
Benutzerhandbuch	1MRK 500 093-UDE
Installations-Handbuch	1MRK 514 014-UDE

1.4 Verwendete Symbole und Dokumentkonventionen

1.4.1 Sicherheitssymbole



Das Elektrowarnsymbol weist auf eine Gefahr hin, die zu elektrischen Schlägen führen könnte.



Das Warnsymbol weist auf eine Gefahr hin, die zu Personenschäden führen könnte.



Das Vorsichtssymbol weist auf wichtige Informationen oder Warnhinweise in Bezug auf das im Text erwähnte Konzept hin. Dies kann ein Hinweis auf die Gegenwart einer Gefahr sein, die zu

Beschädigungen von Software, Gerätschaft oder Eigentum führen könnte.



Das Informationssymbol weist den Leser auf wichtige Daten und Bedingungen hin.






Das Tippsymbol weist auf Ratschläge hin, z. B. bezüglich Anweisungen zur Erstellung von Projekten oder Benutzung bestimmter Funktionen.

Obwohl Gefahrenwarnungen auf Personenschäden bezogen sind, sollte man sich stets vor Augen halten, dass das Bedienen beschädigter Geräte unter bestimmten Umständen zu eingeschränkter Arbeitsleistung und infolgedessen zu Personenschäden mit Todesfolge führen kann. Demzufolge sollte allen Warn- und Vorsichtshinweisen strengstens Folge geleistet werden.

1.4.2

Nutzung dieses Handbuchs

Wichtige Hinweise zur Nutzung dieses Handbuchs:

- In diesem Handbuch verwendete Abkürzungen und Akronyme finden Sie im Glossar. Das Glossar enthält auch Definitionen wichtiger Begriffe.
- Die Navigation durch die LHMI -Menüstruktur mithilfe der Drucktasten wird anhand der entsprechenden Symbole dargestellt:
Um durch die Optionen zu navigieren, verwenden Sie  und .
- HMI -Menüpfade werden fettgedruckt dargestellt, z. B.:
Wählen Sie **Hauptmenü/Einstellungen**.
- LHMI -Meldungen werden in der Schriftart Courier angezeigt, z. B.:
Um Änderungen in einem nicht-flüchtigen Speicher abzulegen, wählen Sie `Ja` und drücken .
- Parameternamen werden kursiv gedruckt dargestellt, z. B.:
Die Funktion kann mit der Einstellung *Operation* an- und abgeschaltet werden.
- Das Zeichen ^ vor einem Eingangs- oder Ausgangssignalnamen im Funktionsblocksymbol für eine Funktion bedeutet, dass der Benutzer im Bedien- und Parametriertool PCM600 einen eigenen Signalnamen einsetzen kann.
- Das Zeichen * nach einem Eingangs- oder Ausgangssignalnamen im Funktionsblocksymbol für eine Funktion bedeutet, dass das Signal mit einem anderen Funktionsblock in der Anwendungskonfiguration verbunden werden muss, um eine gültige Anwendungskonfiguration zu erhalten.

Abschnitt 2 Anwendung

2.1 REL650 - Anwendung

Das REL650 wird zum Schutz, zur Steuerung und zur Überwachung von Freileitungen und Kabeln in niederohmig geerdeten Netzen oder Netzen mit Erdschlusskompensation verwendet. Das IED kann bis zu den höchsten Spannungsebenen verwendet werden. Es eignet sich für den Schutz stark belasteter Leitungen und Leitungen mit mehreren Enden, bei denen ein schnelles ein- und/oder dreipoliges Auslösen erforderlich ist.

Der Distanzschutz ist für den Schutz von Hochspannungsleitungen mit hoher Empfindlichkeit bei niedrigen Anforderungen an die Gegenstations-Kommunikation bestimmt. Die fünf Zonen verfügen über völlig unabhängige Messungen und Einstellungen, wodurch man eine hohe Flexibilität für die Anwendung bei allen Arten von Leitungen und Kabeln erhält.

Die moderne technische Lösung bei diesem IED ermöglicht eine schnelle Ansprechzeit von typischerweise 1,5 Zyklen bzw. 30 ms in Netzen mit 50 Hz Bemessungsfrequenz.

Die Wiedereinschaltautomatik arbeitet mit der Synchrocheck-Funktion mit schneller und/oder verzögerter Wiedereinschaltung zusammen.

Zu den lieferbaren Funktionen, womit der Anwender in die Lage versetzt wird, eine Vielzahl von Anwendungsanforderungen zu erfüllen, gehören u. a. hoch einstellbarer, unverzögerter Leiter-Überstromschutz und Erdfehlerschutz, Funktionen zum vierstufigen gerichteten oder ungerichteten zeitverzögerten Leiter-Überstromschutz und zeitverzögerten Erdfehlerschutz sowie Funktionen zum empfindlichen Schutz bei Erdfehlern für isolierte oder kompensierte Netze und Funktionen zum thermischen Überlastschutz und zum zweistufigen Unter- und Überspannungsschutz.

Distanz- und Erdfehlerschutz können mit beliebigen Verfahren zum Vergleichsschutz mit binärer Signalübertragung zur Gegenstation kommunizieren.

Für spezielle Anwendungen sind erweiterte Logikfunktionen verfügbar, die eine Aufbereitung der Benutzerlogik mit einem graphischen Tool ermöglichen.

Stördatenaufzeichnung und Fehlerorter stehen zur Verfügung, um die Fehleranalyse nach Netzstörungen zu ermöglichen.

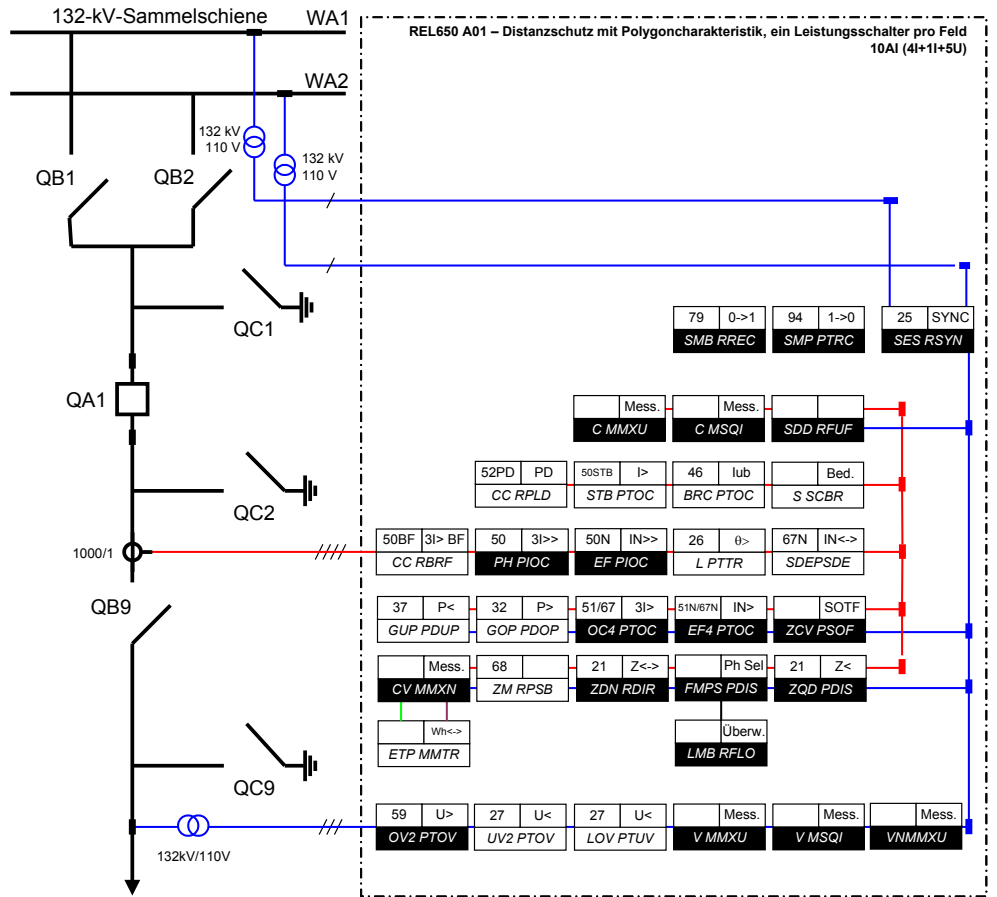
Drei Ausführungen wurden für die folgenden Anwendungen vorkonfiguriert:

-
- Fünf-Zonen-Distanzschutz mit polygonaler Auslösecharakteristik (A01)
 - Fünf-Zonen-Distanzschutz mit Mho-Charakteristik (A05)
 - Fünf-Zonen-Distanzschutz mit polygonaler Charakteristik, einpolige Auslösung (A11)

Die Ausführungen sind vorkonfiguriert und sofort einsetzbar. Die Analog- und Auslöse-E/A sind für die grundlegenden Verwendungen vordefiniert.

Fügen Sie bei der Bestellung binäre Ein-/Ausgänge entsprechend Ihren Anwendungsanforderungen hinzu. Weitere Signale müssen, wie für die jeweilige Anwendung benötigt, gewählt werden.

Das graphische Konfigurations-Tool sorgt dafür, dass Überprüfungen und Inbetriebnahmen einfach und schnell durchgeführt werden können.

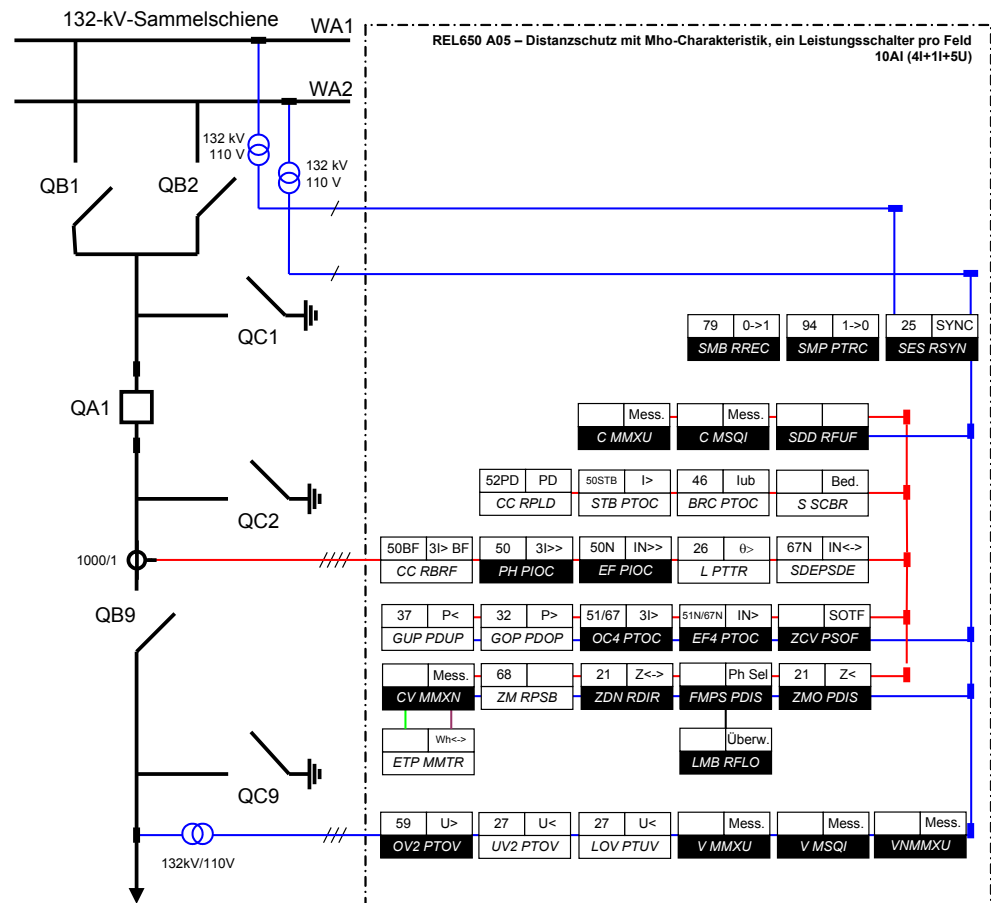


Techn. Daten Leitung
 Leitungslänge: 50 km
 Leitungsimpedanz, Mitsystem: 0,195+j*0,410 Ohm/primär/km
 Leitungsimpedanz, Nullsystem: 0,400+j*1,310 Ohm/primär/km

Weitere konfigurierte Funktionen					Parametereinstellungen, Funktion eingeschaltet (Default):		Parametereinstellungen, Funktion ausgeschaltet (Default):		
85		85		85	Übwg.	ANSI	IEC	ANSI	IEC
ZC	PSCH	ZCRW	PSCH	EC	PSCH	IEC61850		DNP	
				ECRW	PSCH				IEC60870-5-103
				DRP	RDRE				
	Bed.		Bed.						
	TCS	SCBR	SPVN	ZBAT					

=IEC09000653=2=de=Original.vsd

Abb. 2: Typische Schutz-Anwendung für polygonale Distanzzonen in einer Einleistungsschalter-Anordnung.



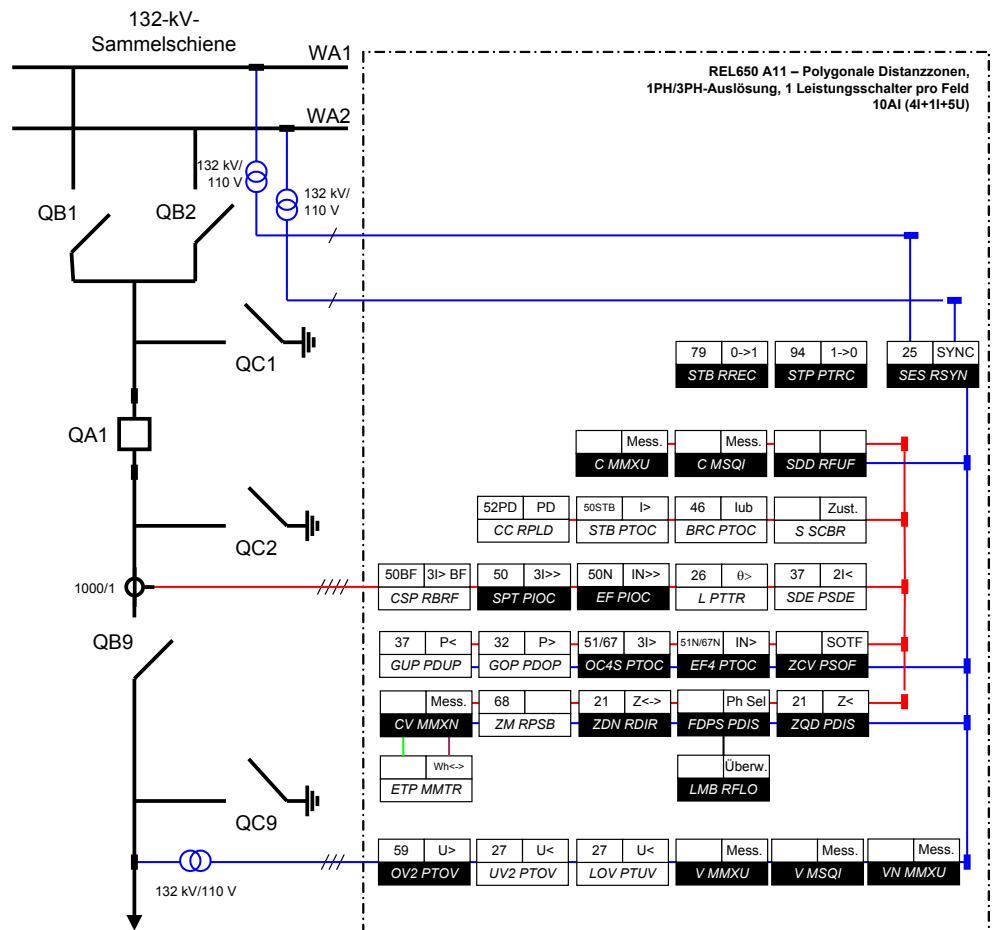
Techn. Daten Leitung

Leitungslänge: 50 km
 Leitungsimpedanz, Mitsystem: $0,195+j*0,410$ Ohm/primär/km
 Leitungsimpedanz, Nullsystem: $0,400+j*1,310$ Ohm/primär/km

Weitere konfigurierte Funktionen				Funktion in den Einstellungen aktiviert		Funktion in den Einstellungen deaktiviert	
85	85	85	85	ANSI	IEC	ANSI	IEC
ZC PSCH	ZCRW PSCH	EC PSCH	ECRW PSCH	IEC61850	DNP	ANSI	IEC
			Überw.				
			DRP RDRE				
	Bed.	Bed.					
	TCS SCBR	SPVN ZBAT					

=IEC09000654-z=de=Original.vsd

Abb. 3: Typische Schutz-Anwendung für Mho-Distanzonen in einer Einleistungsschalter-Anordnung.



Leitungsdaten
 Leitungslänge: 50 km
 Leitungsimpedanz, Mitsystem: 0,195+j*0,410 Ohm in Primärwerten/km
 Leitungsimpedanz, Nullsystem: 0,400+j*1,310 Ohm in Primärwerten/km

Weitere konfigurierte Funktionen					Parametereinstellungen, Funktionen eingeschaltet (Default):		Parametereinstellungen, Funktionen ausgeschaltet (Default):			
85	85	85	85	Monit.	ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC
ZC PSCH	ZCWS PSCH	EC PSCH	ECRW PSCH	DRP RDRE	IEC61850		DNP		IEC60870-5-103	
	Zust.		Zust.							
	TCS SCBR		SPVN ZBAT							

=IEC10000342=1=de=Original.vsd

Abb. 4: Eine typische Schutzanwendung für Distanzonen mit polygonaler Auslösecharakteristik in einer Einleistungsschalter-Anordnung, einpolige Auslösung

2.2 Verfügbare Funktionen

2.2.1 Hauptschutzfunktionen

IEC 61850 / Funktionsblockbezeichnung	ANSI	Funktionsbeschreibung	Leitungsdistanz		
			REL650 (A01) 3ph/1LS, polygonal	REL650 (A05) 3ph/1LS, Mho	REL650 (A11) 1Ph/1CB
Impedanzschutz					
ZQDPDIS	21	Fünf-Zonen-Distanzschutz, Polygonalcharakteristik	1		1
FDPSPDIS	21	Leiterauswahl mit Lastaussparung, Polygoncharakteristik	1		1
ZMOPDIS	21	Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho		1	
FMPSPDIS	21	Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastaussparung für Mho		1	
ZDNRDIR	21	Gerichtete Impedanz, polygonal und Mho	1	1	1
PPLPHIZ		Leiterbevorzugungslogik	1	1	1
ZMRPSB	68	Netzpendelungserkennung	1	1	1
ZCVPSOF		Logik für das Schalten auf Kurzschluss, spannungs- und strombasiert	1	1	1

2.2.2 Backup-Schutzfunktionen

IEC 61850/ Funktionsblockbezeichnung	ANSI	Funktionsbeschreibung	Leitungsdistanz		
			REL650 (A01) 3ph/1LS, Vierer	REL650 (A05) 3ph/1LS, Mho	REL650 (A11) 1Ph/1CB
Stromschutz					
PHPIOC	50	Unverzögerter dreiphasiger Leiter-Überstromschutz	1	1	
SPTPIOC	50	Unverzögerter dreiphasiger Leiter-Überstromschutz			1
OC4PTOC	51/67	Vierstufiger gerichteter Leiter-Überstromschutz	1	1	
OC4SPTOC	51/67	Vierstufiger gerichteter Leiter-Überstromschutz			1
EFPIOC	50N	Unverzögerter Erdfehlerschutz	1	1	1
EF4PTOC	51N/67N	Vierstufiger gerichteter Erdfehlerschutz	1	1	1
SDEPSDE	67N	Sensitiver gerichteter Nullstrom- und Nulleistungsschutz	1	1	1
UC2PTUC	37	Zeitverzögerter zweistufiger Unterstromschutz	1	1	1
LPTTR	26	Thermischer Überlastschutz	1	1	1
CCRBRF	50BF	Schaltversagerschutz	1	1	

Fortsetzung auf nächster Seite

IEC 61850/ Funktionsblock- bezeichnung	ANSI	Funktionsbeschreibung	Leitungsdistanz		
			REL650 (A01) 3ph/1LS, Vierer	REL650 (A05) 3ph/1LS, Mho	REL650 (A11) 1Pn/1CB
CSPRBRF	50BF	Schalerversagerschutz			1
STBPTOC	50STB	T-Zonenschutz	1	1	1
CCRPLD	52PD	Polgleichlaufüberwachung	1	1	1
BRCPTOC	46	Leiterbruchüberwachung	1	1	1
GUPPDUP	37	Gerichteter Unterleistungsschutz	1	1	1
GOPPDOP	32	Gerichteter Überleistungsschutz	1	1	1
DNSPTOC	46	Schiefastschutz	1	1	1
Spannungsschutz					
UV2PTUV	27	Zweistufiger Unterspannungsschutz	1	1	1
OV2PTOV	59	Zweistufiger Überspannungsschutz	1	1	1
ROV2PTOV	59N	Zweistufiger Null-Überspannungsschutz	1	1	1
LOVPTUV	27	Spannungslosigkeitsüberwachung	1	1	1
Frequenzschutz					
SAPTUF	81	Unterfrequenzschutz	2	2	2
SAPTOF	81	Überfrequenzschutz	2	2	2
SAPFRC	81	Frequenzänderungsschutz	2	2	2

2.2.3 Steuerungs- und Überwachungsfunktionen

IEC 61850 / Funktions- blockbezeichnung	ANSI	Funktionsbeschreibung	Leitungsdistanz		
			REL650 (A01) 3ph/1LS, Vierer	REL650 (A05) 3ph/1LS, Mho	REL650 (A11) 1Pn/1CB
Steuerung					
SESRSYN	25	Synchronisieren, Synchrocheck, Einschaltprüfung	1	1	1
SMBRREC	79	Automatische Wiedereinschaltung (AWE)	1	1	
STBRREC	79	Automatische Wiedereinschaltung (AWE)			1
QCBAY		Schaltheheit	1	1	1
LOCREM		Handhabung von LR-Schaltstellungen	1	1	1
LOCREMCTRL		LHMI-Schaltheheit über Permitted Source To Operate (PSTO)	1	1	1
SLGGIO		Logikdrehshalter zur Funktionsauswahl und LHMI-Darstellung	15	15	15
VSGGIO		Mini-Wahlschalter	20	20	20

Fortsetzung auf nächster Seite

IEC 61850 / Funktionsblockbezeichnung	ANSI	Funktionsbeschreibung	Leitungsdistanz		
			REL650 (A01) 3ph/1LS, Vierer	REL650 (A05) 3ph/1LS, Mino	REL650 (A11) 1Ph/1CB
DPGGIO		Generischer Doppelmeldung-Funktionsblock	16	16	16
SPC8GGIO		Allgemeiner Einzelbefehl, 8 Signale	5	5	5
AUTOBITS		AutomationBits, Befehlsfunktion für DNP3.0	3	3	3
I103CMD		Funktions-Befehle für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103IEDCMD		Geräte-Befehle für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103USRCMD		Funktions-Befehle, benutzerdefiniert, für IEC 60870-5-103	4	4	4
I103GENCMD		Funktions-Befehle, übergeordnet, für IEC 60870-5-103	50	50	50
I103POSCMD		Geräte-Befehle mit Position und Auswahl für IEC 60870-5-103	50	50	50
Sekundäres Überwachungssystem					
CCSRDIF	87	Stromwandlerkreisüberwachung	1	1	1
SDDRFUF		Spannungswandlerkreis-Überwachung	1	1	1
TCSSCBR		Auskreisüberwachung	3	3	3
Logik					
SMPPTRC	94	Auslöselogik	1	1	
SPTPTRC	94	Auslöselogik			1
TMAGGIO		Auslösematrix-Logik	12	12	12
OR		Konfigurierbare Logikblöcke, ODER	283	283	283
INVERTER		Konfigurierbare Logikblöcke, NICHT	140	140	140
PULSETIMER		Konfigurierbare Logikblöcke, IMPULSZEITGLIED	40	40	40
GATE		Konfigurierbare Logikblöcke, steuerbares GATTER	40	40	40
XOR		Konfigurierbare Logikblöcke, EXCLUSIVE-ODER	40	40	40
LOOPDELAY		Konfigurierbare Logikblöcke, SCHLEIFENVERZÖGERUNG	40	40	40
TIMERSET		Konfigurierbare Logikblöcke, ZEITVERZÖGERUNGSGLIED	40	40	40
AND		Konfigurierbare Logikblöcke, UND	280	280	280
SRMEMORY		Konfigurierbare Logikblöcke, SR-SPEICHER	40	40	40
RSMEMORY		Konfigurierbare Logikblöcke, RS-SPEICHER	40	40	40
FXDSIGN		Fester Signalfunktionsblock	1	1	1
B16I		Umwandlung von Boolescher 16 in Integer	16	16	16
B16IFCVI		Umwandlung von Boolesch 16 in Integer mit Darstellung logischer Knoten	16	16	16
IB16A		Umwandlung von Integer in Boolesch 16	16	16	16
IB16FCVB		Umwandlung von Integer in Boolesch 16 mit Darstellung logischer Knoten	16	16	16
Überwachung					

Fortsetzung auf nächster Seite

IEC 61850 / Funktionsblockbezeichnung	ANSI	Funktionsbeschreibung	Leitungsdistanz		
			REL650 (A01) 3ph/1LS, Vierer	REL650 (A05) 3ph/1LS, Mho	REL650 (A11) 1Ph/1CB
CVMMXN		Messfunktionen	6	6	6
CMMXU		Messung Leiterstrom	10	10	10
VMMXU		Messung Leiter-Leiter-Spannung	6	6	6
CMSQI		Messung symmetrischer Stromkomponenten	6	6	6
VMSQI		Messung symmetrischer Spannungskomponenten	6	6	6
VNMMXU		Leiter-Erde-Spannungsmessung	6	6	6
CNTGGIO		Ereigniszähler	5	5	5
DRPRDRE		Stördatenbericht	1	1	1
AxRADR		Analogeingangssignale	4	4	4
BxRBDR		Binäreingangssignale	6	6	6
SPGGIO		Generischer Einzelmeldungsfunktionsblock	64	64	64
SP16GGIO		Generischer Meldungsfunktionsblock, 16 Signale	16	16	16
MVGGIO		Generischer Messwertfunktionsblock	16	16	16
MVEXP		Messwertexpansion	66	66	66
LMBRFLO		Fehlerorter	1	1	1
SPVNZBAT		Überwachung der Stationsbatterie	1	1	1
SSIMG	63	Isoliergasüberwachung	1	1	1
SSIML	71	Isolierflüssigkeit-Überwachung	1	1	1
SSCBR		Leistungsschalterzustandsüberwachung	1	1	1
I103MEAS		Messwerte für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103MEASUSR		Messwerte, benutzerdefinierte Signale für IEC 60870-5-103	3	3	3
I103AR		Funktionsstatus, Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter, für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103EF		Funktionsstatus, Erdfehlerstrom, für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103FLTPROT		Funktionsstatus, Fehlerschutz, für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103IED		Gerätestatus für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103SUPERV		Überwachungsstatus für IEC 60870-5-103	1	1	1
I103USRDEF		Status für benutzerdefinierte Signale für IEC 60870-5-103	20	20	20
Betriebszählung					
PCGGIO		Impulszählerlogik	16	16	16
ETPMTR		Funktion für die Energieberechnung und Nachfragebearbeitung	3	3	3

2.2.4 Kommunikation

IEC 61850 / Funktionsblockbezeichnung	ANSI	Funktionsbeschreibung	Leitungsdistanz		
			REL650 (A01) 3ph/1LS, Vierer	REL650 (A05) 3ph/1LS, Mho	REL650 (A11) 1Ph/1CB
Stationskommunikation					
		IEC 61850-Kommunikationsprotokoll, LAN1	1	1	1
		DNP3.0 für TCP/IP-Kommunikationsprotokoll, LAN1	1	1	1
IEC 60870-5-103		IEC 60870-5-103 serielle Kommunikation über ST-Stecker	1	1	1
GOOSEINTLKRCV		Horizontale Kommunikation über GOOSE für Verriegelung	59	59	59
GOOSEBINRCV		GOOSE-Funktionsblock für den Empfang binärer Signale	4	4	4
ETHFRNT ETHLAN1 GATEWAY		Ethernet-Konfiguration von frontseitigem Anschluss, LAN1-Port und Gateway			
GOOSEDPRCV		GOOSE-Funktionsblock für den Empfang einer Doppelmeldung	32	32	32
GOOSEINTRCV		Funktionsblock für GOOSE-Empfang eines ganzzahligen Wertes	32	32	32
GOOSEMVRCV		Funktionsblock für GOOSE-Empfang eines Messwertes	16	16	16
GOOSESRCV		GOOSE-Funktionsblock für den Empfang einer Einzelmeldung	64	64	64
Signalvergleich mit Übertragung binärer Signale					
ZCPSCH	85	Logik zum Signalvergleichschutz für Distanz- bzw. Überstromschutz	1	1	1
ZCRWPSCH	85	Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz	1	1	
ZCWSPSCH	85	Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz			1
ZCLPLAL		Lokale Beschleunigungslogik	1	1	1
ECPSCH	85	Logik zum Signalvergleichschutz für Erdfehlerschutz	1	1	1
ECRWPSCH	85	Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Erdfehlerschutz	1	1	1

2.2.5 Grundfunktionen des Geräts

IEC 61850 / Funktionsblockbezeichnung	Funktionsbeschreibung	
In allen Produkten enthaltene Grundfunktionen		
INTERRSIG	Interne Fehlersignale der Selbstüberwachung	1
SELSUPEVLST	Interne Fehlersignale der Selbstüberwachung	1
Fortsetzung auf nächster Seite		

IEC 61850 / Funktionsblockbezeichnung	Funktionsbeschreibung	
SNTP	Zeitsynchronisation	1
TIMESYNCHGEN	Zeitsynchronisation	1
DSTBEGIN, DSTEND, TIMEZONE	Zeitsynchronisierung, Zeitumstellung Sommer-/Winterzeit	1
IRIG-B	Zeitsynchronisation	1
SETGRPS	Handhabung von Parametersätzen	1
ACTVGRP	Parametersätze	1
TESTMODE	Prüfmodus	1
CHNGLCK	Änderungssperre	1
TERMINALID	IED-Identifikatoren	1
PRODINF	Produktinformationen	1
PRIMVAL	Primärsystemwerte	1
SMAL_20_1-12	Signalmatrix für Analogeingänge	2
3PHSUM	Dreiphasige Summierungsblockierung	12
GBASVAL	Global definierte Werte für Einstellungen	6
ATHSTAT	Befugnisstatus	1
ATHCHK	Befugnischeck	1
FTPACCS	FTP-Zugriff mit Passwort	1
DOSFRNT	Dienstverweigerung, Framerate-Kontrolle für vorderen Anschluss	1
DOSLAN1	Dienstverweigerung, Framerate-Kontrolle für LAN1-Anschluss	1
DOSSCKT	Dienstverweigerung, Socket-Flusskontrolle	1

2.3 REL650 - Anwendungsbeispiele

2.3.1 Anpassung an unterschiedliche Anwendungen

Das IED ist für den Leitungsschutz bestimmt und wird in einer Variante für eine vordefinierte Konfiguration mit polygonaler Auslösecharakteristik geliefert.

Das IED wird ebenso in einer Variante für eine vordefinierte Konfiguration mit Mho-Charakteristik geliefert.

Das Gerät kann für zahlreiche Anwendungen verwendet werden. Ermöglicht wird dies durch die umfassende Funktionsbibliothek im Gerät.

Eine Auswahl häufiger Anwendungen wird nachfolgend beschrieben.

- Anwendung 1: Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung
- Anwendung 2: Kabelstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung
- Anwendung 3: Parallele Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung
- Anwendung 4: Freileitungsstrecke mit Transformator in einem Netz mit niederohmiger Erdung
- Anwendung 5: Freileitungsstrecke in einem Netz mit hochohmiger Erdung

2.3.2

Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung

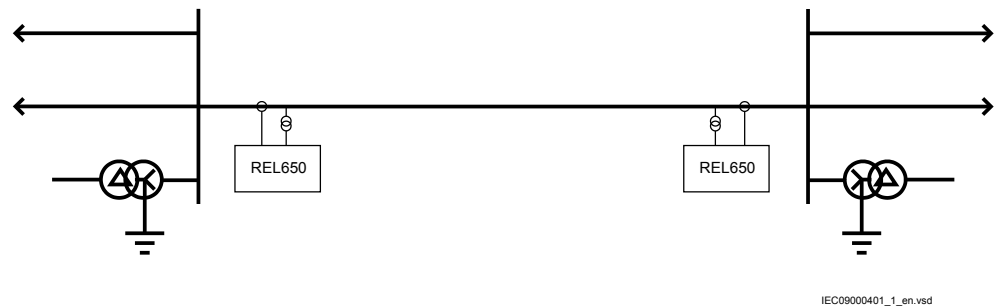


Abb. 5: Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung

Tabelle 1: Daten der Übertragungsleitung im Anwendungsbeispiel

Parameter	Wert
Systemspannung	110 - 220 kV
Leitungslänge	10 - 150 km
Kurzschlussleistung an beiden Leitungsenden	500 - 10.000 MVA
Leitung R/X	≈ 0,25

2.3.3

Kabelstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung

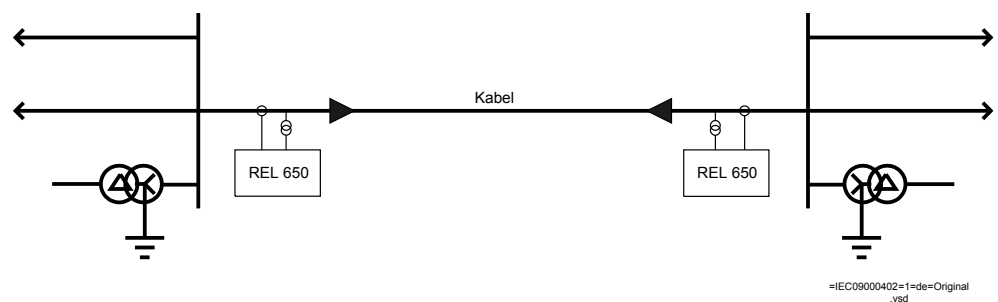


Abb. 6: Kabelstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung

Tabelle 2: *Daten der Übertragungsleitung im Anwendungsbeispiel*

Parameter	Wert
Systemspannung	110 - 220 kV
Leitungslänge:	2 - 10 km
Kurzschlussleistung an beiden Leitungsenden	500 - 10.000 MVA
Leitung R/X	≈ 1,0

2.3.4

Parallele Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung

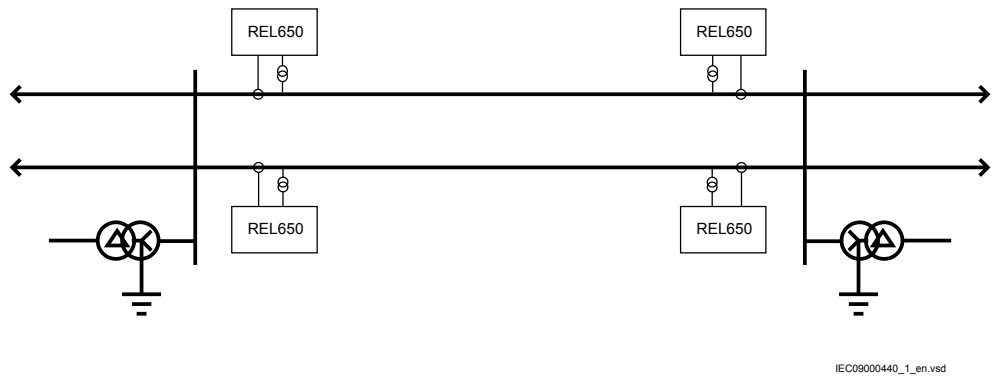


Abb. 7: *Parallele Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung*

Tabelle 3: *Daten der Übertragungsleitung im Anwendungsbeispiel*

Parameter	Wert
Systemspannung	110 - 220 kV
Leitungslänge	10 - 150 km
Kurzschlussleistung an beiden Leitungsenden	500 - 10.000 MVA
Leitung R/X	≈ 0,25

2.3.5

Freileitungsstrecke mit Transformator in einem Netz mit niederohmiger Erdung

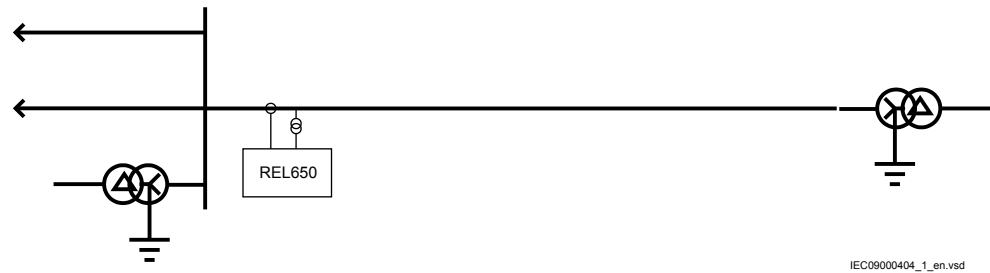


Abb. 8: Freileitungsstrecke mit Transformator in einem Netz mit niederohmiger Erdung

Tabella 4: Daten der Übertragungsleitung im Anwendungsbeispiel

Parameter	Wert
Systemspannung	110 - 220 kV
Leitungslänge	10 - 20 km
Kurzschlussleistung	500 - 10.000 MVA
Leitung R/X	≈ 0,25

2.3.6

Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung

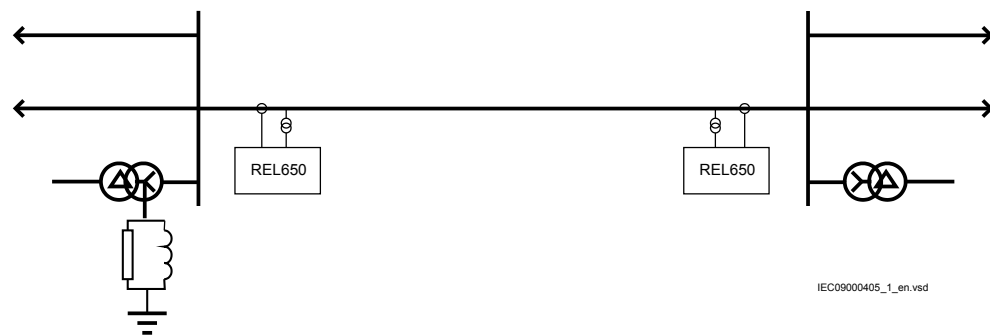


Abb. 9: Freileitungsstrecke in einem Netz mit niederohmiger Erdung

Tabella 5: Daten der Übertragungsleitung im Anwendungsbeispiel

Parameter	Wert
Systemspannung	40 - 110 kV
Leitungslänge	5 - 80 km
Kurzschlussleistung an beiden Leitungsenden	200 - 7.000 MVA
Leitung R/X	≈ 0,25

2.3.7 Funktionalitätstabelle

Die Vorschläge für die Funktionsauswahl für unterschiedliche Anwendungen wird in Tabelle 6 gezeigt. Die Empfehlungen bedeuten Folgendes:

Ein: Es wird empfohlen, die Funktion in der Anwendung zu aktivieren.

Aus: Es wird empfohlen, die Funktion in der Anwendung zu deaktivieren.

Anwendungsabhängig: Die Entscheidung darüber, ob die Funktion aktiviert wird, hängt von den für den jeweiligen Fall spezifischen Bedingungen ab.



Anwendung 1 - 5 in Tabelle 6 entsprechen den Anwendungsbeispielen in den vorherigen Abschnitten.

Tabelle 6: Auswahl von Funktionen in unterschiedlichen Anwendungen

Funktion	Anwendung 1	Anwendung 2	Anwendung 3	Anwendung 4	Anwendung 5
Fünf-Zonen-Distanzschutz, polygonale Auslösecharakteristik ZQDPDIS	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Leiterauswahl mit Lastkompensation, polygonale Auslösecharakteristik FDPSPDIS	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastkompensation für Mho FMPSPDIS	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
ZCLCPLAL - Beschleunigungslogik	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Leiterbevorzugungslogik PPLPHIZ	Aus	Aus	Aus	Aus	Ein
Pendelungsüberwachung ZMRPSB	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Aus	Anwendungsabhängig
Logik für Schalten auf Kurzschluss, spannungs- und strombasiert, ZCVPSOF	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Unverzögerter Leiter-Überstromschutz PHPIOC	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Vierstufiger Leiter-Überstromschutz OC4PTOC	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Unverzögerter Erdfehlerschutz EFPIOC	Ein	Ein	Ein	Ein	Aus
Vierstufiger Erdfehlerschutz EF4PTOC	Ein	Ein	Ein	Ein	Aus
Vergleichsschutz mit binärer Signalübertragung - Logik für Distanz- bzw. Überstromschutz ZCPSCH	Anwendungsabhängig	Ein	Ein	Aus	Anwendungsabhängig
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz ZCRWPSCH	Anwendungsabhängig	Ein	Ein	Aus	Anwendungsabhängig
Vergleichsschutz mit binärer Signalübertragung - Logik für Erdfehlerschutz ECPSCH	Anwendungsabhängig	Ein	Ein	Aus	Aus
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Erdfehlerschutz ECRWPSCH	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Ein	Aus	Aus
Gerichteter empfindlicher Erdfehlerschutz und Nullleistungsschutz SDEPSDE	Aus	Aus	Aus	Aus	Ein
Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante LPTR	Anwendungsabhängig	Ein	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Fortsetzung auf nächster Seite					

Funktion	Anwendung 1	Anwendung 2	Anwendung 3	Anwendung 4	Anwendung 5
Schaltversagerschutz CCRBRF	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Polgleichlaufüberwachung CCRPLD	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Leiterbruchüberwachung BRCPTOC	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Ein
Gerichteter Unterleistungsschutz GUPPDUP	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Gerichteter Überleistungsschutz GOPPDOP	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Schieflastschutz DNSPTOC	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Zweistufiger Unterspannungsschutz UV2PTUV	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Zweistufiger Überspannungsschutz OV2PTOV	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Zweistufiger Nullspannungsschutz ROV2PTOV	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Ein
Spannungslosigkeitsüberwachung LOVPTUV	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Unterfrequenzschutz SAPTUF	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Überfrequenzschutz SAPTOF	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Frequenzänderungsschutz SAPFRC	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig	Anwendungsabhängig
Stromwandlerkreisüberwachung CCSRDIF	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Spannungswandlerkreisüberwachung SDDRFUF	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Auskreisüberwachung TCSSCBR	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
Automatische Wiedereinschaltung SMBRREC	Ein	Aus	Ein	Ein	Ein

Abschnitt 3 REL650 - Einstellungsbeispiele

3.1 Einstellungsbeispiel für eine Übertragungsleitung in einem Netz mit niederohmiger Erdung

Das Anwendungsbeispiel ist eine 138-kV-Leitung wie in Abbildung [10](#)

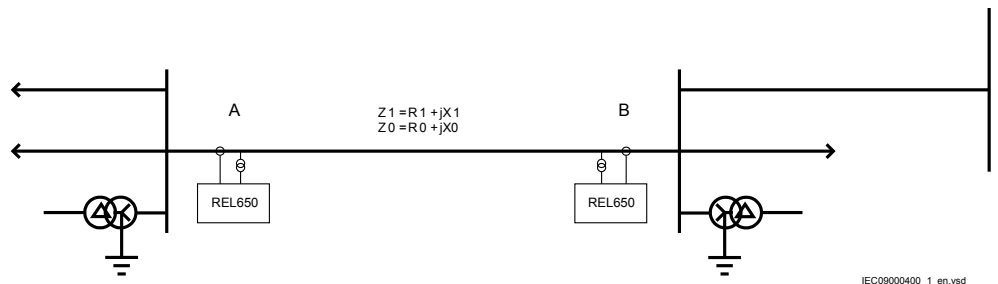


Abb. 10: Übertragungsleitung in einem Netz mit niederohmiger Erdung

Es werden folgende Daten zugrunde gelegt:

Tabelle 7: Daten der Übertragungsleitung im Anwendungsbeispiel

Entität	Wert
Leitungslänge	50 km
Mitsystemimpedanz	$(0,05 + j 0,35) \Omega/\text{km} \Rightarrow (2,5 + j17,5) \Omega$
Nullimpedanz	$(0,15 + j 1,00) \Omega/\text{km} \Rightarrow (7,5 + j50) \Omega$
Hohe Mitsystem-Quellimpedanz bei A	$j10 \Omega$ (ca. 1900 MVA)
Niedrige Mitsystem-Quellimpedanz bei A	$j3,2 \Omega$ (ca. 6000 MVA)
Hohe Nullsystem-Quellimpedanz bei A	$j8 \Omega$
Niedrige Nullsystem-Quellimpedanz bei A	$j5 \Omega$
Hohe Mitsystem-Quellimpedanz bei B	$j10 \Omega$ (ca. 1900 MVA)
Niedrige Mitsystem-Quellimpedanz bei B	$j3,2 \Omega$ (ca. 6000 MVA)
Hohe Nullsystem-Quellimpedanz bei B	$j8 \Omega$
Niedrige Nullsystem-Quellimpedanz bei B	$j5 \Omega$
Stromwandlerübersetzungsverhältnis bei A und B	1 000/1 A
Spannungswandlerübersetzungsverhältnis an A und B	$\frac{143}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
Maximale Leistungsübertragung auf der Leitung	180 MVA



In den Einstellungsbeschreibungen werden nur Einstellungen beschrieben, die aufgrund der spezifischen Anwendung angepasst werden müssen. Es wird empfohlen, die Standardeinstellungen für alle Einstellungen beizubehalten, die nicht beschrieben werden. Bitte beachten Sie das Technische Handbuch und die dort aufgeführten Einstellungstabellen für jede Schutz- und Steuerfunktion.



Bitte beachten Sie das Kapitel für die Einstellrichtlinien im Anwendungshandbuch über Informationen zum Einstellen von Funktionen, die nicht in den Einstellungsbeispielen aufgeführt sind.



Verwenden Sie das Parametereinstellungstool im PCM600, um das IED gemäß den Berechnungen für die jeweilige Anwendung einzustellen.

3.1.1

Berechnen der allgemeinen Einstellungen für analoge TRM-Eingänge 4I 1I 5U

Das Transformatormodul (TRM) kann 4 Stromeingänge (abgezweigt an 1 oder 5 A), 1 Stromeingang (abgezweigt 0,1 oder 0,5 A) und 5 Spannungseingänge umfassen.

Die Stromwandler (Gruppe aus drei Stromwandlern) sind verbunden mit den Eingängen 1 – 3 (L1, L2, L3).

Der Stromwandler für die Erdfehlerstromerfassung der Parallelleitung kann mit Eingang 4 (IN, COMP) verbunden werden.

Der Stromwandler für die Erdfehlerstromerfassung der geschützten Leitung kann mit Eingang 5 (IN) verbunden werden. Dieser Eingang hat einen geringeren Bemessungsstrom und gestattet eine empfindliche Erdfehlererkennung.

Die Leitungs-Spannungswandler sind verbunden mit den Eingängen 6 – 8 (L1, L2, L3).

Die Sammelschienen-Spannungswandler (Sammelschiene 1 und 2) können mit den Eingängen 9 – 10 (Einphaseneingang Leiter-Erde oder Leiter-Leiter) verbunden werden.

Die Stromwandler-Eingänge werden wie folgt gesetzt:

1. Setzen der primären und sekundären Werte für Stromwandler-Eingang 1.
 - 1.1. Setzen von *CTStarPoint1* auf *zum Schutzobjekt*

(Der Sekundärkreis des Stromwandlers ist geerdet zur geschützten Leitung)

- 1.2. Setzen von $CTSec1$ auf $1 A$
(der Sekundärbemessungsstrom des Stromwandlers)
- 1.3. Setzen von $CTPrim1$ auf $1000 A$
(der Primärbemessungsstrom des Stromwandlers)
2. Setzen derselben Werte für die Stromeingänge 2 und 3.



Stromeingang 4 kann für den Bemessungsstrom in der geschützten Leitung verwendet werden. Dieser Strom soll den Einfluss der Fehlerortfunktion auf die Parallelleitung kompensieren. Für diese Anwendung wird der Eingang jedoch nicht verwendet.



Stromeingang 5 kann für die Verwendung des Stromwandlers zum Nullstromschutz verwendet werden. Ein spezieller Stromwandler mit einem angepassten Übersetzungsverhältnis für einen Schutz mit hoher Empfindlichkeit. Für diese Anwendung wird der Eingang jedoch nicht verwendet.

3. Setzen der primären und sekundären Werte für Spannungswandler-Eingang 6.
 - 3.1. Setzen von $VTSec6$ auf $110 V$
(die Bemessungsspannung der Sekundärseite des Spannungswandlers, vorliegend als Leiter-Leiter-Spannung)
 - 3.2. Setzen von $VTPrim6$ auf $143 kV$
(die Bemessungsspannung der Sekundärseite des Spannungswandlers, vorliegend als Leiter-Leiter-Spannung)
4. Setzen derselben Werte für die Eingänge 7 und 8.



Spannungseingänge 9 und 10 können für Messung der Sammelschienenspannung verwendet werden, um Synchrocheck-Funktion zu aktivieren. Für diese Anwendung werden die Eingänge nicht verwendet.

3.1.2

Berechnen der Einstellungen für globale Bezugswerte für die Einstellfunktion GBSVAL

Jede Funktion verwendet primäre Bezugswerte für die Einstellung. Die Bezugswerte sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion definiert. Es können sechs globale Bezugswerte für Einstellfunktionen aufgenommen werden: Nur ein globaler Bezugswert wird für die

Einstellungsfunktionen der Übertragungsleitung im Netz mit niederohmiger Erdung benötigt.

Setzen Sie die Parameter für die globalen Bezugswerte der Einstellungsfunktionen gemäß den primären Bemessungswerten des Messwandlers (empfohlen).

1. Setzen Sie I_{Base} auf 1000 A
2. Setzen Sie U_{Base} auf 143 kV
3. Setzen Sie S_{Base} auf $247,7\text{ MVA}$ ($S_{Base} = \sqrt{3} \cdot U_{Base} \cdot I_{Base}$)



Die Einstellung *GlobalBaseSel* in einer Schutz- und Steuerfunktion verweist auf globale Bezugswerte für die Einstellungsfunktion mit Bezug auf Primärwerte.

3.1.3

Einstellungsberechnung für den Fünf-Zonen-Distanzschutz, mit polygonaler Auslösecharakteristik ZQDPDIS

Der Distanzschutz dient folgenden Zwecken:

- Hauptschutz für Leitungskurzschlüsse
- Hauptschutz für Leiter-Erde-Fehler in der Leitung
- Hauptschutz für Kurzschlüsse in der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene (als Reserveschutz für die Sammelschiene)
- Hauptschutz für Leiter-Erde-Fehler in der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene (als Reserveschutz für die Sammelschiene)
- Ferner Reserveschutz für Kurzschlüsse in den 138-kV-Leitungen, die von der angrenzenden Sammelschiene abgehen
- Ferner Reserveschutz für Leiter-Erde-Fehler in den 138-kV-Leitungen der angrenzenden Sammelschiene
- Ferner Reserveschutz für Kurzschlüsse im Transformator, der mit der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene verbunden ist
- Ferner Reserveschutz für Leiter-Erde-Fehler im Transformator, der mit der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene verbunden ist

Die Funktion der Zonen für den Distanzschutz A ist in Abbildung [11](#) zu sehen.

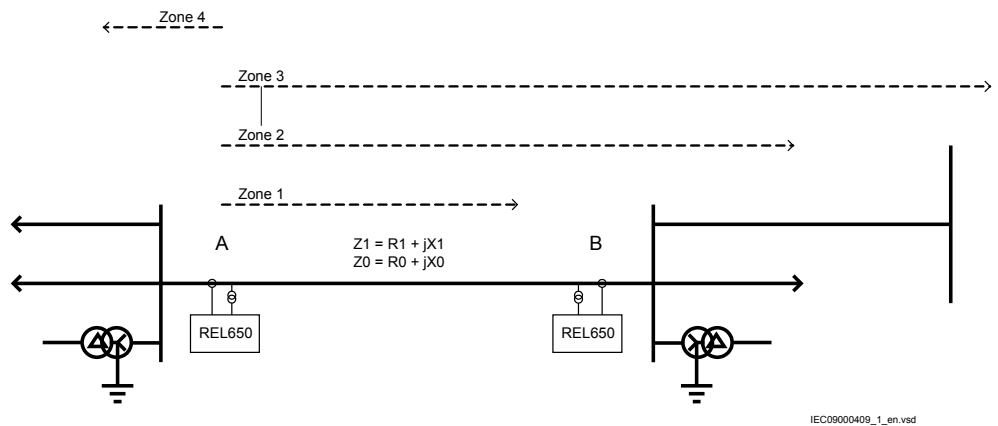


Abb. 11: Reichweite der Distanzschutz-Zonen

Zone 1 mit schneller Auslösung, erkennt die meisten Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in der geschützten Leitung. Gleichzeitig muss die Selektivität sichergestellt sein. Daher wird der meiste Fernteil der Leitung nicht von Zone 1 abgedeckt.

Zone 2 erkennt, mit einer kurzen Verzögerung, Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in dem Teil der geschützten Leitung, der nicht von Zone 1 abgedeckt wird. Die Verzögerung sollte ausreichen, um die Selektivität zu gewährleisten. D.h., dass Fehler, die durch eine unverzögerte Schutzfunktion bei anderen Objekten beseitigt werden und die mit der fernen 138-kV-Sammelschiene verbunden sind, keine ungewollte Auslösung bei A verursachen dürfen.

Zone 3 dient, zusammen mit Zone 2, als Fern-Reserveschutz für Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in den Leitungen, die von der fernen 138-kV-Sammelschiene kommen. Zone 3 sollte, wenn möglich, die gesamte Länge dieser Leitungen abdecken. Die Verzögerung von Zone 3 muss ausreichend sein, um die Selektivität sicherzustellen. Das bedeutet, dass die durch die Schutzfunktion von Zone 2 beseitigten Fehler bei anderen Objekten, die mit der fernen Sammelschiene (138 kV) verbunden sind, keine ungewollte Auslösung bei A verursachen dürfen.

Zone 4 dient als Reserveschutz für Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in der 138-kV-Sammelschiene in Schalteranlage A. Zone 4 hat eine Verzögerung, um die Selektivität sicherzustellen. Das gerichtete Startsignal für die Zone kann ebenfalls für zusätzliche Funktionen verwendet werden, die mit dem Distanzschutz verbunden sind: Schwacheinspeiselogik und Fehlerstromrichtungsumkehr-Logik.

Die Berechnungen und die Auswahl der Einstellungen werden in den folgenden Anweisungen, den allgemeinen Einstellungen, Einstellungen für Zone 1 - 4 aufgeführt. Zone 5 wird hierbei nicht verwendet.

3.1.3.1

Berechnen der allgemeinen Einstellungen

1. *GlobalBaseSel* auf 1 einstellen
2. *LineAng* auf $81,9^\circ$ einstellen

Der Leitungswinkel der positiven Impedanz im Mitsystem für die geschützte Leitung wird berechnet als

$$LineAng = \arctan\left(\frac{X_{line}}{R_{line}}\right) = \arctan\left(\frac{17.5}{2.5}\right) = 81.9^\circ$$

(Gleichung 1)

3. Setzen der KN-Faktoren
 - 3.1. *KNMag1* auf 0,62 einstellen für Zone 1
 - 3.2. *KNAng1* auf -0,6° einstellen für Zone 1
 - 3.3. *KNMag2* auf 0,62 einstellen für die Zonen 2, 3, 4, 5
 - 3.4. *KNAng2* auf -0,6° einstellen für die Zonen 2, 3, 4 und 5

Der KN-Faktor wird für die korrekte Reichweite für Leiter-Erde-Fehler berechnet. Die Definition des KN-Faktors ist:

$$KN = \frac{Z_{0,line} - Z_{1,line}}{3 \cdot Z_{1,line}}$$

(Gleichung 2)

Für Leiter-Erde-Fehlerschleifen wird die Impedanz definiert als:

$$Z_{ph-ea} = \frac{U_{ph,Ln}}{I_{ph,Ln} + KN \cdot 3 \cdot I_0}$$

(Gleichung 3)

Betrag und Phasenwinkel werden einzeln gesetzt, da KN ein komplexer Wert ist. Der KN-Faktor kann für die Zone 1 und für andere Zonen separat gesetzt werden. Dies gilt hauptsächlich für Anwendungen mit Doppelleitungen, bei denen Zone 1 der Absicherung der Unterreichweite und die anderen Zonen der Absicherung der Überreichweite dienen. Bei Einzelleitungen wird empfohlen, die KN-Faktoren auf die gleichen Werte zu setzen.

$$KN = \frac{Z_{0,line} - Z_{1,line}}{3 \cdot Z_{1,line}} = \frac{7.5 + j50.0 - (2.5 + j17.5)}{3 \cdot (2.5 + j17.5)} = \frac{5 + j32.5}{7.5 + j52.5} = \frac{32.9 \angle 81.2^\circ}{53.0 \angle 81.8^\circ} = 0.62 \angle -0.6^\circ$$

(Gleichung 4)

3.1.3.2

Berechnen der Einstellungen für Zone 1

1. *DirMode1* auf *Vorwärts* setzen
2. *Z1* auf 15.000 Ω einstellen

Die Reichweite von Zone 1 wird normalerweise auf 85 % der Leitungsimpedanz gesetzt. Siehe Abbildung 12.

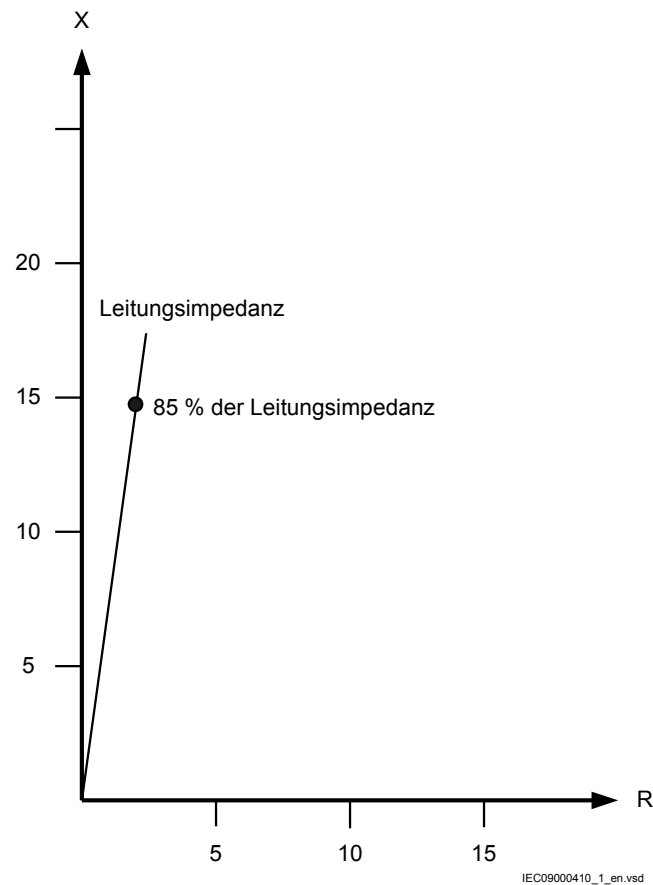


Abb. 12: Leitungsimpedanz-Diagramm

Die Einstellung $Z1$ wird berechnet als:

$$Z1 = 0.85 \cdot |Z_{Line, posseq}| = 0.85 \cdot |2.5 + j17.5| = 15.0 \Omega$$

(Gleichung 5)

3. RFPP1 auf 15 Ω einstellen

Die Einstellung des Fehlerwiderstands für Leiter-Leiter-Fehler ist normalerweise der Widerstandsbogen zwischen den fehlerhaften Leitern. Der Fehlerwiderstand kann näherungsweise über den Warrington Ausdruck berechnet werden:

$$R_{arc} \approx \frac{28700}{I^{1.4}} \cdot L$$

(Gleichung 6)

wobei

- I ist der Bogenstrom in A
- L ist die Länge des Bogens in m

Die Bogenlänge gleicht dem Abstand zwischen den Leitern. Für diese Leitung beträgt der Abstand zwischen den Leitern 5 m. Der Fehlerstrom für einen Leiter-Leiter-Fehler am offenen Leitungsende und einer Mindest-Kurzschlusskapazität beträgt:

$$I = \frac{U_{ph-ph} / \sqrt{3}}{Z_{1,Line} + Z_{1,Source}} = \frac{138 / \sqrt{3}}{2.5 + j17.5 + j10} = 2.9 \angle -84.8^\circ \text{ kA}$$

(Gleichung 7)

Dadurch ergibt sich der folgende Bogenwiderstand:

$$R_{arc} \approx \frac{28700}{2900^{1.4}} \cdot 5 = 2.0 \Omega$$

(Gleichung 8)

Dies ist der Mindestwert für die Einstellung der Reichweite des Fehlerwiderstands $RFPEI$. Es kann sinnvoll sein, eine wesentlich höhere Einstellung $RFPEI$ zu haben. Die Einstellung $RFPEI = Z1$ wird vorgeschlagen.

4. $RFPEI$ auf $30,00 \Omega$ einstellen

Bei Leiter-Erde-Fehlern fließt der Fehlerstrom über Erdungskabel und die Masterdung gegen Erde. Daher hängt der Widerstand vom Erdwiderstand (Widerstand der Masterdung) und der geerdeten Schirmkabel ab, sofern vorhanden.

Der Fehlerwiderstand kann geschrieben werden:

$$R \approx R_{Bogen} + R_{Masterdung}$$

Der Fehlerstrom für einen Leiter-Erde-Fehler am offenen Leitungsende und einer Mindest-Kurzschlusskapazität beträgt::

$$3I_0 = \frac{3 \cdot U_{ph-ph} / \sqrt{3}}{2 \cdot (Z_{1,Line} + Z_{1,Source}) + Z_{0,Line} + Z_{0,Source}} = \frac{3 \cdot 138 / \sqrt{3}}{2 \cdot (2.5 + j17.5 + j10) + (12.5 + j37.5 + j8)} = 2.3 \angle -80.1^\circ \text{ kA}$$

(Gleichung 9)

Dadurch ergibt sich der folgende Bogenwiderstand (Bogenlänge: 2 m):

$$R_{arc} \approx \frac{28700}{2300^{1.4}} \cdot 2 = 1.1 \Omega$$

(Gleichung 10)

Jede einzelne Masterde hat einen Erdwiderstand von bis zu 100Ω , da der Boden einen hohen Widerstand aufweist. Die Masten sind an der Mastspitze trotzdem über ein Schirmkabel miteinander verbunden, das an jedem Mast geerdet ist. Der tatsächliche Masterdungswiderstand beträgt daher maximal 10Ω .

$$R \approx R_{Bogen} + R_{Masterdung} = 1,1 + 10 \Omega$$

Dies ist der Mindestwert für die Einstellung der Reichweite des Fehlerwiderstands $RFPEI$. Es kann sinnvoll sein, eine wesentlich höhere Einstellung für $RFPEI$ zu verwenden. Eine Einstellung von $RFPEI$ auf $2 \cdot Z1$ wird empfohlen (sollte nie größer sein als $4,5 \cdot X1$, mit $X1$ als reaktivem Teil von $Z1$):

Im Fall einer Lastübertragung an der Leitung besteht die Gefahr einer Phasenverschiebung des Fehlerwiderstands, die die Lastimpedanz in die Zone 1 Charakteristik verschiebt, selbst wenn ein externer Fehler vorliegt.

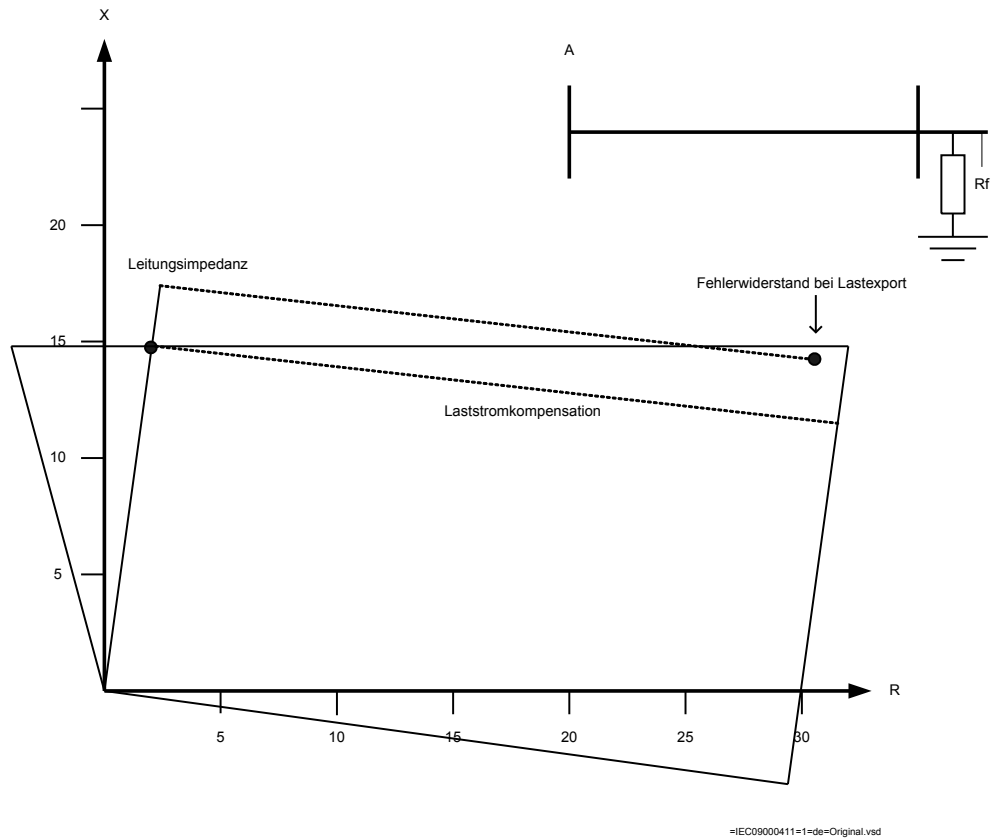


Abb. 13: Laststromkompensation für Zone 1

Die eingebaute Laststromkompensation der Zone 1 Charakteristik beugt einer unerwünschten Auslösung vor, siehe Abbildung 13.

5. *OpModel* auf *Aktiviert L-E LL* setzen (Zone 1 ist aktiviert)
6. *OpModetPPI* auf *Ein* setzen (Zone 1 Leiter-Leiter-Schleife löst aus)
7. Setzen der Zeitverzögerung bis Auslösung (Zone 1 Leiter-Erde-Schleifen mit Auslösung)
 - 7.1. *tPPI* auf *0,000 s* einstellen
Zone 1 Leiter-Leiter-Schleifen mit unverzögerter Auslösung
 - 7.2. *tPEI* auf *0,000 s* einstellen
Zone 1 Leiter-Erde-Schleifen mit unverzögerter Auslösung

3.1.3.3

Berechnen der Einstellungen für Zone 2

1. *DirMode2* auf *Vorwärts* setzen
2. *Z2* auf 44.200Ω einstellen
Die Reichweite von Zone 2 wird mindestens auf 120 % der Leitungsimpedanz gesetzt, damit die angrenzende 138-kV-Sammelschiene durch die Zone auf jeden Fall abgedeckt wird.
Zone 2 muss so eingestellt sein, dass keine Gefahr einer unselektiven Auslösung bei Fehlern in angrenzenden Leitungen besteht.
Zone 2 darf Zone 1 der Leitung B – C nicht übergreifen, siehe Abbildung 14.

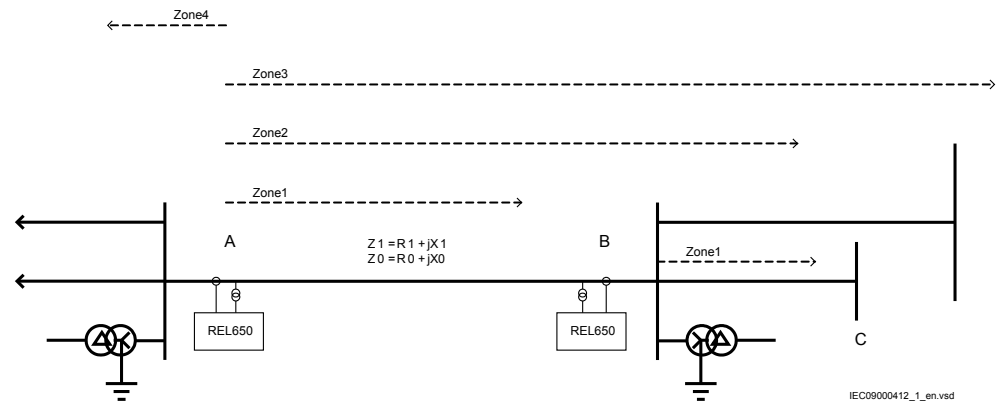


Abb. 14: Reichweite der Distanzschutz-zonen für Zone 2

Die reaktive Reichweite von Zone 1 B-C beträgt 10Ω .
Die minimal eingestellte Reichweite beträgt $Z2 \geq 1,2 \cdot 17,7 = 21,2 \Omega$.
Die maximal eingestellte Reichweite kann ungefähr berechnet werden als (B: hohe Quellenimpedanz, A: niedrige Quellenimpedanz):

$$\begin{aligned}
 Z2 &\leq Z1_{A-B} + 0,85 \cdot Z_{set}(B-C) \cdot \frac{I_{B-C}}{I_{A-B}} = \\
 &= Z1_{A-B} + 0,85 \cdot Z1_{set}(B-C) \cdot \frac{Z_{source,B} + Z_{source,A} + Z1_{A-B}}{Z_{source,B}} = \\
 &= 17,5 + 0,85 \cdot 10 \cdot \frac{8 + 3,2 + 17,5}{8} = 48,0 \Omega
 \end{aligned}$$

(Gleichung 11)

Dies entspricht dem 2,7-fachen der Leitungsreaktanz.

Alternativ kann *Z2* gesetzt werden gemäß:

$$Z2 \geq Z1_{A-B} + 0,85 \cdot Z_{set}(B-C) = 17,5 + 0,85 \cdot 10 = 26,0 \Omega$$

Wird ein Reserveschutz an der Gegenseite im Netz eingesetzt, ist eine Maximierung der Reichweite von Zone 2 wünschenswert.

Bei Verwendung eines lokalen Reserveschutzes empfiehlt sich eine Verringerung der Reichweite von Zone 2.

Folgende Einstellungen sind wählbar:

$$Z2 = 2,5 \cdot |Z_{Line, posseq}| = 2,5 \cdot |2,5 + j17,5| = 44,2 \Omega$$

(Gleichung 12)

3. *RFPP2* auf $44,00 \Omega$ einstellen

Es wird angenommen, dass der Fehlerwiderstand dem berechneten Fehlerwiderstand für Zone 1 entspricht. Bei einem Fehler in einer benachbarten Leitung wird der Fehlerwiderstand durch den eingespeisten Fehlerstrom von den anderen an B angeschlossenen Leitungen beeinflusst. Der scheinbare Wert des Fehlerwiderstands bei A kann näherungsweise folgendermaßen berechnet werden:

$$\begin{aligned} RFPP &= R_f \cdot \frac{I_{B-C}}{I_{A-B}} = R_f \cdot \frac{X_{source,B} + X_{source,A} + X_{1A-B}}{X_{source,B}} = \\ &= 2 \cdot \frac{3.2 + 8 + 17.5}{3.2} = 17.9 \Omega \end{aligned}$$

(Gleichung 13)

Dies ist der Mindestwert für die Einstellung der Reichweite des Fehlerwiderstands $RFPP2$. Es kann sinnvoll sein, eine wesentlich höhere Einstellung $RFPP$ zu haben. Die Einstellung $RFPP2 \approx Z2$ wird daher vorgeschlagen:

4. $RFPE2$ auf 100Ω einstellen

$$\begin{aligned} RFPE &= R_f \cdot \frac{I_{B-C}}{I_{A-B}} = R_f \cdot \frac{X_{source,B} + X_{source,A} + X_{1A-B}}{X_{source,B}} = \\ &= 11.1 \cdot \frac{3.2 + 8 + 17.5}{3.2} = 99.6 \Omega \end{aligned}$$

(Gleichung 14)

Dies ist der Mindestwert für die Einstellung der Reichweite des Fehlerwiderstands $RFPE2$. Es kann sinnvoll sein, eine wesentlich höhere Einstellung $RFPE2$ zu haben. Die Einstellung $RFPE2 \approx 2,3 \cdot Z4$ wird daher vorgeschlagen (sollte nie größer sein als $4,5 \cdot X2$ mit $X2$ als reaktivem Anteil von $Z2$)

5. $OpMode2$ auf *Aktiviert L-E LL* setzen

Zone 2 ist aktiviert

6. $OpModetPP2$ auf *Ein* setzen

Zone 2 Leiter-Leiter-Schleifen mit Auslösung

7. Setzen der Zeitverzögerung bis Auslösung

Zone 2 Leiter-Erde-Schleifen mit Auslösung

7.1. $tPP2$ auf $0,400 s$ einstellen

Zone 2 Leiter-Leiter-Schleifen mit Auslösung nach kurzer Verzögerung

7.2. $tPE2$ auf $0,400 s$ einstellen

Zone 2 Leiter-Erde-Schleifen mit Auslösung nach kurzer Verzögerung

Wählen Sie die Zeitverzögerung für Zone 2 mit einer Spanne, um die Selektivität zu Zone 1 der angrenzenden Leitungen sicherzustellen. Eine Zeitverzögerungsdifferenz von $0,4 s$ zwischen den Zonen ist ausreichend. Die Verzögerungszeit für Zone 2 ist daher auf $0 s$ (Verzögerung Zone 1) + $0,4 s$ eingestellt.

3.1.3.4 Berechnen der Einstellungen für Zone 3

Zone 3 sollte möglichst so eingestellt sein, dass die erforderlichen Reservezonen abgedeckt werden. Siehe Abbildung 13.

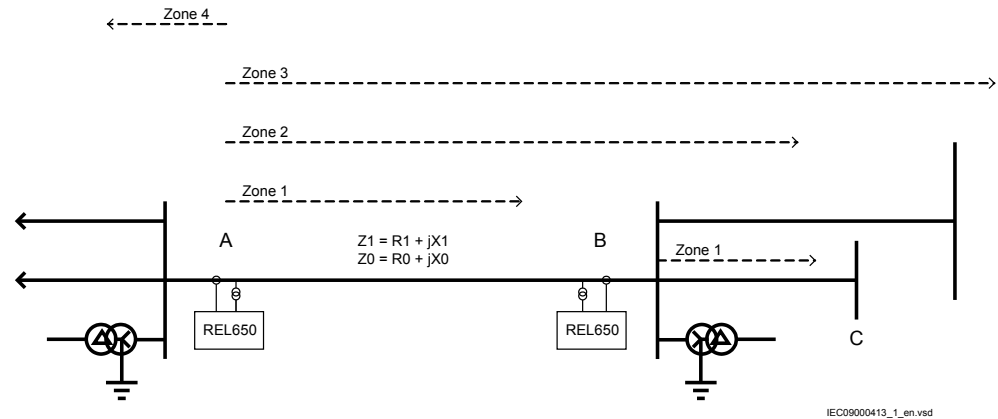


Abb. 15: Impedanzonen-Reichweite für Zone 3

Die Reichweite von Zone 3 kann aufgrund des maximalen, abgehenden Laststrom auf der Leitung mit der Lastimpedanz in Konflikt geraten. Dieser Strom beeinflusst hauptsächlich die Widerstandsreichweite. Um eine unerwünschte Auslösung auf Grund der Lastkompensations-Funktion mit Lastkompensation, Polygoncharakteristik zu vermeiden (FMPSDIS) (die Einstellung unten wird verwendet).

Die Reaktanz der längsten benachbarten Leitung aus Schaltanlage B beträgt 20 Ω . Die Reaktanz des Transformators in Schaltanlage B beträgt 30 Ω (60 MVA Transformator, 10% Kurzschlussspannung).

Die minimale Widerstandsreichweite kann ungefähr berechnet werden als:

$$X3 \geq X_{\max} \frac{I_{\text{Fault}}}{I_{A-B}} = 30 \cdot \frac{X_{\text{source},B} + X_{\text{source},A} + X_{1A-B}}{X_{\text{source},B}} = 30 \cdot \frac{3.2 + 8 + 17.5}{3.2} \approx 269 \Omega$$

(Gleichung 15)

Dies entspricht dem 21-fachen der Leitungsreaktanz.

$$R \leq 0.8 \cdot \frac{U_{\min}^2}{P_{\text{ext},\max}} = \frac{(0.9 \cdot 138)^2}{180} = 85.7 \Omega$$

(Gleichung 16)

1. *DirMode3* auf *Vorwärts* setzen
2. *Z3* auf 368 Ω einstellen
 $Z3 = 21 \cdot Z_{\text{Line, posseq}} = 21 \cdot 17,5 = 368 \Omega$
3. *RFPP3* auf 150 Ω einstellen
Die Einstellung *RFPP3* $\approx 0,5 \cdot Z3$ wird vorgeschlagen

4. *RFPE3* auf 150Ω einstellen
Die Einstellung $RFPE3 \approx 0,5 \cdot Z3$ wird vorgeschlagen
5. *OpMode3* auf *Aktiviert L-E LL* setzen
Zone 3 ist aktiviert
6. *OpModetPP3* auf *Ein* setzen
Zone 3 Leiter-Leiter-Schleifen mit Auslösung
7. Setzen der Zeitverzögerung bis Auslösung
 - 7.1. *tPP3* auf $0,800 s$ einstellen
Zone 3 Leiter-Leiter-Schleifen mit Auslösung nach kurzer Verzögerung
 - 7.2. *tPE3* auf $0,800 s$ einstellen
Zone 3 Leiter-Erde-Schleifen mit Auslösung nach kurzer Verzögerung

Wählen Sie die Zeitverzögerung für Zone 3 mit einer Spanne, um die Selektivität zu Zone 2 der angrenzenden Leitungen sicherzustellen. Eine Zeitverzögerungsdifferenz von $0,4 s$ zwischen den Zonen reicht aus. Die Zeitverzögerung für Zone 3 wird daher mit $0,4 s$ (Verzögerung Zone 2) + $0,4 s = 0,8 s$ gewählt.

3.1.3.5

Berechnen der Einstellungen für Zone 4

Die Reichweite der Zone 4 kann auf 85% der Reichweite des Distanzschutzes Zone 1 auf der kürzesten Leitung ab A eingestellt werden. Diese Reaktanzreichweite beträgt 5Ω . Das entspricht 28% der geschützten Leitung (A-B).

1. *DirMode4* auf *Rückwärts* setzen
2. *Z1* auf $4,2 \Omega$ einstellen
 $Z1 = 0,85 \cdot Z_{\text{Line, posseq}} = 0,85 \cdot 0,28 \cdot 17,5 = 4,2 \Omega$
3. *RFPP4* auf 4Ω einstellen
Die Einstellung $RFPP4 \approx Z4$ wird vorgeschlagen
4. *RFPE4* auf 8Ω einstellen
Die Einstellung $RFPE4 \approx 2 \cdot Z4$ wird vorgeschlagen (sollte nie größer sein als $4,5 \cdot X4$ mit $X4$ als reaktivem Anteil von $Z4$)
5. *OpMode4* auf *Aktiviert L-E LL* einstellen (Zone 4 ist aktiviert)
6. *OpModetPP4* auf *Ein* setzen
Zone 4 Leiter-Leiter-Schleifen mit Auslösung.
7. Setzen der Zeitverzögerung bis Auslösung
 - 7.1. *tPP4* auf $0,400 s$ einstellen
Zone 4 Leiter-Leiter-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus.
 - 7.2. *tPE4* auf $0,400 s$ einstellen
Zone 3 Leiter-Erde-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus.

Die Zeitverzögerung für Zone 4 erfordert eine Toleranz, um die Selektivität Zone 1 der Leitungen von Schaltanlage A zu gewährleisten. Eine Zeitverzögerungsdifferenz von $0,4 s$ zwischen den Zonen reicht aus.

3.1.4 Berechnen der Einstellungen für die Leiterauswahl mit Lastkompensation FDPSPDIS

Es ist eine korrekte Leiterauswahl für Fehler innerhalb der Zonen

1. *GlobalBaseSel* auf 1 einstellen
2. Setzen des minimalen Scheinwiderstands bei fehlerfreien Bedingungen:
 - 2.1. Setzen von *RLdFw* auf 70Ω
 - 2.2. Setzen von *RLdRv* auf 70Ω

Die minimale Lastimpedanz während fehlerfreier Bedingungen wird wie folgt berechnet:

$$RLdFw, RLdRv \leq 0.8 \cdot \frac{U_{\min}^2}{P_{\text{ext,max}}} = \frac{(0.9 \cdot 138)^2}{180} = 85.7 \Omega$$

(Gleichung 17)

3. Setzen von *ArgLd* auf 30°
Normalerweise wird angenommen, dass die Lastimpedanz während fehlerfreier Bedingungen einen Phasenwinkel im Bereich von $\pm 30^\circ$ hat.
4. Setzen der Reaktanzreichweite in Nullsystem und Mitsystem
 - 4.1. Setzen von *XI* auf 50Ω
 $XI \geq 1,1 \cdot X1 (\text{Zone2}) = 1,1 \cdot 44,2 = 48,5 \Omega$
 - 4.2. Setzen von *X0* auf 140Ω
 $X0 \geq 1,1 \cdot X0 (\text{Zone2}) = 138,9 \Omega$
5. Setzen der Fehlerwiderstandsreichweite (Leiter-Leiter)
 - 5.1. Setzen von *RFFwPP* auf 70Ω
 - 5.2. Setzen von *RFRvPP* auf 70Ω

Die Parameter *RFFwPP*, *RFRvPP*, *RFFwPE* und *RFRvPE* müssen Zone 2 für sowohl Leiter-Leiter-Kurzschlüsse als auch für dreipolige Kurzschlüsse abdecken.

$$RFFwPP \geq 1,1 \cdot RFPP (\text{Zone2}) = 1,1 \cdot 44 = 48,4 \Omega$$

Es muss ebenfalls so sein, dass Zone 2 auch für dreipolige Kurzschlüsse abgedeckt ist, wo die Leiterauswahl eine Phasenverschiebung von 30°

aufweist sowie einen Amplitudenanstieg von $2/\sqrt{3}$. Die Charakteristik wird in Abbildung 16 dargestellt:

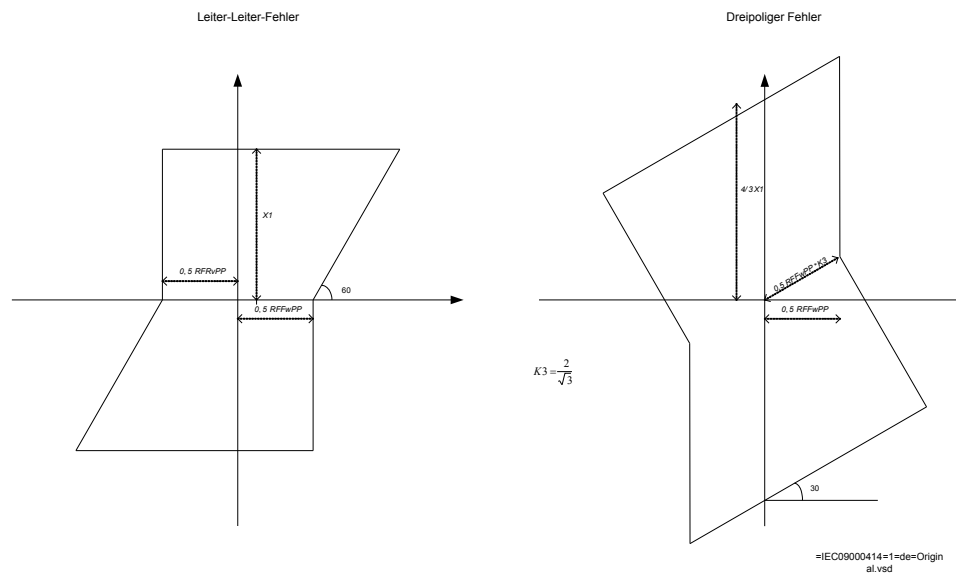


Abb. 16: Impedanzcharakteristik der Leiterauswahl für Leiter-Leiter- und dreipolige Kurzschlüsse

Die Abbildung verdeutlicht, dass $0,5 \cdot RFFwPP$ größer als die maximale Reichweite von Zone 2 ist.

Dies ergibt:

$$0,5 \cdot RFFwPP \geq 48 \cdot \cos(81,9^\circ) + \frac{44}{2} = 28,8 \Rightarrow RFFwPP \geq 57,6 \Omega$$

(Gleichung 18)

6. Setzen der Fehlerwiderstandsreichweite (Phase-Erde)

6.1. Setzen von $RFFwPE$ auf 110Ω

6.2. Setzen von $RFRvPE$ auf 110Ω

$$RFFwPE \geq 1,1 \cdot RFPE \text{ (Zone 2)} = 1,1 \cdot 100 = 110 \Omega$$

3.1.5

Distanzschutz-Einstellung ZMOPDIS

Der Distanzschutz dient folgenden Zwecken:

- Hauptschutz für Leitungskurzschlüsse
- Hauptschutz für Leiter-Erde-Fehler in der Leitung
- Hauptschutz für Kurzschlüsse in der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene (als Reserveschutz für die Sammelschiene)
- Hauptschutz für Leiter-Erde-Fehler in der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene (als Reserveschutz für die Sammelschiene)
- Ferner Reserveschutz für Kurzschlüsse in den 138-kV-Leitungen, die von der angrenzenden Sammelschiene abgehen

- Ferner Reserveschutz für Leiter-Erde-Fehler in den 138-kV-Leitungen der angrenzenden Sammelschiene
- Ferner Reserveschutz für Kurzschlüsse im Transformator, der mit der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene verbunden ist
- Ferner Reserveschutz für Leiter-Erde-Fehler im Transformator, der mit der angrenzenden 138-kV-Sammelschiene verbunden ist

Die Funktion der Zonen für den Distanzschutz A ist in Abbildung 11 zu sehen.

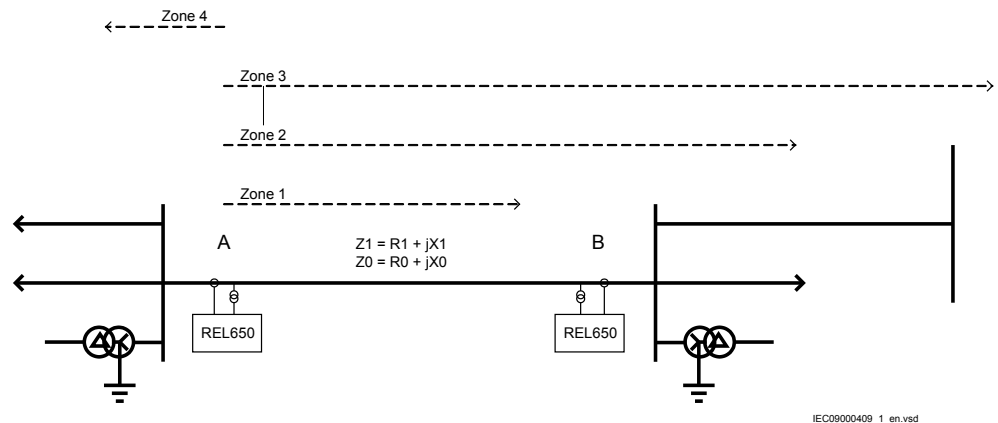


Abb. 17: Reichweite der Distanzschutz-Zonen

Zone 1, mit schneller Auslösung, erkennt die meisten Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in der geschützten Leitung. Gleichzeitig muss die Selektivität sichergestellt sein. Daher wird der meiste Fernteil der Leitung nicht von Zone 1 abgedeckt.

Zone 2 erkennt, mit einer kurzen Verzögerung, Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in dem Teil der geschützten Leitung, der nicht von Zone 1 abgedeckt wird. Die Verzögerung sollte ausreichen, um die Selektivität zu gewährleisten. D.h., dass Fehler, die durch eine unverzögerte Schutzfunktion bei anderen Objekten beseitigt werden und die mit der fernen 138-kV-Sammelschiene verbunden sind, keine ungewollte Auslösung bei A verursachen dürfen.

Zone 3 dient, zusammen mit Zone 2, als Fern-Reserveschutz für Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in den Leitungen, die von der fernen 138-kV-Sammelschiene kommen. Zone 3 sollte, wenn möglich, die gesamte Länge dieser Leitungen abdecken. Die Verzögerung von Zone 3 muss ausreichend sein, um die Selektivität sicherzustellen. Das bedeutet, dass die durch die Schutzfunktion von Zone 2 beseitigten Fehler bei anderen Objekten, die mit der fernen Sammelschiene (138 kV) verbunden sind, keine ungewollte Auslösung bei A verursachen dürfen.

Zone 4 dient als Reserveschutz für Kurzschlüsse und Leiter-Erde-Fehler in der 138-kV-Sammelschiene in Schaltanlage A. Zone 4 hat eine Verzögerung, um die Selektivität sicherzustellen. Das gerichtete Startsignal für die Zone kann ebenfalls für zusätzliche Funktionen verwendet werden, die mit dem Distanzschutz verbunden sind: Schwacheinspeiselogik und Fehlerstromrichtungsumkehr-Logik.

Die Berechnungen und die Auswahl der Einstellungen werden in den folgenden Anweisungen, den allgemeinen Einstellungen, Einstellungen für Zone 1 - 4 aufgeführt. Zone 5 wird hierbei nicht verwendet.

3.1.5.1

Berechnen der allgemeinen Einstellungen

1. *GlobalBaseSel* auf 1 einstellen
2. *LineAng* auf 81° einstellen

Der Leitungswinkel der positiven Impedanz im Mitsystem für die geschützte Leitung wird berechnet als

$$LineAng = \arctan\left(\frac{X_{line}}{R_{line}}\right) = \arctan\left(\frac{17.5}{2.5}\right) = 81.9^\circ$$

(Gleichung 19)

3. Setzen der KN-Faktoren
 - 3.1. *KNMag1* auf 0,62 einstellen für Zone 1
 - 3.2. *KNAng1* auf $-0,6^\circ$ einstellen für Zone 1
 - 3.3. *KNMag2* auf 0,62 einstellen für die Zonen 2, 3, 4, 5
 - 3.4. *KNAng2* auf $-0,6^\circ$ einstellen für die Zonen 2, 3, 4 und 5

Der KN-Faktor wird für die korrekte Reichweite für Leiter-Erde-Fehler berechnet. Die Definition des KN-Faktors ist:

$$KN = \frac{Z_{0,line} - Z_{1,line}}{3 \cdot Z_{1,line}}$$

(Gleichung 20)

Für Leiter-Erde-Fehlerschleifen wird die Impedanz definiert als:

$$Z_{ph-ea} = \frac{U_{ph,Ln}}{I_{ph,Ln} + KN \cdot 3 \cdot I_0}$$

(Gleichung 21)

Betrag und Phasenwinkel werden einzeln gesetzt, da KN ein komplexer Wert ist. Der KN-Faktor kann für die Zone 1 und für andere Zonen separat gesetzt werden. Dies gilt hauptsächlich für Anwendungen mit Doppelleitungen, bei denen Zone 1 der Absicherung der Unterreichweite und die anderen Zonen der Absicherung der Überreichweite dienen. Bei Einzelleitungen wird empfohlen, die KN-Faktoren auf die gleichen Werte zu setzen.

$$KN = \frac{Z_{0,line} - Z_{1,line}}{3 \cdot Z_{1,line}} = \frac{7.5 + j50.0 - (2.5 + j17.5)}{3 \cdot (2.5 + j17.5)} = \frac{5 + j32.5}{7.5 + j52.5} = \frac{32.9 \angle 81.2^\circ}{53.0 \angle 81.8^\circ} = 0.62 \angle -0.6^\circ$$

(Gleichung 22)

3.1.5.2

Berechnen der Einstellungen für Zone 1

1. *DirModel* auf *Vorwärts* setzen
2. *Z1* auf 15.000Ω einstellen
Die Reichweite von Zone 1 wird normalerweise auf 85 % der Leitungsimpedanz gesetzt. Siehe Abbildung [12](#).

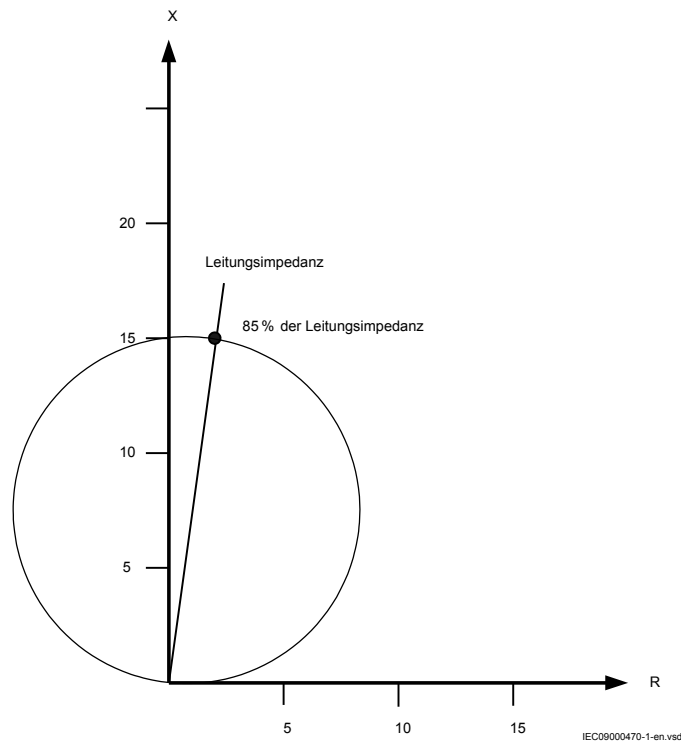


Abb. 18: Zone 1 Mho-Charakteristik

Die Einstellung *Z1* wird berechnet als:

$$Z1 = 0.85 \cdot |Z_{Line, posseq}| = 0.85 \cdot |2.5 + j17.5| = 15.0 \Omega$$

(Gleichung 23)

3. *OpModel* auf *Aktiviert PhG PhPh* setzen
Zone 1 ist aktiviert
4. *OpModetPPI* auf *Ein* setzen
Zone 1 Leiter-Leiter-Schleifen mit Auslösung
5. Setzen der Zeitverzögerung bis Auslösung
Zone 1 Leiter-Erde-Schleifen mit Auslösung
 - 5.1. *tPPI* auf $0,000 \text{ s}$ einstellen
Zone 1 Leiter-Leiter-Schleifen mit unverzögerter Auslösung
 - 5.2. *tPE1* auf $0,000 \text{ s}$ einstellen
Zone 1 Leiter-Erde-Schleifen mit unverzögerter Auslösung

3.1.5.3 Berechnen der Einstellungen für Zone 2

1. *DirMode2* auf *Vorwärts* setzen
2. *Z2* auf *44.200 Ω* einstellen

Die Reichweite von Zone 2 wird mindestens auf 120 % der Leitungsimpedanz gesetzt, damit die angrenzende 138-kV-Sammelschiene durch die Zone auf jeden Fall abgedeckt wird.

Zone 2 muss so eingestellt sein, dass keine Gefahr einer unselektiven Auslösung bei Fehlern in angrenzenden Leitungen besteht.

Zone 2 darf Zone 1 der Leitung B – C nicht übergreifen, siehe Abbildung 14.

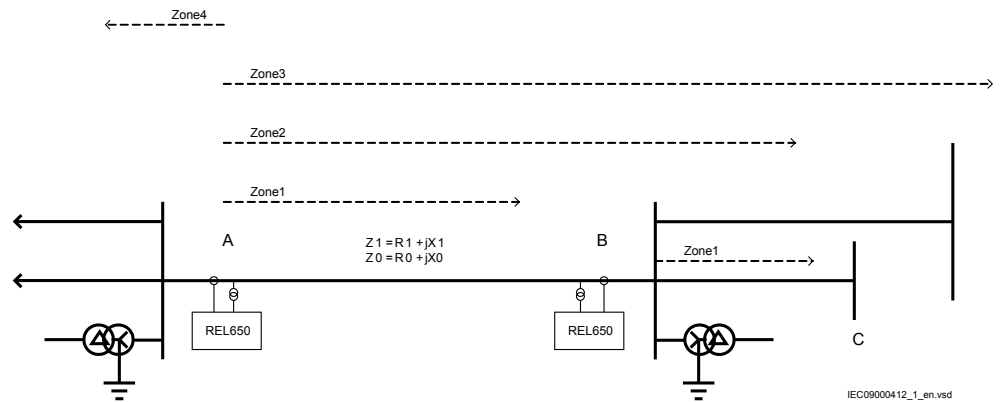


Abb. 19: Reichweite der Distanzschutzonen für Zone 2

Die reaktive Reichweite von Zone 1 B-C beträgt 10 Ω.

Die minimal eingestellte Reichweite beträgt $Z2 \geq 1,2 \cdot 17,7 = 21,2 \Omega$.

Die maximal eingestellte Reichweite kann ungefähr berechnet werden als (B: hohe Quellenimpedanz, A: niedrige Quellenimpedanz):

$$\begin{aligned} Z2 &\leq Z1_{A-B} + 0.85 \cdot Z_{set}(B-C) \cdot \frac{I_{B-C}}{I_{A-B}} = \\ &= Z1_{A-B} + 0.85 \cdot Z1_{set}(B-C) \cdot \frac{Z_{source,B} + Z_{source,A} + Z1_{A-B}}{Z_{source,B}} = \\ &= 17.5 + 0.85 \cdot 10 \cdot \frac{8 + 3.2 + 17.5}{8} = 48.0 \Omega \end{aligned}$$

(Gleichung 24)

Dies entspricht dem 2,7-fachen der Leitungsreaktanz.

Alternativ kann *Z2* gesetzt werden gemäß:

$$Z2 \geq Z1_{A-B} + 0,85 \cdot Z_{set}(B-C) = 17,5 + 0,85 \cdot 10 = 26,0 \Omega$$

Wird ein Reserveschutz an der Gegenseite im Netz eingesetzt, ist eine maximale Reichweite von Zone 2 wünschenswert.

Bei Verwendung eines lokalen Reserveschutzes empfiehlt sich eine Verringerung der Reichweite von Zone 2.

Folgende Einstellungen sind wählbar:

$$Z_2 = 2.5 \cdot |Z_{Line, posseq}| = 2.5 \cdot |2.5 + j17.5| = 44.2 \Omega$$

(Gleichung 25)

3. *OpMode2* auf *Aktiviert L-E LL* setzen (Zone 2 ist aktiviert)
4. *OpModetPP2* auf *Ein* setzen (Zone 2 Leiter-Leiter-Schleife löst aus)
5. Die Zeitverzögerungen zum Auslösen einstellen (Zone 2 Leiter-Leiter-Schleife löst aus)
 - 5.1. *tPP2* auf *0,400 s* einstellen (Zone 2 Leiter-Leiter-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus)
 - 5.2. *tPE2* auf *0,400 s* einstellen (Zone 2 Leiter-Erde-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus)

Wählen Sie die Zeitverzögerung für Zone 2 mit einer Spanne, um die Selektivität zu Zone 1 der angrenzenden Leitungen sicherzustellen. Eine Zeitverzögerungsdifferenz von 0,4 s zwischen den Zonen reicht aus. Die Verzögerungszeit für Zone 2 wird daher auf 0 s (Verzögerung Zone 1) + 0,4 s eingestellt.

3.1.5.4

Berechnen der Einstellungen für Zone 3

Zone 3 sollte möglichst so eingestellt sein, dass die erforderlichen Reservezonen abgedeckt werden. Siehe Abbildung 13.

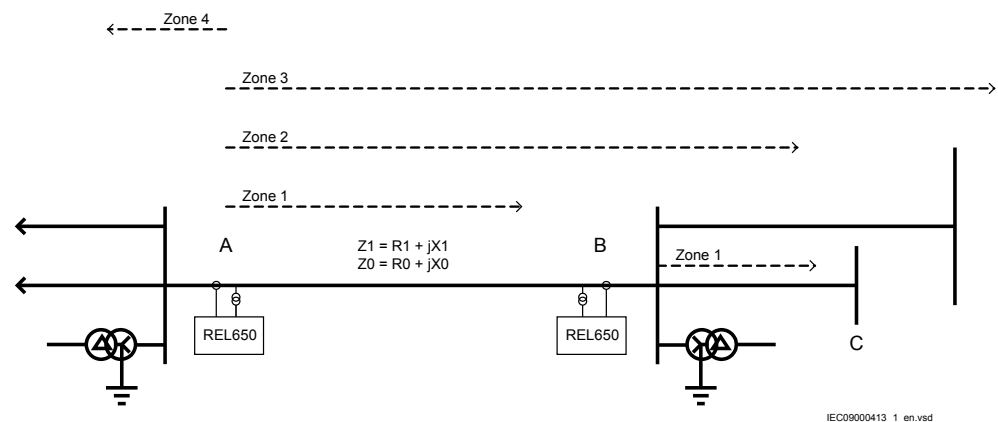


Abb. 20: Impedanzzonen-Reichweite für Zone 3

Die Reichweite von Zone 3 kann aufgrund des maximalen, abgehenden Laststrom auf der Leitung mit der Lastimpedanz in Konflikt geraten. Dieser Strom beeinflusst hauptsächlich die Widerstandsreichweite. Um eine unerwünschte Auslösung auf Grund der Lastkompensations-Funktion für die Polygoncharakteristik zu vermeiden (FMPSPDIS) (die Einstellung unten wird verwendet).

Die Reaktanz der längsten benachbarten Leitung aus Schaltanlage B beträgt 20 Ω. Die Reaktanz des Transformators in Schaltanlage B beträgt 30 Ω (60 MVA Transformator, 10% Kurzschlussspannung).

Die minimale Widerstandsreichweite kann ungefähr berechnet werden als:

$$X3 \geq X_{\max} \frac{I_{\text{Fault}}}{I_{A-B}} = 30 \cdot \frac{X_{\text{source},B} + X_{\text{source},A} + X_{1A-B}}{X_{\text{source},B}} = 30 \cdot \frac{3,2 + 8 + 17,5}{3,2} \approx 269 \Omega$$

(Gleichung 26)

Dies entspricht dem 21-fachen der Leitungsreaktanz.

$$R \leq 0,8 \cdot \frac{U_{\min}^2}{P_{\text{ext},\max}} = \frac{(0,9 \cdot 138)^2}{180} = 85,7 \Omega$$

(Gleichung 27)

1. *DirMode3* auf *Vorwärts* setzen
2. *Z3* auf 368 Ω einstellen
 $Z3 = 21 \cdot Z_{\text{Line, posseq}} = 21 \cdot 17,5 = 368 \Omega$
3. *OpMode3* auf *Aktiviert L-E, L-L* (Zone 3 ist aktiviert)
4. *OpModetPP3* auf *Ein* setzen (Zone 3 Leiter-Leiter Schleife löst aus)
5. Setzen der Zeitverzögerung bis Auslösung
 - 5.1. *tPP3* auf 0,800 s einstellen (Zone 3 Leiter-Leiter-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus)
 - 5.2. *tPE3* auf 0,800 s einstellen
Zone 3 Leiter-Erde-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus.

Wählen Sie die Zeitverzögerung für Zone 3 mit einer Spanne, um die Selektivität zu Zone 2 der angrenzenden Leitungen sicherzustellen. Eine Zeitverzögerungsdifferenz von 0,4 s zwischen den Zonen reicht aus.

3.1.5.5

Berechnen der Einstellungen für Zone 4

Die Reichweite der Zone 4 kann auf 85% der Reichweite des Distanzschutzes Zone 1 auf der kürzesten Leitung ab A eingestellt werden. Diese Reaktanzreichweite beträgt 5 Ω. Das entspricht 28% der geschützten Leitung (A-B).

1. *DirMode4* auf *Rückwärts* setzen
2. *Z1* auf 4,2 Ω einstellen
 $Z1 = 0,85 \cdot Z_{\text{Line, posseq}} = 0,85 \cdot 0,28 \cdot 17,5 = 4,2 \Omega$
3. *RFPP4* auf 4 Ω einstellen
Die Einstellung *RFPP4* $\approx Z4$ wird vorgeschlagen
4. *RFPE4* auf 8 Ω einstellen
Die Einstellung *RFPE4* $\approx 2 \cdot Z4$ wird vorgeschlagen (sollte nie größer sein als $4,5 \cdot X4$ mit $X4$ als reaktivem Anteil von $Z4$)

5. *OpMode4* auf *Aktiviert L-E LL* einstellen (Zone 4 ist aktiviert)
6. *OpModetPP4* auf *Ein* setzen
Zone 4 Leiter-Leiter-Schleifen mit Auslösung.
7. Setzen der Zeitverzögerung bis Auslösung
 - 7.1. *tPP4* auf *0,400 s* einstellen
Zone 4 Leiter-Leiter-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus.
 - 7.2. *tPE4* auf *0,400 s* einstellen
Zone 3 Leiter-Erde-Schleife löst nach einer kurzen Verzögerung aus.

Die Zeitverzögerung für Zone 4 erfordert eine Toleranz, um die Selektivität Zone 1 der Leitungen von Schaltanlage A zu gewährleisten. Eine Zeitverzögerungsdifferenz von 0,4 s zwischen den Zonen reicht aus.

3.1.6

Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastkompensation für Mho FMPSPDIS

Die Funktion basiert auf unterschiedlichen Prinzipien zur Identifizierung des Fehlertyps. Die Signale aus den unterschiedlichen Fehlerermittlungsalgorithmen werden in der Auswahllogik kombiniert.

Die erweiterten Parameter zur Ermittlung fehlerhafter Leiter werden durch die Standardeinstellwerte gewählt.

1. Setzen von *IMaxLoad* auf *90 %* von *IBase* 1000 A
Der maximale Laststrom für die Ermittlung von dreiphasigen Fehlern wird berechnet als:

$$IMaxLoad \geq \frac{1,2 \cdot 180}{\sqrt{3} \cdot 138} = 0,90 \text{ kA}$$

(Gleichung 28)

2. Setzen von *RLd* auf *70 Ω*
Die minimale Lastimpedanz während fehlerfreier Bedingungen wird wie folgt berechnet:

$$RLd \leq 0,8 \cdot \frac{U_{min}^2}{P_{ext,max}} = \frac{(0,9 \cdot 138)^2}{180} = 85,7 \text{ Ω}$$

(Gleichung 29)

3. Setzen von *ArgLd* auf *30°*
Normalerweise wird angenommen, dass die Lastimpedanz während fehlerfreier Bedingungen einen Phasenwinkel im Bereich von $\pm 30^\circ$ hat.

3.1.7 Einstellungsberechnung für den Signalvergleichsschutz beim Distanz- oder Überstromschutz ZCPSCH

Der Vergleichsschutz mit binären Signalübertragung wird eingesetzt, um eine schnelle Fehlerbehebung auf der gesamten Leitung sicher zu stellen. D. h. dies betrifft auch Fehler außerhalb der normalen Reichweite von Zone 1 des Distanzschutzes. Die Logik für den Signalvergleichsschutz erfordert eine Kommunikationsverbindung zwischen dem Distanzschutz an den beiden Leitungsenden. Die möglichen Kommunikationskanäle für den Signalvergleichsschutz sind:

- TFH
- Richtfunk
- Lichtwellenleiter

Es stehen folgende Vergleichsschutzverfahren zur Verfügung:

- Mitnahmeverfahren
- Freigabeverfahren
- Blockierverfahren

1. *Scheme Type* auf *Permissive OR* setzen

Dies entspricht dem Verfahren mit Freigabesignal. Die Auswahl basiert auf Folgendem:

Das Freigabeverfahren mit Freigabesignal wurde wegen der möglichen geringen Kurzschlussleistung der Einspeisung gewählt, weil es als Schwacheinspeiselogik verwendet wird. Die WEI Funktion erfordert ein Kommunikationsschema mit Überreichweite-Freigabesignal.

2. *tCoord* auf *0,000 s* einstellen
3. *tSendMin* auf *0,100 s* einstellen

3.1.7.1 Wirkungsweise des Freigabeverfahrens

Das Prinzip der Logik wird dargestellt in Abbildung [21](#).

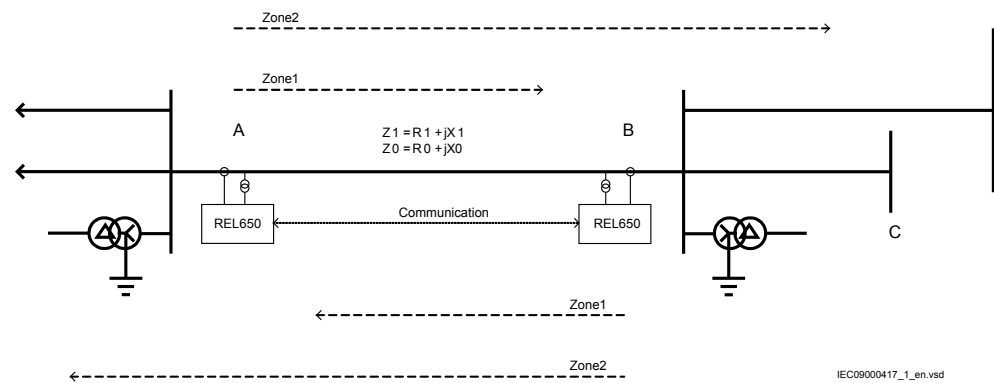


Abb. 21: Wirkungsweise des Freigabeverfahrens

Ein Vergleichsschutzsignal wird gesendet (CS), wenn ein Fehler von Zone 2 (Übergreif-Zone) erkannt wird. Wenn ein Vergleichsschutzsignal empfangen wird (CR), wird Zone 2 unverzüglich freigegeben. Die Logik wird dargestellt in Abbildung 22.

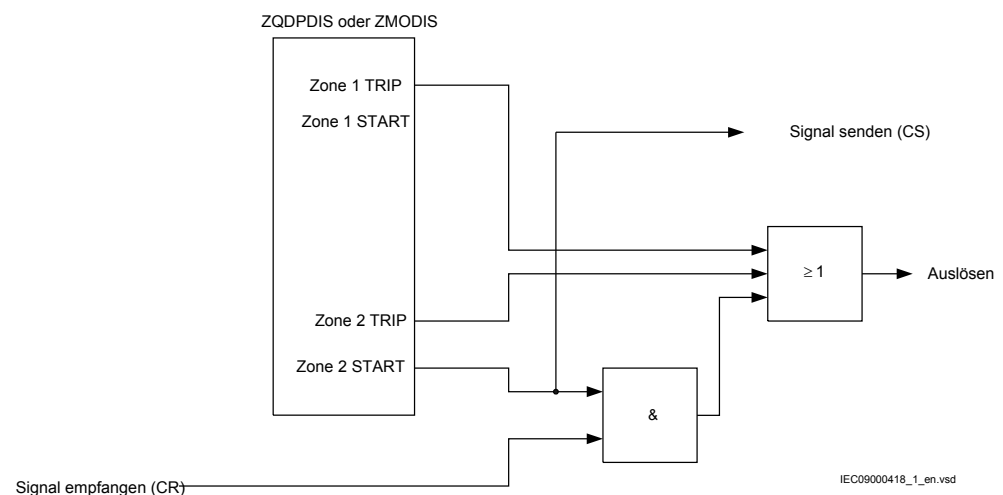


Abb. 22: Logik für das Freigabeverfahren

Dieses Verfahren wird für kurze Leitungen verwendet, bei denen nicht sichergestellt werden kann, dass sich die jeweilige Zone 1-Reichweite von beiden Leitungsenden überlappen. Dieses Verfahren sollte ebenfalls für Leitungen verwendet werden, wenn die Fehlerstromspeisung an den Leitungsenden gering ist und die Schwacheinspeiselogik benutzt wird.

3.1.7.2

Wirkungsweise des Mitnahmeverfahrens

Das Prinzip der Logik wird dargestellt in Abbildung 23.

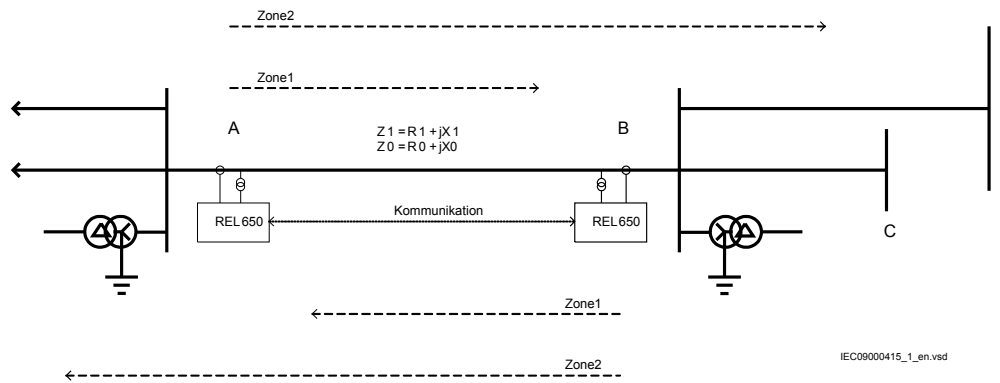


Abb. 23: Wirkungsweise des Mitnahmeverfahrens

Ein Kommunikationssignal wird gesendet (CS), wenn ein Fehler von Zone 1 (Unterreichweiten-Zone) erkannt wird. Wenn ein Vergleichsschutzsignal empfangen wird (CR), wird Zone 2 unverzüglich freigegeben. Die Logik wird dargestellt in Abbildung 24.

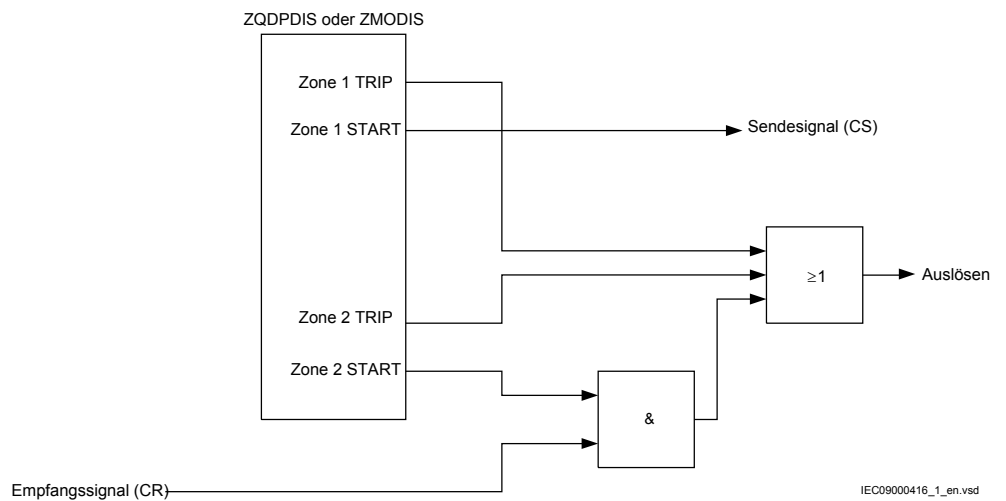


Abb. 24: Logik des Mitnahmeverfahrens

Dieses Schema wird im Allgemeinen für lange Leitungen verwendet, bei denen sichergestellt werden kann, dass sich die jeweilige Zone 1-Reichweite von beiden Leitungsenden überlappt.

3.1.7.3

Wirkungsweise des Blockierverfahrens

Das Prinzip der Logik wird dargestellt in Abbildung 25.

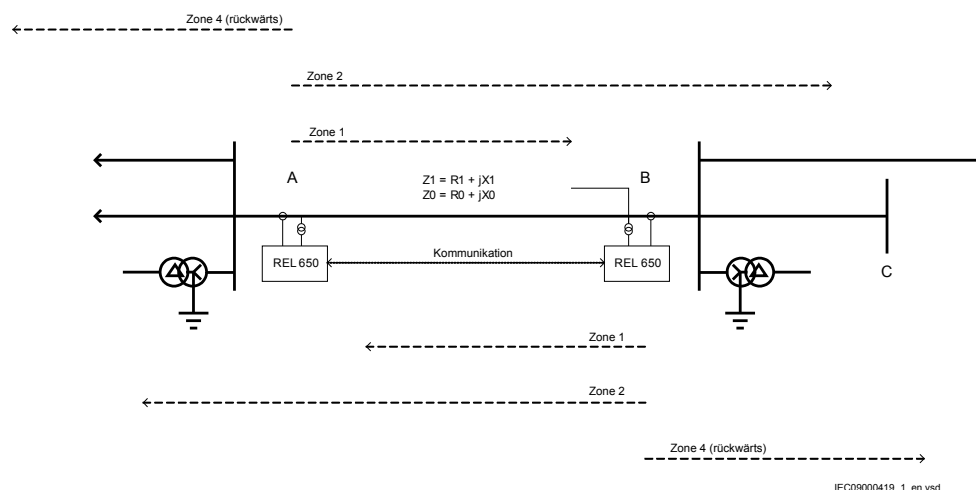


Abb. 25: Wirkungsweise für das Blockierverfahren

Ein Signalvergleichsschutzsignal wird gesendet (CS), wenn ein Fehler von Zone 4 (Rückwärts-Zone) erkannt wird. Wenn ein Signalvergleichsschutzsignal empfangen wird (CR), wird die schnelle Zone 2 blockiert. Die Logik wird dargestellt in Abbildung 26.

ZQDPDIS oder ZMODIS

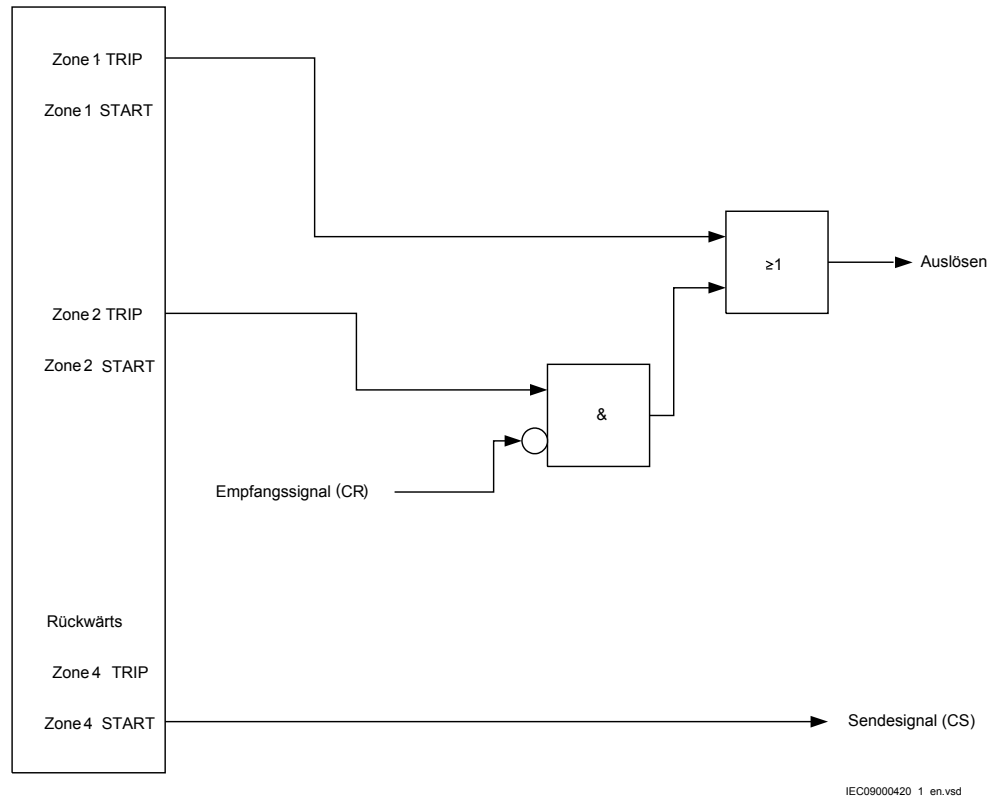


Abb. 26: Logik für das Blockierverfahren

Das Auslösesignal von Zone 2 muss verzögert erfolgen, sodass das Blockiersignal bei externen Fehlern ausreichend Zeit zum Blockieren hat.

3.1.8

Einstellungsberechnung der Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz ZCRWPSCH

Der Distanzschutz kann nur auslösen, wenn der in den Schutz eingespeiste Fehlerstrom größer als 10 – 30% des Bemessungsstroms (einstellbar) ist. Es besteht nämlich das Risiko, dass der Fehlerstrom von einem Ende sehr gering ist. In einem solchen Fall ist der Fehlerstrom bei einem Kurzschluss nahe dem Leitungsende nur sehr gering.

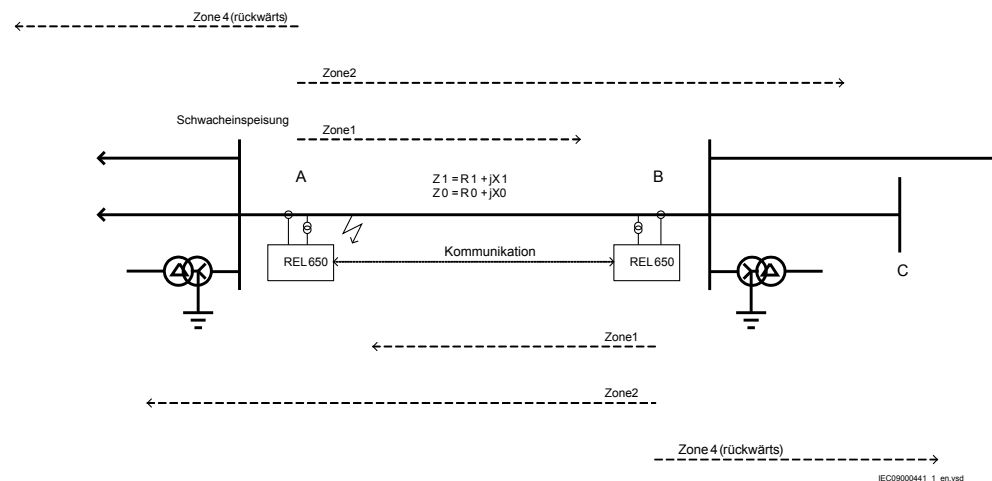


Abb. 27: Leitungsfehler mit einer schnellen Fehlerklärung durch WEI-Logik

Bei dem Fehler aus Abbildung 27 besteht die Gefahr, dass der fehlende Einsatz der WEI-Logik die nachfolgenden Folgen nach sich zieht:

- Zone 1 am Leitungsende A (Schwacheinspeisung) löst auf Grund der geringen Fehlerstroms einspeisung nicht aus. Das bedeutet, dass der Leistungsschalter sich nicht öffnet.
- Die Fehlererkennung am Leitungsende B erfolgt durch die Distanzschutzfunktion von Zone 2. Da kein Beschleunigungssignal (CR) von Leitungsende A vorliegt, kann das Vergleichsschutzschema nicht aktiviert werden. Daher erfolgt die Fehlerklärung verzögert (Zeitverzögerung Zone 2).

Um diese Lücke im Schutzschema zu schließen, wird die Schwacheinspeiselogik (WEI, Weak End Infeed) aktiviert.

Die Funktion bei einem internen Leitungsfehler kann wie folgt beschrieben werden:

- Bei einem internen Fehler wird in Zone 2 am Leitungsende B ausgelöst und ein Signal an Leitungsende A (CS) gesendet.
- Falls Zone 4 (rückwärts) oder keine der Zonen in Vorwärtsrichtung am Leitungsende A das Signal von Leitungsende B (CR) aufnimmt, wird es zurück gesendet (Echo).
- Ist die Spannung am Leitungsende A gering und die Distanzschutzzone löst nicht aus, dann wird der Leistungsschalter ausgelöst (falls die Funktion eingestellt ist).
- Am Leitungsende B wird das Echosignal empfangen (CR). Das Kommunikationsschema stößt eine unverzögerte Auslösung des Leistungsschalter an.

Die Funktion bei einem externen Leitungsfehler kann wie folgt beschrieben werden:

- Bei einem externen Fehler wird in Zone 2 am Leitungsende B ausgelöst und ein Signal an Leitungsende A (CS) gesendet.
 - Zone 4 (rückwärts) am Leitungsende A wird angesprochen und verhindert, dass das empfangene Signal wieder ans Leitungsende B zurück gesendet wird.
 - An keinem der Leitungsenden erfolgt eine Auslösung.
1. *WEI* auf *Echo & Auslösung* einstellen
Echo des CR Signals und auch lokale Auslösung.
 2. *tPickUpWEI* auf *0,01 s* einstellen
Die kürzeste Dauer des CR Signals.
 3. *UPP<* auf *70%* einstellen
Sollte niedriger sein als die niedrigste mögliche Leiter-Leiter-Spannung bei fehlerfreiem Betrieb. Die Einstellung wird in % der nominalen Leiter-Leiter-Spannung vorgenommen. Standardeinstellung ist 70%.
 4. *UPN<* auf *70%* einstellen
Sollte niedriger sein als die niedrigste mögliche Leiter-Erde-Spannung bei fehlerfreiem Betrieb. Die Einstellung wird in % der nominalen Leiter-Leiter-Spannung vorgenommen. Standardeinstellung ist 70%.

3.1.9

Einstellungsberechnung für das Schalten auf Kurzschluss ZCVPSOF

Die Einstellungen werden in Primärwerten vorgenommen. Diese Werte werden in den Grundeinstellungen in Global Base 1 angegeben.

1. *GlobalBaseSel* auf *1* einstellen
2. *Mode* auf *UILvl&Imp* einstellen
3. *AutoInit* auf *Ein* setzen
Kein LS-Signal verfügbar
4. *IPh<* auf *20%* von *IBase* einstellen
Vorgabewert
5. *UPh<* auf *70%* von *UBase* einstellen
Der Vorgabewert muss niedriger sein als die Spannung im Normalbetrieb
6. *tDuration* auf *0,020 s* einstellen
Der Vorgabewert für die Zeitverzögerung der UI Erkennung
7. *tSOTF* auf *1,0 s* einstellen
Vorgabewert für Abfallverzögerung der Funktion SOTF
8. *tDLD* auf *0,2 s* einstellen
Vorgabewert für Abfallverzögerung der Erkennung spannungsloser Leitungen
Die Umschaltung in die Fehlerlogik zielt darauf ab, eine schnelle Auslösung bei Fehlern durch Einschalten des Leistungsschalters zu ermöglichen. Es stehen zwei verschiedene Auslösemodi zur Verfügung:

- Impedanz; bedeutet, dass ZCVPSOF durch ein ungerichtetes Auslösesignal der Distanzschutzfunktion frei gegeben wird (normalerweise Zone 2).
- UILevel; bedeutet, dass ZCVPSOF durch eine Kombination von geringer Spannung (unter der Einstellung $UPh<$) und einem Strom über dem eingestellten Wert ($IPh<$) frei gegeben wird.

Es ist möglich, die Auslösemodi kombiniert einzusetzen: Impedance und UILevel.

Die Funktion kann durch ein binäres Leistungsschalter-Eingangssignal angestoßen werden: (Schließen des Leistungsschalters). Steht das Signal nicht zur Verfügung, kann eine automatische Initiierung auf Grundlage der gemessenen Spannungs- und Stromwerte erfolgen.

3.1.10

Berechnen der Einstellungen für den vierstufigen Leiter-Überstromschutz OC4PTOC

Der Leiter-Überstromschutz ist schwieriger einzustellen, da der Kurzschlussstrom stark vom Schaltzustand im Übertragungsnetz und auch vom Fehlertyp abhängt. Um Einstellungen, die eine selektive Fehlerbeseitigung gestatten, zu erhalten, sind zahlreiche Berechnungen mit verschiedenen Fehlerorten, Schaltzuständen im Netz und Fehlertypen notwendig. Nachfolgend ist ein Beispiel der Einstellungen des Leiter-Überstromschutzes für eine Leitung in vermaschten Netzen mit niederohmiger Erdung Systeme angegeben.

Der Leiter-Überstromschutz dient zu folgenden Zwecken:

- Reserveschutz für Kurzschlüsse in Leitungen, wenn der Distanzschutz nicht verfügbar ist (nach einer Blockierung auf Grund eines Spannungswandlersausfalls)
- Reserveschutz für Kurzschlüsse an benachbarten Sammelschienen, wenn der Distanzschutz nicht verfügbar ist (nach einer Blockierung auf Grund eines Spannungswandlersausfalls)
- Reserveschutz für Kurzschlüsse in der lokalen Sammelschiene
- Kurzschlusschutz zwischen dem Leistungsschalter und dem Stromwandler der Leitung

Die Reichweite des Leiter-Überstromschutzes hängt vom Betriebsstatus und Fehlertyp ab. Daher muss die Einstellung auf Grundlage von Fehlerberechnungen für verschiedene Fehlerarten, Fehlerorte und Schaltzustände im Netz vorgenommen werden. Obgleich manuelle Berechnungen der verschiedenen Fehler möglich sind, werden Berechnungen mit Rechnerunterstützung empfohlen. Es können verschiedene Überstromfunktionen angewendet werden. Dies ist wegen der unterschiedlichen Betriebsbedingungen zulässig.

Für den Leiter-Überstromschutz wird folgendes Prinzip vorgeschlagen:

- Stufe 1 ($I \gg \gg$) mit Einstellung für Kurzschlüsse auf der geschützten Leitung und ohne Verzögerung. Diese Stufe verursacht eine schnelle Auslösung bei nahen Kurzschlüssen auf der Leitung.
- Stufe 2 ($I \gg$) mit einer StromEinstellung, die es ermöglicht, alle Kurzschlüsse in der geschützten Leitung und an den lokalen Sammelschienen und denen der Gegenseite zu erkennen. Um Selektivität zu gewährleisten, weist die Funktion eine kurze Verzögerung auf.
- Stufe 3 ($I >$) mit einer StromEinstellung, die es ermöglicht, alle Kurzschlüsse in den benachbarten Leitungen und an den lokalen Sammelschienen und denen der Gegenseite zu erkennen. Um die Selektivität zu gewährleisten, soll die Funktion eine längere Verzögerungszeit aufweisen.

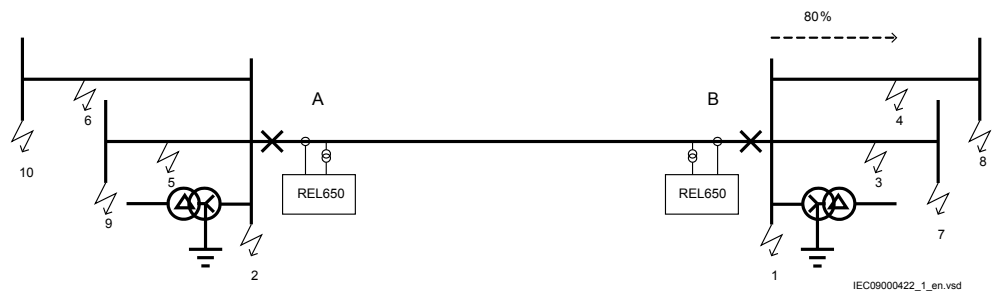


Abb. 28: Fehlerpunkte für die Berechnung der Leiter-Überstrom-Einstellung

Der Leiter-Überstromschutz im Leitungsende A wird in diesem Beispiel betrachtet. Das gleiche Prinzip kann auch für das Leitungsende B angewandt werden.

3.1.10.1

Berechnen der allgemeinen Einstellungen

1. *GlobalBaseSel* auf 1 einstellen
Die Einstellungen werden in Primärwerten vorgenommen. Diese Werte werden in den Grundeinstellungen in Global Base 1 angegeben.
2. *DirModel(2,3)* auf *Ungerichtet* setzen
Es wird angenommen, dass der Leiter-Überstromschutz auch auslösen soll, wenn der Distanzschutz auf Grund eines Spannungswandlerausfalls deaktiviert ist. Daher soll die Funktion ungerichtet sein, da die gerichtete Funktion eine Spannungsmessung erfordert.

3.1.10.2

Berechnen der Einstellungen für Stufe 1

1. $I I >$ auf 490% von I_{Base} setzen
Die Berechnungen zeigen den größten Leiterstrom $I_{max} = 3,84 \text{ kA}$

Um die Selektivität sicherzustellen, müssen die Einstellungen folgende Bedingungen erfüllen:

$$I_{hoch, eingestellt} \geq 1,2 \cdot k \cdot I_{max}$$

wobei k die transiente Überreichweite (auf Grund der Gleichstromkomponente des Fehlerstroms) der Überstromfunktion ist. Für die vierstufige Überstromfunktion im IED $k = 1,05$.

Dies ergibt: $I_{hoch, eingestellt} \geq 1,2 \cdot 1,05 \cdot 3\,840 = 4\,840\text{ A}$

$I1 > = 490\%$ von I_{Base} setzen, dies entspricht 4900 A .

2. $t1$ auf 0 s setzen.

Fehler werden an den Punkten 1 und 2 angelegt (Sammelschienenfehler an beiden Leitungsenden). Die folgenden Fehlertypen werden angewendet: dreipoliger Kurzschluss, Leiter-Leiter--Kurzschluss und Leiter-Erde-Fehler. Bei den Fehlern an Fehlerpunkt 1 soll die Quellimpedanz am Leitungsende A minimal angenommen werden (Kurzschluss-Höchststrom). Bei den Fehlern an Fehlerpunkt 2 soll die Quellimpedanz am Leitungsende B minimal angenommen werden (Kurzschluss-Höchststrom).

3.1.10.3

Berechnen der Einstellungen für Stufe 2

1. $I2 >$ auf 190% von I_{Base} setzen

Um sicher zu stellen, dass Stufe 2 alle Kurzschlüsse auf der Leitung erkennt, wird ein Leiter-Leiter Kurzschluss an Punkt 1 angelegt (die benachbarte Sammelschiene). Die Quellenimpedanz von Leitungsende A sollte in dieser Berechnung maximal angenommen (Minimum-Kurzschlussstrom) werden. Es ergibt sich der Leiterstrom $I_{AB,min} = 2,50\text{ kA}$ (Leiter-Leiter Kurzschluss).

Um sicher zu stellen, dass Stufe 2 in der lokalen Sammelschiene alle Kurzschlüsse erkennt, wird ein Leiter-Leiter Kurzschluss an Punkt 2 angelegt (lokale Sammelschiene). Die Quellenimpedanz von Leitungsende B sollte in dieser Berechnung maximal angenommen (Minimum-Kurzschlussstrom) werden. Es ergibt sich der Leiterstrom $I_{BA,min} = 2,50\text{ kA}$ (Leiter-Leiter Kurzschluss).

Die Verzögerung von Stufe 2 sollte möglichst dem Wert für Distanzschutzzone 2 gleichen (normalerweise $0,4\text{ s}$). Um Selektivität bei dieser Zeitverzögerung zu gewährleisten, sollte die Funktion die angrenzenden Leitungen, die von der entfernten und lokalen Sammelschiene abgehen, nicht übergreifen.

Der am Schutz eingespeiste Fehlerstrom sollte für die Punkte 3, 4, 5 und 6 berechnet werden (Fehler über 80% an den benachbarten Leitungen, die an der lokalen Sammelschiene und der Gegenseite angeschlossen sind).

Der Fehler an Punkt 3 wird mit minimaler Quellenimpedanz an Unterstation A und mit einer Abgangsleitung an Unterstation B außer Betrieb berechnet. Das Ergebnis ist der Strom $I_{fault3,max.} = 1,56 \text{ kA}$.

Der Fehler an Punkt 4 wird mit minimaler Quellenimpedanz an Unterstation A und mit einer Abgangsleitung an Unterstation B außer Betrieb berechnet. Das Ergebnis ist der Strom $I_{fault4,max.} = 1,4 \text{ kA}$.

Der Fehler an Punkt 5 wird mit minimaler Quellenimpedanz an Unterstation A und mit einer Abgangsleitung an Unterstation B außer Betrieb berechnet. Das Ergebnis ist der Strom $I_{fault5,max.} = 1,56 \text{ kA}$.

Der Fehler an Punkt 6 wird mit minimaler Quellenimpedanz an Unterstation A und mit einer Abgangsleitung an Unterstation B außer Betrieb berechnet. Das Ergebnis ist der Strom $I_{fault6,max.} = 1,35 \text{ kA}$.

Die Stromeinstellung von Stufe 2 wird möglichst wie folgt gewählt:

$$1,2 \cdot \max(I_{fault3,4,5,6max}) \leq I_{step2} \leq 0,7 \cdot \min(I_{AB,min}, I_{BA,min})$$

$$1,2 \cdot 1,56 \leq I_{step2} \leq 0,7 \cdot 2,50 \text{ or } 1,9 \leq I_{step2} \leq 1,75$$

In diesem Fall können die oben aufgeführten Anforderungen nicht erfüllt werden. Die Priorität liegt bei der Selektivität, die unter der Berücksichtigung des geringen Risikos einer Auslösung bei Kurzschlüssen in der Nähe der Sammelschiene der Gegenseite eine Einstellung von 1900 A auswählt. Dies ist annehmbar, da der Distanzschutz normalerweise die gesamte Leitung und die Sammelschiene der Gegenseite von Zone 2 abdeckt.

Einstellung: $I2 \geq 190 \% \text{ of } IBase$, dies entspricht 1900 A.

2. $t2$ auf 0,4 s setzen.
Die Verzögerung von Stufe 2 sollte möglichst dem Wert für Distanzschutzzone 2 gleichen (normalerweise 0,4 s). Um Selektivität bei dieser Zeitverzögerung zu gewährleisten, sollte die Funktion die angrenzenden Leitungen, die von der entfernten und lokalen Sammelschiene abgehen, nicht übergreifen.

3.1.10.4

Berechnen der Einstellungen für Stufe 3

1. $I3 >$ auf 110% von $IBase$ setzen
Um sicher zu stellen, dass die Stufe 3 alle Kurzschlüsse in den benachbarten Leitungen der Gegenseiten-Sammelschiene erkennt, wird an den Fehlerpunkten 7 und 8 ein Leiter-Leiter-Kurzschluss angelegt. Die Quellimpedanz am Leitungsende A soll zur Berechnung erhöht werden (Mindest-Kurzschlussstrom). Es ergibt sich der Leiterstrom $I_{fault7,8,min} = 0,46 \text{ kA}$

Um sicher zu stellen, dass die Stufe 3 alle Kurzschlüsse in den benachbarten Leitungen der lokalen Sammelschiene erkennt, wird an den Fehlerpunkten 9 und 10 ein Leiter-Leiter-Kurzschluss angelegt. Die Quellenimpedanz von Leitungsende B sollte in dieser Berechnung maximal angenommen (Minimum-Kurzschlussstrom) werden. Das Ergebnis ist der Leiterstrom $I_{fault9,10,min} = 0,46 \text{ kA}$

Verzögerung von I> soll größer eingestellt werden als die Verzögerung des Distanzschutzes Zone 2 (normal 0,4 s), d. h. normalerweise mindestens 0,8 s. Die Stufe 3 sollte so eingestellt werden, dass der maximale Laststrom in der Leitung keine unerwünschte Auslösung verursacht. Der maximale Laststrom kann folgendermaßen geschätzt werden:

$$I_{Load,max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{min}} = \frac{180}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 138} = 0,84 \text{ kA}$$

(Gleichung 30)

Die Stromeinstellung von Stufe 2 wird möglichst wie folgt gewählt:

$$1,2 \cdot \frac{I_{Load,max}}{\eta} \leq I_{step3} \leq 0,7 \cdot \min(I_{fault7,8,9,10min})$$

(Gleichung 31)

$$1,2 \cdot \frac{840}{0,95} \leq I_{step3} \leq 0,7 \cdot 460 \quad \text{or} \quad 1061 \leq I_{step3} \leq 322$$

(Gleichung 32)

wobei η das Rückfallverhältnis der Überstromfunktion ist. Für die Überstromfunktion im IED, $\eta = 0,95$.

In diesem Fall können die oben aufgeführten Anforderungen nicht erfüllt werden. Die Priorität liegt bei der Selektivität, indem eine Einstellung von 1100 A ausgewählt wird. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Leiter-Überstromschutz nicht als Reserve-Fernschutz in den Leitungen der Gegenseite funktionieren kann.

2. $t3$ auf 0,8 s setzen

3.1.11

Berechnen der Einstellungen für den vierstufigen Erdfehlerschutz EF4PTOC

Der Erdfehlerschutz ist schwieriger einzustellen, da der Erdfehler in hohem Grad vom Schaltzustand im Netz abhängig ist. Um eine Einstellung für eine selektive Fehlerbeseitigung zu erzielen, sind viele Berechnungen mit verschiedenen Fehlerorten, verschiedenen Schaltzuständen im Netz und verschiedenen Erdfehlertypen erforderlich. Das Beispiel unten zeigt die Einstellung des vierstufigen Erdfehlerschutzes für eine Leitung in einem vermaschten Netz mit niederohmiger Erdung.

Der vierstufige Erdfehlerschutz hat folgende Funktion:

- Schneller und empfindlicher Schutz bei Erdfehlern in der geschützten Leitung.
- Reserveschutz bei Erdfehlern in angrenzenden Sammelschienen für den Fall, dass der Distanzschutz nicht verfügbar ist (nach Spannungswandlerausfall)
- Empfindliche Erfassung hochohmiger Erdfehler und Serienfehler in der geschützten Leitung.

Die Reichweite des vierstufigen Erdfehlerschutzes hängt vom Netzzustand und Fehlertyp ab. Daher muss die Einstellung auf der Grundlage von Fehlerberechnungen von verschiedenen Fehlern, Fehlerorten und Schaltzuständen im Netz vorgenommen werden. Obgleich manuelle Berechnungen der verschiedenen Fehler möglich sind, werden Fehlerberechnung mit Rechnerunterstützung empfohlen. Es können verschiedene Überstromfunktionen angewendet werden. Dies ist wegen der unterschiedlichen Betriebsbedingungen zulässig.

Für den vierstufigen Erdfehlerschutz wird folgendes Prinzip vorgeschlagen:

- Stufe 1 ($3I_0 >>>$) mit hoher Stromeinstellung und ohne Verzögerung. Stufe 1 hat eine gerichtete Funktion mit der Nullspannung als Richtungsbezug. Diese Stufe ermöglicht eine schnelle Auslösung bei Erdfehlern auf der Leitung bis nahezu 70 % der gesamten Leitungsstrecke.
- Stufe 2 ($3I_0 >>$) mit einer Stromeinstellung, die die Erfassung aller Kurzschlüsse in der geschützten Leitung ermöglicht. Stufe 2 hat eine gerichtete Funktion mit der Nullspannung als Richtungsbezug. Um Selektivität zu gewährleisten, weist die Funktion eine kurze Verzögerung auf. Diese Stufe wird auch für das Senden von Signalen für die Aktivierung der Übergreifstufe im Signalvergleichsschutz für das Mitnahme- und Freigabeverfahren verwendet. Im vorliegenden Beispiel wird ein Freigabeverfahren verwendet.
- Stufe 4 ($3I_0 >$) mit einer empfindlichen Einstellung zur Erfassung hochohmiger Erdfehler und intermittierenden Fehlern in der geschützten Leitung. Die Stufe 4 hat eine ungerichtete Funktion. Um die Selektivität zu gewährleisten, soll die Funktion eine längere Verzögerungszeit aufweisen.

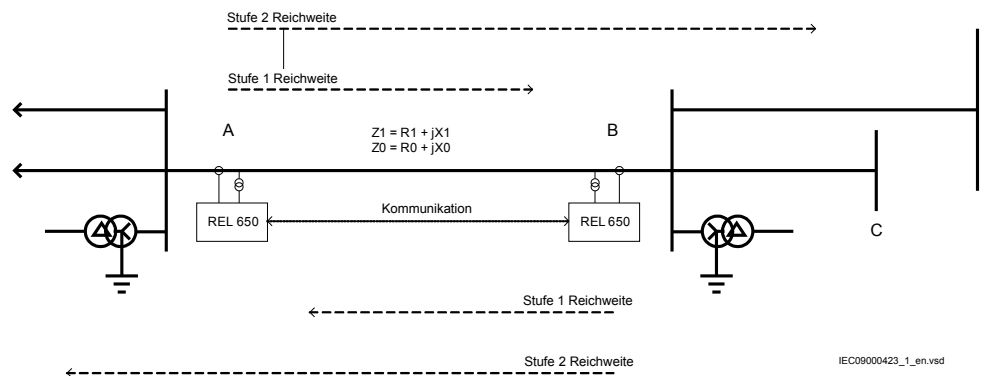


Abb. 29: Erdfehlerschutz in Kombination mit einem Kommunikationsschema

Der Erdfehlerschutz am Leitungsende A wird hier behandelt. Siehe Abbildung 29. Das gleiche Prinzip kann für das andere Leitungsende verwendet werden.

3.1.11.1 Berechnen der allgemeinen Einstellungen

1. *GlobalBaseSel* auf 1 einstellen
Die Einstellungen werden in Primärwerten vorgenommen. Diese Werte werden in den Grundeinstellungen in Global Base 1 angegeben.
2. Setzen von *DirMode1* und *DirMode2* auf *Vorwärts*
Die Funktion sollte genau wie die richtungsabhängige Vorwärtsfunktion für Stufe 1 und 2 gerichtet sein.
3. Setzen von *DirMode3* auf *Ungerichtet*

3.1.11.2 Berechnen von Einstellungen für Schritt 1

1. *INI>* auf 300 % von *IBase* setzen
Fehler werden jeweils im Fehlerpunkt 1 angewendet (Sammelschienenfehler am entfernten Leitungsende); siehe Abbildung 30. Die folgenden Fehlertypen werden angewendet: Leiter-Leiter-Erde-Kurzschluss und Leiter-Erd-Fehler. Bei den Fehlern an Fehlerpunkt 1 soll die Quellimpedanz (sowohl die Mitsystem- als auch Nullsystem-Quellimpedanz) am Leitungsende A minimiert werden (Kurzschluss-Höchststrom). Bei den Fehlern an Fehlerpunkt 2 soll die Quellimpedanz am Leitungsende B minimiert werden (Kurzschluss-Höchststrom). In Fällen, in denen eine der von der entfernten Sammelschiene ausgehenden Leitungen außer Betrieb ist, soll eine Berechnung dahingehend durchgeführt werden, dass die Einstellung auch nicht regulären Schaltzuständen (z.B. bei Wartungsarbeiten an der Leitung) Gültigkeit haben.

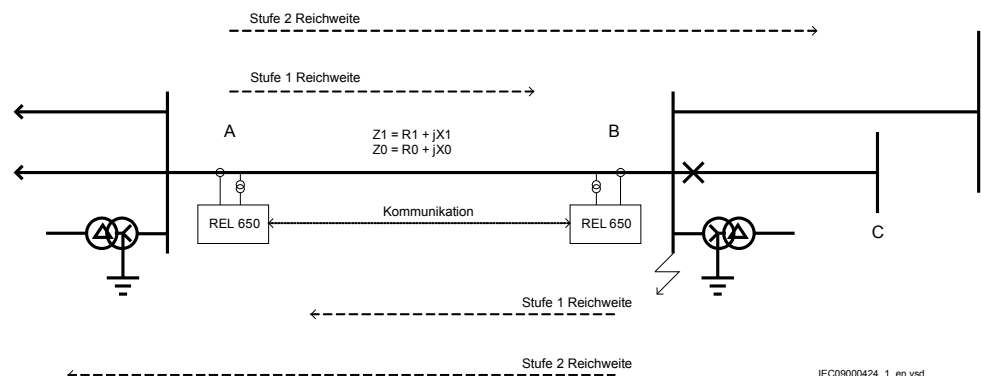


Abb. 30: Berechnung – Fehler Stufe 1

Die Berechnungen liefern den höchsten Nullstrom am Schutz als $3I_{0max} = 2,39 \text{ kA}$.

Um Selektivität sicherzustellen, müssen die Einstellungen folgende Bedingungen erfüllen:

$$I_{high,set} = 1,2 \cdot k \cdot 3I_{0max}$$

wobei k die transiente Überreichweite (aufgrund der Gleichstromkomponente des Fehlerstroms) der Überstromfunktion ist. Bei Schritt 4 beträgt der Wert für k 1,05

2. t_{Alarm} auf 0 s setzen.

3.1.11.3

Berechnen der Einstellungen für Stufe 2

1. Setzen von $IN2>$ auf 140 % von I_{Base}

Um sicherzustellen, dass Stufe 2 alle Kurzschlüsse in der Leitung erfasst, wird ein Leiter-Leiter-Kurzschluss an Punkt 1 angewendet (die angrenzende Sammelschiene), siehe Abbildung 31. Die Quellenimpedanz von Leitungsende A sollte in dieser Berechnung maximal angenommen (Minimum-Kurzschlussstrom) werden. Der Leiterstrom entspricht

$$3I_{0AB,min} = 2,39 \text{ kA}$$

Wenn möglich sollte die Verzögerung von $3I_{0>>}$ gleich dem Distanzschutz von Zone 2 eingestellt sein (normalerweise 0,4 s). Um Selektivität bei dieser Zeitverzögerung zu gewährleisten, sollte die Funktion die angrenzenden Leitungen, die von der entfernten und lokalen Sammelschiene abgehen, nicht übergreifen.

Um die Selektivität zu Erdfehlern sicherzustellen, müssen die Überstromschutzfunktionen der anderen Leitungen, die von der entfernten Sammelschiene abgehen, gemäß den nachstehenden Berechnungen folgen.

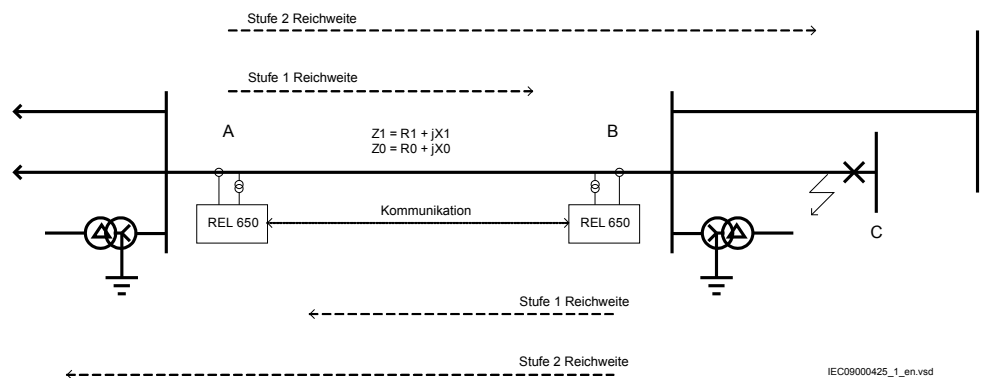


Abb. 31: Berechnung – Fehler Stufe 2

Die berechnete Fehlerstromspeisung an die Schutzfunktion entspricht $3I_{0,AB}$. Die berechnete gesamte Fehlerstromspeisung an den Fehlerpunkt entspricht $3I_{0,BC}$. Die Einstellung für Stufe 1 des vierstufigen

Erdfehlerschutzes in Leitung B – C entspricht $3I_{0BC,step1}$. Der durch den Erdfehlerschutz bei einem Erdfehler und bei Reichweite von Stufe 1 gemessene Strom kann wie folgt berechnet werden:

$$3I_{0,sel} = 3I_{0BC,step1} \cdot \frac{3I_{0,AB}}{3I_{0,BC}}$$

(Gleichung 33)

$I_{0BC,step1} = 4000 \text{ A}$ und man erhält

$$3I_{0,sel} = 4000 \cdot \frac{790}{2980} = 1060 \text{ A}$$

(Gleichung 34)

Diese Berechnung wird für Fehler in jeder der von der entfernten Sammelschiene abgehenden Leitungen vorgenommen. Um sowohl eine ausreichende Reichweite von Stufe 2 als auch die Selektivität sicherzustellen, muss Stufe 2 folgendermaßen gewählt werden:

$$1,2 \cdot \max(3I_{0,sel}) \leq IN_{step2} \leq 0,7 \cdot 3I_{0ABmin}$$

$$1,2 \cdot 1060 \leq IN_{step2} \leq 0,7 \cdot 2390 \text{ oder } 1272 \leq N_{step2} \leq 1673$$

Einstellung: $IN2 \geq 140 \%$ von I_{Base} und das entspricht 1400 A

2. $t2$ auf $0,4 \text{ s}$ setzen.

3.1.11.4

Berechnen der Einstellungen für Stufe 4

Die aktuelle Einstellung von Stufe 4 sollte nach dem üblichen Verfahren im Netz ausgewählt werden. Erfahrungswerte lassen darauf schließen, dass eine Einstellung von 100 A verwendet werden kann. Diese Einstellung hängt jedoch in hohem Maße von der Leitungsbeschaffenheit ab, z.B. davon, ob die Leitung verdrillt ist oder nicht.

Wenn eine unabhängige Zeitverzögerung verwendet wird, besteht ein gewisses Risiko von nicht-selektiven Auslösungen bei hochohmigen Erdfehlern oder Serienfehlern. Wenn eine abhängige Zeitverzögerung (Inverszeit) verwendet wird, kann ein gewisser Grad an Selektivität erreicht werden.

1. Setzen von $IN4 >$ auf 10% von I_{Base} , entspricht 100 A
Characteristic 4: Typ RD.
2. $k4$ auf $0,3$ setzen
3. Einstellung: $t4Min$ auf $1,2 \text{ s}$

3.1.12 Berechnen der Einstellungen für den Signalvergleich mit dem Erdfehlerschutz ECPSCH

Das Signalvergleichsschutzverfahren wird für eine schnelle Fehlerbehebung aller Erdfehler entlang der Leitung verwendet. Dies gilt ebenfalls für Fehler außerhalb der Reichweite von Stufe 1 des vierstufigen Nullstromschutzes. Die Logik des Signalvergleichsverfahrens erfordert eine Kommunikationsverbindung zwischen dem vierstufigen Erdfehlerschutz an den beiden Leitungsenden. Die möglichen Kommunikationskanäle für den Signalvergleichsschutz sind:

- TFH
- Richtfunk
- Lichtwellenleiter

Es gibt folgende Alternativen zum Kommunikationsschema:

- Mitnahmeverfahren
- Freigabeverfahren
- Blockierverfahren

1. Setzen von *SchemeType* auf *Bedingt überr.*
Dies entspricht dem Verfahren mit Freigabesignal. Die Auswahl basiert auf Folgendem:
Das Freigabeverfahren mit Freigabesignal wurde wegen der möglichen geringen Kurzschlussleistung der Einspeisung gewählt, weil es als Schwacheinspeiselogik verwendet wird. Die WEI-Funktion erfordert einen Signalvergleichsschutz mit Freigabesignal.
2. *tCoord* auf *0,000 s* einstellen
3. *tSendMin* auf *0,100 s* einstellen

3.1.12.1 Freigabeverfahren

Das Prinzip der Logik wird dargestellt in Abbildung [32](#).

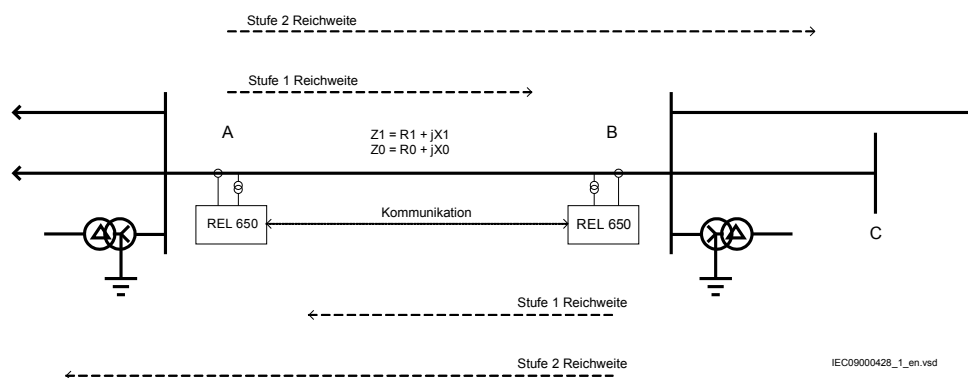


Abb. 32: Prinzip des vierstufigen Signalvergleichsschutzes für den Erdfehlerschutz

Es wird ein Signal für den Signalvergleichsschutz gesendet (CS), wenn ein Fehler durch Stufe 2 ($3I_0 \gg$ Überreichstufe) ermittelt wurde. Wird ein Signal empfangen (CR), löst Stufe 2 ($3I_0 \gg$) unverzüglich aus. Die Logik wird dargestellt in Abbildung 33.

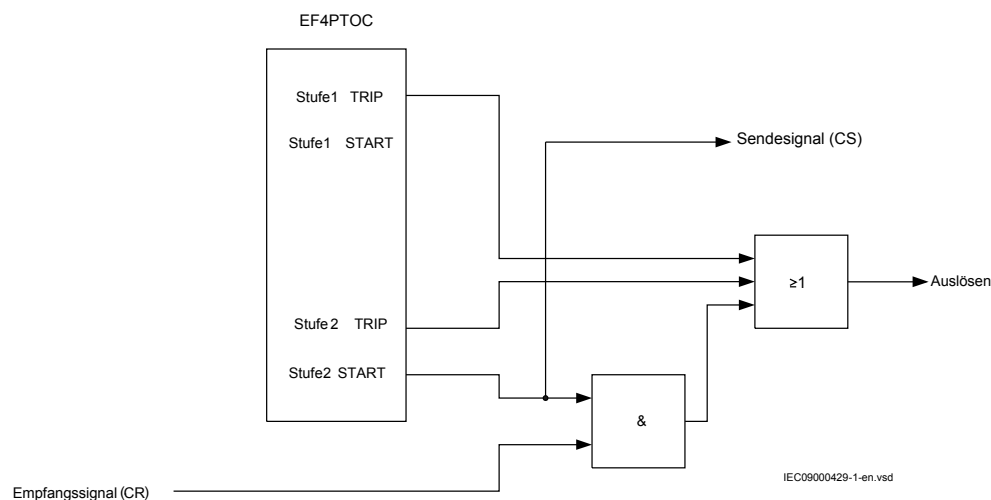


Abb. 33: Logik des vierstufigen Freigabeverfahrens für den Signalvergleichsschutz mit dem Erdfehlerschutz

Dieses Verfahren wird für kurze Leitungen verwendet, bei denen nicht sichergestellt werden kann, dass sich die jeweilige Zone 1-Reichweite von beiden Leitungsenden überlappen. Dieses Verfahren sollte ebenfalls für Leitungen verwendet werden, wenn die Fehlerstromspeisung an den Leitungsenden gering ist und die Schwacheinspeiselogik benutzt wird.

3.1.12.2

Mitnahmeverfahren

Das Prinzip der Logik wird dargestellt in Abbildung 34.

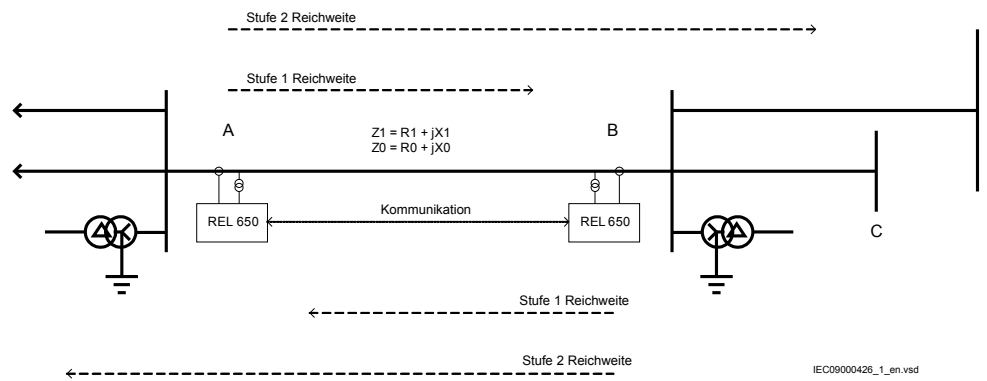


Abb. 34: Prinzip des vierstufigen Signalvergleichsschutzes mit dem Mitnahmeverfahren für den Erdfehlerschutz

Es wird ein Signal für den Signalvergleichsschutz gesendet (CS), wenn ein Fehler durch Stufe 1 ($3I_0 \gg$ Unterreichstufe) ermittelt wurde. Wird ein Signal empfangen (CR), löst Stufe 2 ($3I_0 \gg$) unverzüglich aus. Die Logik kann wie in Abbildung 35 gezeigt beschrieben werden.

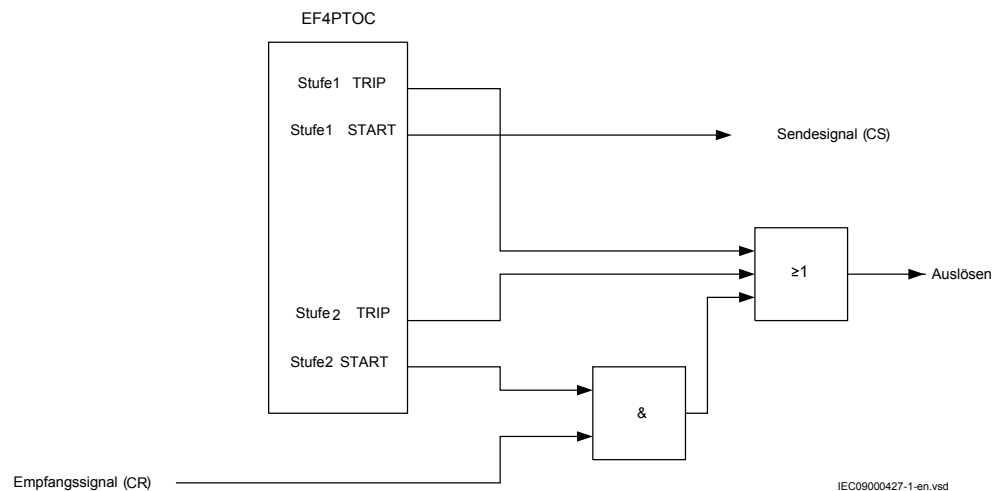


Abb. 35: Logik des vierstufigen Signalvergleichsschutz mit dem Mitnahmeverfahren für den Erdfehlerschutz

Dieses Schema wird für lange Leitungen verwendet, bei denen sicher ist, dass sich die jeweilige Zone-1-Reichweite von beiden Leitungsenden überlappen.

3.1.12.3

Blockierverfahren

Das Prinzip der Logik wird dargestellt in Abbildung 36.

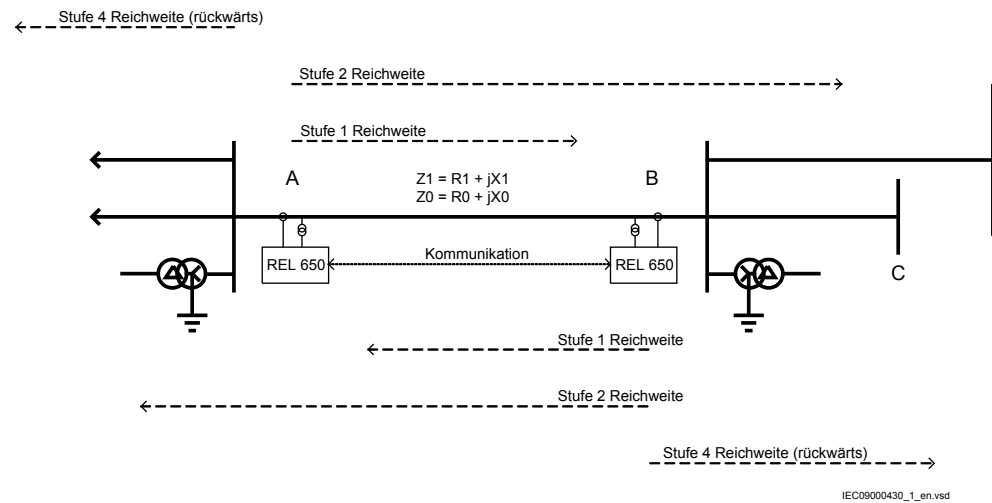


Abb. 36: Prinzip des vierstufigen Signalvergleichsschutzes mit dem Blockierverfahren für den Erdfehlerschutz

Es wird ein Signal für den Signalvergleichsschutz gesendet (CS), wenn ein Fehler durch Stufe 4 (Rückwärtsrichtung) ermittelt wird. Wird ein Signal empfangen (CR), wird die schnelle Überreichstufe 2 blockiert. Die Logik wird dargestellt in [Abbildung 37](#).

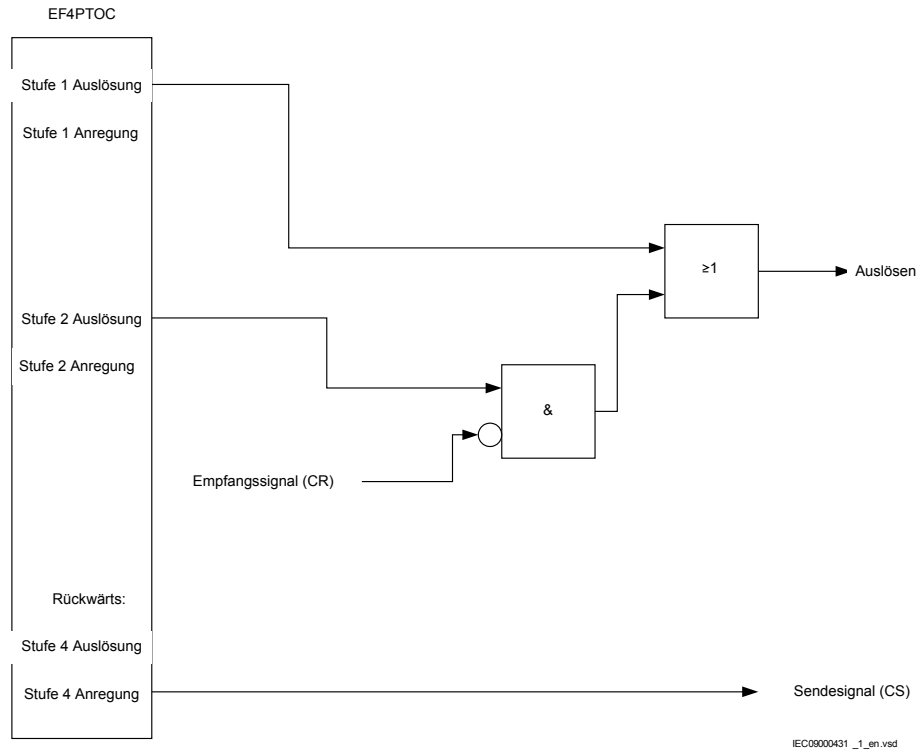


Abb. 37: *Logik des vierstufigen Signalvergleichsschutzes mit dem Blockierverfahren für den Erdfehlerschutz*

Das Auslösesignal aus Stufe 2 muss verzögert werden, damit das Blockiersignal ausreichend Zeit hat, externe Fehler zu blockieren.

3.1.13

Berechnen der Einstellungen für Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Erdfehlerschutz ECRWPSCH

Der vierstufige Erdfehlerschutz wird nur ausgelöst, wenn der Fehlerstrom größer als ca. 3 % des Bemessungsstroms ist. Es besteht nämlich das Risiko, dass der Fehlerstrom von einem Ende sehr gering ist. In einem solchen Fall ist der Fehlerstrom bei einem Kurzschluss nahe dem Leitungsende nur sehr gering.

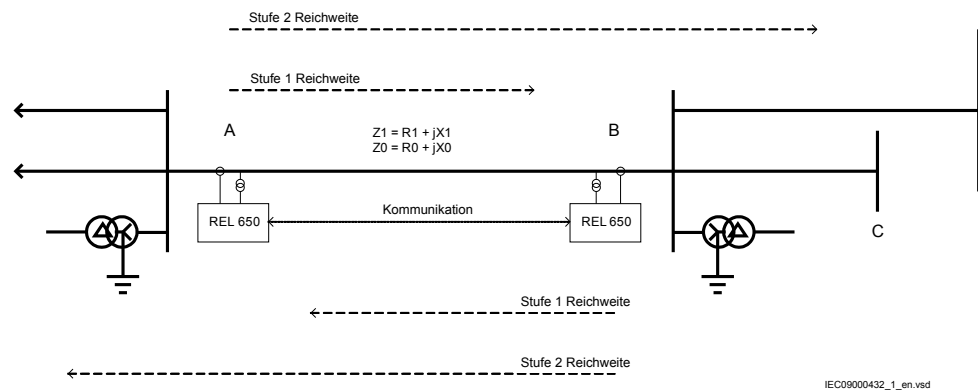


Abb. 38: WEI-Schema des Erdfehlerschutzes

Für den in Abbildung 38 dargestellten Fehler besteht die Gefahr mit folgenden Auswirkungen, falls die Schwacheinspeiselogik nicht verwendet wird:

- Stufe 1 am Leitungsende A (schwaches Ende) wird nicht aktiviert, da ein schwacher Fehlerstrom vorliegt oder eine zu geringe Erdfehlerspannung anliegt. Dies bedeutet, dass der Leistungsschalter nicht ausgelöst wird.
- Die Fehlererkennung am Leitungsende B wird durch Stufe 2 des vierstufigen Erdfehlerschutzes gewährleistet. Da vom Leitungsende A kein Signal zur Freigabe der Übergreifstufe abgegeben wird, kann das Signalvergleichsverfahren nicht aktiviert werden. Die Fehlerabschaltung wird dadurch verzögert (Stufe 2, Zeitverzögerung).

Um diese Lücke im Schutzschema zu schließen, wird die Schwacheinspeiselogik (WEI, Weak End Infeed) aktiviert. Die Funktion bei einem internen Leitungsfehler kann wie folgt beschrieben werden:

- Bei einem internen Fehler erzeugt die Stufe 2 am Leitungsende B ein Signal und sendet es zum Leitungsende A (CS).
- Falls keines der ungerichteten Anregungssignale von Stufe 1 oder 2 am Leitungsende A auftritt, wird das empfangene Signal von Leitungsende B (CR) zurückgesendet (Echo).
- Ist die Spannung am Leitungsende A niedrig und sind die Stufen des Erdfehlerschutz nicht angesprochen, wird der Leistungsschalter ausgelöst (falls diese Funktion gesetzt wurde).
- Am Leitungsende B wird das Echosignal empfangen (CR) und das Signalvergleichsverfahren löst den Leistungsschalter unverzüglich aus.

Die Funktion bei einem externen Leitungsfehler kann wie folgt beschrieben werden:

- Bei einem externen Fehler wird die Stufe 2 am Leitungsende B aktiviert und sendet ein Signal zum Leitungsende A (CS).
 - Wenn die ungerichteten Anregungssignale von Stufe 1 oder 2 am Leitungsende A aktiviert sind, verhindern sie, dass das empfangene Signal zurück zum Leitungsende B gesendet wird.
 - An beiden Leitungsenden wird demzufolge keine Auslösung gebildet.
1. *WEI* auf *Echo & Auslösung* einstellen
Dies bewirkt ein Echo des CR-Signals und eine lokale Auslösung.
 2. *tPickUpWEI* auf *0,01 s* einstellen
Kürzeste Dauer des CR-Signals.
 3. Setzen von *UPP<* auf niedriger als die niedrigstmögliche Leiter-Leiter-Spannung bei fehlerfreier Funktion. Die Einstellung wird in % der nominalen Leiter-Leiter-Spannung vorgenommen.
Standardeinstellung ist *70 %*.
 4. Setzen von *UPN<* auf niedriger als die niedrigstmögliche Leiter-Leiter-Spannung bei fehlerfreier Funktion. Die Einstellung wird in % der nominalen Leiter-Leiter-Spannung vorgenommen.
Standardeinstellung ist *70 %*.

3.1.14

Berechnen der Einstellungen für den Schalterversagerschutz CCRBRF

Für Schalterversagerschutz (CCRBRF) können entweder die Hilfskontakte im Leistungsschalter überwacht werden oder die Strommessung verwendet werden, um die korrekte Funktion des Leistungsschalters zu erkennen. Für den Leitungsschutz ist die Strommessungsfunktion für den Schalterversagerschutz am besten geeignet.

1. *GlobalBaseSel* auf *1* einstellen
Die Einstellungen werden in Primärwerten vorgenommen. Diese Werte werden in den Grundeinstellungen in Global Base 1 angegeben.
2. Setzen von *FunctionMode* auf *Strom*
3. Setzen von *BuTripMode* auf *1 aus 4*
Bei der Strommessung werden die drei Leiterströme an der Leitung verwendet. Es ist auch möglich, den Erdfehlerstrom zu messen (Analogeingang 4). Die Logik zur Feststellung des Schalterversagens kann wie folgt festgelegt werden:
1 aus 3: mindestens einer der drei Leiterströme sollte zur Erkennung eines Schalterversagens über dem festgelegten Wert liegen
1 aus 4: mindestens einer der drei Leiterströme und der Erdfehlerstrom sollten zur Erkennung eines Schalterversagens über dem festgelegten Wert liegen
2 aus 4: mindestens zwei der drei Leiterströme und der Erdfehlerstrom sollten zur Erkennung eines Schalterversagens über dem festgelegten Wert liegen.

Da der Erdfehlerschutz zu den Schutzfunktionen gehört, um den Leistungsschalterversagerschutz auszulösen, wird die Einstellung *1 aus 4* gewählt.

4. Setzen von $IP>$ auf 10 % von I_{Base}
 $IP>$ sollte kleiner eingestellt sein als der niedrigste Strom, der vom Distanzschutz ($I_{Min}O_pPP$) festgestellt werden kann, der festgelegt ist auf 20 % von I_{Base} .
5. Setzen von $IN>$ auf 10 % von I_{Base}
 $IN>$ sollte kleiner eingestellt sein als der niedrigste Strom, der durch die empfindlichste Stufe des Erdfehlerschutzes festgestellt werden kann (100 A).
6. $t1$ auf 0 s setzen.
Zeitverzögerung für die Auslösewiederholung: $t1$
7. $t2$ auf 0,17 s setzen.

Die Verzögerungszeit des Leistungsschalterversagerschutz (BuTrip) wird gewählt entsprechend Abbildung 39.

Als maximale Öffnungszeit des Leistungsschalters werden 100 ms angenommen.

Die BFP-Rückfallzeit ist maximal 15 ms.

Der Bereich sollte bei ungefähr 2 Zyklen (40 ms bei 50 Hz) festgelegt werden. Das bedeutet ungefähr 155 ms minimal als Einstellung der Zeitverzögerung für die Mitnahmeauslösung $t2$.

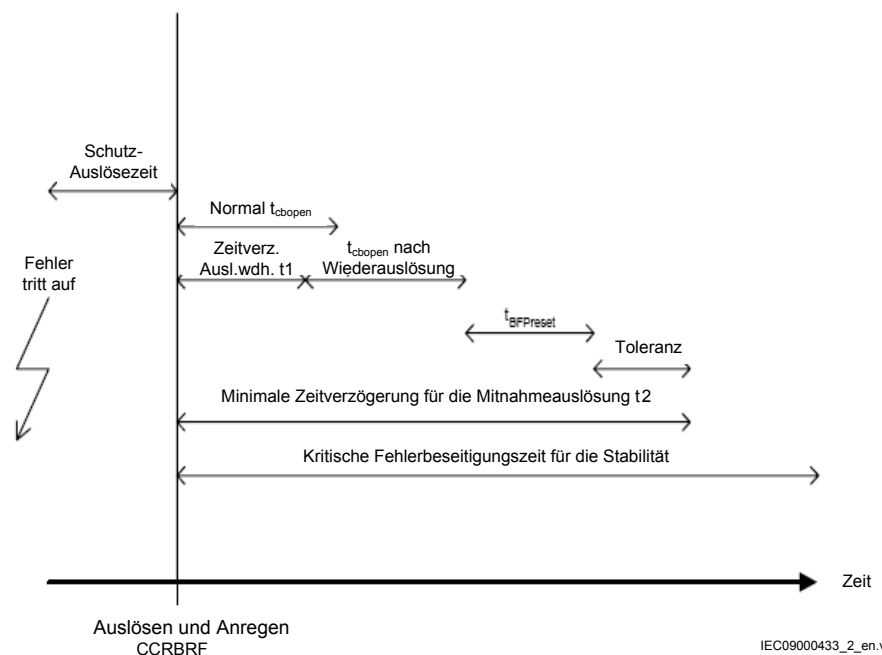


Abb. 39: Zeitablauf für die Einstellung von Schalterversagerschutz

3.2 Einstellbeispiel für Freileitungsstrecken in Netzen mit hochohmiger Erdung



Die Einstellungsberechnungen für Freileitungsstrecken in Netzen mit niederohmiger Erdung sind auch bei Anwendungen in Freileitungsstrecken in Netzen mit hochohmigen Erdung gültig. Eine Ausnahme bilden die Leiterbevorzugungslogik und der sensitive gerichtete Erdfehlerschutz, die in Netzen mit hochohmiger Erdung eingesetzt werden.

3.2.1 Berechnung der Einstellungen für die Leiterbevorzugungslogik PPLPHIZ

Die Leiterbevorzugungslogik wird nur dann eingesetzt, wenn das Netz mit hochohmiger Erdung betrieben werden darf. Im Fall eines Doppelerdfehlers, wie in der Abbildung dargestellt ist, wird der Fehler für jeden Distanzschutz als einphasiger Leiter-Erde-Fehler angezeigt, sofern beide Fehler von der Station gespeist werden. Hierbei werden beide Fehler jeweils in Zone 1 der entsprechenden Distanzschutz IED angenommen.

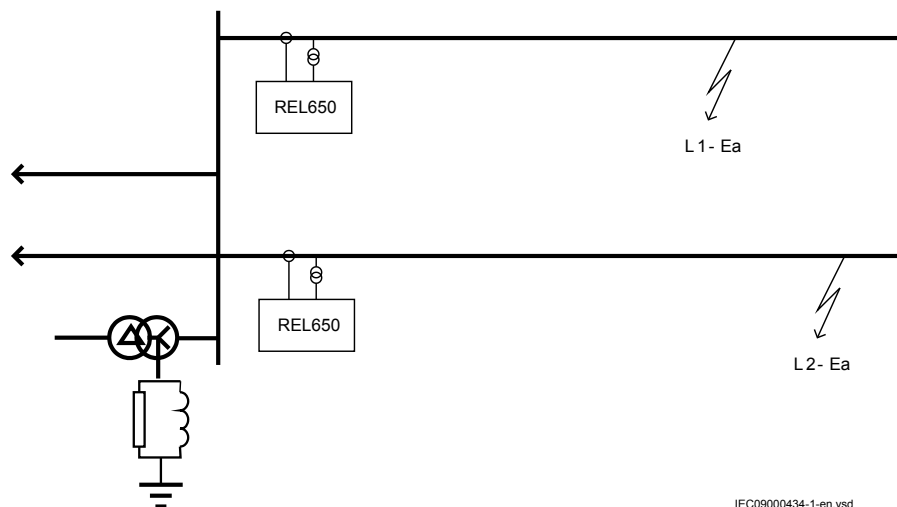


Abb. 40: Doppelerdfehler

Das Ziel der Leiterbevorzugungslogik ist die Freigabe der Auslösung des Distanzschutzes an einer der fehlerhaften Leitungen, sodass die andere Leitung mit dem Erdfehler weiter in Betrieb bleiben kann.

Die Leiterbevorzugungslogik identifiziert den fehlerhaften Leiter in den fehlerhaften Leitungsstrecken über die Messung der Leiter-Erde-Spannungen

(Einstellung $UPN<$), der Leiter-Leiter-Spannungen (Einstellung $UPP<$), der Nullspannung (Einstellung $3U0>$) und des Nullstroms, der jeweiligen Leitung (Einstellung $IN>$).

1. *OperMode* auf *1231c* setzen
Wurde ein Doppelerdfehler erkannt, dann erfolgt die Auslösung entsprechend einer gewählten Priorität: *OperMode*.
Diese Einstellung soll für alle Distanzschutzfunktionen im System identisch sein. In diesem Fall wird eine zyklische Ordnung verwendet: L1 – L2 – L3 – L1.
Einstellung *OperMode*: *1231c*
2. $UPN<$ auf 70% einstellen
Die Einstellung $UPN<$ wird eingesetzt, um fehlerhafte Leiter zu erkennen. Die Einstellung liegt unter der möglichen niedrigsten Spannung im Normalbetrieb. Es wird ein Standardwert von 70 % von *UBase* empfohlen.
 $UPN<$ auf 70% einstellen
3. $UPP<$ auf 40% einstellen
Die Einstellung $UPP<$ wird in der Logik verwendet, um zu erörtern, ob ein Fehler in zwei oder mehr Phasen besteht. Die Einstellung muss gewählt werden, sodass das Ansprechen bei Leiter-Leiter-Fehlern in einer anderen Fehlerschleife vermieden wird. Es wird ein Standardwert von 40 % von *UBase* empfohlen.
 $UPP<$ auf 40% einstellen
4. $3U0>$ auf 20% einstellen
Die Einstellung $3U0>$ wird in der Logik eingesetzt, um zu erörtern, ob ein Leiter-Erde-Fehler besteht. Die Einstellung muss gewählt werden, um ein Ansprechen ohne Fehler zu vermeiden. Es wird ein Standardwert von 20 % von *UBase* empfohlen.
5. $IN>$ auf 7% (70 A) setzen
Die Einstellung $IN>$ wird in der Logik verwendet, um zu erörtern, ob ein Überlandfehler vorliegt. Bei einphasigen Leiter-Erde-Fehlern muss die Einstellung größer gewählt werden als der maximale Nullstrom. Im Fall eines Leiter-Erde-Fehlers in der geschützten Leitung entspricht der Fehlerstrom [Abbildung 41](#): $3I_{0line} \geq 25 + j50$. Eine Einstellung $\geq 56 \cdot 1.25 = 70$ A wird vorgeschlagen.

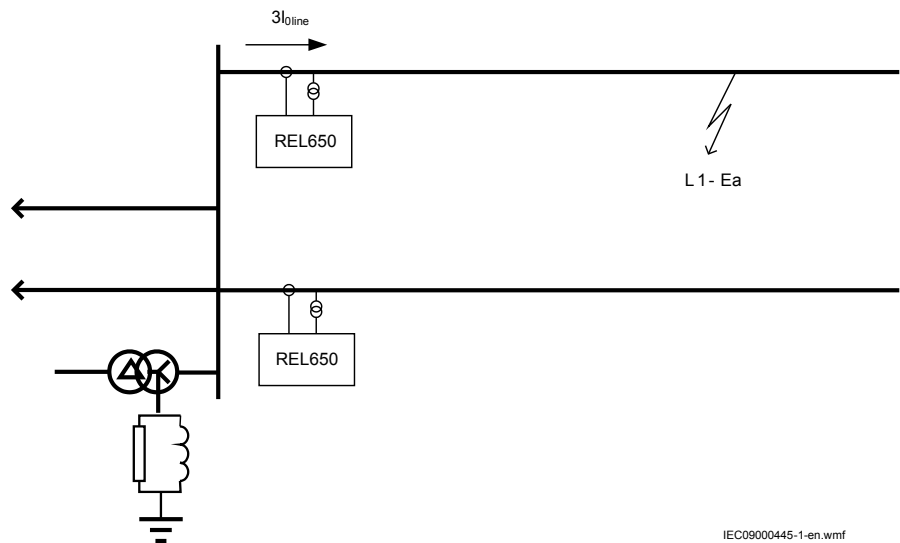


Abb. 41: Einphasiger Leiter-Erde-Fehler

6. t_{UN} auf $0,001$ s einstellen
Die Einstellung t_{UN} liefert die Ansprechverzögerung für die Nullspannung. Der Standardwert $0,001$ s wird vorgeschlagen.
7. t_{OffUN} auf $0,1$ s einstellen
Die Einstellung t_{OffUN} liefert die Rückfallverzögerung für die Nullspannung. Der vorgegebene Wert $0,1$ s wird vorgeschlagen.
 t_{OffUN} auf $0,1$ s einstellen
8. t_{IN} auf $0,15$ s setzen.
Die Einstellung t_{IN} liefert die Ansprechverzögerung für den Nullstrom. Der Standardwert $0,15$ s wird vorgeschlagen.

3.2.2

Berechnungseinstellungen für den empfindlichen gerichteten Erdfehlerschutz SDEPSDE

Bei hochohmig geerdeten Systemen ist der Erdfehlerstrom bei Erdfehlern im Vergleich zum Fehlerstrom bei Leiter-Leiter-Kurzschlüssen relativ gering. Daher ist es schwierig und normalerweise nicht möglich, einen Distanzschutz als Erdfehlerschutz zu verwenden. In vielen Netzen ist es außerdem erforderlich, Leiter-Erde-Fehler mit einem hohen Widerstand zur Erde im Fehlerpunkt zu erkennen und zu beheben. Der Erdfehlerstrom wird durch die Kapazität zwischen den Leitern und Erde und der Impedanz der Betriebsmittel, die zwischen dem Nullpunkt des Transformators und Erde angeschlossen sind, bestimmt. In diesem Netz ist eine Petersen-Spule parallel mit einem Nullpunkt-widerstand am Nullpunkt des Transformators angeschlossen. Der aktive Erdfehlerstrom, d. h. der Nullstrom in dem Leiter mit der Nullspannung, wird für die Erkennung von Leitungsfehlern verwendet. Der Wirkanteil des Erdfehlerstroms fließt nur an der Verbindung vom Sternpunkt-widerstand und dem Fehlerpunkt an der fehlerhaften Leitung.

1. Stellen Sie *OpMode* auf *3I0Cosfi* ein, wenn sich die Stromkomponente auf den eingestellten Charakteristikwinkel relativ zur Bezugsspannung bezieht, oder auf *3I0U0Cosfi*, wenn sich die Leistungskomponente auf den eingestellten Charakteristikwinkel relativ zur Bezugsspannung bezieht, oder auf *3I0 und fi*, wenn der gesamte Erdfehlerstrom gemessen wird und der Winkel ϕ innerhalb des eingestellten Bereichs liegt.
Der Erdfehler-Wirkstrom, der an der fehlerhaften Einspeisung austritt, kann zuerst berechnet werden, um die Nullspannung bei der erforderlichen Empfindlichkeit (Fehlerwiderstand) zu berechnen.

$$V_o = \frac{V_{Phase}}{1 + \frac{3 \cdot R_f}{Z_0}}$$

(Gleichung 35)

wobei

$$Z_0 = -jX_c / / 3R_n / / j3X_n = \frac{9R_n X_n X_c}{3X_n X_c + j3R_n \cdot (3X_n - X_c)}$$

(Gleichung 36)

Die Erdfehler-Stromkomponente kann jetzt wie folgt berechnet werden

$$I_{j,active} = \frac{V_0}{V_{Phase}} \cdot I_{Rn}$$

(Gleichung 37)

wobei I_{Rn} dem Bemessungsstrom des Nullpunktwidestands entspricht.

Für das Netz gelten die folgenden Bedingungen:

Die Petersen-Spule ist perfekt eingestellt: $3X_n = X_c$

Der Nullpunktwidestand liefert 25 A bei einem Erdfehler ohne Widerstand.

Das ergibt den Wert R_n .

$$R_n = \frac{13800 / \sqrt{3}}{25} = 3187 \Omega$$

(Gleichung 38)

Die Nullstrom-Netzimpedanz berechnet sich wie folgt:

$$Z_0 = -jX_c / / 3R_n / / j3X_n = \frac{9R_n X_n X_c}{3X_n X_c + j3R_n \cdot (3X_n - X_c)} = 3R_n = 9561 \Omega$$

(Gleichung 39)

In diesem Netz muss der Erdfehlerschutz eine Empfindlichkeit aufweisen, mit der Erdfehler mit einem Widerstand von bis zu 3.000 Ω erkannt und beseitigt werden können.

Die Nullspannung bei 3.000 Ω berechnet sich wie folgt:

$$V_o = \frac{V_{Phase}}{1 + \frac{3 \cdot R_f}{Z_0}} = \frac{138000 / \sqrt{3}}{1 + \frac{3 \cdot 3000}{9561}} = 0.52 \cdot 79674 = 41431 V$$

(Gleichung 40)

Dies entspricht 52 % der Nullspannung bei nicht-ohmschen (starrten) Leiter-Erde-Fehlern.

Der Wirkstrom berechnet sich wie folgt:

$$I_{j,active} = \frac{V_o}{V_{Phase}} \cdot I_{Rn} = 0.52 \cdot 25 = 13 A$$

(Gleichung 41)

Dies entspricht 52 % des Bemessungsstroms des Nullpunktwidestands. Die Einstellung *OpMode* kann wie folgt eingestellt werden:

- *3I0Cosfi*, wobei sich die Stromkomponente auf den eingestellten Charakteristikwinkel relativ zur Bezugsspannung bezieht.
- *3I0U0Cosfi*, wobei sich die Stromkomponente auf den eingestellten Charakteristikwinkel relativ zur Bezugsspannung bezieht
- *3I0 und fi* messen den gesamten Nullstrom, wenn der Winkel *fi* innerhalb des eingestellten Bereichs liegt.

In diesem Fall wurde *3I0Cosfi* gewählt.

2. *DirMode* auf *Vorwärts* einstellen
Für die Einstellung *DirMode* kann *Vorwärts* oder *Rückwärts* gewählt werden. Es wurde *Vorwärts* gewählt.
3. *RCADir* auf 0° einstellen
Die Einstellung *RCADir* (Charakteristischer Relaiswinkel) bestimmt den Winkel zwischen dem Erdfehlerstrom bzw. dem Nullstrom und der Nullspannung, wodurch eine maximale Empfindlichkeit entsteht. Bei Verwendung eines Sternpunktwidestands wird die Einstellung 0° verwendet. Wenn der kapazitive Nullstrom gemessen wird (isolierte Netzwerke), wird die Einstellung -90° verwendet.
4. *RCAComp* auf 0° einstellen
Die Einstellung *RCAComp* (Kompensation des charakteristischen Relaiswinkels) kann für die Kompensation von Winkelfehler der Messwandler verwendet werden.
5. *ROADir* auf 90° einstellen
Die Einstellung *ROADir* (Auslösewinkel des Relais) ist der Winkelsektor, in dem der Schutz arbeiten kann. Normalerweise werden 90° verwendet. In besonderen Fällen bei einer Einspeisung mit extrem hohem kapazitiven Strom aus der Leitung, kann dieser Sektor beschränkt werden, um ein unerwünschtes Auslösen bei Fehlern in einer anderen Leitung zu verhindern.
6. *INCosPhi>* auf 1,3 % einstellen (entspricht einem Primärstrom von 13 A)
Die Einstellung *INCosPhi>* liefert die für den Schutz erforderliche Empfindlichkeit. Oben wurde die erforderliche Stromempfindlichkeit (Erdfehler-Wirkstrom) mit 13 A berechnet.

-
7. Verwenden Sie die Einstellung *INDir>*, wenn *OpMode* auf *3I0 und fi* eingestellt ist.
 8. Verwenden Sie die Einstellung *SN>*, wenn *OpMode* auf *3I03U0Cosfi* eingestellt ist.
 9. *TimeChar* auf *IEC Def.Time* einstellen
Die Einstellung *TimeChar* liefert die Zeitcharakteristik des empfindlichen Nullstromschutzes. Es können sowohl die unabhängige Zeitverzögerung als auch verschiedene Arten inverser Zeitverzögerungscharakteristiken gewählt werden. Hier wurde die unabhängige Zeitverzögerung gewählt.
 10. Verwenden Sie die Einstellung *tDef* für die unabhängige Zeitverzögerung der Schutzfunktion.
Die Einstellung ist von der Einstellung anderer empfindlicher Nullstromschutzfunktionen im System abhängig. Häufig wird die reine Zeitselektivität verwendet. Da der Fehlerstrom relativ niedrig und vom Fehlerpunkt unabhängig ist, kann eine relativ lange Auslöseverzögerung akzeptiert werden.
 11. Sofern für den Schutz erforderlich, verwenden Sie die verfügbare ungerichtete Nullstromschutzfunktion *EF4PTOC* zusammen mit der Nullstrom-Überspannungsfunktion *ROV2PTOV*.

Abschnitt 4 Analogeingänge

4.1 Einleitung

Analoge Eingangskanäle sind bereits im IED konfiguriert. Das IED muss jedoch einwandfrei eingestellt sein, um korrekte Messergebnisse und korrekte Schutzoperationen zu erzielen. Für die Leistungsmessung sowie alle richtungsabhängigen- und Differentialschutzfunktionen müssen die Richtungen der Eingangsströme richtig konfiguriert sein. Die Mess- und Schutzalgorithmen im IED arbeiten mit primären Systemgrößen. Die Werte werden ebenfalls in Primärgrößen eingestellt und dies ist wichtig, um die Daten über die verbundenen Strom- und Spannungstransformatoren korrekt einzustellen.

Die Verfügbarkeit von Strom- und Spannungswandlereingängen sowie die Einstellparameter sind vom bestellten IED abhängig.

Ein Referenzwert *PhaseAngleRef* muss definiert werden, um das Lesen von Servicewerten zu erleichtern. Der entsprechende Analogkanal-Phasenwinkel ist dann immer Null Grad, und alle anderen Winkeldaten werden dann in Bezug zu diesem Analogeingang angezeigt. Während der Testphase und der Inbetriebnahme des IED kann der Referenzkanal beliebig verändert werden, um das Testen und Lesen von Servicewerten zu erleichtern.

4.2 Einstellrichtlinien

4.2.1 Einstellen des Leiterbezugskanals

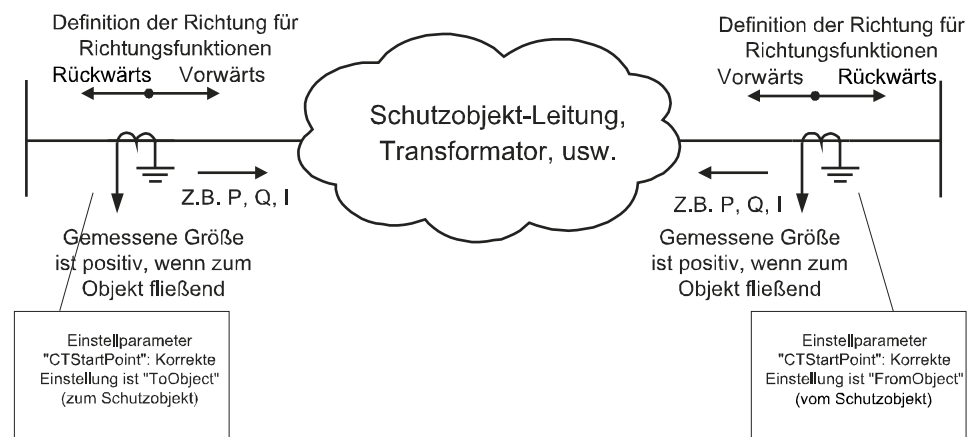
Alle Phasenwinkel werden im Verhältnis zu einer definierten Referenz berechnet. Ein geeigneter Analogeingangskanal wird ausgewählt und als Leiterreferenz verwendet. Der Parameter *PhaseAngleRef* definiert den Analogkanal, der als Phasenwinkelreferenz verwendet wird.

4.2.1.1 Beispiel

Die Einstellung ist zu verwenden, wenn eine Leiter-Erde-Spannung (normalerweise die L1 Leiter-Erde-Spannung, die mit dem Kanal Nummer der Analogkarte des Spannungswandlers verbunden ist) als Leiterreferenz ausgewählt ist.

4.2.1.2 Einstellen der Stromkanäle

Die Richtung eines Stroms zum IED ist vom Anschluss des Stromwandlers abhängig. Sofern nichts anderes angegeben, wird davon ausgegangen, dass die Stromwandler über eine Sternschaltung angeschlossen sind und mit dem Erdungspunkt zum Objekt (Leitungsseite) oder vom Objekt (Sammelschienenseite) verbunden sein können. Diese Information muss im Gerät eingestellt werden. Als Konvention für die Stromrichtung gilt Folgendes: Ein positiver Wert für Strom, Leistung usw. bedeutet, dass die Größe zum Objekt (in Richtung Leitung) hin fließt, und ein negativer Wert bedeutet, dass die Größe vom Objekt weg fließt. Bei gerichteten Funktionen wird die Richtung zum Objekt als Vorwärts und die entgegengesetzte Richtung vom Objekt als Rückwärts definiert. Siehe Abbildung 42



en05000456.vsd

Abb. 42: Interne Konvention der Richtungsabhängigkeit im IED

Bei korrekter Einstellung der primären Stromwandler-Richtung, *CTStarPoint* auf *FromObject* oder *ToObject*, fließen positive Größen immer zum Objekt, und eine als Vorwärts definierte Richtung zeigt immer zum Objekt. Das Prinzip wird in den nachfolgenden Beispielen verdeutlicht.

4.2.1.3 Beispiel 1

Zwei IEDs für den Schutz von zwei Objekten.

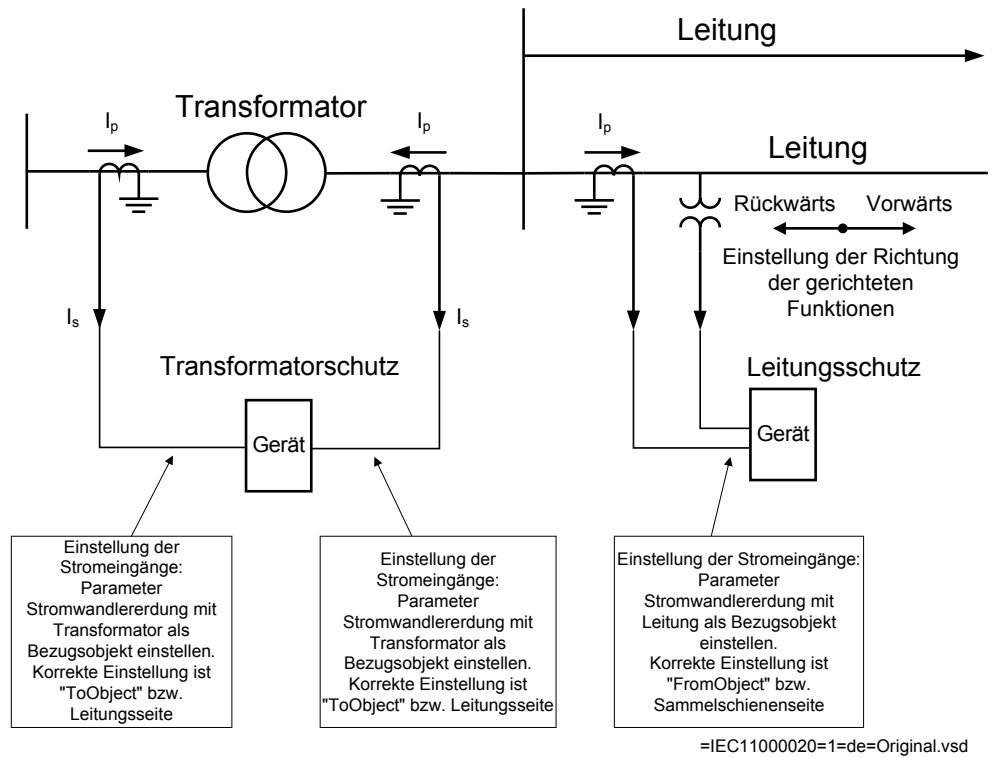


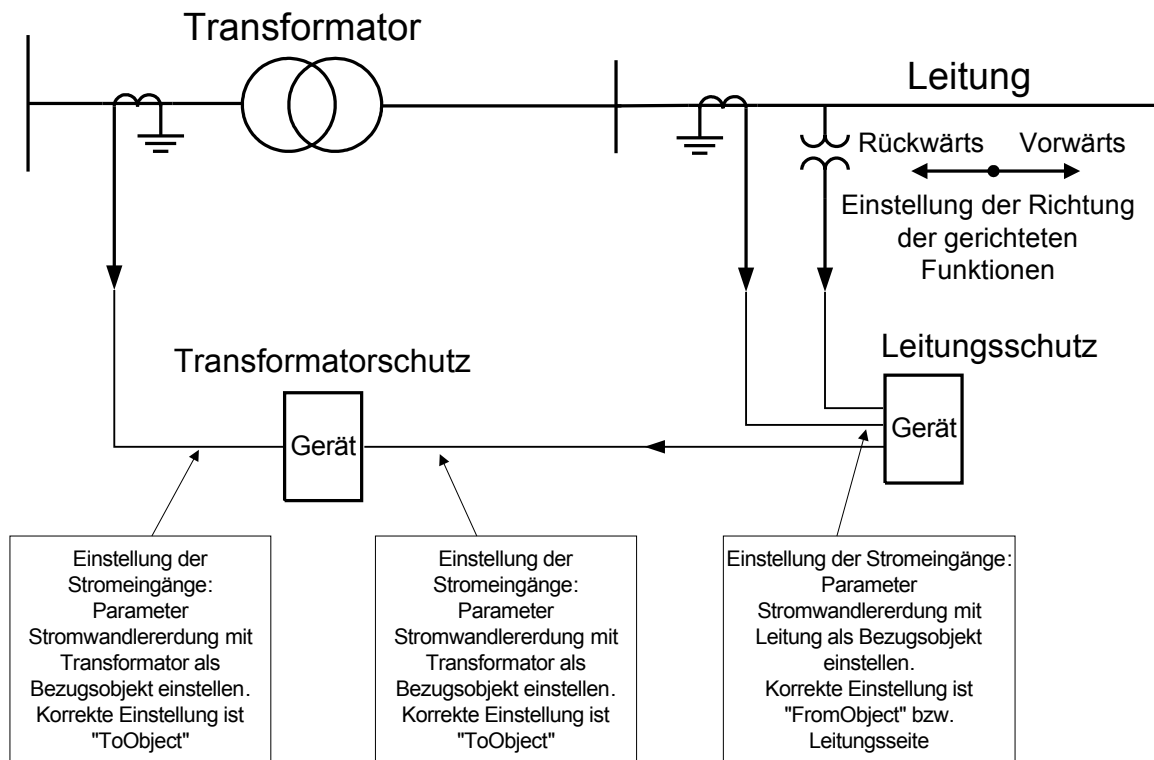
Abb. 43: Beispiel für die Einstellung von Stromwandlererdungs-Parametern im IED

In Abbildung 43 ist der gängige Normalfall dargestellt, in dem die Objekte über ihre eigenen Stromwandler verfügen. Die Einstellungen für die Richtung der Stromwandler muss gemäß der Abbildung erfolgen. Um die Leitung zu schützen, muss die Richtung der gerichteten Funktionen des Leitungsschutzes auf *Vorwärts* eingestellt werden. Das bedeutet, dass der Schutz in Leitungsrichtung ausgerichtet ist.

4.2.1.4

Beispiel 2

Zwei IEDs für den Schutz von zwei Objekten mit gemeinsamer Nutzung eines Stromwandlers.



IEC11000021_1_en.vsd

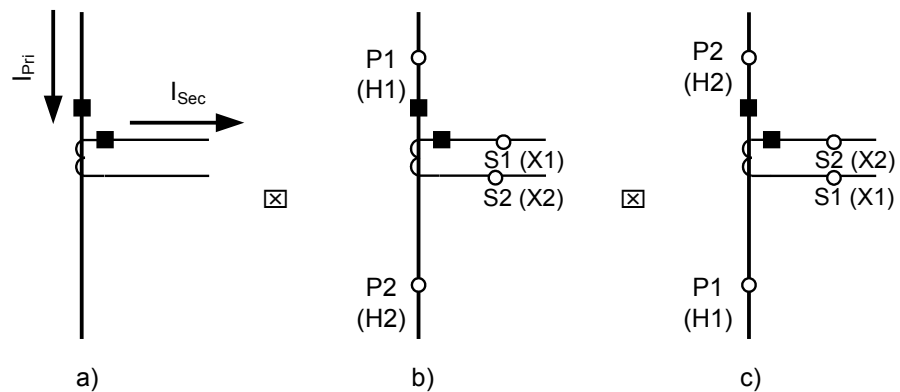
Abb. 44: Beispiel für die Einstellung von Stromwandlererdungs-Parametern im IED

Dieses Beispiel entspricht dem Beispiel 1, jedoch speist der Transformator nur eine Leitung, und der Leitungsschutz verwendet den gleichen Stromwandler wie der Transformatorschutz. Die Richtung des Stromwandlers wird mit verschiedenen Referenzobjekten für die beiden IEDs eingestellt, wenngleich es sich um den gleichen Strom vom gleichen Stromwandler handelt, mit dem die beiden IEDs gespeist werden. Über diese Einstellungen sind die Richtungsfunktionen des Leitungsschutzes auf *Vorwärts* zu setzen, damit diese in Richtung Leitung gerichtet sind.

4.2.1.5

Beispiel zum Anschließen, Konfigurieren und Einstellen von Stromwandler-Eingängen für die gebräuchlichsten Stromwandlerverbindungen

Abbildung 45 definiert die Bezeichnung der Stromwandlerklemmen, die überall auf der Welt gebräuchlich sind:



en06000641.vsd

Abb. 45: Allgemein gebräuchliche Bezeichnungen von Stromwandlerklemmen

Wobei gilt:

- a) ist ein Symbol und Anschlusszeichen in diesem Dokument. Anschlüsse, die mit einem Punkt gekennzeichnet sind, sind primäre und sekundäre Wicklungsanschlüsse mit derselben (also positiven) Polarität.
- b) und c) sind gleiche Symbole und Klemmenbezeichnungen aus dem IEC (ANSI) Standard für Stromwandler. In diesen beiden Fällen beachten, dass die Polaritätsbezeichnung der Stromwandler korrekt ist!

Es ist zu beachten, dass der sekundäre Bemessungsstrom eines Stromwandlers in Abhängigkeit der nationalen Standards und Praktiken von Anbietern typischerweise einen der folgenden Werte besitzt:

- 1A
- 5A

In manchen Fällen werden dennoch auch die folgenden sekundären Bemessungsströme verwendet:

- 2A
- 10A

Das IED unterstützt alle diese angegebenen sekundären Bemessungsströme.

4.2.1.6

Beispiel für den Anschluss des sternförmig verbundenen dreiphasigen Stromwandlersatzes am IED

Abbildung 46 liefert ein Beispiel für den Anschluss des sternförmig verbundenen dreiphasigen Stromwandlersatzes am IED. Sie liefert ebenfalls einen Überblick zu den erforderlichen Benutzeraktionen, um diese Messung den eingebauten Schutz- und Steuerfunktionen innerhalb des Geräts verfügbar zu machen.



Korrekte Verbindungen finden Sie in den gültigen Verbindungsdiagrammen für das gelieferte Gerät.

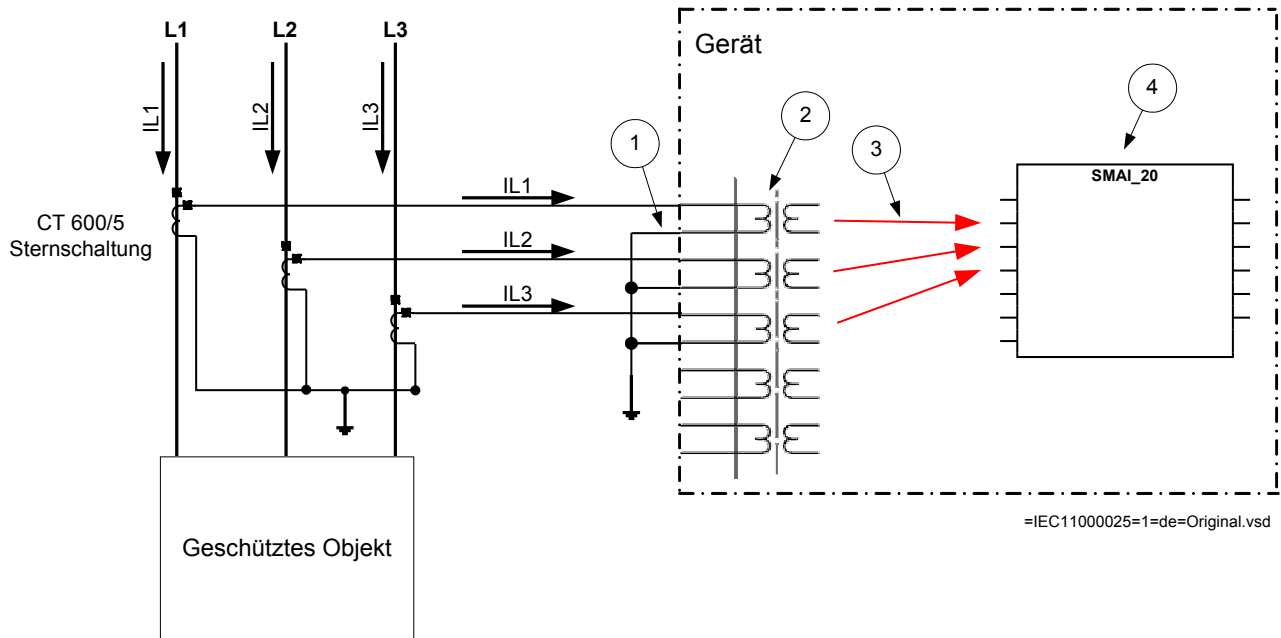


Abb. 46: Sternförmig verbundener Stromwandlersatz mit Sternpunkt zum geschützten Objekt

Wobei gilt:

- 1) zeigt, wie die drei einzelnen Leiterströme vom sternförmig verbundenen Stromwandlersatz an den drei Stromeingängen des IED angeschlossen werden.
- 2) ist TRM oder AIM, wo sich diese Stromeingänge befinden. Für all diese Stromeingänge müssen folgende Einstellungswerte eingegeben werden:
 - CTprim=600A
 - CTsec=5A
 - CTStarPoint=ToObject (Stromwandlererdung = Leitungsseite)

Innerhalb des Geräts wird nur das Verhältnis der ersten beiden Parameter verwendet. Der dritte Parameter (siehe Beispiel) hat keine Auswirkung auf die Messströme (d.h. die Ströme werden bereits in Richtung des geschützten Objekts gemessen).

- 3) entspricht den drei Verbindungen, die diese drei Stromeingänge mit den Eingangskanälen des Vorverarbeitungsblocks 6 verbindet). In Abhängigkeit des Funktionstyps, die diese Strominformation benötigt, kann mehr als ein Vorverarbeitungsblock parallel an diesen drei Stromeingängen angeschlossen sein.
- 4) Der Vorverarbeitungsblock filtert die verbundenen analogen Eingänge digital und berechnet Folgendes:
 - die Grundfrequenzzeiger für alle vier Eingangskanäle
 - den Oberschwingungsgehalt für alle vier Eingangskanäle
 - die Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemgrößen, indem die Grundfrequenzzeiger für die ersten drei Eingangskanäle verwendet werden (Kanal 1 wird als Referenz für Systemgrößen verwendet)

Diese berechneten Werte werden dann allen eingebauten Schutz- und Steuerfunktionen innerhalb des Geräts, die mit diesem Vorverarbeitungsblock verbunden sind, zur Verfügung gestellt. Für diese Anwendung können die meisten Vorverarbeitungseinstellungen als Standardwerte belassen werden.

Falls eine Frequenzverfolgung und Kompensation erforderlich ist (diese Funktion wird typischerweise für Geräte benötigt, die in den Generatorstationen installiert sind), muss der Einstellparameter DFTReference entsprechend gesetzt werden.

Eine andere Alternative ist ein Sternpunkt am dreiphasigen Stromwandler wie in [Abbildung 47](#) dargestellt:

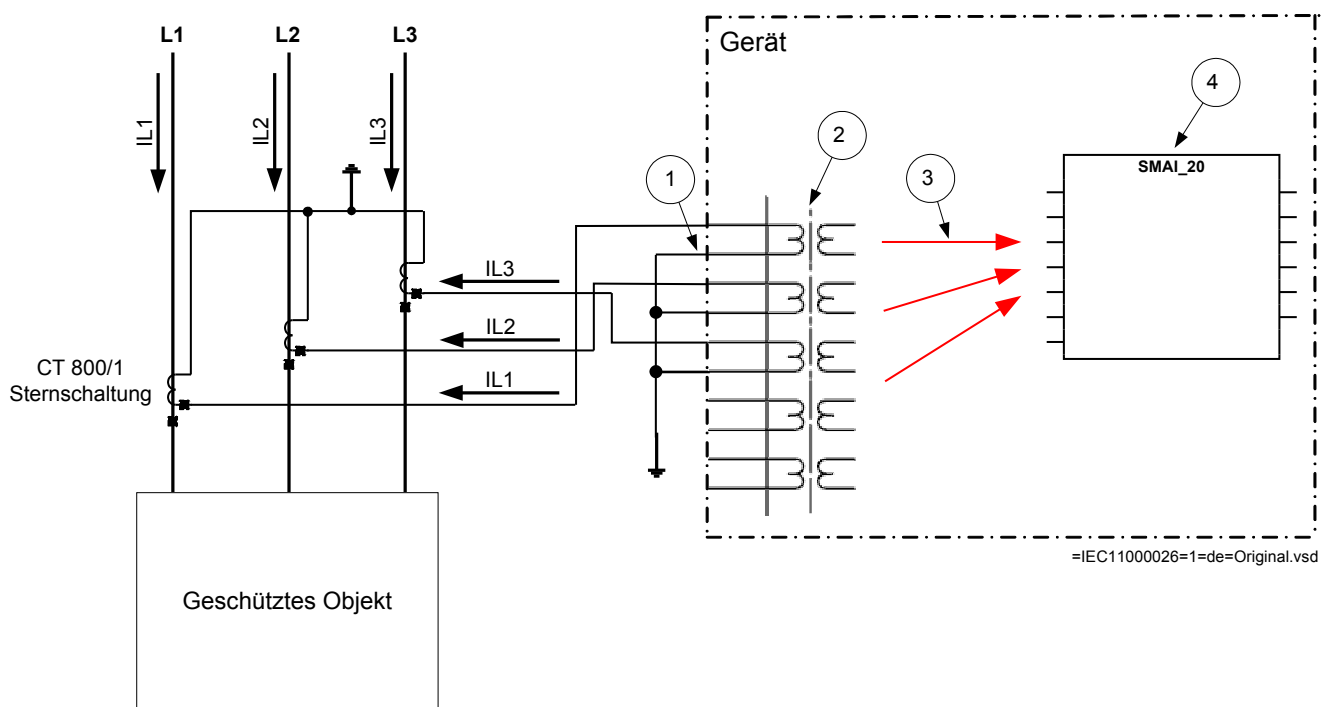


Abb. 47: Sternförmig verbundener Stromwandlersatz mit Stromwandlererdung zur Sammelschienenseite

Beachten Sie, dass für diesen Fall alles auf die gleiche Weise wie in dem oben beschriebenen Beispiel vorgenommen wird, außer dass für alle verwendeten Stromeingänge am TRM die folgenden Einstellparameter eingegeben werden müssen:

- $CT_{prim} = 800 \text{ A}$
- $CT_{sec} = 1 \text{ A}$
- $CT_{StarPoint} = \text{FromObject}$ (Stromwandlererdung = Sammelschienenseite)

Innerhalb des Geräts wird nur das Verhältnis der ersten beiden Parameter verwendet. Der dritte Parameter, wie er in diesem Beispiel eingestellt ist, invertiert den gemessenen Strom (d. h. der Strom wird um 180° gedreht), um sicher zu stellen, dass die Ströme im IED in Richtung des geschützten Objekts gemessen werden.

4.2.1.7

Beispiel des Anschlusses eines einphasigen Stromwandlers am IED

Abbildung 48 liefert ein Beispiel zum Anschluss eines einphasigen Stromwandlers am IED. Sie liefert ebenfalls einen Überblick zu den erforderlichen Benutzeraktionen, um diese Messung den eingebauten Schutz- und Steuerfunktionen innerhalb des Geräts verfügbar zu machen.



Korrekte Verbindungen finden Sie in den gültigen Verbindungsdiagrammen für das gelieferte Gerät.

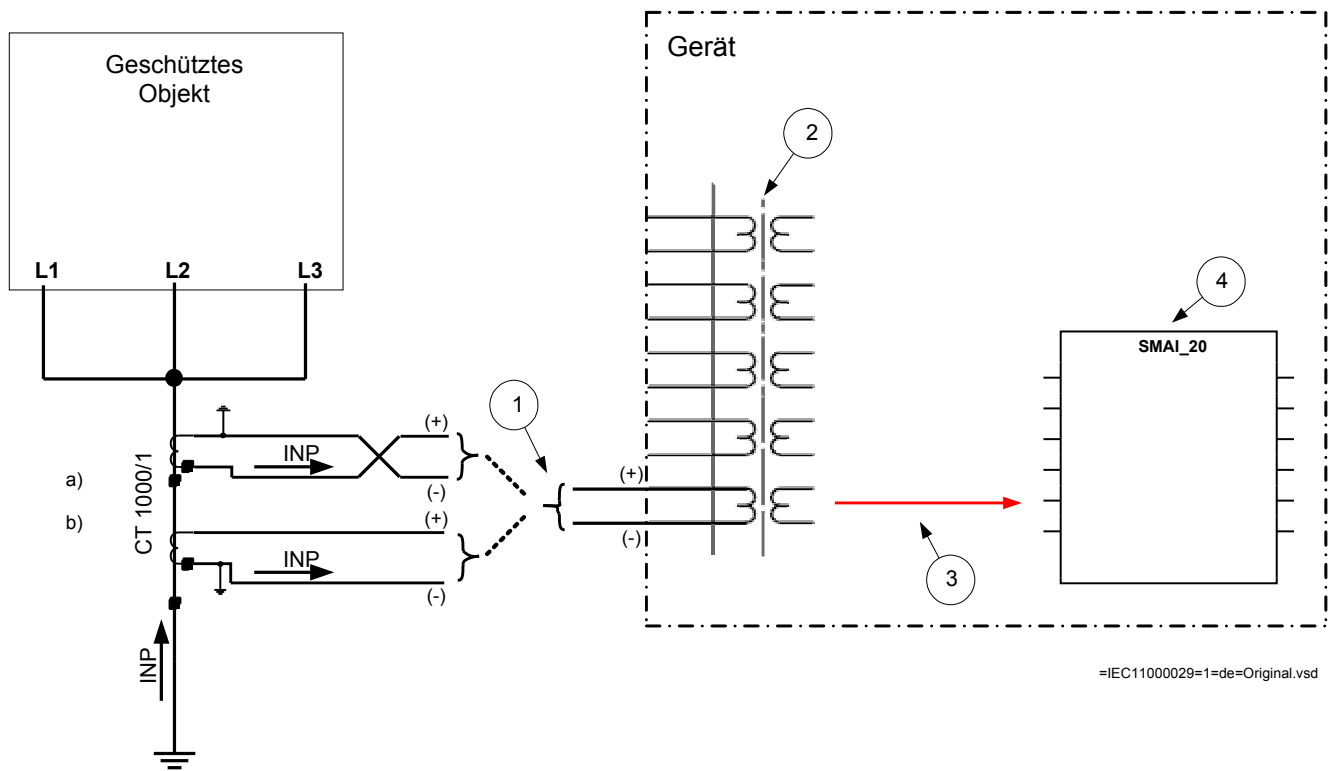


Abb. 48: Anschlussvariante für einphasigen Stromwandler

Wobei gilt:

- 1) zeigt, wie ein einphasiger Stromwandleingang am IED angeschlossen wird.
- 2) ist TRM oder AIM, wo sich diese Stromeingänge befinden. Für all diese Stromeingänge müssen folgende Einstellungswerte eingegeben werden:
 - Für Anschluss a), wie in Abbildung 48 dargestellt:
 - $CT_{prim} = 1000A$
 - $CT_{sec} = 1 A$
 - $CT_{StarPoint} = ToObject$

Innerhalb des Geräts wird nur das Verhältnis der ersten beiden Parameter verwendet. Der dritte Parameter (siehe Beispiel) hat keine Auswirkung auf die Messströme (d.h. die Ströme werden bereits in Richtung des geschützten Objekts gemessen).

- Für Anschluss b), wie in Abbildung 48 dargestellt:
 - $CT_{prim} = 1000A$
 - $CT_{sec} = 1 A$
 - $CT_{StarPoint} = FromObject$

Innerhalb des Geräts wird nur das Verhältnis der ersten beiden Parameter verwendet. Der dritte Parameter, wie er in diesem Beispiel eingestellt ist, invertiert den gemessenen Strom (d. h. der Strom wird um 180° gedreht), um sicher zu stellen, dass die Ströme im IED in Richtung des geschützten Objekts gemessen werden.

- 3) zeigt die Verbindung, die diesen Stromwandleingang mit dem Eingangskanal des Vorverarbeitungsblocks 5 verbindet).
- 4) Der Vorverarbeitungsblock filtert die verbundenen analogen Eingänge digital und berechnet Folgendes:
 - die Grundfrequenzzeiger für alle vier Eingangskanäle
 - den Oberschwingungsgehalt für alle vier Eingangskanäle
 - die Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemgrößen, indem die Grundfrequenzzeiger für die ersten drei Eingangskanäle verwendet werden (Kanal 1 wird als Referenz für Systemgrößen verwendet)

Diese berechneten Werte werden dann allen eingebauten Schutz- und Steuerfunktionen innerhalb des Geräts, die mit diesem Vorverarbeitungsblock verbunden sind, zur Verfügung gestellt. Für diese Anwendung können die meisten Vorverarbeitungseinstellungen als Standardwerte belassen werden.

Falls eine Frequenzverfolgung und Kompensation erforderlich ist (diese Funktion wird typischerweise für Geräte benötigt, die in den Generatorstationen installiert sind), muss der Einstellparameter $DFTR_{reference}$ entsprechend gesetzt werden.

4.2.1.8

Einstellung der Spannungskanäle

Da das IED primäre Systemmengen verwendet, müssen die Haupt-Spannungswandler-Übersetzungsverhältnisse bekannt sein. Dies erfolgt durch Festlegen der beiden Parameter VT_{sec} und VT_{prim} für jeden Spannungskanal. Der Leiter-Leiter-Wert kann auch dann verwendet werden, wenn jeder Kanal vom Spannungswandler an eine Leiter-Erde-Spannung verbunden ist.

4.2.1.9

Beispiel

Als Beispiel soll ein Spannungswandler mit folgenden Daten dienen:

$$\frac{132kV}{\sqrt{3}} / \frac{110V}{\sqrt{3}}$$

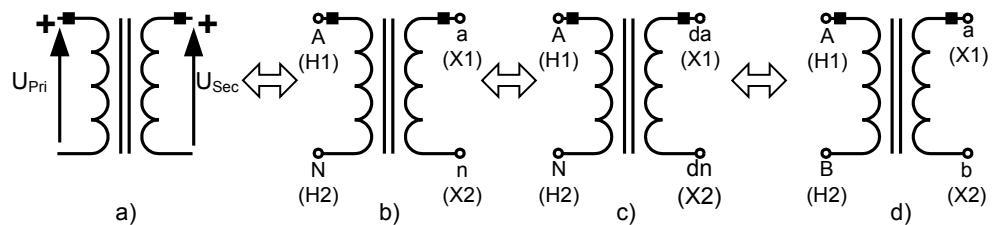
(Gleichung 42)

Die folgenden Einstellungen sind zu verwenden: $V_{Tprim}=132$ (Wert in kV)
 $V_{Tsec}=110$ (Wert in V)

4.2.1.10

Beispiele für das Anschließen, Konfigurieren und Einstellen der Eingänge von Spannungswandlern für die gängigsten Verbindungsvarianten

In Abbildung 49 ist die weltweit gängige Markierung der Anschlüsse von Spannungswandlern dargestellt.



en06000591.vsd

Abb. 49: Gängige Markierungen der Anschlüsse von Spannungswandlern

Wobei gilt:

- ist ein Symbol und Anschlusszeichen in diesem Dokument. Anschlüsse, die mit einem Punkt gekennzeichnet sind, sind primäre und sekundäre Wicklungsanschlüsse mit derselben (also positiven) Polarität.
- Ist die äquivalente Symbol- und Anschlussmarkierung gemäß IEC (ANSI) Standard für Spannungswandler, die über Leiter-Erde verbunden sind.
- Ist die äquivalente Symbol- und Anschlussmarkierung gemäß IEC (ANSI) Standard für Spannungswandlern, die über eine offene Dreiecksverbindung verbunden sind.
- Ist die äquivalente Symbol- und Anschlussmarkierung gemäß IEC (ANSI) Standard für Spannungswandlern, die über Leiter-Leiter verbunden sind.

Abhängig vom landesspezifischen Standard und den jeweiligen Verfahren des Versorgungsunternehmens hat die Sekundärspannung eines Spannungswandlers typischerweise einen der folgenden Werte:

- 100 V
- 110 V
- 115 V
- 120 V

Das IED unterstützt alle diese Werte, und die meisten davon werden in den nachfolgenden Beispielen verwendet.

4.2.1.11

Beispiele für den Anschluss von Spannungswandlern mit drei Leiter-Erde-Verbindung am IED

Abbildung 50 enthält ein Beispiel dafür, wie Spannungswandler mit drei Leiter-Erde-Verbindung am IED angeschlossen werden. Sie liefert ebenfalls einen Überblick zu den erforderlichen Benutzeraktionen, um diese Messung den eingebauten Schutz- und Steuerfunktionen innerhalb des Geräts verfügbar zu machen.



Korrekte Verbindungen finden Sie in den gültigen Verbindungsdiagrammen für das gelieferte Gerät.

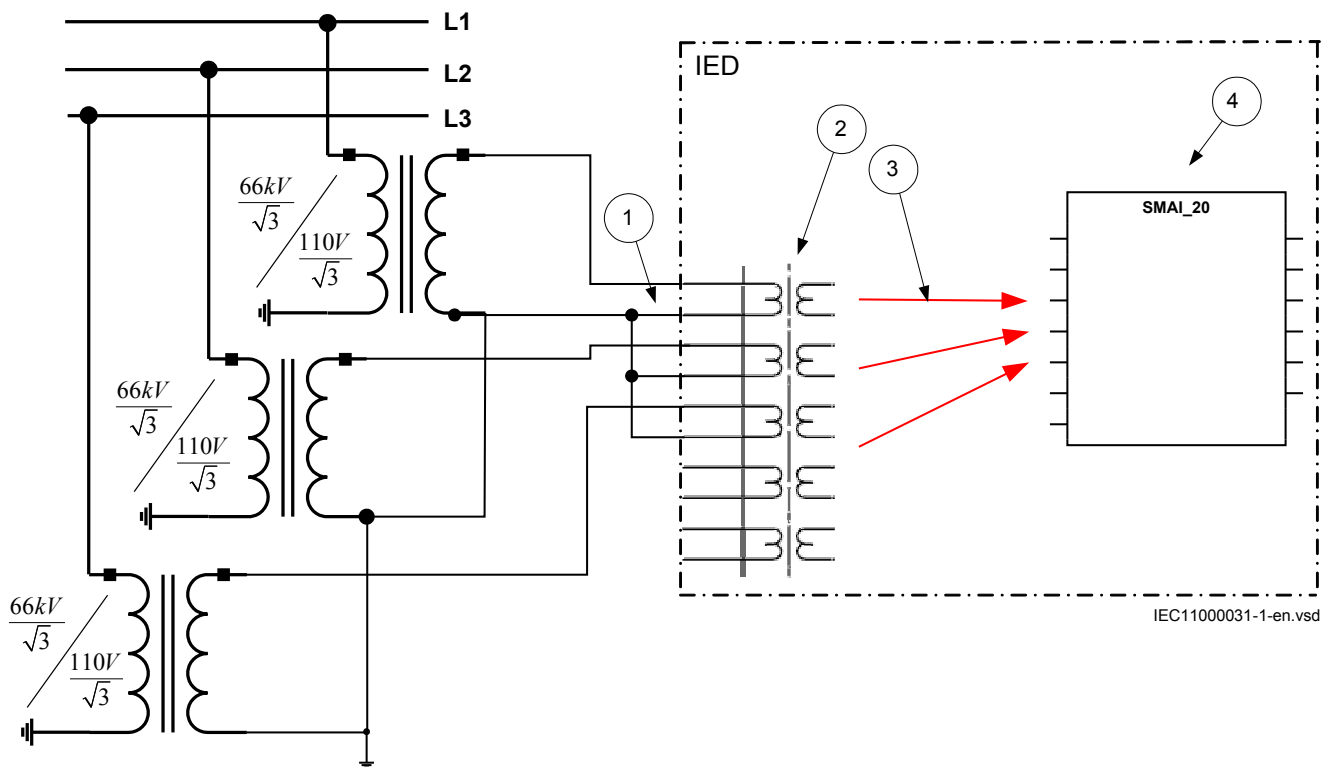


Abb. 50: Anschluss drei einpoliger Spannungswandler

Wobei gilt:

- 1) Zeigt, wie drei sekundäre Leiter-Erde-Spannungen an drei Eingängen von Spannungswandlern im IED angeschlossen werden
- 2) Ist TRM oder AIM, wo diese drei Spannungseingänge platziert sind. Für alle drei Spannungseingänge müssen folgende Einstellungswerte eingegeben werden:
 $VT_{prim}=66 \text{ kV}$
 $VT_{sec}= 110 \text{ V}$
 Innerhalb des Geräts wird nur das Verhältnis dieser beiden Parameter verwendet. Es ist zu beachten, dass das Verhältnis der eingegebenen Werte exakt dem Verhältnis eines einzelnen Spannungswandlers entspricht.

$$\frac{66}{110} = \frac{66/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}}$$

(Gleichung 43)

- 3) Sind drei Verbindungen, vorgenommen werden, wobei diese drei Spannungseingänge mit den drei Eingangskanälen des entsprechenden Funktionsblocks 5 verbunden werden. Abhängig von der Art der Funktionen die diese Spannungsinformationen benötigen, sind ggf. mehrere Vorverarbeitungsblöcke parallel mit diesen drei Spannungswandlereingängen verbunden.
- 4) Der Vorverarbeitungsblock filtert die verbundenen analogen Eingänge digital und berechnet Folgendes:
 - die Grundfrequenzzeiger für alle vier Eingangskanäle
 - den Oberschwingungsgehalt für alle vier Eingangskanäle
 - die Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemgrößen, indem die Grundfrequenzzeiger für die ersten drei Eingangskanäle verwendet werden (Kanal 1 wird als Referenz für Systemgrößen verwendet)

Diese berechneten Werte werden dann allen eingebauten Schutz- und Steuerfunktionen innerhalb des Geräts, die mit diesem Vorverarbeitungsblock verbunden sind, zur Verfügung gestellt. Für diese Anwendung können die meisten Vorverarbeitungseinstellungen als Standardwerte belassen werden. Folgende Einstellungen müssen jedoch wie hier gezeigt gesetzt werden:

UBase=66 kV (d. h., Leiter-Leiter-Bemessungsspannung)

Falls eine Frequenzverfolgung und Kompensation erforderlich ist (diese Funktion wird typischerweise für Geräte benötigt, die in den Generatorstationen installiert sind), muss der Einstellparameter *DFTR* entsprechend gesetzt werden.

Abschnitt 5 LHMI

5.1 Lokale HMI

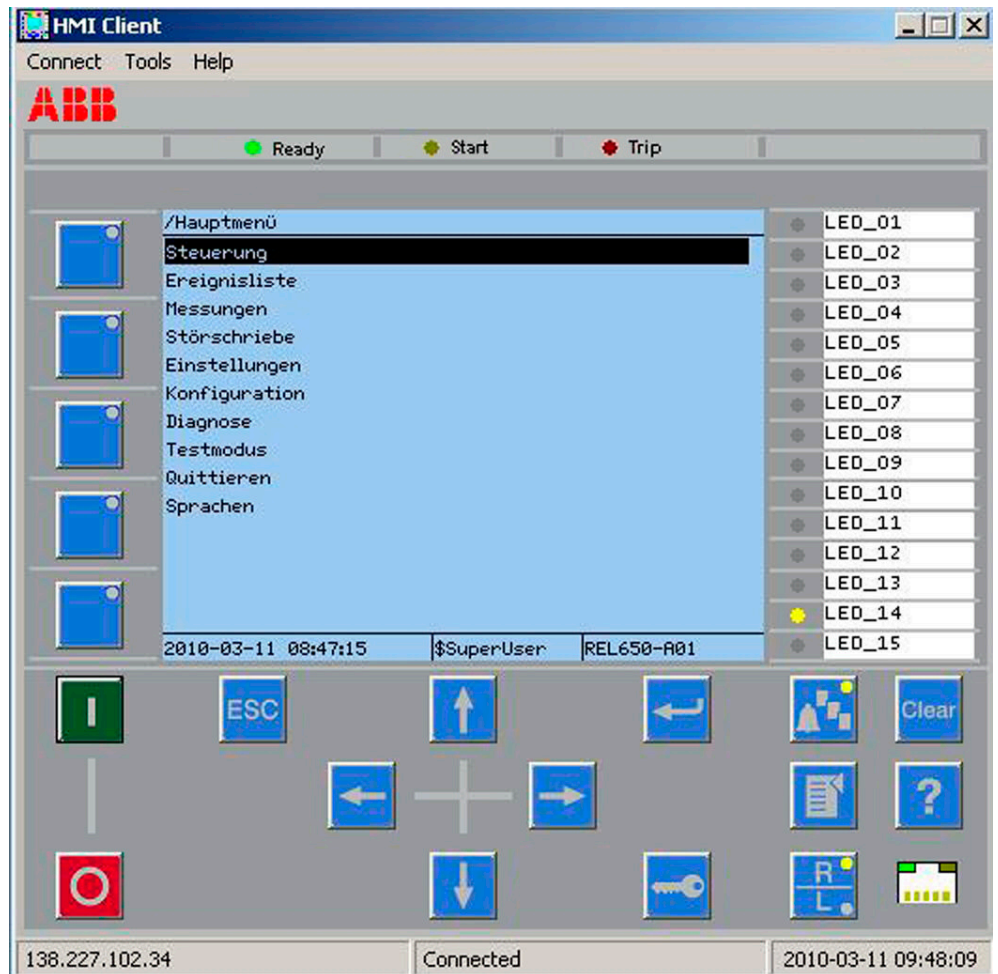


Abb. 51: Lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle

Auf dem LHMI des Geräts sind folgende Elemente enthalten:

- Display (LCD)
- Drucktasten
- LED-Anzeigen
- Kommunikationsschnittstelle

Die HMI dient zum Einstellen, Überwachen und Steuern .

5.1.1

Display

Das LHMI hat ein grafisches Schwarzweiß-Display mit einer Auflösung von 320 x 240 Pixel. Die Zeichengröße kann variieren. Die Anzahl der angezeigten Zeichen und Zeilen hängt von der Schriftgröße und der ausgewählten Ansicht ab.

Das Display ist in vier Hauptbereiche eingeteilt.

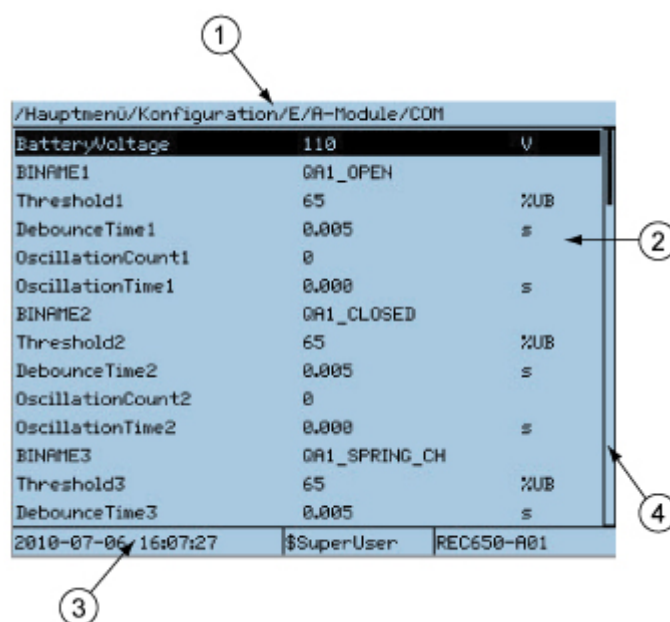


Abb. 52: Display-Layout

- 1 Pfad
- 2 Inhalt
- 3 Status
- 4 Bildlaufleiste (wird bei Bedarf eingeblendet)

Im Funktionstastenfenster werden die aktuellen Zuordnungen der Funktionstasten angezeigt. Jede Funktionstaste hat eine LED-Anzeige, die als Meldung für die Schaltflächenbetätigung genutzt werden kann. Die LED ist über das PCM600 mit dem entsprechenden Signal verbunden.

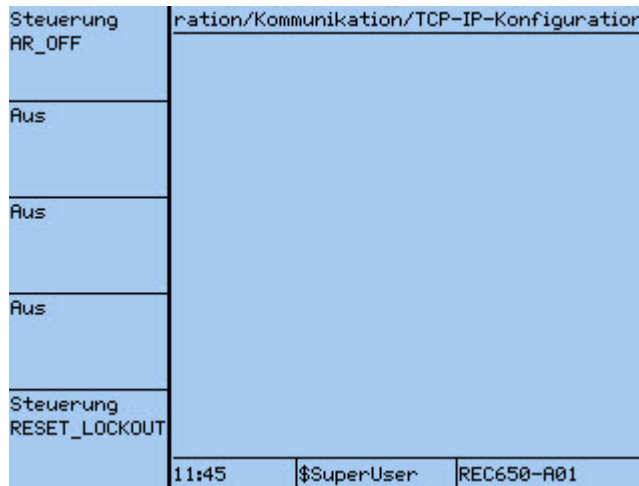


Abb. 53: Funktionstastenfenster

Im Alarm-LED-Fenster werden auf Wunsch die den Alarm-LEDs zugeordneten Texte angezeigt.

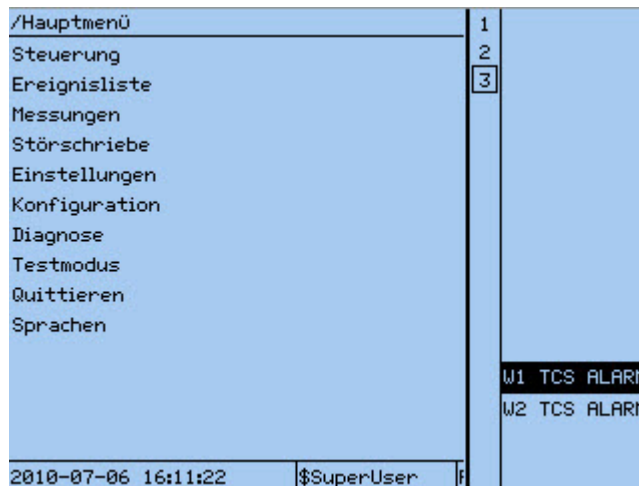


Abb. 54: Alarm-LED-Fenster

Die Funktionstaste und LED-Alarmanzeigen sind nicht gleichzeitig zu sehen. Eine Anzeige erscheint, wenn eine der Funktionstasten oder die Multipage-Taste gedrückt wird. Durch Drücken der ESC-Taste, wird die Anzeige aus dem Display gelöscht. Die Anzeigen haben eine dynamische Breite in Abhängigkeit von der Länge der darin enthaltenen Kennsatzstrings.

5.1.2

LEDs

Das LHMI weist über dem Display drei Schutzanzeigen auf: Ready (Bereit), Start (Anregung) und Trip (Auslösung).

Das HMI besitzt 15 via Matrix programmierbare Alarm-LEDs. Jede LED kann drei Zustände mit den Farben grün, gelb und rot anzeigen. Die Alarmtexte für alle dreifarbigen LEDs sind auf drei Seiten verteilt. Mit den in einer LED-Gruppe vorhandenen 15 dreifarbigen LEDs können 45 unterschiedliche Signale angezeigt werden. Da es drei LED-Gruppen gibt, sind insgesamt also 135 Signale möglich. Die LEDs lassen sich im PCM600 konfigurieren, und die Betriebsart lässt sich über das LHMI oder PCM600 festlegen.

5.1.3

Tastenfeld

Das Tastenfeld der LHMI verfügt über Drucktasten zur Navigation in verschiedenen Ansichten oder Menüs. Die Drucktasten dienen auch zum Quittieren von Alarmen, Zurücksetzen von Anzeigen, Aufrufen von Hilfe-Hinweisen und Wechseln zwischen der lokalen Steuerung und Fernsteuerung.

Das Tastenfeld enthält auch programmierbare Tasten, die entweder als Menü-Shortcuts oder Steuerungstasten konfiguriert werden können.

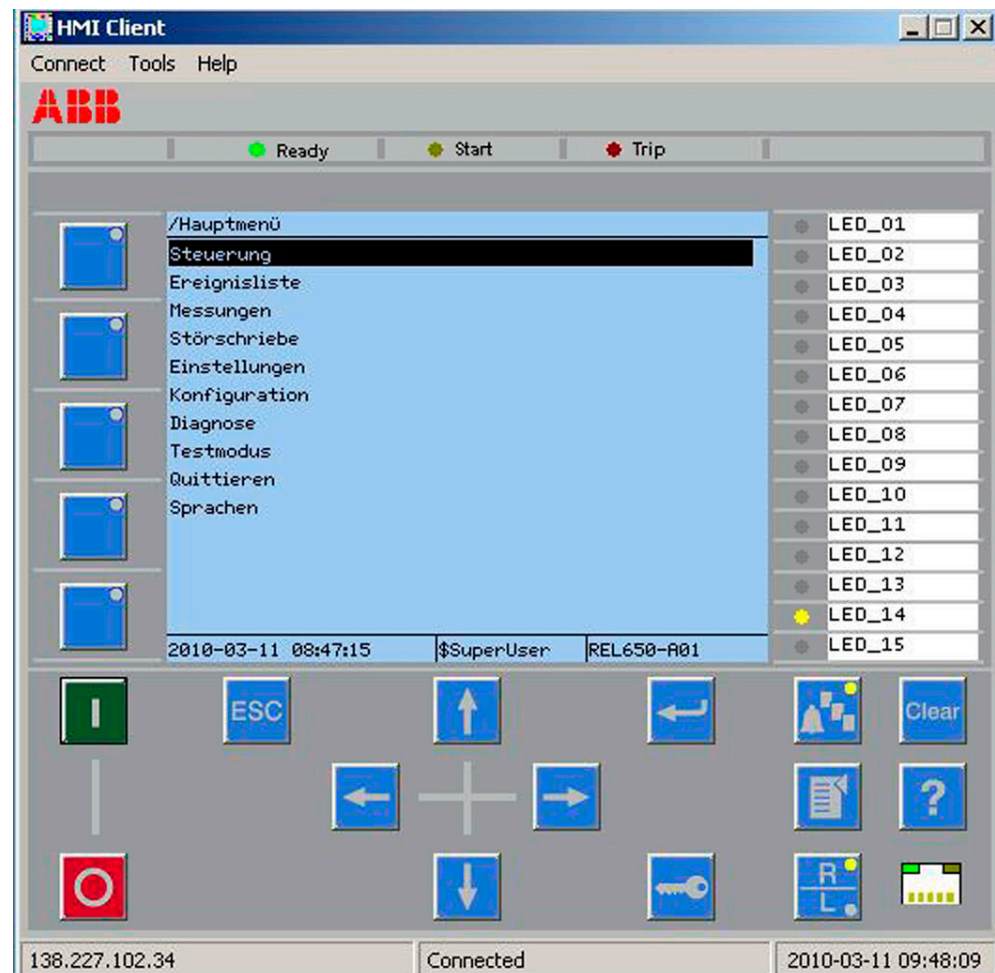


Abb. 55: LHMI-Tastenfeld

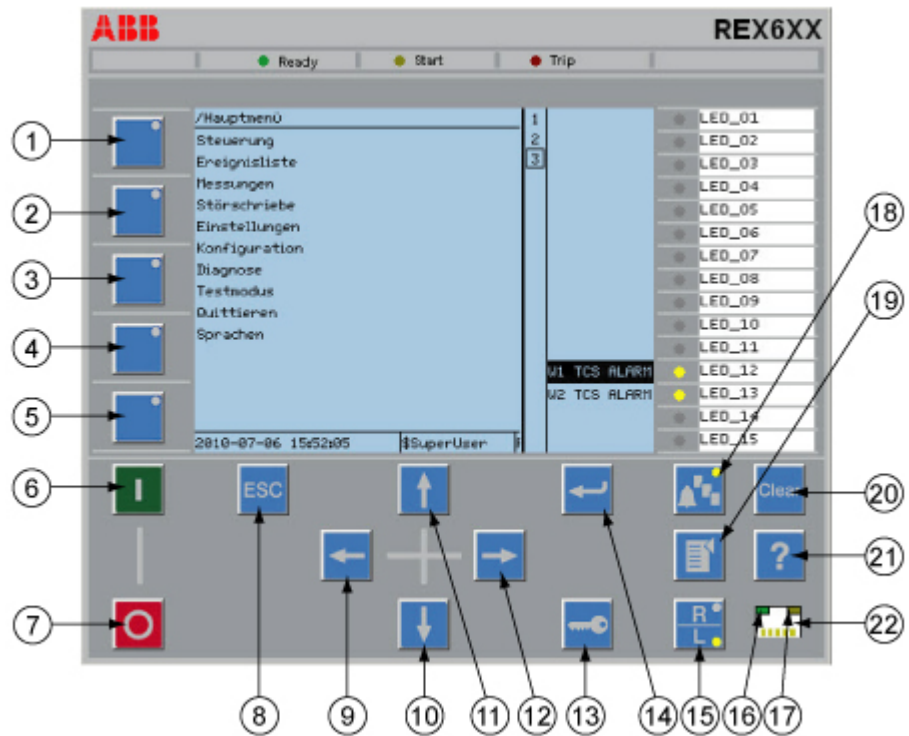


Abb. 56: LHMI-Tastenfeld mit Objektsteuerungs-, Navigations- und Befehlstasten sowie RJ-45-Kommunikationsschnittstelle

- 1...5 Funktionstaste
- 6 Schließen (EIN)
- 7 Öffnen (AUS)
- 8 Escape (ESC)
- 9 Nach links
- 10 Nach unten
- 11 Nach oben
- 12 Nach rechts
- 13 Schlüssel
- 14 Eingabe
- 15 Fern/Vor-Ort
- 16 Uplink LED
- 17 Nicht belegt
- 18 Multipage
- 19 Menu
- 20 Rücksetzen
- 21 Hilfe

5.1.4 LHMI-Funktionen

5.1.4.1 Schutz- und Alarmanzeige

Schutzanzeigen

Die Schutzanzeige-LEDs sind Ready, Start und Trip (Bereit, Anregung und Auslösung)



Konfigurieren Sie den Störschreiber zur Aktivierung der Anrege- und Auslöse-LEDs.

Tabelle 8: Ready LED (grün)

LED-Status	Beschreibung
Aus	Keine Hilfsversorgungsspannung angeschlossen.
An	Normaler Betrieb.
Blinkt	Ein interner Fehler ist aufgetreten.

Tabelle 9: Start LED (gelb)



LED-Status	Beschreibung
Aus	Normalbetrieb.
Ein	Eine Schutzfunktion wurde angeregt und es erscheint eine Anzeigemeldung. <ul style="list-style-type: none"> Die Anrege-Anzeige ist selbsthaltend und muss über die Kommunikation bzw. durch Drücken von  zurückgesetzt werden.
Blinkt	Eine blinkende gelbe LED hat eine höhere Priorität als eine ständig leuchtende gelbe LED. Das IED befindet sich im Prüfmodus, die Schutzfunktionen sind blockiert. <ul style="list-style-type: none"> Die Anzeige erlischt, wenn sich das IED nicht mehr im Prüfmodus befindet und die Blockierung aufgehoben ist.

Tabelle 10: Trip LED (rot)

LED-Status	Beschreibung
Aus	Normalbetrieb.
Ein	<p>Eine Schutzfunktion hat ausgelöst und es erscheint eine Anzeigemeldung.</p> <ul style="list-style-type: none"> Die Auslöseanzeige ist sperrend und muss über die Kommunikation oder durch Betätigen von  zurückgesetzt werden.

Alarmanzeigen

Die 15 programmierbaren dreifarbigen LEDs werden zur Alarmanzeige verwendet. Beim Konfigurieren des IED kann ein individuelles Warn/Statussignal, das mit einem der LED-Funktions blöcke verbunden ist, einer der drei LED-Farben zugeordnet werden.

Tabelle 11: Alarmanzeigen

LED-Status	Beschreibung
Aus	Normalbetrieb. Alle Aktivierungssignale sind nicht aktiv.
An	<ul style="list-style-type: none"> Sequenz "Follow-S": Das Aktivierungssignal ist eingeschaltet. Sequenz "LatchedColl-S": Das Aktivierungssignal ist eingeschaltet. Oder es ist abgeschaltet, die Anzeige aber noch nicht quittiert worden. Sequenz "LatchedAck-F-S": Die Anzeige ist quittiert worden, das Aktivierungssignal ist aber noch eingeschaltet. Sequenz "LatchedAck-S-F": Das Aktivierungssignal ist eingeschaltet. Oder es ist abgeschaltet, die Anzeige aber noch nicht quittiert worden. Sequenz "LatchedReset-S": Das Aktivierungssignal ist eingeschaltet. Oder es ist abgeschaltet, die Anzeige aber noch nicht quittiert worden.
Blinkt	<ul style="list-style-type: none"> Sequenz "Follow-F": Das Aktivierungssignal ist eingeschaltet. Sequenz "LatchedAck-F-S": Das Aktivierungssignal ist eingeschaltet. Oder es ist abgeschaltet, die Anzeige aber noch nicht quittiert worden. Sequenz "LatchedAck-S-F": Die Anzeige ist quittiert worden, das Aktivierungssignal ist aber noch eingeschaltet.

Alarmanzeigen für REL650

Tabelle 12: Alarmgruppe 1 Anzeigen in der Konfiguration von REL650 (A05)

Alarmgruppe 1 LEDs	LED-Farbe	Label
GRP1_LED1	rot	DIST PROT TRIP
GRP1_LED2	rot	OC PROT TRIP
GRP1_LED3	rot	EF PROT TRIP
GRP1_LED4	rot	CARRIER AID TRIP
GRP1_LED5	rot	VOLT PROT TRIP
GRP1_LED6	-	-
GRP1_LED7	-	-
GRP1_LED8	-	-
Fortsetzung auf nächster Seite		

Alarmgruppe 1 LEDs	LED-Farbe	Label
GRP1_LED9	gelb	BRC ALARM
GRP1_LED10	-	-
GRP1_LED11	-	-
GRP1_LED12	-	-
GRP1_LED13	-	-
GRP1_LED14	-	-
GRP1_LED15	-	-

Tabelle 13: Alarmgruppe 2 Anzeigen in der Konfiguration von REL650 (A05)

Alarmgruppe 2 LEDs	LED-Farbe	Label
GRP2_LED1	gelb	GEN START ZQ
GRP2_LED2	gelb	GEN START OC
GRP2_LED3	gelb	GEN START EF
GRP2_LED4	-	-
GRP2_LED5	gelb	GEN START OV
GRP2_LED6	gelb	GEN START L1
GRP2_LED7	gelb	GEN START L2
GRP2_LED8	gelb	GEN START L3
GRP2_LED9	-	-
GRP2_LED10	-	-
GRP2_LED11	-	-
GRP2_LED12	-	-
GRP2_LED13	-	-
GRP2_LED14	-	-
GRP2_LED15	-	-

Tabelle 14: Alarmgruppe 3 Anzeigen in der Konfiguration von REL650 (A05)

Alarmgruppe 3 LEDs	LED-Farbe	Label
GRP3_LED1 - GRP3_LED9	-	-
GRP3_LED10	gelb	Z BLOCK
GRP3_LED11	gelb	U BLOCK
GRP3_LED12	-	-
GRP3_LED13	gelb	CB SUPV ALARM
GRP3_LED14	gelb	TCS ALARM
GRP3_LED15	rot	BAT SUP ALARM
	gelb	BAT SUP START

5.1.4.2 Parameterverwaltung

Mit dem LHMI können Sie auf die IED-Parameter zugreifen. Drei Arten von Parametern können gelesen und geschrieben werden.

- Numerische Werte
- Stringwerte
- Spezifizierte Werte

Numerische Werte werden entweder als ganze oder als Dezimalzahlen mit einem Mindest- und einem Höchstwert dargestellt. Buchstabenstrings können Buchstabe für Buchstabe bearbeitet werden. Spezifizierte Werte haben einen vorab festgelegten Satz an wählbaren Werten.

5.1.4.3 Frontseitige Kommunikation

Der RJ-45 Anschluss an der LHMI gestattet eine frontseitige Kommunikation.

- Die grüne Uplink-LED links leuchtet, wenn das Kabel erfolgreich an die Schnittstelle angeschlossen wurde.

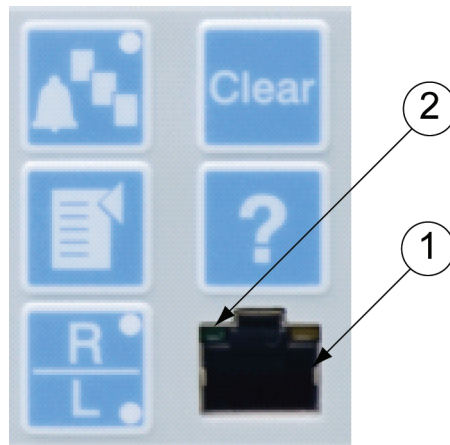


Abb. 57: RJ-45-Kommunikationsanschluss und grüne Anzeige-LED

- 1 RJ-45-Steckverbinder
- 2 Grüne Anzeige-LED

Wird ein Rechner mit einem Crossoverkabel am frontseitigen IED Anschluss angeschlossen, weist der DHCP Server des frontseitigem Anschluss dem Rechner eine IP-Adresse zu, wenn *DHCPServer = On*. Die vorgegebene IP-Adresse für die frontseitige Schnittstelle ist 10.1.150.3.



Benutzen Sie den Frontanschluss des IED nicht für das LAN!
Schließen Sie dort nur einen einzelnen lokalen PC mit PCM600 an.

5.1.4.4

Übersichtsschaltbild

Blindschaltbild (SLD) für REL650

/Main menu/Control/Single Line Diagram/Line Measurement

Line Voltage =	0.0 kV
Line Current =	0.0 A
Active Power =	0.0 MW
Reactive Power =	0.0 MVAR
Power Factor =	0.00
Frequency =	0.00 Hz

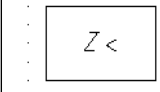
2011-01-25 01:37:03	SuperUser	REL650-A01
---------------------	-----------	------------

Abb. 58: *Blindschaltbild (SLD) für REL650 (A01)*

Abschnitt 6 Impedanzschutz

6.1 Fünf-Zonen-Distanzschutz, polygonale Charakteristik ZQDPDIS

6.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Fünf-Zonen-Distanzschutz, polygonale Charakteristik	ZQDPDIS		21

6.1.2 Anwendung

Untergeordnete Übertragungsnetze werden erweitert und häufig immer komplexer und umfassen dann eine große Anzahl an Leitungen mit unterschiedlichen Längen und mit mehreren Kreisen bzw. mehreren Betriebsmitteln. Diese Änderungen im Netz stellen normalerweise hohe Anforderungen an die Einrichtungen zur Fehlerbehebung, um das Sicherheitsniveau des Netzes zu halten oder sogar zu erhöhen.

Der polygonale Fünf-Zonen-Distanzschutz (ZQDPDIS) erfüllt die grundlegenden Anforderungen an Übertragungs- und untergeordnete Übertragungsleitungen, kann aber auch für die Verteilung eingesetzt werden.

6.1.2.1 Sternpunkterdung

Die Art der Sternpunkterdung spielt bei der Planung des Schutzsystems eine wichtige Rolle. Einige Hinweise bezüglich des Distanzschutzes werden nachfolgend hervorgehoben.

Netze mit direkter niederohmiger Erdung

In Netzen mit direkter niederohmiger Erdung sind die Sternpunkte von Transformatoren im Allgemeinen direkt mit Erde angeschlossen, ohne die Impedanz zwischen dem Transformatorsternpunkt und der Erde zu berücksichtigen.

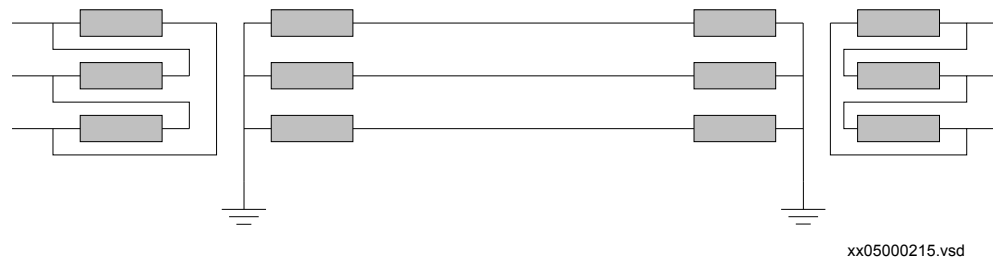


Abb. 59: Netze mit direkter niederohmiger Erdung

Der Erdfehlerstrom ist genauso groß oder sogar größer als der Kurzschlussstrom. Die Serienimpedanz legt die Größe des Fehlerstroms fest. Die Leitererdkapazitäten haben nur einen sehr begrenzten Einfluss auf den Erdfehlerstrom. Jedoch können die Leiter-Erdkapazitäten den Erdfehlerstrom in Netzen mit langen Übertragungsleitungen geringfügig beeinflussen.

Der Erdfehlerstrom bei einem Leiter-Erde-Fehler in Leiter L1 kann gemäß der Gleichung 44 berechnet werden:

$$3I_0 = \frac{3 \cdot U_{L1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} = \frac{U_{L1}}{Z_1 + Z_N + Z_f}$$

(Gleichung 44)

Wobei gilt:

- U_{L1} ist die Leiter-Erde-Spannung (kV) vor dem Fehler
- Z_1 ist die Mitsystemimpedanz (Ω /Leiter)
- Z_2 ist die Gegenimpedanz (Ω /Leiter)
- Z_0 ist die Nullimpedanz (Ω /Leiter)
- Z_f ist die Fehlerimpedanz (Ω), häufig resistiv
- Z_N ist die Erd-Rückimpedanz, als $(Z_0 - Z_1)/3$ definiert

Die Spannung an den gesunden Leitern beträgt generell weniger als 140 % der Leiter-Erde-Bemessungsspannung. Dies entspricht etwa 80 % der Leiter-Leiter-Bemessungsspannung.

Der hohe Erdfehlerstrom in Netzen mit niederohmiger Erdung ermöglicht uns den Einsatz von Impedanzmesstechniken zur Erkennung von Erdfehlern. Da die Distanzschutzfunktion hohe Fehlerwiderstände nur begrenzt erkennt, sollte sie stets mit anderen Schutzfunktionen ergänzt werden, die in solchen Fällen die Fehlerbeseitigung übernehmen.

Netze mit wirksamer niederohmiger Erdung

Ein Netz wird als wirksam niederohmig geerdet definiert, wenn der Erdfehlerfaktor f_e kleiner als 1,4 ist. Der Erdfehlerfaktor wird gemäß Gleichung 45 bestimmt.

$$f_e = \left| \frac{U_{\max}}{U_{pn}} \right|$$

(Gleichung 45)

Wobei gilt:

U_{\max} ist die höchste Grundfrequenzspannung an einer der funktionieren Leitern bei einem Leiter-Erde-Fehler in einem Leiter.

U_{pn} ist die Grundschnwingungsspannung Leiter-Erde vor dem Fehler.

Ein wirksam geerdetes Netz lässt sich noch auf eine weitere Weise bestimmen. Ein Netz gilt als wirksam geerdet, wenn die folgenden Beziehungen zwischen den symmetrischen Komponenten der Netzimpedanzen gelten, siehe Gleichung 46 und Gleichung 47.

$$X_0 < 3 \cdot X_1$$

(Gleichung 46)

$$R_0 \leq R_1$$

(Gleichung 47)

Wobei gilt

R_0 ist der Widerstand im Nullsystem

X_0 ist die Reaktanz im Nullsystem

R_1 ist der Widerstand im Mitsystem

X_1 ist die Reaktanz im Mitsystem

Die Größe des Erdfehlerstroms in wirksam geerdeten Netzen ist hoch genug, dass die Elemente zur Messung der Impedanz Erdfehler erkennen. Wie auch bei Netzen mit direkter niederohmiger Erdung erkennt die Distanzschutzfunktion hohe Fehlerwiderstände nur begrenzt, weswegen sie stets mit anderen Schutzfunktionen ergänzt werden sollte, die in solchen Fällen die Fehlerbeseitigung übernehmen.

Netze mit hochohmiger Sternpunkterdung

In hochohmig geerdeten Netzen ist der Sternpunkt meist durch eine hochohmige Reaktanz in Parallelschaltung mit einem großen Widerstand an der Erde angeschlossen.

Netze dieser Art werden häufig als Strahlennetz betrieben, es sind aber auch vermaschte Netze gebräuchlich.

Was bei diesem Netztyp charakteristisch ist, ist dass die Größe des Erdfehlerstroms im Gegensatz zum Kurzschlussstrom sehr niedrig erscheint. Die Spannung an den gesunden Leitern weist eine Größe vom $\sqrt{3}$ -fachen der während des Fehlers

auftretenden Leiter-Erde-Spannung auf. Die Nullsystemspannung ($3U_0$) hat auf Grund der geringen Verteilung der Spannungseinbrüche an unterschiedlichen Stellen im Netzwerk die gleiche Größe.

Die Gesamt-Fehlerstromstärke lässt sich gemäß der Gleichung 48 berechnen.

$$3I_0 = \sqrt{I_R^2 + (I_L - I_C)^2}$$

(Gleichung 48)

Wobei gilt:

- $3I_0$ ist der Erdfehlerstrom (A)
- I_R ist der Strom durch den Sternpunktwiderstand (A)
- I_L ist der Strom durch die Sternpunktdrossel (A)
- I_C ist der kapazitive Gesamt-Erdfehlerstrom (A)

Die Sternpunkt-Induktivität ist gewöhnlich so ausgelegt, dass die Größe mit dem kapazitiven Strom im Netz abgestimmt werden kann, d.h.:

$$\omega L = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C}$$

(Gleichung 49)

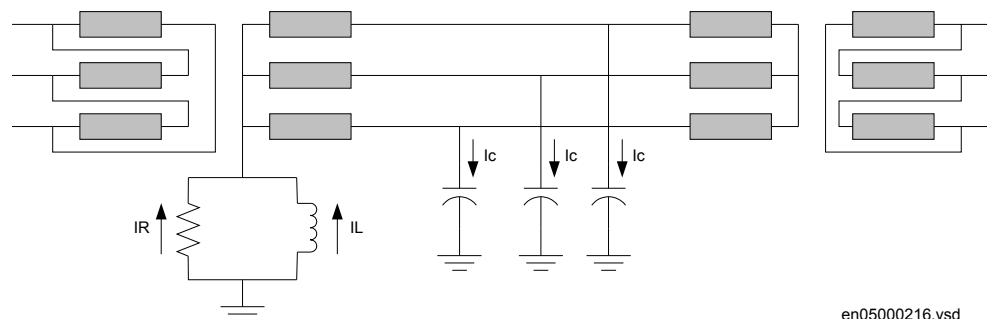


Abb. 60: Netze mit hochohmiger Sternpunkterdung

Der Betrieb von hochohmig geerdeten Netzen unterscheidet sich vom Betrieb der Netze mit niederohmiger Erdung, in denen alle größeren Fehler umgehend beseitigt werden müssen. In hochohmig geerdeten Netzen beheben manche Netzbetreiber Leiter-Erde-Fehler nicht umgehend. Stattdessen wird die Leitung erst zu einem geeigneten Zeitpunkt wiederhergestellt. Bei Doppelerdfehlern bevorzugen viele Netzbetreiber die wahlweise Beseitigung einer der beiden Erdfehlerfußpunkte. Um diese Art von Phänomen zu behandeln, ist eine separate Funktion, eine so genannte Leiterbevorzugungslogik (PPLPHIZ) erforderlich, die in Übertragungsnetzen gewöhnlich nicht eingesetzt wird.

In Netzen dieser Art kann zumeist keine Distanzschutzfunktion zur Erkennung und Beseitigung von Erdfehlern genutzt werden. Die geringe Größe des Erdfehlerstroms liefert möglicherweise keine Auslösung der Elemente zur Messung des Erdfehlers oder die Empfindlichkeit ist für eine Annahme zu gering. Aus diesem Grund ist ein äußerst empfindlicher Erdfehlerschutz erforderlich, der die Fehlerbeseitigung bei einem Leiter-Erde-Fehler in einem Leiter übernimmt.

6.1.2.2 Fehlereinspeisung der Gegenseite

Sämtliche Übertragungsnetze sowie die meisten Verteilungsnetze werden als vermaschte Netze betrieben. Bei diesem Netztyp ist es charakteristisch, dass die Fehlereinspeisung an der Gegenseite auftritt, wenn in der geschützten Leitung ein Fehler auftritt. Die Einspeisung des Fehlerstroms erweitert die Fehlerimpedanz, die vom Distanzschutz erkannt wird. Dies muss unbedingt bei der Planung des Schutzsystems und der Einstellung berücksichtigt werden.

Bezug nehmend auf Abbildung 61, ist die Gleichung für die Sammelschienenspannung U_A an der A Seite:

$$\bar{U}_A = \bar{I}_A \cdot p \cdot Z_L + (\bar{I}_A + \bar{I}_B) \cdot R_f$$

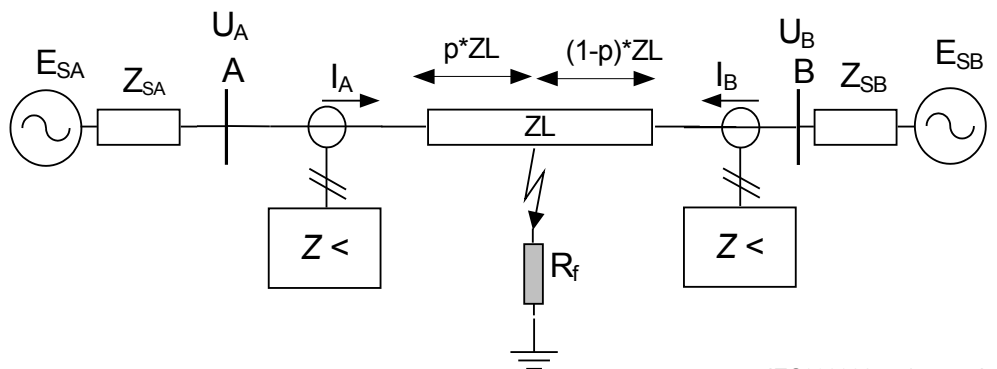
(Gleichung 50)

Wenn U_A durch I_A dividiert wird, ergibt sich das anliegende Z an der A-Seite des IED.

$$\bar{Z}_A = \frac{\bar{U}_A}{\bar{I}_A} = p \cdot \bar{Z}_L + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_B}{\bar{I}_A} \cdot R_f$$

(Gleichung 51)

Der Einspeisungsfaktor $(I_A + I_B) / I_A$ kann sehr hoch sein – 10 bis 20 je nach den Quellenimpedanz-Differenzen auf der lokalen und entfernten Seite.



IEC09000247-1-en.vsd

Abb. 61: Einfluss der Fehlerstromspeisung von der Gegenseite

Die Auswirkungen der Stromeinspeisung von der Gegenseite ist einer der ausschlaggebendsten Faktoren zur Rechtfertigung eines ergänzenden Schutzes zum Distanzschutz.

Liegt in der Leitung eine besondere Last an, tendiert der Distanzschutz am lastexportierenden Ende zum übergreifen. Das Phänomen kann über einen adaptiven integrierten Algorithmus des IED gehandhabt werden, der die Tendenz zum Übergreifen von Zone 1 am lastexportierenden Ende kompensiert. Für diese Funktion sind keine Einstellungen erforderlich.

6.1.2.3

Lastkompensation

In einigen Fällen kann die Lastimpedanz in die Zonencharakteristik hineingehen, ohne dass ein Fehler in der geschützten Leitung vorliegt. Um eine Überfunktion zu vermeiden, wird die Lastkompensation eingeführt. Eine Überfunktion kann auftreten, wenn ein externer Fehler beseitigt wird und eine hohe Notlast auf die geschützte Leitung übernommen wird. Die Auswirkungen der Lastkompensation sind links in Abbildung 62 dargestellt. Der Eingang der Lastimpedanz in die Charakteristik ist selbstverständlich nicht gewünscht. Um bei diesem Phänomen mit dem konventionellen Distanzschutz umzugehen, müssen die Einstellungen entsprechend gewählt werden, d.h., es ist eine Sicherheitstoleranz zwischen der Distanzzone und der Mindestlastimpedanz erforderlich. Dies hat den Nachteil, dass die Sensibilität des Schutzes reduziert wird, d.h. die Fähigkeit, ohmsche Fehler zu erkennen.

Das IED verfügt über eine eingebaute Funktion zur Anpassung der Charakteristik entsprechend der Abbildung rechts in Abbildung 62. Die Algorithmus der Lastkompensation steigert die Möglichkeit zur Erkennung von hohen Fehlerwiderständen, insbesondere bei Leiter-Erde-Fehlern auf der Gegenseite. Für eine vorgegebene Einstellung des Lastwinkels $ArgLd$ für die Leiterauswahl mit Lastkompensation, Polygoncharakteristik-Funktion (FDPSPDIS), kann beispielsweise die ohmsche Aussparung der Zonenmessung entsprechend Abbildung 62 mit höherer Fehlerresistenz ohne ein Risiko der unerwünschten Auslösung auf Grund der Lastkompensation erweitert werden. Dies gilt in beide Richtungen.

Die Nutzung der Lastkompensationsfunktion ist essenziell für lange Leitungen mit hoher Last, bei denen es zu einem Konflikt zwischen der notwendigen Notlastübertragung und der erforderlichen Sensibilität des Distanzschutzes kommen kann. Die Funktion kann auch bei mittellangen Leitungen mit hoher Last genutzt werden. Bei kurzen Leitungen liegt die Hauptsorge auf der Sicherstellung einer ausreichenden Fehlerresistenz. Die Lastkompensation ist hier nicht das wichtigste Problem. Bei kurzen Leitungen kann die Lastkompensationsfunktion ausgeschaltet werden. Siehe Abschnitt "[Lastimpedanzbeschränkung, ohne Lastkompensationsfunktion](#)".

Die Einstellungen der Parameter für die Lastkompensation erfolgen in der Funktion FDPSPDIS.

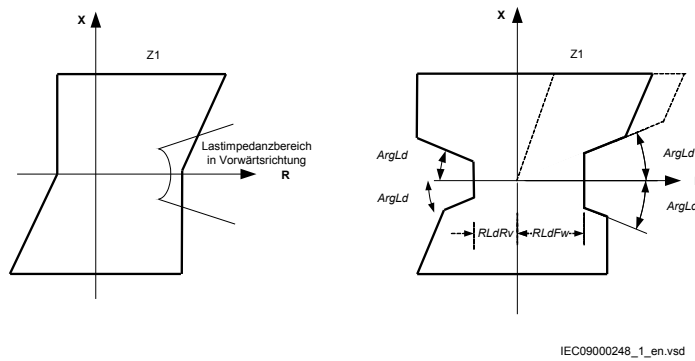


Abb. 62: Wirkung der Lastkompensation und die geformte Lastkompensations-Charakteristik, die in der Leiterauswahl mit der Lastkompensationsfunktion FDPSPDIS definiert ist

6.1.2.4

Anwendung auf kurze Leitungen

Bei Anwendungen auf kurzen Leitungen ist die zentrale Herausforderung die Sicherstellung eines hinreichenden Fehlerwiderstandschutzes. Lastkompensation ist hier nicht erforderlich. Eine Leitung gilt nicht aufgrund einer entsprechend definierten Leitungslänge als kurze Leitung, vielmehr entscheiden Systemparameter wie z.B. Spannung und Quellimpedanz darüber, ob es sich um eine kurze Leitung handelt, siehe Tabelle 15.

Tabelle 15: Definition von kurzer und sehr kurzer Leitung

Leitungskategorie	Un	Un
	110 kV	500 kV
Sehr kurze Leitung	1,1-5,5 km	5-25 km
Kurze Leitung	5,5-11 km	25-50 km

Die Fähigkeit des IED zur unabhängigen Einstellung der individuellen Fehlerwiderstandseinstellungen für Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Fehler, gemeinsam mit einem Lastkompensations-Algorithmus, verbessert die Erkennungsmöglichkeiten hochohmiger Fehler ohne Interferenzen mit der Lastimpedanz zu verursachen, siehe Abbildung 62.

Bei Anwendungen auf sehr kurze Leitungen, kann die Zone 1 nicht genutzt werden, da der Spannungsabfall bei einem Fehler auf der gesamten Leitung zu gering ist und hierdurch die Gefahr eines Übergreifens besteht.

Bei Anwendungen auf kurze Leitungen stellt die Lastkompensation normalerweise kein Problem dar.

6.1.2.5 Anwendung auf lange Leitungen

Bei langen Leitungsstrecken spielt die Änderung der Lastimpedanz, d. h. zur Vermeidung einer Lastkompensation, normalerweise eine größere Rolle. Es ist hinlänglich bekannt, dass es schwierig ist, bei langen Leitungen eine hohe Empfindlichkeit bei Leiter-Erde-Fehlern am Leitungsende zu erreichen, wenn die Leitung stark belastet ist.

Die Leitungsstrecken, die in Bezug auf das Verhalten des Distanzschutzes als lange Leitungen betrachtet werden können, entsprechen im allgemeinen den in Tabelle 16 beschriebenen. Lange Leitungen weisen ein Systemimpedanzverhältnis (Source Impedance Ratio, SIR), mit dem das Verhältnis zwischen der Quellimpedanz zur Impedanz der Leitungsstrecke von weniger als 0,5 auf.

Tabelle 16: Definition langer und sehr langer Leitungen

Leitungskategorie	Un	Un
	110 kV	500 kV
Lange Leitungen	77 km - 99 km	350 km - 450 km
Sehr lange Leitungen	> 99 km	> 450 km

Die Fähigkeit des IED zur unabhängigen Einstellung der individuellen Fehlerwiderstandseinstellungen für Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Fehler, gemeinsam mit einem Lastkompensations-Algorithmus, verbessert die Erkennungsmöglichkeiten hochohmiger Fehler bei gleichzeitiger Steigerung der Sicherheit (Gefahr einer unerwünschten Auslösung auf Grund der Lastkompensation ist beseitigt), siehe Abbildung 62.

6.1.2.6 Anwendung auf Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung der Nullsysteme

Allgemeines

Parallelleitungen nehmen in Netzen stetig zu, da es immer schwieriger wird, ausreichend Platz für neue Leitungen bereitzustellen.

Parallelleitungen verursachen auf Grund der gegenseitigen Kopplung einen Fehler. Für das Auftreten der gegenseitigen Kopplung brauchen die Leitungen nicht alle die gleiche Spannung aufzuweisen. Einige der Kopplungen bestehen selbst für Leitungen, die 100 Meter oder weiter auseinander liegen. Die gegenseitige Kopplung beeinflusst die Bestimmung der Nullimpedanz am Fehlerpunkt, aber sie verursacht normalerweise keine Spannungsumkehrung.

Die analytischen Berechnungen der Leitungsimpedanzen haben erwiesen, dass auf Grund der gegenseitigen Kopplung die Beeinflussung der Impedanzen bei Gegen- und Mitsystemen zur Eigenimpedanz sehr klein sind (< 1-2%) und diese praktisch vernachlässigt werden können.

Von der Anwendungsseite her betrachtet, existieren drei Arten von Netzkonfigurationen, was bei der Festlegung der Einstellungen für die Schutzfunktion berücksichtigt werden muss.

Bei den unterschiedlichen Netzkonfigurationen handelt es sich um:

1. Parallelstromkreise mit gemeinsamem Mitsystem und Nullsystem
2. Parallelstromkreise mit gemeinsamem Mitsystem aber isoliertem Nullsystem
3. Parallelstromkreise mit isolierten Mitsystem- und Nullsystemquellen.

Ein Beispiel für die dritte Netzkonfiguration ist eine gegenseitige Kopplung zwischen einer 400 kV Leitung und einer Eisenbahn-Ober- bzw. Fernleitung sein. Diese Art von gegenseitiger Kopplung ist nicht sehr verbreitet, weswegen sie in diesem Handbuch nicht weiter behandelt wird.

Daher bestehen für die Netzkonfigurationen im Allgemeinen drei unterschiedliche Topologien. Die Parallelleitung kann in Betrieb, außer Betrieb und außer Betrieb mit Erdung an beiden Enden sein.

Die Reichweite der Distanzschutzzone 1 variiert entsprechend der Topologie der Netzkonfiguration mit der Parallelleitung. Dies kann über den Einsatz unterschiedlicher Parametersätze gehandhabt werden, um Fälle abzudecken, bei denen die Parallelleitung in Betrieb und außer Betrieb ohne/mit Erdung an beiden Seiten ist.

Der Distanzschutz im IED kann die Beeinträchtigung einer gegenseitigen Nullimpedanz-Kopplung bei der Messung des Leiter-Erde-Fehlers folgendermaßen kompensieren:

- Verschiedene Einstellwerte, die den Erdfehlerfaktor für verschiedene Distanzonen innerhalb derselben Einstellparametergruppe beeinflussen.
- Verschiedene Einstellparametergruppen für unterschiedliche Betriebsbedingungen einer geschützten Mehrkreisleitung.

Die meisten Mehrkreisleitungen besitzen zwei parallele Betriebsstromkreise.

Anwendung auf Parallelleitungen

Dieser Netzwerktyp wird als Netzwerk definiert, bei dem die parallelen Übertragungsleitungen an beiden Seiten an einem gemeinsamen Knotenpunkt enden.

Die drei am meisten verbreiteten Funktionsmodi sind:

1. Parallelleitung in Betrieb
2. Parallelleitung außer Betrieb und geerdet
3. Parallelleitung außer Betrieb und nicht geerdet

Parallelleitung in Betrieb

Diese Art von Anwendung ist sehr verbreitet und gilt für alle normalen Übertragungsnetze und Verteilungsnetze.

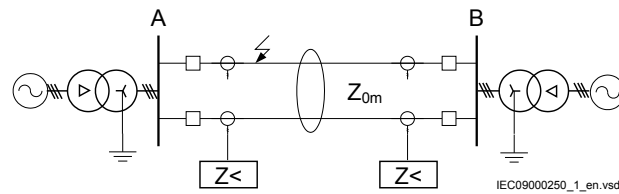


Abb. 63: Klasse 1, Parallelleitung in Betrieb

Der gleiche Stromkreis kann vereinfacht dargestellt werden, siehe Abbildung 64.

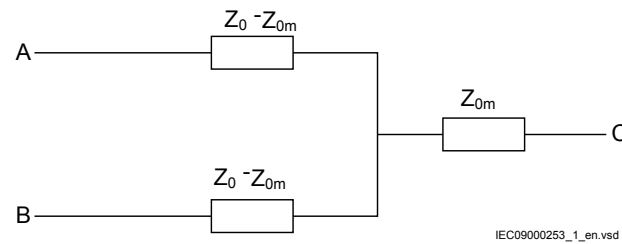


Abb. 64: Äquivalente Nullsystemimpedanz-Anordnung der in Betrieb befindlichen Parallelleitung, bei einem Leiter-Erde-Fehler auf der Sammelschiene am Gegenende

Hat der Strom in der Parallelleitung im Vergleich zum Strom in der geschützten Leitung ein negatives Vorzeichen, d.h. der Strom in der Parallelleitung fließt in umgekehrter Richtung im Vergleich zu dem in der geschützten Leitung, dann wird die Reichweite der Distanzfunktion erweitert. Wenn die Ströme alle dieselbe Richtung haben, reduziert der Distanzschutz die Reichweite der Schutzzone.

Die maximale Erweiterung tritt auf, wenn die Einspeiseleistung der Gegenseite schwach ist. Bei einem Leiter-Erde-Fehler an der 'P' Einheit auf der Leitungsstrecke zwischen A und B einer Parallelleitung, dann entspricht im Fall einer Fehlerstromeinspeisung der Gegenseite mit dem Wert Null die Spannung U_A im defekten Leiter an der Seite A der Gleichung 52.

$$U_A = p \cdot Z_{1L} (I_{ph} + K_N \cdot 3I_0 + K_{Nm} \cdot 3I_{0p})$$

(Gleichung 52)

Die gegenseitige Kopplung im Nullsystem kann die Reichweite des Distanzschutzes im geschützten Stromkreis reduzieren, wenn die Parallelleitung normal in Betrieb ist. Die Verringerung der Reichweite ist am stärksten ausgeprägt, wenn am IED, das am nächsten beim Fehler liegt, keine Stromeinspeisung stattfindet. Diese Reichweitenreduzierung beträgt normalerweise weniger als 15 %. Aber wenn die Reichweite an einem Leitungsende reduziert wird, erhöht sie sich proportional am gegenüberliegenden Leitungsende. Bei einer Verringerung der Reichweite von 15% wird die Funktion des zulässigen Mitnahme-Schemas nicht bedeutend beeinträchtigt.

Parallelleitung außer Betrieb und an beiden Enden geerdet

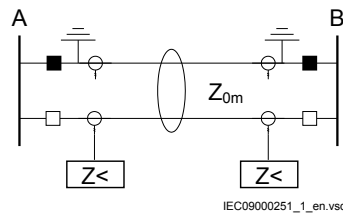


Abb. 65: Die Parallelleitung ist außer Betrieb und an beiden Enden geerdet.

Wenn an der Parallelleitung eine Leitung außer Betrieb genommen wird und dabei die beiden Enden geerdet sind, sodass der Nullsystemstrom in der Parallelleitung fließen kann, dann entsprechen die äquivalenten Nullsystemkreise der Parallelleitungen Abbildung 66.

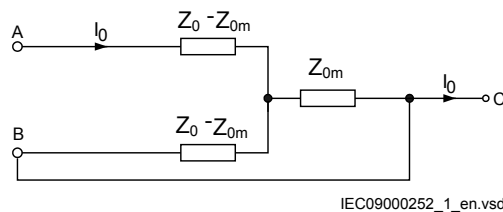


Abb. 66: Äquivalente Nullsystem-Impedanzanordnung für eine Parallelleitung mit einer außer Betrieb befindlichen, an beiden Enden geerdeten Leitung

Hier gleicht die äquivalente Nullsystemimpedanz $Z_0 - Z_{0m}$ parallel mit $(Z_0 - Z_{0m}) / Z_0 - Z_{0m} + Z_{0m}$, die der Gleichung 53 entsprechen.

$$\bar{Z}_{0E} = \frac{\bar{Z}_0^2 - \bar{Z}_{0m}^2}{\bar{Z}_0}$$

(Gleichung 53)

Der Einfluss auf die Distanzmessung wird beträchtlich sein. Es kommt zu einer deutlichen Reichweitenerweiterung, die bei der Berechnung der Einstellungen berücksichtigt werden muss. Es wird empfohlen, einen separaten Parametersatz für diese Auslösungsbedingung zu verwenden, da sie die Reichweite erheblich verringert, wenn die Leitung sich in Betrieb befindet.

Parallelleitung außer Betrieb und nicht geerdet.

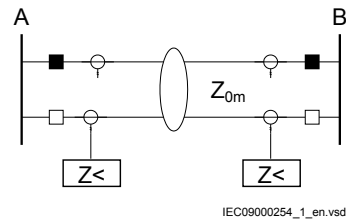


Abb. 67: Die Parallelleitung ist außer Betrieb und nicht geerdet.

Wenn die Parallelleitung außer Betrieb und nicht geerdet ist, kann der Nullstrom in der Leitung über die Leitererdkapazitäten zur Erde abgeführt werden. Auf Grund der geringen Leitwertes ist der Nullsystemstrom in der Parallelleitung auf sehr geringe Werte begrenzt. In der Praxis kann die äquivalente Nullsystem-Impedanzanordnung für Fehler auf der Sammelschiene am Gegenende entsprechend vereinfacht werden. Siehe Abbildung 67

Die gegenseitige Nullimpedanz der Leitung beeinflusst demzufolge nicht die Messungen des Distanzschutzes im fehlerhaften Stromkreis. Das heißt, dass die Reichweite der Distanzschutzzone reduziert wird, sofern – aufgrund der Betriebsbedingungen – die äquivalente Nullimpedanz entsprechend den Bedingungen festgelegt wird, wenn das Parallelsystem außer Betrieb ist und beidseitig geerdet ist.

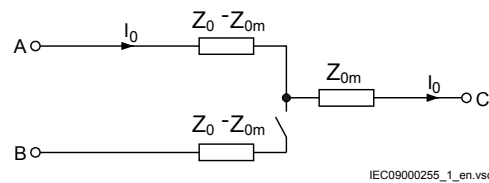


Abb. 68: Äquivalente Nullsystem-Impedanzanordnung für eine Parallelleitung mit einer außer Betrieb befindlichen, an beiden Enden ungeerdeten Leitung

Die Reduzierung der Reichweite ergibt sich aus der Gleichung 54.

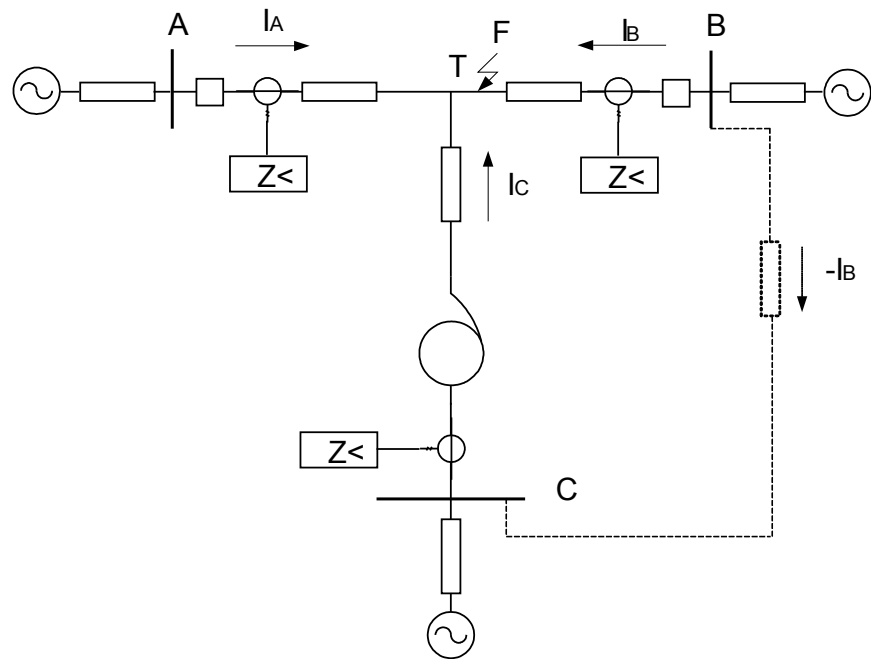
$$\bar{K}_U = \frac{\frac{1}{3} \cdot (2 \cdot \bar{Z}_1 + \bar{Z}_{0E}) + R_f}{\frac{1}{3} \cdot (2 \cdot \bar{Z}_1 + \bar{Z}_0) + R_f} = 1 - \frac{\bar{Z}_{m0}^2}{\bar{Z}_0 \cdot (2 \cdot \bar{Z}_1 + \bar{Z}_0 + 3R_f)}$$

(Gleichung 54)

Stellen Sie sicher, dass die Zonen von beiden Leitungsenden ausreichend (mindestens 10 %) in der Mitte des geschützten Stromkreises überlappen.

6.1.2.7

Anwendung bei Dreienendenleitungen



IEC09000160-2-en.vsd

Abb. 69: Beispiel einer Dreileitung mit Spartransformator

Diese Anwendung ergibt ein ähnliches Problem, wie das, das bereits in Abschnitt ["Fehlereinspeisung der Gegenseite"](#) hervorgehoben wurde, d. h. höhere gemessene Impedanz auf Grund der Fehlerstromeinspeisung. Beispielsweise ist bei Fehlern zwischen dem Punkt T und der Station B die Impedanz an A und C

$$\bar{Z}_A = \bar{Z}_{AT} + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_C}{\bar{I}_A} \cdot \bar{Z}_{TF}$$

(Gleichung 55)

$$\bar{Z}_C = \bar{Z}_{Tf} + \left(\bar{Z}_{CT} + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_C}{\bar{I}_C} \cdot \bar{Z}_{TF} \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2$$

(Gleichung 56)

Wobei gilt:

Z_{AT} und Z_{CT}	ist die Leitungsimpedanz von der Station A bzw. C zum Punkt T.
I_A und I_C	ist der Fehlerstrom von der Station A bzw. C bei einem Fehler zwischen T und B.
U_2/U_1	Wandlerübersetzungsverhältnis für die Impedanzwandlung an der U_1 Seite des Wandlers zur Messseite U_2 (hierbei wird angenommen, dass die Strom- und Spannungs-Distanzfunktion von der U_2 Seite des Wandlers bezogen wird).
Z_{TF}	ist die Leitungsimpedanz vom T-Punkt zum Fehler (F).
Z_{Tf}	Transformatorimpedanz

Bei diesem Beispiel mit einem Fehler zwischen T und B wird die gemessene Impedanz vom Punkt T zum Fehler um einen Faktor erhöht, der sich aus der Summe der Ströme vom Punkt T zum Fehler dividiert durch den Gerätestrom ergibt. Für das IED bei C, muss die Impedanz an der Oberspannungsseite U1 über das Wandlerverhältnis zum Niveau der Messspannung übertragen werden.

Eine weitere Komplikation, die je nach Topologie auftreten könnte, ist, dass der Strom von einem Ende aufgrund eines Fehlers in der geschützten Leitung umgekehrt gerichtet sein kann. Zum Beispiel kann bei Fehlern am Punkt T der Strom von B in die umgekehrte Richtung von B nach C fließen, je nachdem wie die Systemparameter verteilt sind (siehe die gepunktete Linie in Abbildung 69), vorausgesetzt, dass der Distanzschutz an Station B zum Punkt T eine falsche Richtung messen wird.

Bei Anwendungen mit Dreileitungen kann es je nach Quellenimpedanz hinter den Betriebsmitteln, den Impedanzen des geschützten Objekts und dem Fehlerstandort notwendig sein, an einem Ende eine Zone-2-Auslösung oder gestaffelte Auslösung zu akzeptieren.

Generell ist es bei dieser Art von Anwendung schwierig, Einstellungen der Zone 1 zu wählen, die ein Überlappen der Zonen bei einer ausreichenden Empfindlichkeit ohne Interferenzen mit anderen Zone-1-Einstellungen ohne Selektivitätskonflikte bieten. Sorgfältige Fehlerberechnungen sind erforderlich, um geeignete Einstellungen zu ermitteln und das richtige Signalvergleichschema zu wählen.

Fehlerwiderstand

Das Verhalten des Distanzschutzes bei Leiter-Erde-Fehlern ist sehr wichtig, da es sich normalerweise bei mehr als 70% der Fehler in Stromübertragungsleitungen um den Leiter-Erde-Fehler handelt. Bei diesen Fehlern besteht der Fehlerwiderstand aus drei Teilen: Bogenwiderstand, Widerstand einer Mastkonstruktion und Masterdungswiderstand. Der Bogenwiderstand kann nach der Warrington-Formel berechnet werden:

$$R_{arc} = \frac{28707 \cdot L}{I^{1.4}}$$

(Gleichung 57)

wobei

- L die Bogenlänge (in Metern) darstellt. Diese Gleichung ist auf die Distanzschutz-Zone 1 anwendbar. Der ca. dreifache Bogenfußabstand ist für Zone 2 und eine Windgeschwindigkeit von etwa 50 km/h zu berücksichtigen
- I ist der tatsächliche Fehlerstrom in A.

In der Praxis sollten die Einstellungen des Fehlerwiderstands sowohl für Leiter-Erde $RFPE_x$ als auch Leiter-Leiter $RFPP_x$ (mit x gleich 1-5, je nach gewählter Zone) so hoch wie möglich sein, ohne mit der Lastimpedanz zu interferieren, um eine zuverlässige Fehlererkennung zu erreichen.

6.1.3 Einstellrichtlinien

6.1.3.1 Allgemeines

Die Einstellungen für Fünf-Zonen-Distanzschutz, polygonale Charakteristik (ZQDPDIS) erfolgen in Primärwerten. Mit Hilfe des Messwandlerübersetzungsverhältnisses, das für die Karte mit den Analogeingängen eingestellt wurde, werden die gemessenen sekundären Eingangssignale automatisch in die Primärwerte umgewandelt, die von der Funktion ZQDPDIS benötigt werden.

Die Einstellungen für die Funktion erfolgen in Primärwerten. Mit Hilfe des Messwandlerverhältnisses, das für die Karte mit den Analogeingängen eingestellt wurde, werden die gemessenen sekundären Eingangssignale automatisch in die Primärwerte umgewandelt, die von der Funktion ZGPDIS benötigt werden.

Bei Berechnung der Einstellung sind abhängig von der Anwendung die folgenden Grundlagen zu beachten:

- Durch Strom- und Spannungsmesswandler abgebildete Fehlermessgrößen, teilweise unter transienten Bedingungen.
 - Ungenauigkeiten in den Nullimpedanzdaten und deren Auswirkungen auf die berechneten Werte des Erdfehlerfaktors.
 - Die Auswirkung der Einspeisung zwischen dem IED und der Fehlerposition, einschließlich dem Einfluss unterschiedlicher Z_0/Z_1 -Verhältnisse der verschiedenen Quellen.
 - Die Leiterimpedanz unverdrillter Leitungen ist nicht bei allen Fehlerschleifen identisch. Der Unterschied zwischen den Impedanzen unterschiedlicher Leiter-Erde-Schleifen kann bis zu 5-10 % der gesamten Leitungsimpedanz betragen.
 - Die Auswirkungen einer Lastübertragung zwischen den IEDs des geschützten Fehlerwiderstands sind beträchtlich. Die Auswirkungen müssen erkannt werden.
 - Wechselseitige Erdfehlerkopplung von Parallelleitungen
-
- Durch Strom- und Spannungsmesswandler abgebildete Fehlermessgrößen, teilweise unter transienten Bedingungen.

Die Einstellungswerte aller Parameter, die zu ZGPDIS, gehören, müssen den Parametern des geschützten Objekts entsprechen und mit dem Selektivitätsplan für das Netzwerk abgestimmt werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

6.1.3.2 Einstellung der Zone 1

Die verschiedenen, bereits erwähnten Fehler erfordern eine Beschränkung der Zone auf reduzierte Reichweite (normalerweise Zone 1) auf 75 bis 90 % der geschützten Leitung.

Bei Parallelleitungen sind die Auswirkungen der wechselseitigen Kopplung gemäß Abschnitt "[Anwendung auf Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung der Nullsysteme](#)" zu berücksichtigen. Beachten Sie die Beispiele, die jeweils auf Ihre Anwendung zutreffen. Mit der richtigen Einstellung können Situationen ausgeglichen werden, in denen die Parallelleitung in Betrieb, ausgeschaltet und nicht geerdet und ausgeschaltet und an beiden Enden geerdet. Die Erdfehler-Reichweite muss auf <95 % eingestellt werden, auch wenn die Parallelleitung nicht in Betrieb und auf beiden Seiten geerdet ist (schlimmster Fall).

6.1.3.3 Einstellung der Übergreifzone

Die erste Zone mit erweiterter Reichweite (normalerweise Zone 2) muss Fehler in der gesamten geschützten Leitung ermitteln. In Hinblick auf die verschiedenen Fehler, die die Messung auf gleiche Weise wie für Zone 1 beeinflussen können, ist es notwendig, die Reichweite der Zone mit erweiterter Reichweite auf mindestens 120 % der geschützten Leitung zu setzen. Die Reichweite der Zone 2 kann sogar noch höher sein, wenn die Fehlereinspeisung von angrenzenden Leitungen an der Gegenstation deutlich höher als der Fehlerstrom an der IED-Position ist.

Die Einstellung darf im Allgemeinen 80 % der folgenden Impedanzen nicht überschreiten:

- Die Impedanz der geschützten Leitung und die erste Zonenreichweite der kürzesten angrenzenden Leitung.
- Die Impedanz der geschützten Leitung und die Impedanz der maximalen Anzahl der Transformatoren, die auf der Sammelschiene an der Gegenstation der geschützten Leitung parallel in Betrieb sind.

Eine größere Übergreifweite als die angegebenen 80% ist auf Grund der Fehlerstromeinspeisung von anderen Leitungen häufig akzeptabel. Hierfür sind aber Analysen mithilfe von Fehlerberechnungen erforderlich.

Wenn durch irgendeine der obigen Ermittlungen die Reichweite von Zone 2 unter 120% liegt, muss die Zeitverzögerung für Zone 2 um ca. 200 ms erhöht werden, um ein unerwünschtes Auslösen zu vermeiden, wenn der Signalvergleichsschutz für die kurze benachbarte Leitung am entfernten Ende auf Grund von Fehlern ausgeschaltet ist. Die Einstellung für Zone 2 darf nicht weniger als 120 % des Abschnitts der geschützten Leitung betragen. Die gesamte Leitung muss unter allen Bedingungen abgedeckt sein.

Die Anforderung an Zone 2 und deren Einstellung auf nicht mehr als 80 % der kürzesten angrenzenden Leitung an der Gegenstation wird im nachfolgenden Beispiel verdeutlicht.

Wenn an Punkt F ein Fehler auftritt (siehe Abbildung 70), misst das IED an Punkt A die Impedanz:

$$\bar{Z}_{AF} = \bar{Z}_{AC} + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_B}{\bar{I}_A} \cdot \bar{Z}_{CF} = \bar{Z}_{AC} + \left(1 + \frac{\bar{I}_B}{\bar{I}_A}\right) \cdot \bar{Z}_{CF}$$

(Gleichung 58)

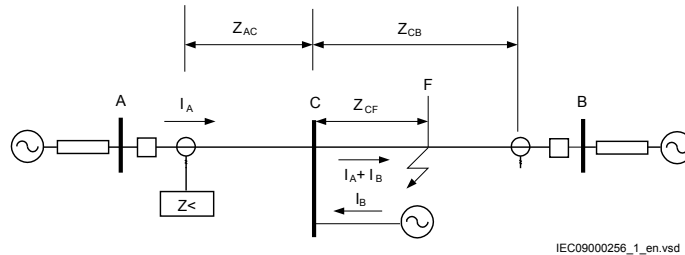


Abb. 70: Einstellung der Übergreifzone

6.1.3.4

Einstellung der Rückwärtszone

Die Rückwärtszone ist für den Signalvergleichsschutz, der die Stromrichtungsumkehr-Logik, der Schwacheinspeiselogik usw. erkennt, bestimmt. Gleiches gilt für den Reserveschutz der Sammelschiene oder der Leistungstransformatoren. Es muss sichergestellt werden, dass der Reserveschutz immer die Übergreifzone abdeckt, die vom IED auf der entfernten Leitung für Signalvergleichschutzzwecke verwendet wird.

Beachten Sie den möglicherweise vorhandenen Vergrößerungsfaktor, der durch Fehlereinspeisung aus angrenzenden Leitungen bedingt wird. Die Gleichung 59 kann zur Berechnung der Reichweite in Rückwärtsrichtung verwendet werden, wenn die Zone für das Blockierverfahren, für eine Schwacheinspeisung usw. verwendet wird.

$$Z_{rev} \geq 1.2 \cdot |Z_L - Z_{2rem}|$$

(Gleichung 59)

Wobei gilt:

Z_L bezeichnet die Impedanz der geschützten Leitung

Z_{2rem} bezeichnet die Einstellung der Zone 2 an der Gegenstation der geschützten Leitung

Bei vielen Anwendungen ist es notwendig, den Vergrößerungsfaktor auf Grund der Fehlerstromeinspeisung von benachbarten Leitungen in Umkehrrichtung zu berücksichtigen, um so eine gewisse Empfindlichkeit zu erzielen.

6.1.3.5

Einstellung der Zonen für die Anwendung auf Parallelleitungen

Parallele Leitung in Betrieb – Einstellung von Zone 1

Bezogen auf Abschnitt "[Anwendung auf Parallelleitungen](#)" kann die Zonenreichweite auf 85 % der geschützten Leitung eingestellt werden.

Einfluss der gegenseitigen Kopplung müssen jedoch berücksichtigt werden.

Parallele Leitung in Betrieb – Einstellung von Zone 2

Die Zonen mit Überreichweite (für gewöhnlich Zonen 2 und 3) müssen die geschützten Leitungsstrecken in allen Fällen überdecken. Die größte Reichweitenreduzierung erfolgt in Fällen, bei denen beide parallelen Leitungsstrecken in Betrieb sind und ein einfacher Leiter-Erde-Fehler am Ende der geschützten Leitung auftritt. Die äquivalente Nullstromimpedanzanordnung für diesen Fall ist in [Abbildung 64](#) in Abschnitt "[Parallelleitung in Betrieb](#)" dargestellt.

Parallelleitung außer Betrieb und an beiden Enden geerdet

Wenden Sie dieselben Maßnahmen wie im Falle eines einzelnen Satzes von Einstellparametern an. Das heißt, dass die Zone bei einem einfachen Leiter-Erde-Fehler am Ende der Leitungsstrecke nicht übergreifen darf.

6.1.3.6

Einstellung der Reichweite für die Erfassung des Fehlerwiderstandes

Stellen Sie den erwarteten Fehlerwiderstand für Leiter-Leiter-Fehler $RFPP_x$ und für Leiter-Erde-Fehler $RFPE_x$ für jede Zone separat ein (wobei x ist 1 - 5, abhängig von der ausgewählten Zone). Stellen Sie für jede Distanzzone getrennt alle restlichen Einstellparameter für die Reichweite ein.

6.1.3.7

Lastimpedanzbeschränkung, ohne Lastkompensationsfunktion

Die folgenden Anweisungen treffen zu, wenn die Leiterauswahl mit Lastaussparung, Polygoncharakteristik-Funktion FDPSPDIS nicht aktiviert ist. Um die Funktion zu deaktivieren, muss die Einstellung des Lastwiderstands $RLdFw$ und $RLdRv$ in FDPSPDIS auf den Maximalwert (3000) eingestellt werden. Überprüfen Sie für jede Zone die maximal zulässige Widerstandsreichweite, um sicherzustellen, dass zwischen der Grenze und der minimalen Lastimpedanz ein ausreichender Sicherheitspuffer verbleibt. Die minimale Lastimpedanz (Ω /Leiter) wird wie folgt berechnet:

$$Z_{\text{loadmin}} = \frac{U^2}{S}$$

(Gleichung 60)

Wobei gilt:

U die minimale Leiter-Leiter-Spannung in kV ist

S die maximale Scheinleistung in MVA ist.

Die Lastimpedanz [Ω/Leiter] ist eine Funktion der minimalen Betriebsspannung und des maximalen Betriebsstroms:

$$Z_{\text{load}} = \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{max}}}$$

(Gleichung 61)

Minimale Spannung U_{min} und maximaler Strom I_{max} werden auf dieselben Auslösebedingungen bezogen. Eine minimale Lastimpedanz tritt normalerweise in Notfallsituationen auf.



Da ein Sicherheitspuffer erforderlich ist, um eine Lastaussparung bei dreiphasigen Zuständen zu vermeiden und um eine korrekte Funktion der fehlerlosen Leiter am IED bei kombinierten schweren dreiphasigen Lasten und Erdschlüssen zu gewährleisten, berücksichtigen Sie bitte die Betriebseigenschaften bei Leiter-Leiter-Fehlern und Leiter-Erde-Fehlern.

Um eine Lastaussparung bei den Leiter-Erde-Messelementen zu vermeiden, muss die eingestellte Widerstandsreichweite von allen Distanzschutzzonen unter 80% der minimalen Lastimpedanz liegen.

$$RFPE \leq 0.8 \cdot Z_{\text{load}}$$

(Gleichung 62)

Diese Gleichung trifft nur dann zu, wenn der Schleifencharakteristikwinkel für die einpoligen Erdfehler den maximal erwarteten Lastimpedanzwinkel um mehr als das Dreifache übersteigt. Wenn der Schleifencharakteristikwinkel kleiner ist als das Dreifache des Lastimpedanzwinkels, sind genauere Berechnungen gemäß der Gleichung [63](#) erforderlich.

$$RFPE \leq 0.8 \cdot Z_{\text{load min}} \cdot \left[\cos \vartheta - \frac{2 \cdot R1 + R0}{2 \cdot X1 + X0} \cdot \sin \vartheta \right]$$

(Gleichung 63)

Wobei gilt:

ϑ ist der maximale Lastimpedanzwinkel, der sich auf die maximale Lastleistung bezieht.

Um eine Lastaussparung bei den Leiter-Leiter-Messelementen zu vermeiden, muss die eingestellte Widerstandsreichweite von allen Distanzschutzzonen unter 160% der minimalen Lastimpedanz liegen.

$$RFPP \leq 1.6 \cdot Z_{\text{load}}$$

(Gleichung 64)

Die Gleichung 64 trifft nur dann zu, wenn der Schleifencharakteristikwinkel für die Leiter-Leiter-Fehler den maximal erwarteten Lastimpedanzwinkel um mehr als das Dreifache übersteigt. Es sind genauere Berechnungen gemäß der Gleichung 65 erforderlich.

$$RFPP \leq 1.6 \cdot Z_{\text{load min}} \cdot \left[\cos \vartheta - \frac{R1}{X1} \cdot \sin \vartheta \right]$$

(Gleichung 65)

All dies trifft für alle Messzonen zu, wenn im IED die Pendelerkennungsfunktion ZMRPSB nicht aktiviert ist. Berücksichtigen Sie einen zusätzlichen Sicherheitspuffer von ca. 20%, wenn im IED die Funktion ZMRPSB aktiviert ist. Beachten Sie die Erläuterungen zur Pendelerkennungsfunktion ZMRPSB.

6.1.3.8

Lastimpedanzbegrenzung mit Leiterauswahl und Lastkompensation, Polygoncharakteristik-Funktion aktiviert

Die Parameter zur Bildung der Lastkompensations-Charakteristik sind in der Beschreibung der Leiterauswahl mit Lastkompensation, Polygoncharakteristik-Funktion zu finden (FDPSPDIS).

6.1.3.9

Einstellung der minimalen Auslöseströme

Die Funktion des Fünf-Zonen-Distanzschutz, Polygoncharakteristik (ZQDPDIS) kann blockiert werden, wenn die Größe der Ströme unter dem Einstellwert des Parameters *IMinOpPP* und *IMinOpPE* liegt.

Die Voreinstellung von *IMinOpPP* und *IMinOpPE* beträgt 20% von *IBase* wobei *IBase* der für die analogen Eingangskanäle ausgewählte Strom ist. In der Praxis hat sich der Wert für die meisten Anwendungen gut bewährt. Es können jedoch Anwendungen vorliegen, bei denen eine Erhöhung der Empfindlichkeit durch die Verringerung des minimalen Auslösestroms auf 10 % von *IBase* vorgenommen werden muss. Dies ist meistens der Fall, wenn das IED bei sehr langen Übertragungsleistungen als Reserveschutz in Reihe dient.

Die Einstellung *IMinOpIN* blockiert die Leiter-Erde-Schleife, wenn $3I_0 < IMinOpIN$. Die Voreinstellung von *IMinOpIN* beträgt 5% von *IBase*.

Der minimale Auslösefehlerstrom wird automatisch auf 75 % seines gesetzten Werts verringert, wenn die Distanzschutzzone für die Auslösung in umgekehrter Richtung gesetzt wurde.

6.1.3.10 Einstellen von Zeitgliedern für die Distanzschutzzonen

Die erforderlichen Zeitverzögerungen für verschiedene Distanzschutzzonen sind unabhängig voneinander. Die Distanzschutzzone 1 kann ebenfalls über eine Zeitverzögerung verfügen, wenn dies aus Selektivitätsgründen erforderlich ist. Die Zeitverzögerungen für alle Zonen können in einem Bereich von 0 bis 60 Sekunden eingestellt werden. Die Auslösefunktion jeder einzelnen Zone kann durch die Einstellung des entsprechenden Parameter *OpModetPEx* und *OpModetPPx* auf *Aus* unterbunden werden. Bei Leiter-ErdetPEx und Leiter-Leiter tPPx Messschleifen sind unterschiedliche separate Zeitverzögerungen in jeder Distanzschutz-Zone möglich, um die gesamte Flexibilität des Distanzschutzes zu vergrößern. *OpModetPEx* und *OpModetPPx* muss auf *Ein* eingestellt werden, wenn die Zeitverzögerungen *tPEx* und *tPPx* auf 0 s gesetzt werden.

6.2 FDPSPDIS - Leiterauswahl mit Lastkompensation, polygonale Charakteristik

6.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Leiterauswahl mit Lastkompensation, polygonale Charakteristik	FDPSPDIS	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> $Z < p_{hs}$ </div>	21

6.2.2 Anwendung

Der Betrieb von Übertragungsnetzen erfolgt heutzutage in vielen Fällen nahe an der Stabilitätsgrenze. Die Fähigkeit, die verschiedenen Fehlertypen präzise und zuverlässig zu klassifizieren, damit die automatische Wiedereinschaltung verwendet werden kann, spielt dabei eine große Rolle. Die Leiterauswahlfunktion mit Lastausparung (FDPSPDIS) dient der präzisen Auswahl der richtigen Fehlerschleife in der Distanzschutzfunktion in Abhängigkeit vom Fehlertyp.

Die hohe Netzbelastung, die in vielen Übertragungsnetzen üblich ist, kann in einigen Fällen dem gewünschten fehlerresistenten Schutz entgegenstehen. Daher besitzt die Funktion einen eingebauten Algorithmus für Lastkompensation, der die Möglichkeit bietet, die Widerstandseinstellung sowohl für die Leiterauswahl mit Lastausparung als auch für die Messzonen zu erhöhen, ohne den Lastbereich zu beeinträchtigen.

Ebenso ist eine strombasierte Leiterauswahl enthalten. Die Messelemente messen kontinuierlich die drei Leiterströme und den Nullstrom und vergleichen diese Werte mit den Einstellwerten.

Die umfangreichen Ausgangssignale von FDPSPDIS liefern wichtige Informationen über den/die fehlerhaften Leiter, welche auch zur Fehleranalyse herangezogen werden können.

6.2.3 Einstellrichtlinien

6.2.3.1 Lastaussparungscharakteristiken

Die Leiterauswahl muss mindestens die Übergreifzone 2 abdecken, um eine korrekte Leiterauswahl für die Nutzung der automatischen Wiedereinschaltung bei Fehlern in der gesamten Leitung zu erzielen. Es müssen nicht alle Zonen des Distanzschutzes abgedeckt werden. Es wird ein Sicherheitszuschlag von 10 % empfohlen. Um eine Auslösung über die Distanzzonen (ZQDPDIS) zu erreichen, müssen die Leiterauswahlausgänge STCNDZI oder STCNDLE mit den Eingängen STCND am Distanzmessblock ZMQPDIS verbunden sein.

Bei normalen Überlandleitungen wird der Winkel für die Schleifenimpedanz φ für Leiter-Erde-Fehler gemäß der Gleichung 66 definiert.

$$\arctan \varphi = \frac{X_{L} + XN}{R_{L} + RN}$$

(Gleichung 66)

Bei einigen Anwendungen, z. B. bei Kabelleitungen, kann der Winkel der Schleife kleiner als 60° sein. In solchen Fällen müssen die Einstellungen für den Fehlerwiderstandswert in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung, RFF_{wPE} und RFR_{vPE} für Leiter-Erde-Fehler und RFF_{wPP} und RFR_{vPP} für Leiter-Leiter-Fehler erhöht werden, um zu vermeiden, dass durch die Charakteristik der Funktion FDPSPDIS ein Teil der Zonencharakteristik abgeschnitten wird. Die erforderliche erhöhte Einstellung für den Fehlerwiderstandswert kann von der trigonometrischen Gleichung der Grundcharakteristik für den entsprechenden Fehlertyp abgeleitet werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter $GlobalBaseSel$ wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Leiter-Erde-Fehler in Vorwärtsrichtung

Bezugnehmend auf Abbildung 71 können die folgenden Gleichungen für die Berechnungen der Einstellung herangezogen werden.



Index PHS in Abbildungen und Gleichungen Referenzeinstellungen für die Leiterauswahl mit Lastkompensationsfunktion FDPSPDIS und Index Zm Referenzeinstellungen für Distanzschutzfunktion (ZQDPDIS).

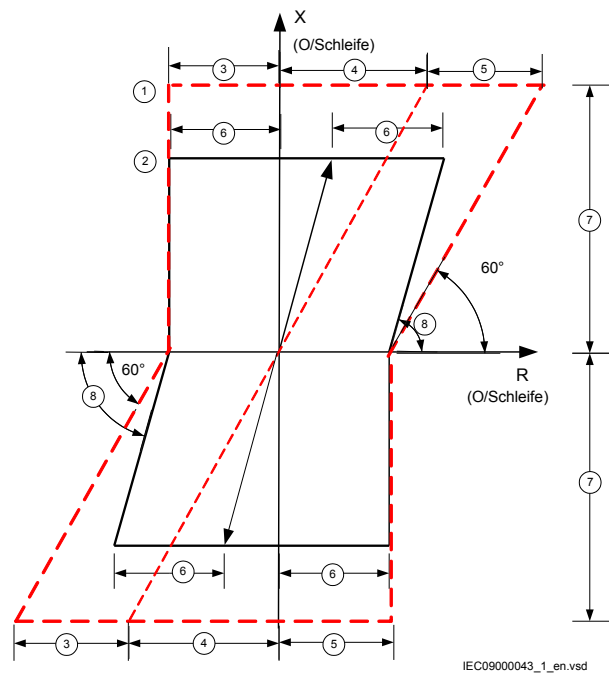


Abb. 71: Verhältnis zwischen Distanzschutz ZQDPDIS und FDPSPDIS für Leiter-Erde-Fehler $\phi_{loop} > 60^\circ$ (Einstellparameter in kursiver Schrift)

- 1 FDPSPDIS (rote Linie)
- 2 ZQDPDIS
- 3 $RFRvPE_{PHS}$
- 4 $(X1_{PHS} + XN) / \tan(60^\circ)$
- 5 $RFFwPE_{PHS}$
- 6 $RFPE_{Zm}$
- 7 $X1_{PHS} + XN$
- 8 ϕ_{loop}
- 9 $X1_{ZM} + XN$

Reaktanzreichweite

Die Reaktanzreichweite in Vorwärtsrichtung muss mindestens so eingestellt sein, dass sie die verwendete Messzone für den Fernreserveschutz umfasst. Meistens ist dies Zone 2. Gleichung 67 und Gleichung 68 geben die empfohlene minimale Reaktanzreichweite an.

$$X1_{PHS} \geq 1.44 \cdot X1_{Zm}$$

(Gleichung 67)

$$X0_{\text{PHS}} \geq 1.44 \cdot X0_{\text{Zm}}$$

(Gleichung 68)

wobei

 $X1_{\text{Zm}}$ ist die Reaktanzreichweite für die von FDPSPDIS abzudeckende Zone, und die Konstante

1,44 ist ein Sicherheitszuschlag

 $X0_{\text{Zm}}$ ist die Nullreaktanzreichweite für die von FDPSPDIS abzudeckende Zone

Die Reaktanzreichweite in Rückwärtsrichtung wird automatisch auf die Reichweite der Vorwärtsrichtung eingestellt. Es ist keine zusätzliche Einstellung erforderlich.

Fehlerwiderstandsreichweite

Die Widerstandsreichweite muss $RFPE$ umfassen, damit die Übergreifzone (zumeist Zone 2) abgedeckt ist. Es sollte von einer größtmöglichen Übergreifzone ausgegangen werden, wenn bei der Anwendung eine korrekte Wahl der Fehlerschleife wichtig ist. Gleichung 69 ergibt die empfohlene Mindest-Widerstandsreichweite.

$$RFFwPE_{\text{min}} \geq 1.1 \cdot RFPE_{\text{Zm}}$$

(Gleichung 69)

wobei

 $RFPE_{\text{Zm}}$ der Parameter $RFPE$ für die größtmögliche von FDPSPDIS abgedeckte Übergreifzone ist.

Im Fall von $\phi_{\text{loop}} < 60^\circ$ muss die Sicherheitsspanne auf mindestens $1,2^\circ$ erhöht werden, um zu verhindern, dass die FDPSPDIS -Charakteristik einen Teil der Auslösecharakteristik abschneidet.

Leiter-Erde-Fehler in Rückwärtsrichtung

Reaktanzreichweite

Die Reaktanzreichweite in Rückwärtsrichtung entspricht der Vorwärtsrichtung, weswegen keine zusätzlichen Einstellungen erforderlich sind.

Widerstandsreichweite

Die Widerstandsreichweite in Rückwärtsrichtung muss länger als die längsten Rückwärtszonen gewählt sein. In Blockierverfahren vom Signalvergleichsschutz muss sie länger als die Übergreifzone an der Gegenstation gewählt werden. In Gleichung 70 bezieht sich $ZmRv$ auf die entsprechende zu koordinierende Zone.

$$RFRvPE_{\text{min}} \geq 1.2 \cdot RFPE_{\text{ZmRv}}$$

(Gleichung 70)

Leiter-Leiter-Fehler in Vorwärtsrichtung

Reaktanzreichweite

Die Reaktanzreichweite wird bestimmt von der Leiter-Erde-Reichweiteneinstellung XI . Es sind keine weiteren Einstellungen erforderlich.

Widerstandsreichweite

Genauso wie für einen Leiter-Erde-Fehler wird die Reichweite automatisch auf Basis der Einstellung XI berechnet. Die Reichweite ist $XI/\tan(60^\circ) = XI/\sqrt{3}$.

Fehlerwiderstandsreichweite

Die Fehlerwiderstandsreichweite in Vorwärtsrichtung RFF_{wPP} , muss $RFPP_{Zm}$ mit einer Sicherheitsspanne von mindestens 25 % abdecken. $RFPP_{Zm}$ ist der Fehlerwiderstandsparameter für Leiter-Leiter-Fehler für die längste von FDPSPDIS abzudeckende Übergreifzone, siehe Abbildung 72. Die empfohlene Mindest-Reichweite lässt sich mit der Gleichung 71 berechnen.

$$RFF_{wPP} \geq 1.25 \cdot RFPP_{Zm}$$

wobei

$RFPP_{Zm}$ der Parameter für die größtmögliche Reichweite der von FDPSPDIS abzudeckenden Übergreifzonen ist.

Die Gleichung 71 gilt in abgewandelter Form auch für RFR_{vPP} :

$$RFR_{vPP_{\min}} \geq 1.25 \cdot RFPP_{ZmRv}$$

Gleichung 71 gilt auch für den dreipoligen Fehler. Die empfohlene Toleranz von 25 % verhindert, dass bei einem dreipoligen Fehler ein Teil der Auslösecharakteristik abgeschnitten wird, wenn der charakteristische Winkel von FDPSPDIS von 60° auf 90° geändert wird (Drehung um 30° entgegen dem Uhrzeigersinn).

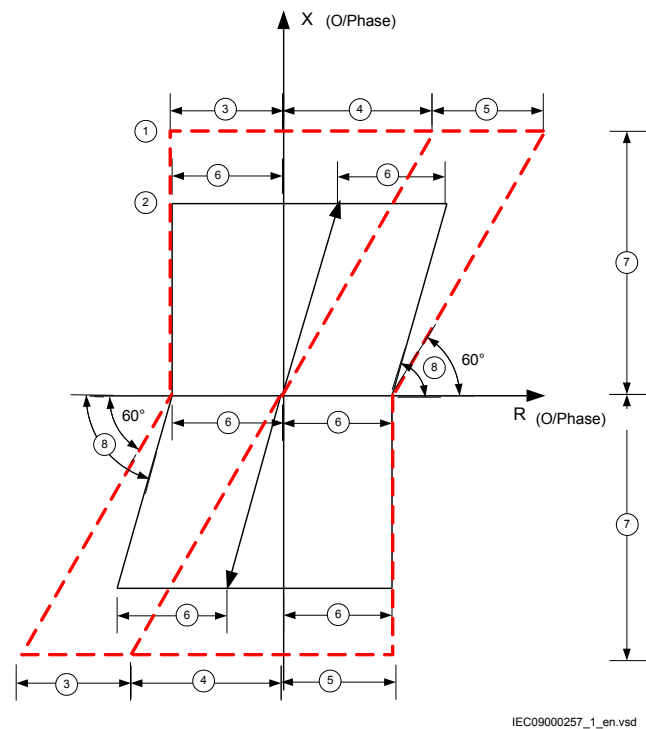


Abb. 72: *Verhältnis zwischen Distanzschutz (ZQDPDIS) und FDPSPDIS-Charakteristik für Leiter-Leiter-Fehler bei $\varphi_{line} > 60^\circ$ (Einstellparameter kursiv)*

- 1 FDPSPDIS (rote Linie)
- 2 ZQDPDIS
- 3 $0,5 \cdot RFRvPP_{PHS}$
- 4 $\frac{X1_{PHS}}{\tan(60^\circ)}$
- 5 $0,5 \cdot RFFwPP_{PHS}$
- 6 $0,5 \cdot RFPP_{Zm}$
- 7 $X1_{PHS}$
- 8 $X1_{Zm}$

6.2.3.2

Widerstandsreichweite mit Lastkompensationscharakteristik

Die Vorgehensweise zur Berechnung der Einstellungen für die Lastkompensation besteht grundsätzlich darin, den Lastwinkel $ArgLd$, die Aussparung $RLdFw$ in Vorwärtsrichtung und die Aussparung $RLdRv$ in Rückwärtsrichtung zu bestimmen, siehe Abbildung 73.

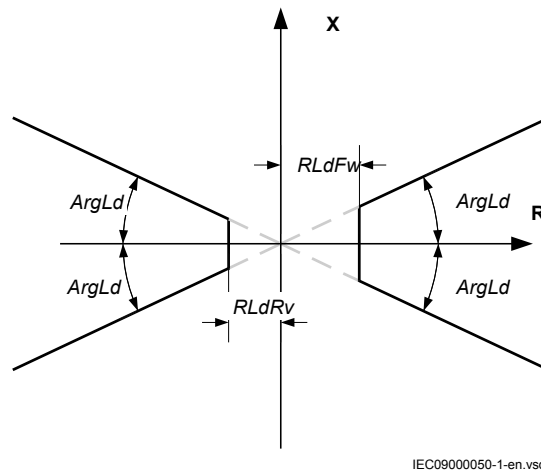


Abb. 73: Lastkompensationskennlinie

Der Lastwinkel $ArgLd$ ist in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung der gleiche, so dass es sich anbietet, zunächst den Einstellwert für diesen Parameter zu berechnen. Wählen Sie für den Parameter den größtmöglichen Lastwinkel bei einer maximalen Wirklast. Der verwendete Wert muss größer als 20° sein.

Die Aussparung in Vorwärtsrichtung, $RLdFw$, lässt sich mit der Gleichung [72](#) berechnen.

$$RLdFw = 0,8 \cdot \frac{U^2 \min}{P_{\text{exp max}}}$$

wobei

$P_{\text{exp max}}$ ist die maximale exportierte Wirkleistung

U_{min} ist die Mindestspannung für $P_{\text{exp max}}$

0,8 ist ein Sicherheitsfaktor, der sicherstellt, dass die Einstellung von $RLdFw$ geringer als die berechnete minimale Widerstandsleistung sein kann.

Die Widerstandsgrenze $RLdRv$ für die Lastkompensationscharakteristik in Rückwärtsrichtung wird genauso berechnet wie $RLdFw$. Es wird dabei jedoch die größtmögliche importierte Leistung zugrunde gelegt anstelle der maximalen exportierten Leistung und der entsprechenden Spannung U_{min} für diese Bedingung.

6.2.3.3

Minimale Auslöseströme

FDPSDIS besitzt zwei Strom-Einstellparameter, die die betreffende Leiter-Erde-Schleife und Leiter-Leiter-Schleife sperren, wenn der Effektivwert des Leiterstroms (IL_n) und der Leiterdifferenzstrom (IL_{mLn}) unter dem einstellbaren Grenzwert liegen.

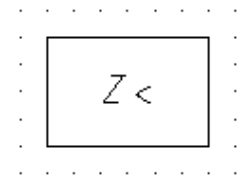
Der Grenzwert zur Aktivierung des Leiterselektors für Leiter-Erde ($I_{MinOpPE}$) ist so eingestellt, dass eine sichere Erkennung des Leiter-Erde-Fehlers bei größter

Reichweite der Leiterauswahl sichergestellt ist. Es wird empfohlen, *IMinOpPP* auf den doppelten Wert von *IMinOpPE* einzustellen.

Der Grenzwert zum Öffnung der Messschleife für Leiter-Erde-Fehler (*INReleasePE*) ist so eingestellt, dass eine sichere Erkennung eines Leiter-Erde-Fehlers an der Gegenstation der geschützten Leitung sichergestellt ist. Es wird empfohlen, *INBlockPP* auf den doppelten Wert von *INReleasePE* einzustellen.

6.3 Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho-Charakteristik ZMOPDIS

6.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Fünfzonedistanzschutz, Mho-Charakteristik	ZMOPDIS		21

6.3.2 Anwendung

Übertragungsnetze und Verteilungsnetze werden erweitert und häufig immer komplexer. Sie umfassen dann eine große Anzahl von Leitungen mit unterschiedlichen Längen und mehreren Stromkreisen bzw. mehreren Betriebsmitteln. Diese Änderungen im Netz stellen normalerweise hohe Anforderungen an die Einrichtungen zur Fehlerbehebung, um das Sicherheitsniveau des Netzes zu halten oder sogar zu erhöhen.

Die Funktion für den Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho-Charakteristik (ZMOPDIS) im IED erfüllt die grundlegenden Anforderungen für den Einsatz für Übertragungsleitungen und Verteilungsleitungen (in Netzen mit niederohmiger Erdung).

6.3.2.1 Sternpunktterdung

Die Art der Sternpunktterdung spielt bei der Planung des Schutzsystems eine wichtige Rolle. Nachfolgend finden Sie einige Hinweise für Distanzschutz.

Netze mit direkter niederohmiger Erdung

In Netzen mit direkter niederohmiger Erdung sind die Sternpunkte der Transformatoren direkt mit Erde verbunden, wobei zwischen Sternpunkt des Transformators und Erde keine Impedanz vorhanden ist.

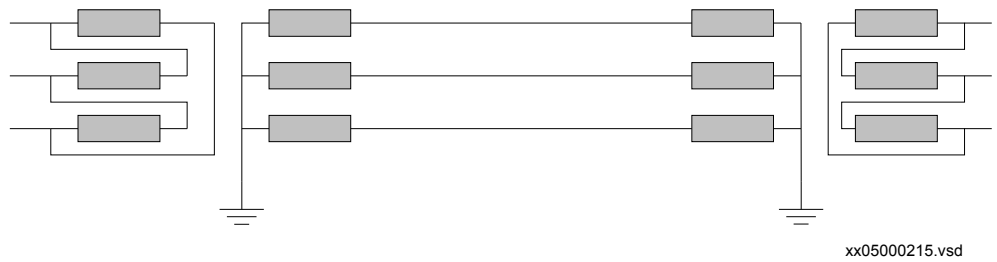


Abb. 74: Netze mit direkter niederohmiger Erdung

Der Erdfehlerstrom ist mindestens so hoch wie der Kurzschlussstrom. Die Serienimpedanzen bestimmen die Größe des Erdfehlerstroms. Die Leiter-Erdkapazitäten haben nur einen sehr begrenzten Einfluss auf den Erdfehlerstrom. Jedoch können die Leiter-Erdkapazitäten den Erdfehlerstrom in Netzen mit langen Übertragungsleitungen geringfügig beeinflussen.

Der Erdfehlerstrom bei einem Leiter-Erde-Fehler in Leiter L1 kann gemäß Gleichung 73 berechnet werden:

$$3I_0 = \frac{3 \cdot U_{L1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} = \frac{U_{L1}}{Z_1 + Z_N + Z_f}$$

(Gleichung 73)

Wobei gilt:

U_{L1}	ist die Leiter-Erde-Spannung (kV) im fehlerhaften Leiter vor dem Fehler
Z_1	ist die Mitsystemimpedanz (Ω /Leiter)
Z_2	ist die Gegensystemimpedanz (Ω /Leiter)
Z_0	ist die Nullimpedanz (Ω /Leiter)
Z_f	ist die Fehlerimpedanz (Ω), häufig resistiv
Z_N	ist die Erdrückleitungsimpedanz, die definiert wird als $(Z_0 - Z_1)/3$

Die Spannung an den gesunden Leitern beträgt generell weniger als 140 % der Leiter-Erde-Bemessungsspannung. Dies entspricht etwa 80 % der Leiter-Leiter-Bemessungsspannung.

Der hohe Erdfehlerstrom in Netzen mit niederohmiger Erdung ermöglicht den Einsatz der Impedanzmesstechnik, mit der Erdfehler erkannt werden. Da die Distanzschutzfunktion hohe Fehlerwiderstände nur begrenzt erkennt, sollte sie stets mit anderen Schutzfunktionen ergänzt werden, die in solchen Fällen die Fehlerbeseitigung übernehmen.

Netze mit wirksamer niederohmiger Erdung

Ein Netz wird als wirksam niederohmig geerdet definiert, wenn der Erdfehlerfaktor f_e kleiner als 1,4 ist. Der Erdfehlerfaktor wird gemäß Gleichung [45](#) bestimmt.

$$f_e = \left| \frac{U_{\max}}{U_{pn}} \right|$$

(Gleichung 74)

Wobei gilt:

U_{\max} ist die höchste Grundfrequenzspannung an einem der funktionieren Leiter bei einem Leiter-Erde-Fehler in einem Leiter.

U_{pn} ist die Grundschnwingungsspannung Leiter-Erde vor dem Fehler.

Ein Netz mit wirksamer niederohmiger Erdung lässt sich noch auf eine weitere Weise bestimmen. Ein Netz gilt als wirksam geerdet, wenn die folgenden Beziehungen zwischen den symmetrischen Komponenten der Netzimpedanzen gelten, siehe Gleichung [75](#) und Gleichung [76](#).

$$X_0 = 3 \cdot X_1$$

(Gleichung 75)

$$R_0 \leq R_1$$

(Gleichung 76)

Die Größe des Erdfehlerstroms in wirksam geerdeten Netzen ist ausreichend genug, damit das Impedanzmesselement Erdfehler erkennen kann. Wie auch bei Netzen mit direkter niederohmiger Erdung erkennt die Distanzschutzfunktion hohe Fehlerwiderstände nur begrenzt, weswegen sie stets mit anderen Schutzfunktionen ergänzt werden sollte, die in solchen Fällen die Fehlerbeseitigung übernehmen.

Netze mit hochohmiger Erdung

In Netzen mit hochohmiger Erdung ist der Sternpunkt der Transformatoren über eine hohe Impedanz geerdet. Meistens handelt es sich dabei um einen Blindwiderstand parallel mit einem hohen Widerstand.

Netze dieser Art werden häufig in Sterntopologie betrieben, es sind aber auch Maschentopologien gebräuchlich.

Typisch für diese Art von Netzwerk ist, dass die Größe des Erdfehlerstroms im Vergleich zum Kurzschlussstrom äußerst niedrig ist. Die Spannung an den gesunden Leitern weist eine Größe vom $\sqrt{3}$ -fachen der während des Fehlers auftretenden Leiter-Erde-Spannung auf. Auf Grund des niedrigen Spannungsabfalls hat die Nullsystemspannung ($3U_0$) an verschiedenen Stellen im Netz die gleiche Größe.

Die Gesamt-Fehlerstromstärke lässt sich gemäß der Gleichung [77](#) berechnen.

$$3I_0 = \sqrt{I_R^2 + (I_L - I_C)^2}$$

(Gleichung 77)

wobei

$3I_0$	ist der Erdfehlerstrom (A)
I_R	ist der Strom durch den Sternpunktwiderstand (A)
I_L	ist der Strom durch die Sternpunktrossel (A)
I_C	ist der kapazitive Gesamt-Erdfehlerstrom (A)

Die Induktivität der Sternpunktrosselspule ist normalerweise so konzipiert, dass sie verstellbar ist. Die Größe der Induktivität wird dann so abgestimmt, dass sie mit den Leiter-Erde-Kapazitäten des Netzes bei der Betriebsfrequenz in Resonanz ist:

$$\omega L = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C}$$

(Gleichung 78)

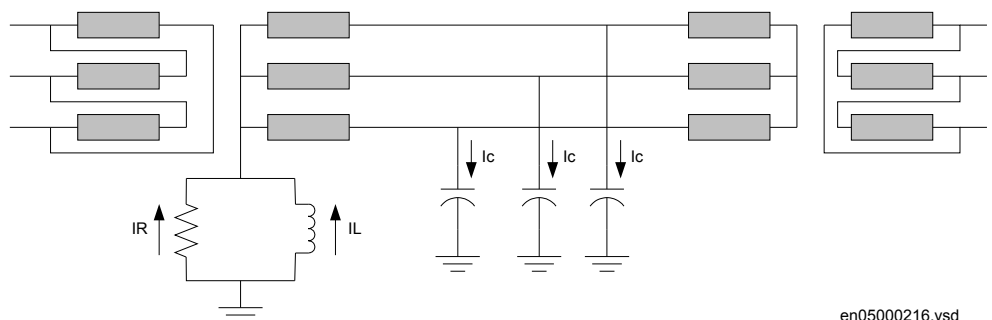


Abb. 75: Netze mit hochohmiger Erdung

Netzen mit hochohmiger Erdung unterscheiden sich vom Betrieb der Netze mit niederohmiger Erdung, in denen alle Fehler umgehend beseitigt werden müssen. In hochohmig geerdeten Netzen beheben manche Betreiber Leiter-Erde-Fehler nicht umgehend. Stattdessen wird die Leitung erst zu einem geeigneten Zeitpunkt wiederhergestellt. Bei Doppelerdschlüssen bevorzugen viele Netzbetreiber die wahlweise Beseitigung einer der beiden Erdschlussfußpunkte. Hierfür wird die Leiterbevorzugungslogik (PPLPHIZ) benötigt, die bei Anwendungen in Übertragungsnetzen normalerweise nicht zum Einsatz kommt.

In Netzen dieser Art kann zumeist keine Distanzschutzfunktion zur Erkennung und Beseitigung von Erdfehlern genutzt werden. Durch die niedrige Größe des Erdfehlerstroms kann das Nullsystemmessungselement ggf. nicht gestartet werden, oder die Empfindlichkeit ist für die Anregung zu niedrig. Aus diesem Grund ist ein äußerst empfindlicher Erdfehlerschutz erforderlich, der die Fehlerbeseitigung bei einem Leiter-Erde-Fehler in einem Leiter übernimmt.

6.3.2.2

Fehlereinspeisung der Gegenseite

Sämtliche Übertragungsnetze sowie die meisten Verteilungsnetze werden als vermaschtes Netz betrieben. Diese Art von Netz zeichnet sich dadurch aus, dass im Falle eines Fehlers an der geschützten Leitung eine Fehlereinspeisung am entfernten Ende auftritt. Diese Fehlereinspeisung vergrößert die vom Distanzschutz erkannte Fehlerimpedanz. Dies muss unbedingt bei der Planung des Schutzsystems und der Einstellung berücksichtigt werden.

Bezugnehmend auf Abbildung 76 kann die Gleichung für die Sammelschienenspannung U_A auf der linken Seite wie folgt angegeben:

$$\bar{U}_A = \bar{I}_A \cdot p \cdot Z_L + (\bar{I}_A + \bar{I}_B) \cdot R_f$$

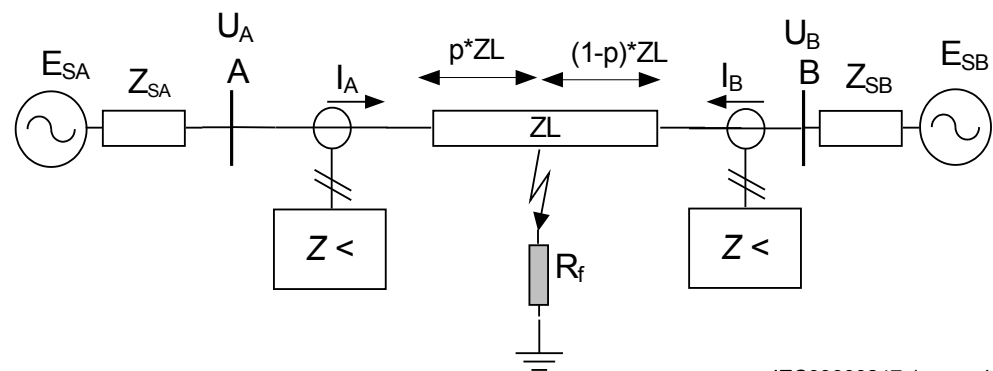
(Gleichung 79)

Wenn U_A durch I_A geteilt wird, ergibt dies den Wert für Z , der am IED auf der Seite A anliegt.

$$\bar{Z}_A = \frac{\bar{U}_A}{\bar{I}_A} = p \cdot \bar{Z}_L + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_B}{\bar{I}_A} \cdot R_f$$

(Gleichung 80)

Der Einspeisungsfaktor $(I_A + I_B)/I_A$ kann sehr hoch sein – 10 bis 20 je nach den Quellenimpedanz-Differenzen auf der lokalen und entfernten Seite.



IEC09000247-1-en.vsd

Abb. 76: Einfluss der Fehlerstromspeisung am entfernten Ende.

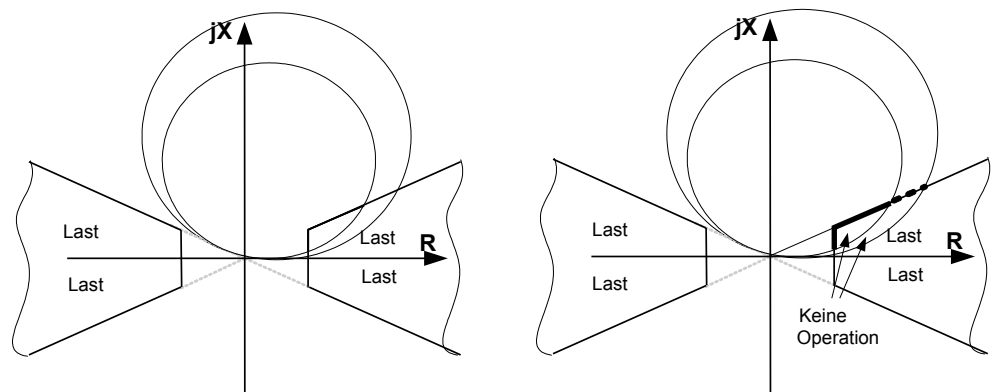
Die Auswirkungen der Fehlerstromspeisung am entfernten Ende ist einer der ausschlaggebenden Gründe, um zusätzlich zum Distanzschutz den Einsatz ergänzender Schutzvorrichtungen zu rechtfertigen.

6.3.2.3

Lastkompensation

In einigen Fällen kann die Lastimpedanz in die Zonencharakteristik hineingehen, ohne dass ein Fehler in der geschützten Leitung vorliegt. Um eine Überfunktion zu

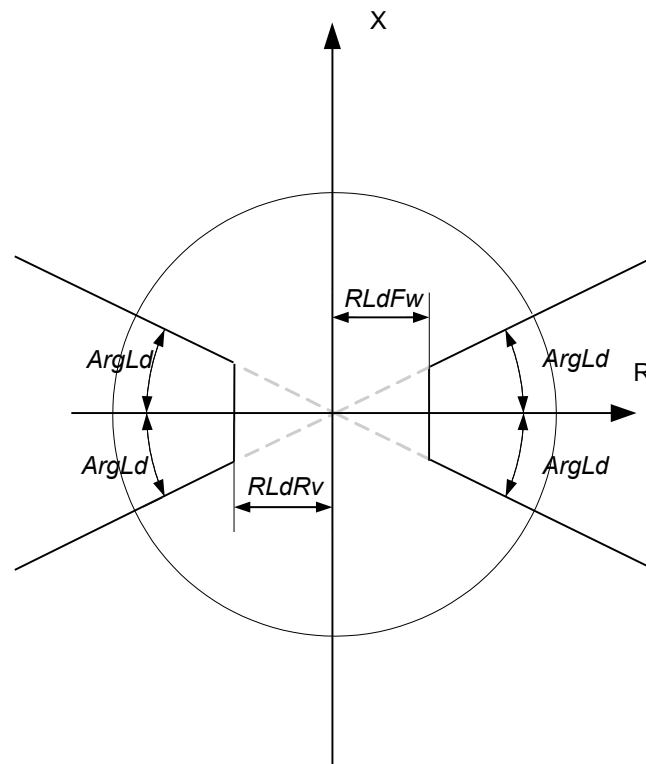
vermeiden, wird die Lastkompensation eingeführt. Eine Überfunktion kann auftreten, wenn ein externer Fehler beseitigt wird und eine hohe Notlast auf die geschützte Leitung übernommen wird. Die Auswirkungen der Lastkompensation auf den Mho-Kreis ist links in der Abbildung 77 dargestellt. Der Eingang der Lastimpedanz in die Charakteristik ist selbstverständlich nicht gewünscht. Um bei diesem Phänomen mit dem konventionellen Distanzschutz umzugehen, müssen die Einstellungen entsprechend gewählt werden, d.h., es ist eine Sicherheitstoleranz zwischen der Distanzzone und der Mindestlastimpedanz erforderlich. Dies hat den Nachteil, dass die Sensibilität des Schutzes reduziert wird, d.h. die Fähigkeit, ohmsche Fehler zu erkennen.



en06000403.vsd

Abb. 77: *Phänomen bei der Lastkompensation und geformte Lastkompensationscharakteristik*

Die Ermittlung fehlerhafter Phasen mit Lastkompensation für Mho (FMPSPDIS) formt die Charakteristik gemäß dem Diagramm im rechten Abschnitt der Abbildung 77. Der Lastkompensationsalgorithmus erhöht die Möglichkeit, hohe Fehlerwiderstände zu erkennen, was besonders für Leiter-Erde-Fehler am entfernten Leitungsende gilt. Beispiel: Der Lastwinkel $ArgLd$ (siehe Abbildung 78) für die Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastkompensation für Mho (FMPSPDIS) ist so eingestellt, dass die Zonenreichweite gemäß dem Diagramm im rechten Abschnitt der Abbildung 77 erweitert werden kann, was zu einem höheren fehlerresistenten Schutz führt, ohne dass durch eine Lastkompensation eine unerwünschte Auslösung erfolgen kann. Der Anteil des Lastkompensationssektors, der innerhalb des Mho-Kreises liegt, führt nicht zu einer Auslösung, wenn FMPSPDIS für die Zonenmessung aktiviert ist. Dies gilt in beide Richtungen.



IEC09000127-1-en.vsd

Abb. 78: Charakteristik der Lastkompensation bei der Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastkompensation für Mho FMPSPDIS

Die Nutzung der Lastkompensationsfunktion ist essenziell für lange Leitungen mit hoher Last, bei denen es zu einem Konflikt zwischen der notwendigen Notlastübertragung und der erforderlichen Sensibilität des Distanzschutzes kommen kann. Die Funktion kann auch bei Leitungen mittlerer Länge mit hoher Last genutzt werden. Bei kurzen Leitungen ist das Hauptproblem, einen ausreichenden fehlerresistenten Schutz zu erzielen. Die Lastkompensation ist dabei kein großes Problem.

Die Haupteinstellungen der Parameter für die Lastkompensation erfolgen in der Funktion für die Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastkompensation für Mho FMPSPDIS. Die Lastkompensationsfunktion ist immer aktiviert. Um die Funktion zu deaktivieren, ist der Einstellparameter *LoadEnchModex* auszuschalten (wobei x , abhängig von der ausgewählten Zone, ein Wert zwischen 1 und 5 sein kann), oder die Einstellparameter *RLdFw* und *RLdRv* müssen auf einen Wert gesetzt werden, der deutlich über der maximalen Lastimpedanz liegt.

6.3.2.4

Anwendung für kurze Leitungen

Die Definitionen "kurz", "mittel" und "lang" sind in IEEE Std. C37.113-1999) angegeben. Die Längenklassifikation ist durch das Verhältnis der Quellenimpedanz am Anschlusspunkt der geschützten Leitung zur Impedanz der geschützten Leitung

(SIR) definiert. Ein SIR-Wert von etwa 4 oder höher definiert generell eine kurze Leitung. Eine mittellange Leitung besitzt ein SIR von über 0,5 und unter 4.

Bei Kurzleitungsanwendungen ist die zentrale Herausforderung die Sicherstellung eines hinreichenden Erfassung des Fehlerwiderstandes. Lastkompensation ist hier nicht erforderlich. Eine Leitung gilt nicht aufgrund einer entsprechend definierten Leitungslänge als kurze Leitung, vielmehr entscheiden Systemparameter wie z.B. Spannung und Quellimpedanz darüber, ob es sich um eine kurze Leitung handelt, siehe Tabelle 15.

Tabelle 17: Definition von kurzer und sehr kurzer Leitung

Leitungskategorie	Un	Un
	110 kV	500 kV
Sehr kurze Leitung	1,1-5,5 km	5-25 km
Kurze Leitung	5-11 km	25-50 km

Die Verwendung eines Algorithmus für die Lastkompensation in der Funktion Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho-Charakteristik (ZMOPDIS) verbessert die Möglichkeit, hochohmige Fehler zu erkennen, ohne dass es zu einem Konflikt mit der Lastimpedanz kommt (siehe Abb. 77 rechts).

In Anwendungen für sehr kurze Leitungen kann die Zone 1 im Allgemeinen nicht genutzt werden, da der Spannungsabfall über die Leitung zu gering ist, sodass das Risiko eines Übergreifens besteht.

Die Lastkompensation ist Anwendungen für kurze Leitungen in der Regel nicht erforderlich. Daher könnte die Lastkompensationsfunktion ausgeschaltet werden, d. h. *LoadEnchModex* (wobei x je nach gewählter Zone für 1–5 steht) = *Aus*. Das verbessert die Möglichkeit, hochohmige stationsnahe Fehler zu erkennen.

6.3.2.5

Anwendung für lange Übertragungsleitungen

Bei langen Übertragungsleitungen stellt der Lastausgleich in der Regel ein wesentliches Problem dar. Bekanntlich ist es schwierig, eine hohe Empfindlichkeit für Erdfehler am entfernten Ende einer langen Leitung zu erzielen, wenn die Leitung stark belastet ist.

Welche Leitungen in Hinblick auf das Verhalten des Distanzschutzes als lang gelten, ist in Tabelle 18 aufgeführt.

Tabelle 18: Definition einer langen Leitung

Leitungskategorie	Un	Un
	110 kV	500 kV
Lange Leitungen	77 km - 99 km	350 km - 450 km
Sehr lange Leitungen	> 99 km	> 450 km

Die Option, die vom Algorithmus für die Lastkompensation stammenden Binärinformationen zu nutzen, verbessert die Möglichkeit der Erkennung hochohmiger Fehler und gleichzeitig die Sicherheit (die Gefahr einer unerwünschten Auslösung infolge von Lastkompensation wird gebannt). Die Option, in Verbindung mit dem Algorithmus für die Lastkompensation auch eine Lastaussparungszone zu verwenden, erhöht zwar die Sicherheit deutlich, könnte aber auch die Zuverlässigkeit mindern, da die Lastaussparungszone einen größeren Teil des Arbeitsbereichs im Kreis abschneiden könnte (siehe Abb. 77 rechts).

Es wird empfohlen, für lange, stark belastete Übertragungsleitungen mindestens eine der Lastaussparungsfunktionen zu nutzen.

6.3.2.6

Anwendung in Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung der Nullsysteme

Allgemeines

Parallelleitungen nehmen in Netzen stetig zu, da es immer schwieriger wird, ausreichend Platz für neue Leitungen bereitzustellen.

Parallelleitungen bedingen einen Messfehler aufgrund der gegenseitigen Kopplung zwischen den Leitungen. Die Leitungen brauchen nicht dieselbe Spannung zu führen, damit es zu einer gegenseitigen Kopplung kommt, und sogar bei Leitungen, die 100 Meter oder mehr voneinander entfernt sind, tritt in gewissem Maße eine Kopplung auf. Der Grund für den Messfehler infolge der gegenseitigen Kopplung liegt im Auftreten einer möglichen Umkehr der Nullspannung.

Es lässt sich durch rechnerische Analysen der Leitungsimpedanzen aufzeigen, dass die gegenseitigen Kopplung der Impedanzen im Mit- und Gegensystem sehr klein sind ($< 1-2\%$ der Eigenimpedanz), weshalb sie üblicherweise vernachlässigt werden.

Von der Anwendungsseite her betrachtet, existieren drei Arten von Netzkonfigurationen (Klassen), was bei der Festlegung der Einstellungen für die Schutzfunktion berücksichtigt werden muss. Diese sind:

1. Parallelstromkreise mit gemeinsamem Mitsystem und Nullsystem
2. Parallelstromkreise mit gemeinsamem Mitsystem aber isoliertem Nullsystem
3. Parallelstromkreise mit isolierten Mitsystem- und Nullsystemquellen.

Ein Beispiel für ein Netz der Klasse 3 könnte die gegenseitige Kopplung zwischen einer 400-kV-Leitung und Eisenbahn-Fern- und Oberleitungen darstellen. Diese Art von gegenseitiger Erdfehlerkopplung ist nicht sehr verbreitet, weswegen sie in diesem Handbuch nicht weiter behandelt wird.

Bei jeder Netzklasse sind drei verschiedene Topologien möglich; die Parallelleitung kann in Betrieb, außer Betrieb oder außer Betrieb und an beiden Enden geerdet sein.

Die Reichweite der Distanzschutzzone 1 variiert entsprechend der Betriebsbedingung der Parallelleitung. Daher wird empfohlen, verschiedene Parametersätze für die Fälle zu verwenden, in denen die Parallelleitung in Betrieb, außer Betrieb bzw. an beiden Enden geerdet ist.

Die Funktion Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho-Charakteristik (ZMOPDIS) erlaubt die Kompensation des Einfluss einer gegenseitigen Nullsystemkopplung auf die Messung bei Leiter-Erde-Fehlern auf folgende Arten:

- Verschiedene Einstellwerte, die den Erdfehlerfaktor für verschiedene Distanzonen innerhalb derselben Einstellparametergruppe beeinflussen.
- Verschiedene Einstellparametergruppen für unterschiedliche Betriebsbedingungen einer geschützten Mehrkreisleitung.

Die meisten Mehrkreisleitungen besitzen zwei parallele Betriebsstromkreise. Das weiter unten erwähnte Anwendungshandbuch enthält genauere Empfehlungen, wie beim Festlegen der Einstellungen für diese spezielle Leitungsart vorzugehen ist. Die Grundprinzipien gelten auch für andere Mehrkreisleitungen.

Anwendung bei Parallelleitungen

Bei dieser Art von Netz enden die parallelen Übertragungsleitungen zu beiden Seiten in gemeinsamen Knoten. Im Folgenden werden die drei am häufigsten vorkommenden Betriebsarten betrachtet:

1. Parallelleitung in Betrieb
2. Parallelleitung außer Betrieb und geerdet
3. Parallelleitung außer Betrieb und nicht geerdet

Parallelleitung in Betrieb

Diese Art von Anwendung ist sehr verbreitet und gilt für alle normalen Übertragungsnetze und Verteilungsnetze.

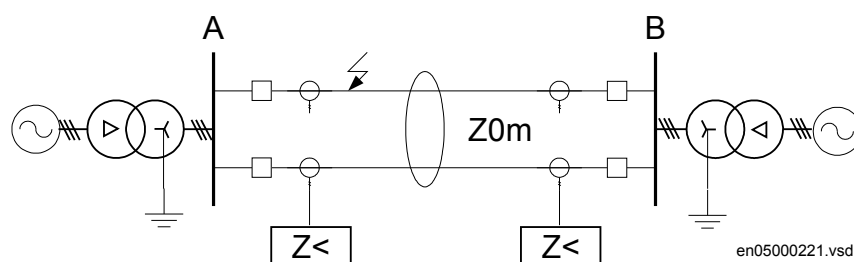


Abb. 79: Klasse 1, Parallelleitung in Betrieb

Wenn der Strom auf der Parallelleitung ein negatives Vorzeichen gegenüber dem Strom auf der geschützten Leitung hat, also der Strom auf der Parallelleitung in umgekehrter Richtung zum Strom auf der geschützten Leitung fließt, erweitert der Distanzschutz die Reichweite der Schutzzone. Wenn die Ströme alle dieselbe Richtung haben, reduziert der Distanzschutz die Reichweite der Schutzzone.

Die Berechnung für eine 400-kV-Leitung unter Ausschluss des Wirkwiderstands ergibt bei $X_{1L} = 0,303 \Omega/\text{km}$, $X_{0L} = 0,88 \Omega/\text{km}$ und einer auf 90 % der Leitungsreaktanz eingestellten Zone-1-Reichweite $p = 71 \%$, d. h., der Schutz reduziert die Reichweite um ca. 20 %.

Die gegenseitige Kopplung im Nullsystem kann die Reichweite des Distanzschutzes im geschützten Stromkreis reduzieren, wenn die Parallelleitung normal in Betrieb ist. Die Verringerung der Reichweite ist am größten, wenn an dem Leiteranschluss, der dem Fehler am nächsten liegt, keine Einspeisung erfolgt. Diese Reichweitenreduzierung beträgt normalerweise weniger als 15 %. Aber wenn die Reichweite an einem Leitungsende reduziert wird, erhöht sie sich proportional am gegenüberliegenden Leitungsende. Diese Reichweitenminderung von 15 % beeinträchtigt daher die Funktion des Mitnahmeverfahrens im Signalvergleichsschutz in erheblichem Maß.

Parallelleitung außer Betrieb und geerdet

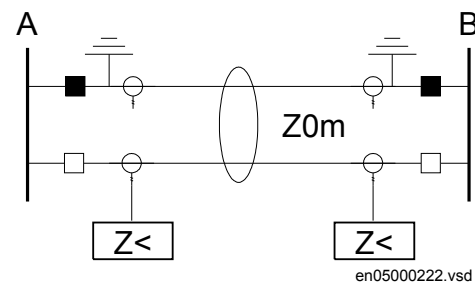


Abb. 80: Die Parallelleitung ist außer Betrieb und geerdet.

Wenn die Parallelleitung außer Betrieb und an beiden Enden auf der Sammelschienenseite des Leistungsstromwandlers geerdet ist, sodass auf der Parallelleitung ein Nullstrom fließen kann.

Der Einfluss auf die Distanzmessung wird beträchtlich sein. Es kommt zu einer deutlichen Reichweitenerweiterung, die bei der Berechnung der Einstellungen berücksichtigt werden muss. Es wird empfohlen, für diesen Betriebszustand einen separaten Parametersatz zu verwenden, da die Reichweitenerweiterung deutlich geringer wird, sobald die Leitung in Betrieb ist.

Parallelleitung außer Betrieb und nicht geerdet

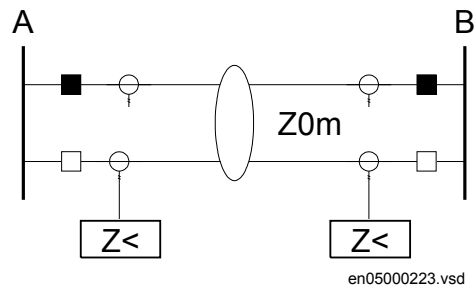


Abb. 81: Die Parallelleitung ist außer Betrieb und nicht geerdet.

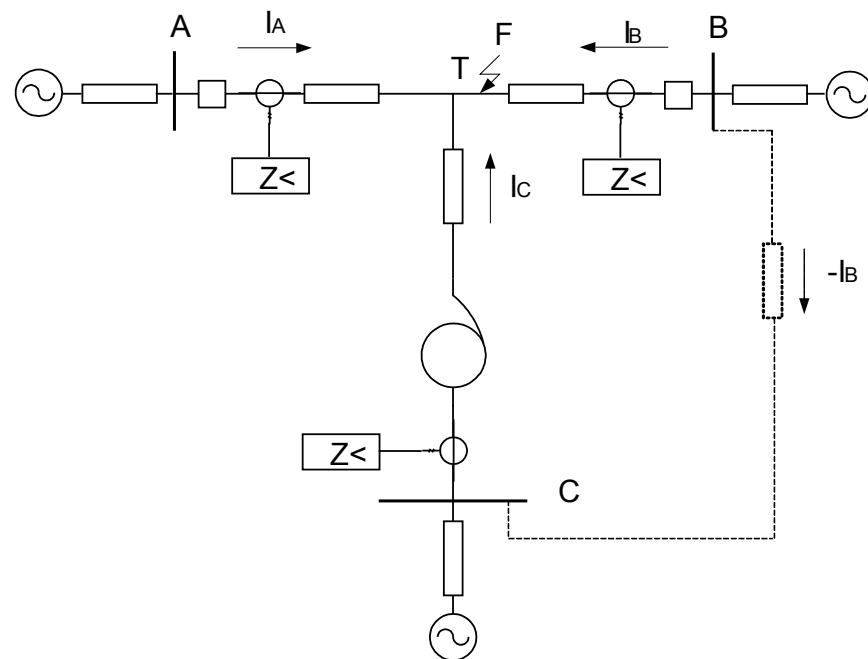
Wenn die Parallelleitung außer Betrieb und nicht geerdet ist, kann der Nullstrom in der Leitung über die Leitererdkapazitäten zur Erde abgeführt werden. Die Leitererdkapazitäten stellen ein hohen Blindwiderstand dar, wodurch der Nullstrom auf der Parallelleitung auf sehr niedrige Werte begrenzt wird.

Die gegenseitige Nullimpedanz der Leitung beeinflusst demzufolge nicht die Messungen des Distanzschutzes im fehlerhaften Stromkreis.

Stellen Sie sicher, dass die Zonen von beiden Leitungsenden ausreichend (mindestens 10 %) in der Mitte des geschützten Stromkreises überlappen.

6.3.2.7

Anwendung bei Dreileitungen



IEC09000160-2-en.vsd

Abb. 82: Beispiel einer Dreienleitung mit Spartransformator

Bei dieser Anwendung ergibt sich ein ähnliches Problem, wie es bereits im Abschnitt ["Fehlereinspeisung der Gegenseite"](#) hervorgehoben wurde: ein erhöhter Impedanzmesswert aufgrund der Fehlerstromspeisung. Beispielsweise ist bei Fehlern zwischen dem Punkt T und der Station B die Impedanz an A und C

$$\bar{Z}_A = \bar{Z}_{AT} + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_C}{\bar{I}_A} \cdot \bar{Z}_{TF}$$

(Gleichung 81)

$$\bar{Z}_C = \bar{Z}_{TF} + \left(\bar{Z}_{CT} + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_C}{\bar{I}_C} \cdot \bar{Z}_{TF} \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2$$

(Gleichung 82)

wobei

\bar{Z}_{AT} und \bar{Z}_{CT}

ist die Leitungsimpedanz von der Station A bzw. C zum Punkt T.

\bar{I}_A und \bar{I}_C

ist der Fehlerstrom von der Station A bzw. C bei einem Fehler zwischen T und B.

U_2/U_1

Übersetzungsverhältnis für die Impedanztransformation zwischen der Seite U_1 des Transformators und der Messseite U_2 . (Es wird davon ausgegangen, dass die Werte für Strom- und Spannungs-Distanzschutz an der Transformatorseite U_2 abgenommen werden.)

Bei diesem Beispiel mit einem Fehler zwischen T und B wird die gemessene Impedanz vom Punkt T zum Fehler um einen Faktor erhöht, der sich aus der Summe der Ströme vom Punkt T zum Fehler dividiert durch den Gerätestrom ergibt. Für das IED an Station C muss die Impedanz auf der Hochspannungsseite U1 über das Übersetzungsverhältnis in den Messspannungswert transferiert werden.

Eine weitere Komplikation, die je nach Topologie auftreten könnte, ist, dass der Strom von einem Ende aufgrund eines Fehlers in der geschützten Leitung umgekehrt gerichtet sein kann. Zum Beispiel kann bei Fehlern am Punkt T der Strom von B in die umgekehrte Richtung von B nach C fließen, je nachdem wie die Systemparameter verteilt sind (siehe die gepunktete Linie in Abbildung 82), vorausgesetzt, dass der Distanzschutz an Station B zum Punkt T eine falsche Richtung messen wird.

Bei Anwendungen mit Dreileitungen kann es je nach Quellenimpedanz hinter den Betriebsmitteln, den Impedanzen des geschützten Objekts und dem Fehlerstandort notwendig sein, an einem Ende eine Zone-2-Auslösung oder sequenzielle Auslösung zu akzeptieren.

Generell ist es bei dieser Art von Anwendung schwierig, Einstellungen der Zone 1 zu wählen, die ein Überlappen der Zonen bei einer ausreichenden Empfindlichkeit ohne Interferenzen mit anderen Zone-1-Einstellungen ohne Selektivitätskonflikte bieten. Sorgfältige Fehlerberechnungen sind erforderlich, um geeignete Einstellungen zu ermitteln und das richtige Signalvergleichschema zu wählen.

6.3.3 Einstellrichtlinien

6.3.3.1 Allgemeines

Die Einstellungen für Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho-Kennlinie, Funktion (ZMOPDIS) erfolgt in Primärwerten. Mit Hilfe des Messwandlerübersetzungsverhältnisses, das für die Karte mit den Analogeingängen eingestellt wurde, werden die gemessenen sekundären Eingangssignale automatisch in die Primärwerte umgewandelt, die von der Funktion ZMOPDIS benötigt werden.

Bei Berechnung der Einstellung sind abhängig von der Anwendung die folgenden Grundlagen zu beachten:

- Durch Strom- und Spannungsmesswandler abgebildete Fehlermessgrößen, teilweise unter transienten Bedingungen.
- Ungenauigkeiten in den Nullimpedanzdaten und deren Auswirkungen auf die berechneten Werte des Erdfehlerfaktors.
- Die Auswirkung der Einspeisung zwischen dem IED und der Fehlerposition, einschließlich dem Einfluss unterschiedlicher Z_0/Z_1 -Verhältnisse der verschiedenen Quellen.

- Die Leiterimpedanz unverdrillter Leitungen ist nicht bei allen Fehlerschleifen identisch. Der Unterschied zwischen den Impedanzen unterschiedlicher Leiter-Erde-Schleifen kann bis zu 5-10 % der gesamten Leitungsimpedanz betragen.
- Die Auswirkungen einer Lastübertragung zwischen den Anschlüssen des geschützten Fehlerwiderstands sind beträchtlich. Die Auswirkungen müssen erkannt werden.
- Wechselseitige Erdfehlerkopplung von Parallelleitungen

Die Einstellwerte aller Parameter, die zu ZMOPDIS, gehören, müssen den Parametern der geschützten Leitung entsprechen und mit dem Selektivitätsplan für das Netzwerk abgestimmt werden.

Verwenden Sie die verschiedenen Parametersätze für die Fälle, in denen die Parallelleitung in Betrieb, ausgeschaltet und nicht geerdet und ausgeschaltet und an beiden Enden geerdet ist. Auf diese Weise können die Einstellungen für jeden Netzzustand optimiert werden.



Wenn Richtungsimpedanzelement für Mho-Charakteristik (ZDMRDIR) zusammen mit Mehrsystem-Distanzschutz, Mho-Kennlinie (ZMHPDIS) verwendet wird, sind die folgenden Einstellungen des Parameters *DirEvalType* in ZDMRDIR unbedingt zu beachten:

- Alternativer *Comparator* wird dringend empfohlen.
- Alternativer *Imp/Comp* sollte generell nicht verwendet werden.
- Alternative Impedanz sollte nicht verwendet werden. Diese Alternative ist für den Einsatz zusammen mit dem Zonen-Distanzschutz, polygonale Charakteristik (ZMQPDIS) vorgesehen.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

6.3.3.2

Einstellung der Zone 1

Die verschiedenen, bereits erwähnten Fehler erfordern eine Beschränkung der Zone mit Unterreichweite (normalerweise Zone 1) auf 75 bis 90 % der geschützten Leitung.

Bei Parallelleitungen sind die Auswirkungen der wechselseitigen Kopplung gemäß Abschnitt ["Anwendung in Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung der Nullsysteme"](#) zu berücksichtigen. Beachten Sie die Beispiele, die jeweils auf Ihre Anwendung zutreffen. Der Ausgleich der Einstellungen wird für die Fälle empfohlen, in denen die Parallelleitung in Betrieb, ausgeschaltet und nicht geerdet und ausgeschaltet und an beiden Enden geerdet ist. Die Erdfehler-Reichweite muss

auf <95 % eingestellt werden, auch wenn die Parallelleitung nicht in Betrieb und auf beiden Seiten geerdet ist (schlimmster Fall).

6.3.3.3

Einstellung der Übergreifzone

Die erste Zone mit Übergreifweite (normalerweise Zone 2) muss Fehler in der gesamten geschützten Leitung ermitteln. In Hinblick auf die verschiedenen Fehler, die die Messung auf gleiche Weise wie für Zone 1 beeinflussen können, ist es notwendig, die Reichweite der Zone mit erweiterter Reichweite auf mindestens 120 % der geschützten Leitung zu setzen. Die Reichweite der Zone 2 kann sogar noch höher sein, wenn die Fehlereinspeisung von angrenzenden Leitungen an der Gegenstation deutlich höher als der Fehlerstrom an der IED-Position ist.

Die Einstellung darf im Allgemeinen 80 % der folgenden Impedanzen nicht überschreiten:

- Die Impedanz der geschützten Leitung und die erste Zonenreichweite der kürzesten angrenzenden Leitung.
- Die Impedanz der geschützten Leitung und die Impedanz der maximalen Anzahl der Transformatoren, die auf der Sammelschiene an der Gegenstation der geschützten Leitung parallel in Betrieb sind.

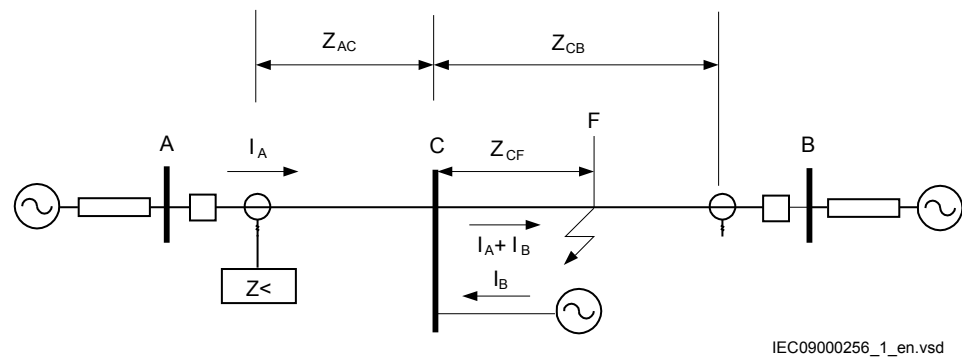
Wenn die Anforderungen in der obigen Auflistung für Zone 2 eine Reichweite ergeben, durch die zwischen der Übergreifzone und der kürzesten Abgangsleitung am entfernten Ende keine Selektivität besteht, muss die Zeitverzögerung für Zone 2 um ca. 200 ms erhöht werden, um ein unerwünschtes Auslösen zu vermeiden, wenn die Telekommunikation für die kurze benachbarte Leitung am entfernten Ende auf Grund von Fehlern ausgeschaltet ist. Die Einstellung für Zone 2 darf nicht weniger als 120 % des Abschnitts der geschützten Leitung betragen. Die gesamte Leitung muss unter allen Bedingungen abgedeckt sein.

Die Anforderung an Zone 2 und deren Einstellung auf nicht mehr als 80 % der kürzesten angrenzenden Leitung an der Gegenstation wird im nachfolgenden Beispiel verdeutlicht.

Wenn an Punkt F ein Fehler auftritt (siehe Abbildung 83 und die Erläuterung aller Abkürzungen), misst das IED an Punkt A die Impedanz:

$$\bar{Z}_{AF} = \bar{Z}_{AC} + \frac{\bar{I}_A + \bar{I}_B}{\bar{I}_A} \cdot \bar{Z}_{CF} = \bar{Z}_{AC} + \left(1 + \frac{\bar{I}_B}{\bar{I}_A}\right) \cdot \bar{Z}_{CF}$$

(Gleichung 83)



IEC09000256_1_en.vsd

Abb. 83: Einstellung der Übergreifzone

6.3.3.4

Einstellung der Rückwärtszone

Die Rückwärtszone ist für den Signalvergleichsschutz, der die Stromrichtungsumkehr-Logik, der Schwacheinspeiselogik usw. erkennt, bestimmt. Gleiches gilt für den Reserveschutz der Sammelschiene oder der Leistungstransformatoren. Es muss sichergestellt werden, dass diese immer die Übergreifzone abdeckt, die am Anschluss der entfernten Leitung für den Signalvergleichsschutz verwendet wird.

Beachten Sie den möglicherweise vorhandenen Vergrößerungsfaktor, der durch Fehlereinspeisung aus angrenzenden Leitungen bedingt wird. Die Gleichung 84 kann zur Berechnung der Reichweite in Rückwärtsrichtung verwendet werden, wenn die Zone für das Blockierverfahren, für eine Schwacheinspeisung usw. verwendet wird.

$$Z_{rev} \geq 1.2 \cdot |Z_L - Z_{2rem}|$$

(Gleichung 84)

Wobei gilt:

Z_L bezeichnet die Impedanz der geschützten Leitung

Z_{2rem} bezeichnet die Einstellung der Zone 2 an der Gegenstation der geschützten Leitung

Bei einigen Anwendungen ist es notwendig, den Vergrößerungsfaktor auf Grund der Fehlerstromeinspeisung von benachbarten Leitungen in Umkehrrichtung zu berücksichtigen, um so eine gewisse Empfindlichkeit zu erzielen.

6.3.3.5

Einstellung der Zonen für die Anwendung mit Parallelleitungen

Parallele Leitung in Betrieb – Einstellung von Zone 1

Bezogen auf Abschnitt ["Anwendung in Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung der Nullsysteme"](#) kann die Zonenreichweite auf 85 % der geschützten Leitung eingestellt werden.

Parallele Leitung in Betrieb – Einstellung von Zone 2

Die Zonen mit erweiterter Reichweite (für gewöhnlich Zonen 2 und 3) müssen die geschützte Leitungsstrecke in allen Fällen überdecken. Die größte Reichweitenreduzierung erfolgt in Fällen, bei denen beide parallelen Leitungsstrecken in Betrieb sind und ein einfacher Leiter-Erde-Fehler am Ende der geschützten Leitung auftritt.

Parallelleitung außer Betrieb und an beiden Enden geerdet

Wenden Sie dieselben Maßnahmen wie im Falle eines einzelnen Satzes von Einstellparametern an. Das heißt, dass die Zone bei einem einfachen Leiter-Erde-Fehler am Ende der Leitungsstrecke nicht übergreifen darf.

6.3.3.6**Lastimpedanzbeschränkung, ohne Lastkompensationsfunktion**

Die folgenden Anweisungen treffen zu, wenn die Lastausparungsfunktion oder Maskierungsfunktion nicht aktiviert ist (*BlinderMode=Aus*). Wenn die Lastausparungs- oder Maskierungsfunktion für alle oder einige Messzonen verwendet werden soll, kann die in diesem Kapitel beschriebene Lastbegrenzung für diese Zonen ignoriert werden. Überprüfen Sie für jede Zone die maximal zulässige Widerstandsreichweite, um sicherzustellen, dass zwischen der Relaisgrenze und der minimalen Lastimpedanz ein ausreichender Sicherheitspuffer verbleibt. Die minimale Lastimpedanz (Ω/Leiter) wird wie folgt berechnet:

$$Z_{\text{loadmin}} = \frac{U^2}{S}$$

(Gleichung 85)

Wobei gilt:

U die minimale Leiter-Leiter-Spannung in kV ist
S die maximale Scheinleistung in MVA ist.

Die Lastimpedanz [Ω/Leiter] ist eine Funktion der minimalen Betriebsspannung und des maximalen Betriebsstroms:

$$Z_{\text{load}} = \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{max}}}$$

(Gleichung 86)

Minimale Spannung U_{\min} und maximaler Strom I_{\max} werden auf dieselben Auslösebedingungen bezogen. Eine minimale Lastimpedanz tritt normalerweise in Notfallsituationen auf.

Um eine Lastaussparung bei den Leiter-Erde-Messelementen zu vermeiden, muss die eingestellte Impedanzreichweite von allen Distanzschutz zonen unter 80% der minimalen Lastimpedanz liegen.

6.3.3.7 **Begrenzung der Lastimpedanz bei aktivierter Lastaussparungsfunktion**

Die Parameter zur Formung der Lastaussparung in der Charakteristik sind in der Beschreibung der Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastaussparung für Mho (FMPSPDIS) zu finden.

6.3.3.8 **Einstellung der minimalen Auslöseströme**

Die Auslösung des Distanzschutzes wird blockiert, wenn der Betrag der Ströme unter dem für die Parameter $IMinOpPP$ und $IMinOpPE$ eingestellten Wert liegt.

Die Standardeinstellung von $IMinOpPP$ und $IMinOpPE$ beträgt 20 % von I_{Base} . In der Praxis haben sich die Werte als für die meisten Anwendungen geeignet erwiesen. Es können jedoch Anwendungen vorliegen, bei denen eine Erhöhung der Empfindlichkeit durch die Verringerung des minimalen Auslösestroms auf 10 % von I_{Base} vorgenommen werden muss.

Der minimale Auslösefehlerstrom wird automatisch auf 75 % seines gesetzten Werts verringert, wenn die Distanzschutzzone für die Auslösung in umgekehrter Richtung gesetzt wurde.

6.3.3.9 **Einstellung der Richtungswahl**

Die Richtungswahl ist auf die Vorwärtsrichtung voreingestellt, d. h. der Parameter $DirModex$ (wobei x je nach ausgewählter Zone für 1–5 steht) ist in der Voreinstellung auf *Vorwärts* gesetzt.

Die Auswahl unter *Offset* kann für das Senden eines Blockiersignals für das Blockierverfahren des Signalvergleichsschutzes für die Anwendung von Schalten auf Kurzschluss usw. verwendet werden.

Der Modus *Rückwärts* kann in Vergleichsverfahren verwendet werden, in denen es erforderlich ist, zwischen Vorwärts- und Rückwärtsfehlern zu unterscheiden.

6.3.3.10 **Einstellung der Richtung für Offset-MHO**

Wenn Offset-MHO ausgewählt wurde, kann diese Charakteristik mit dem Parameter $OffsetMhoDi$ auf Ungerichtet, Vorwärts oder Rückwärts eingestellt werden.

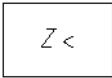
Bei Auswahl der Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung wird die Auslösekennlinie von den für die Mho-Charakteristik verwendeten Richtungsgeraden abgeschnitten. Die Standardeinstellung ist "Ungerichtet".

6.3.3.11 Einstellen von Zeitgliedern für die Distanzschutzzonen

Die erforderlichen Zeitverzögerungen für verschiedene Distanzschutzzonen sind unabhängig voneinander. Die Distanzschutzzone 1 kann ebenfalls über eine Zeitverzögerung verfügen, wenn dies aus Selektivitätsgründen erforderlich ist. Die Verzögerungszeiten für alle Zonen können innerhalb eines Bereichs von 0 bis 60 Sekunden eingestellt werden. Die Auslösefunktion jeder einzelnen Zone kann gesperrt werden, indem der zugehörige Einstellwert unter *OpModeZx* oder *OpModetzx* (wobei *x* je nach ausgewählter Zone für 1–5 steht) auf *Zone deaktivieren* gesetzt wird.

6.4 Ermittlung fehlerhafter Phasen mit Lastkompensation für Mho FMPSPDIS

6.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Ermittlung fehlerhafter Phasen mit Lastkompensation für Mho	FMPSPDIS		21

6.4.2 Anwendung

Die Ermittlung fehlerhafter Leiter mit Lastausparung für Mho (FMPSPDIS) dient der präzisen Auswahl der richtigen Fehlerschleife in der Distanzschutzfunktion (ZMOPDIS) in Abhängigkeit vom Fehlertyp.

Die hohe Netzbelastung, die in vielen Übertragungsnetzen üblich ist, kann in einigen Fällen dem gewünschten fehlerresistenten Schutz entgegenstehen. Daher besitzt FMPSPDIS einen eingebauten Algorithmus für die Lastausparung, der die Möglichkeit bietet, die Widerstandseinstellung sowohl für die Leiterauswahl mit Lastausparung als auch für die Messzonen zu erhöhen (Fünf-Zonen-Distanzschutz, Mho-Charakteristik (ZMOPDIS)), ohne den Lastbereich zu beeinträchtigen.

Der Lastausparungsalgorithmus und die Maskierungsfunktionen sind im Leiterselektor immer aktiviert. Die Wirkung dieser Funktionen auf die Charakteristik der Zonenmessung muss aktiviert werden, indem der

Einstellparameter *LoadEnchMode* in ZMOPDIS für die entsprechenden Messzonen auf *Ein* eingestellt wird.

6.4.3

Einstellrichtlinien

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

INRelPE: Standardmäßig ist *INRelPE* für die Freigabe der Leiter-Erde-Schleife auf 20% von *IBase* eingestellt. Die Standardeinstellung ist für die meisten Anwendungen ausreichend.

Die Einstellung muss normalerweise auf einen Wert gesetzt werden, der mindestens 10% unter der Einstellung von *IINBlockPP* liegt, damit die offene Leiter-Erde-Schleife Priorität erhält. *INRelPE* muss oberhalb des normalen Unsymmetriestroms liegen ($3I_0$), der auf Grund der unverdrillten Leitungen vorhanden sein kann.

IINBlockPP: Standardmäßig ist *IINBlockPP* auf 40% von *UBase* eingestellt, was für die meisten Anwendungen ausreichend ist.

IILowLevel: Standardmäßig ist der positive Stromschwellenwert *IILowLevel*, der im sequenzbasierten Teil des Leiterselektors für die Erkennung von dreipoligen Fehlern verwendet wird, auf 10% von *IBase* eingestellt.

Die Standardeinstellung ist für die meisten Anwendungen ausreichend, muss aber anhand des minimalen Stroms überprüft werden, der am entfernten Ende der Leitung mit erheblichem Fehlerwiderstand auftreten kann.

IMaxLoad: Die Einstellung für *IMaxLoad* muss so gewählt werden, dass sie über dem maximalen Laststrom liegt, der in Notfallsituationen auftreten kann. Dabei ist ein Sicherheitszuschlag von mindestens 20% zu berücksichtigen. Die Einstellung muss gemäß der Gleichung [87](#) erfolgen:

$$IMaxLoad = 1.2 ILoad$$

(Gleichung 87)

wobei

1,2 ist der Sicherheitszuschlag für den Laststrom und

ILoad ist der maximale Laststrom bei einer Notfallsituation.

Der Strom *ILoad* kann gemäß der Gleichung [88](#) definiert werden.

$$I_{Load} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot UL_{mn}}$$

(Gleichung 88)

wobei

 S_{max} ist die maximale Scheinleistung bei einer Notfallsituation und UL_{mn} ist die Leiter-Leiter-Spannung bei einer Notfallsituation am Standort des IED.

6.4.3.1

Lastkompensation

Die Lastausparungsfunktion hat zwei Einstellparameter: RLd für den Lastwiderstand und $ArgLd$ für die Neigung des Lastbereichs (siehe Abbildung 84).

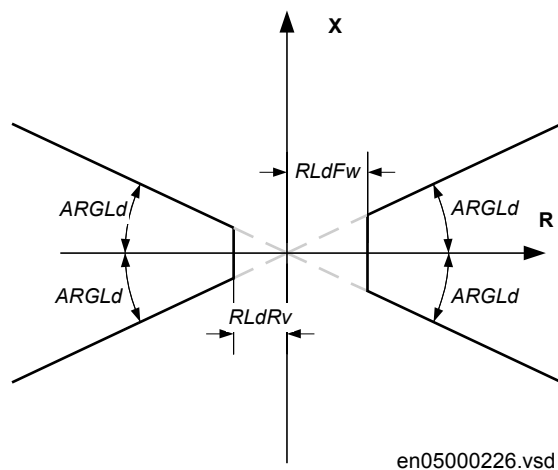


Abb. 84: Lastkompensationskennlinie

$$Z_{load} = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{max}}$$

(Gleichung 89)

$$Z_{loadmin} = \frac{U^2}{S}$$

(Gleichung 90)

Wobei gilt:

U die minimale Leiter-Leiter-Spannung in kV ist

S die maximale Scheinleistung in MVA ist.

Der Lastwinkel kann gemäß der Gleichung [91](#) abgeleitet werden:

$$\text{Arg}Ld = a \cos\left(\frac{P_{\max}}{S_{\max}}\right)$$

(Gleichung 91)

wobei

P_{\max} ist die maximale Wirkleistung bei einer Notfallsituation und

S_{\max} ist die maximale Scheinleistung bei einer Notfallsituation.

RLd kann gemäß der Gleichung [92](#) berechnet werden:

$$RLd = Z_{Load} \cdot \cos(\text{Arg}Ld)$$

(Gleichung 92)

Standardmäßig sind RLd und $\text{Arg}Ld$ auf 80 Ohm/Leiter und 20 Grad eingestellt. Diese Werte müssen an die jeweilige Anwendung angepasst werden.

6.5 Leiterbevorzugungslogik PPLPHIZ

6.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Phasenbevorzugungslogik	PPLPHIZ	-	-

6.5.2 Anwendung

Die Leiterbevorzugungslogik PPLPHIZ ist eine Hilfsfunktion des Fünf-Zonen-Distanzschutzes mit Polygoncharakteristik (ZQDPDIS) und der Leiterauswahl mit Lastaussparung mit Polygoncharakteristik FDPSPDIS. Ihr Zweck ist es, in hochohmig oder resonanzgeerdeten (in der Regel regionalen) Übertragungsnetzen eine geeignete Logik bereitzustellen, um bei Doppelerdfehlern eine korrekte leiterselektive Auslösung zu erzielen.

Aufgrund der hochohmigen Resonanzerdung führen Erdfehler im Netz zu sehr niedrigen Fehlerströmen von in der Regel unter 25 A. Gleichzeitig steigen die auf den gesunden Leiter im Netz auftretenden Spannungen auf den Wert der Leiter-Leiter-Spannung an, da die Verlagerungsspannung dem Wert der Leiter-Erde-Spannung bei einem voll entwickelten Erdfehler entspricht. Dieser Spannungsanstieg auf den gesunden Leiter steigert in Verbindung mit einer langsamen Auslösung ganz erheblich das Risiko eines zweiten Leiter-Erde-Fehlers

auf dem gesunden Leiter, der an einem beliebigen Ort im Netz auftreten kann. Man spricht dann von einem Doppelerdfehler.

Die verschiedenen Netzbetreiber wenden unterschiedliche Auslöseverfahren an. Diese Logik wird hauptsächlich in Netzen eingesetzt, in denen einpoligen Erdfehler nicht automatisch behoben werden, sondern nur ein Alarm ausgelöst wird und der Fehler bestehen bleibt, bis Personal zur Fehlersuche und Reparatur ausgesandt werden kann. Beim Auftreten eines Doppelerdfehlers wird von den gestörten Leitungen nur ein Erdfehlerfußpunkt abgeschaltet. In anderen Fällen wird ein empfindlicher, gerichteter Erdfehlerschutz bereitgestellt, für dessen Auslösung jedoch, wenn überhaupt, aufgrund der niedrigen Fehlerströme lange Auslösezeiten verwendet werden.

Abb. 85 zeigt das Auftreten eines Doppelerdfehlers. Abb. 86 zeigt, wie auf den gesunden Leitern die Leitungsspannung erreicht wird und es zu einem Doppelerdfehler kommt.

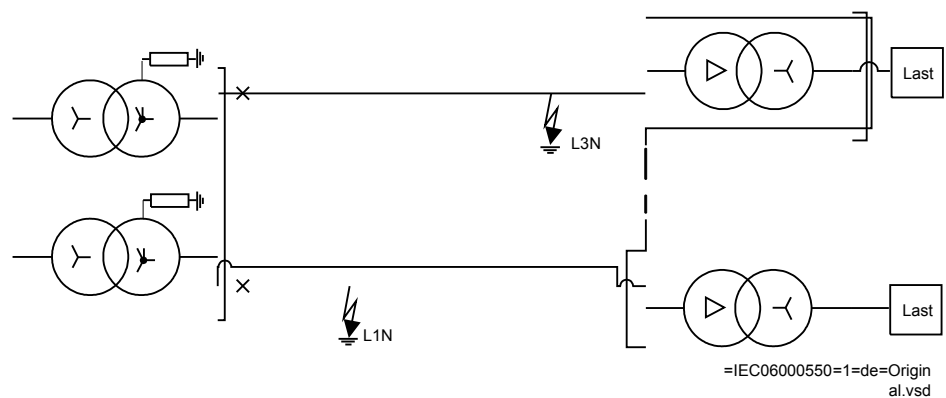


Abb. 85: Auftreten eines Doppelerdfehlers an verschiedenen Abgängen in einem mit hoher Impedanz (Wirkwiderstand, Reaktanz) geerdeten Übertragungsnetz

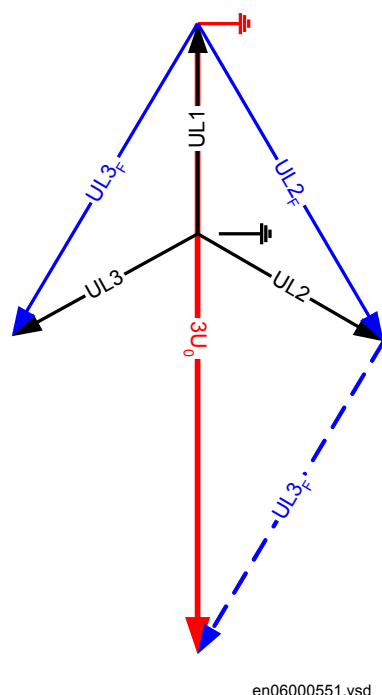
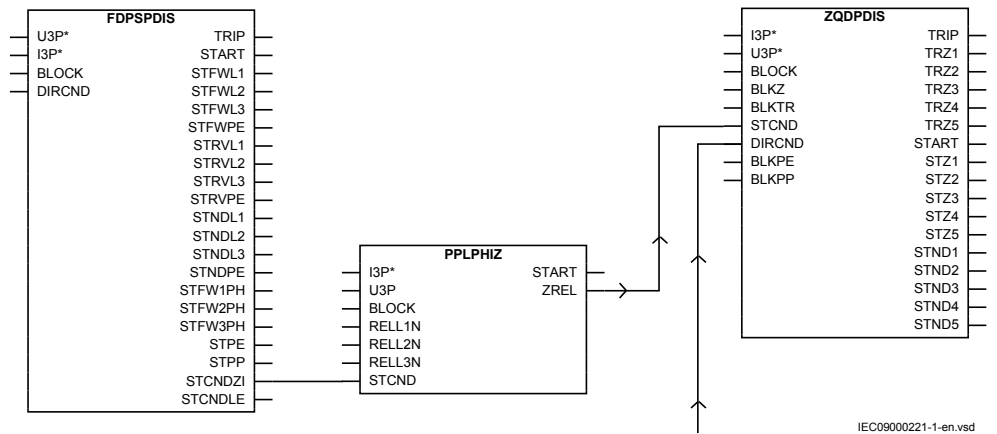


Abb. 86: *Der Spannungsanstieg auf die gesunden Leiter und die auftretende Nullpunktspannung ($3U_0$) bei einem einpoligen Erdfehler und einem resultierenden Doppelerdfehler an verschiedenen Abgängen eines mit hoher Impedanz (Widerstand, Reaktanz) geerdeten regionalen Übertragungsnetzes*

Die PPLPHIZ-Logik wird zwischen den Fünf-Zonen-Distanzschutz mit Polygoncharakteristik (ZQDPDIS) und die Leiterauswahl mit Lastaussparung mit Polygoncharakteristik FDPSPDIS geschaltet, wie in Abb. 87 dargestellt. Der von der Leiterauswahlfunktion gelieferte ganzzahlige Wert, der die Art des Fehlers angibt, wird überprüft und von der Logik für die Freigabe der Distanzschutz zonen verwendet. Die Logik umfasst eine Überprüfung der von der Leiterauswahl angegebenen Fehlerschleifen. Wenn als Fehlerart ein zwei- oder ein dreipoliger Fehler erkannt wird, ändert sich der ganzzahlige Wert für die Zonenfreigabe nicht.

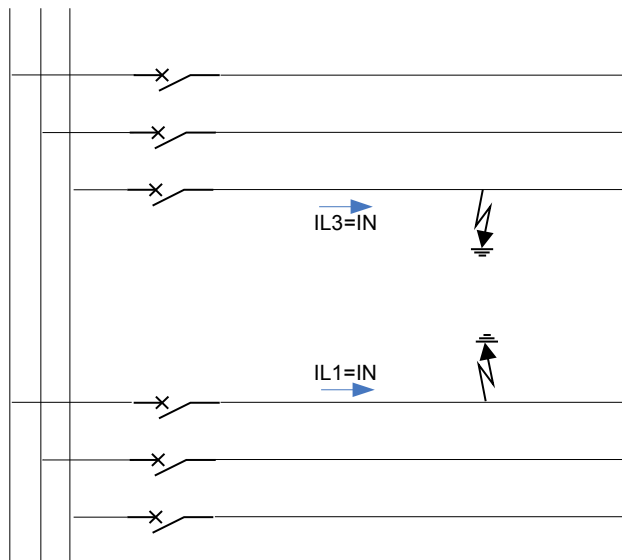
Wenn die Erdfehlerüberprüfungen durchgeführt werden und der Fehler anzeigt, welche Art der Auslösung zu verwenden ist, z. B. 1231c, bedeutet das, dass Fehler auf den verschiedenen Leitern in der zyklischen Reihenfolge L1 vor L2 vor L3 vor L1 auslösen. Lokale Bedingungen für die Überprüfung der Leiter-Erde-Spannungswerte sowie der im Nullsystem auftretenden Strom- und Spannungswerte vervollständigen die Logik.



IEC0900221-1-en.vsd

Abb. 87: Die Einbindung der Leiterbevorzugungslogik (PPLPHIZ) zwischen dem Fünf-Zonen-Distanzschutz mit Polygoncharakteristik (ZQDPDIS) und der Leiterauswahl mit Lastaussparung mit Polygoncharakteristik (FDPSPDIS)

Da es sich bei dem Fehler um einen Doppelerdfehler an unterschiedlichen Orten im Netz handelt, erscheint der Fehlerstrom auf dem fehlerhaften Leiter der verschiedenen Leitungsabgänge als Leiterstrom und gleichzeitig als Nullstrom, da die verbleibenden Leiter an jedem Abgang praktisch keinen (Last-)Strom führen. Ein Strom durch die Erdungsimpedanz existiert praktisch nicht. Er wird durch die Impedanz in der Regel auf weniger als etwa 25 bis 40 A begrenzt. Ein auftretender Nullstrom ist daher ein Zeichen für einen Doppelerdfehler.



en06000553.vsd

Abb. 88: Die Ströme auf den verschiedenen Leitern bei einem Doppelerdfehler

Die Funktion verfügt über einen Blockierungseingang (BLOCK), der bei Bedarf die Anregung der Funktion unter bestimmten Bedingungen blockiert.

6.5.3

Einstellrichtlinien

Die Einstellwerte für die Leiterbevorzugungslogik PPLPHIZ werden über die LHMI oder im PCM600 gesetzt.



Die Leiterbevorzugungslogik ist zwischen die Distanzschutzzone mit Polygoncharakteristik den Fünf-Zonen-Distanzschutz mit Polygoncharakteristik (ZQDPDIS) und die Leiterauswahl mit Lastausparung mit Polygoncharakteristik FDPSPDIS geschaltet. Leiterauswahl und Zonen werden entsprechend der üblichen Praxis eingestellt. Das gilt auch für die Fehlerschleifen für Erdschlüsse, die allerdings nur im Falle eines Doppelerdschlusses aktiv sind.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

OperMode: Auswahl der Betriebsart. Als Optionen stehen die zyklische und die azyklische Leiterauswahl in der gewünschten Betriebsart zur Verfügung. Diese Einstellung muss bei allen IEDs, die sich im selben galvanisch verbundenen Teil des Netzes befinden, identisch sein.

UPN<: Die Einstellung des Leiter-Erde-Spannungspegels (Leiter-Erde-Spannung), den die Bewertungslogik dafür benutzt, das Vorhandensein eines Fehlers auf dem Leiter zu verifizieren. In einem hochohmig geerdeten Netz ist der Spannungsabfall normalerweise hoch und die Einstellung kann in der Regel auf 70 % der Bezugsspannung (*UBase*) eingestellt werden.

UPP<: Die Einstellung des Leiter-Leiter-Spannungspegels (Leitungsspannung), den die Bewertungslogik dafür benutzt, das Vorhandensein eines Fehlers auf zwei oder mehr Leitern zu verifizieren. Durch die Spannungseinstellung soll vermieden werden, dass eine Spannung zwischen einem gesunden und einem gestörten Leiter, z. B. L2–L3 bei einem Fehler auf L1–L2, zur Anregung und zur unerwünschten Freigabe aller Schleifen führt. Eine typische mögliche Einstellung wären 70 % der Bezugsspannung (*UBase*) geteilt durch $\sqrt{3}$, also 40 %.

3U0>: Die Einstellung des Nullspannungspegels, den die Bewertungslogik dafür benutzt, das Vorhandensein eines Erdschlusses zu verifizieren. Eine typische mögliche Einstellung sind 20 % der Bezugsspannung (*UBase*).

IN>: Die Einstellung des Nullstromwerts, den die Bewertungslogik dafür benutzt, das Vorhandensein eines Doppelerdschlusses zu verifizieren. Typischerweise kann dieser Wert auf 20 % des Bezugsstroms (*IBase*) eingestellt werden. Allerdings muss der Einstellwert über dem Maximum des durch die Netzerdung erzeugten Stroms liegen. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um ein hochohmig geerdetes Netz handelt, was bedeutet, dass die Erdschlussströme im Falle eines Erdschlusses begrenzt sind. Wenn der Wert von *IN* über den Einstellwert steigt, zeigt dies einen

zweipoligen Fehler auf der betreffenden Leitung und auf einer Parallelleitung an, wobei I_N der Wert des Fehlerstroms auf einem gestörten Leiter ist. Eine hohe Empfindlichkeit muss nicht erreicht werden, da der Wert bei zweipoligen Fehlern in der Regel deutlich über dem Bezugsstrom liegt.

t_{IN} : Die Verzögerungszeit für die Erkennung, dass es sich um einen Doppelerdschluss handelt. Die normale Zeiteinstellung liegt bei 0,1 bis 0,15 s.

t_{UN} : Die Verzögerungszeit für eine sichere UN-Erkennung, dass es sich um einen Erdschluss oder um einen Doppelerdschluss mit Verlagerungsspannung handelt. Die normale Zeiteinstellung liegt bei 0,1 bis 0,15 s.

t_{OffUN} : Die Rückfallverzögerung für die Spannung UN, um eine korrekte Funktion ohne Probleme mit der zeitlichen Abstimmung sicherzustellen. Die übliche Zeiteinstellung beträgt 0,1 s.

6.6 Pendelungsüberwachung ZMRPSB

6.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Pendelspernung	ZMRPSB	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">Zpsb</div>	68

6.6.2 Anwendung

6.6.2.1 Allgemeines

Verschiedene Veränderungen im Netz können bei rotierenden Betriebsmitteln zu Schwingungen führen. Meistens werden diese Schwingungen durch größere Lastsprünge oder durch Änderungen der Netzkonfiguration hervorgerufen, die durch aufgetretene Netzstörungen und deren anschließende Behebung verursacht werden. Solange die rotierenden Massen einen stabilen Betriebszustand suchen, schwingen diese mit gedämpften Schwingungen weiter, bis sie ihre endgültige Stabilität gefunden haben.

Wie stark die Schwingungen ausfallen, ist vom Umfang der aufgetretenen Netzstörung und von der üblichen Stabilität des Systems abhängig.

Die Schwingungsfrequenz ist außerdem von der Trägheit und der gesamten Impedanz des Systems zwischen den verschiedenen energieerzeugenden Betriebsmitteln abhängig. Diese Schwingungen führen zu Phasenwinkel- und Amplitudenänderungen der Spannungen zwischen den schwingenden

Betriebsmitteln im Netz, was weiterhin zur Schwingung des Leistungsflusses zwischen den zwei Teilen des Systems und umgekehrt reflektiert wird - die Leistung pendelt zwischen den energierzeugenden Betriebsmittel hin und her.

Distanz-IEDs in miteinander verbundenen Netzen erkennen diese Leistungspendelung als Pendeln der gemessenen Impedanz. Die gemessene Impedanz schwankt im Verhältnis zur Zeit an einem Ort in der Impedanzebene. Siehe Abbildung 89. Dieser Impedanzort kann in die Auslösecharakteristik eines Distanzschutzes hineingehen und, sofern keine Schutzmaßnahmen berücksichtigt wurden, dort zu einem unerwünschten Verhalten führen.

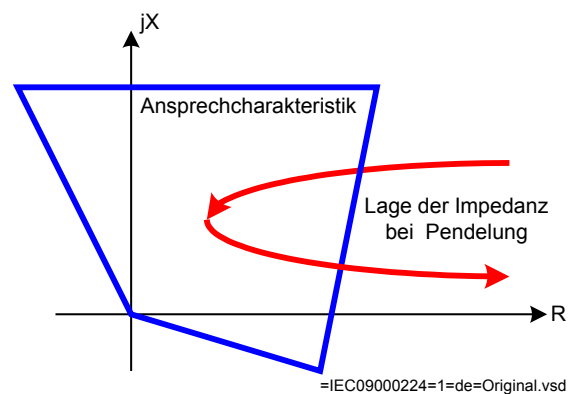


Abb. 89: Impedanzebene mit der Charakteristik für die Erkennung einer Leistungspendelung

6.6.2.2

Grundlegende Eigenschaften

Die Funktion zur Pendelsperrung (ZMRPSB) erkennt zuverlässig Pendelungen mit periodischen Pendelzeiten bis zu 200 ms (d. h. eine Schlupffrequenz bis zu 10% der Bemessungsfrequenz auf 50 Hz Basis). Sie erkennt Pendelungen unter normalen Betriebsbedingungen.

Die Funktion ZMRPSB ist in der Lage, eine selektive Auslösung bei internen Fehlern unter Strom sicher zu stellen. Die Auslösung der Zonen für die fernen Reserveschutzfunktion bleibt bei Fehlern während der Pendelbedingung stabil, selbst wenn sich das Zentrum der Pendelung (elektrisch) in der geschützten Leistung befindet.

Die Öffnungscharakteristik der Funktion ZMRPSB ist einfach auf die ausgewählte Auslöse-Impedanzcharakteristik der entsprechenden kontrollierten Fernschutzzone und auch für die höchstmöglichen Lastbedingungen der geschützten Leitungen einstellbar.

6.6.3 Einstellrichtlinien

Die Einstellrichtlinien werden anhand eines Einstellbeispiels erläutert, in dem die geschützte Leitungsstrecke Bestandteil eines aus zwei Maschinen bestehenden Systems ist. Siehe Abbildung 90.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

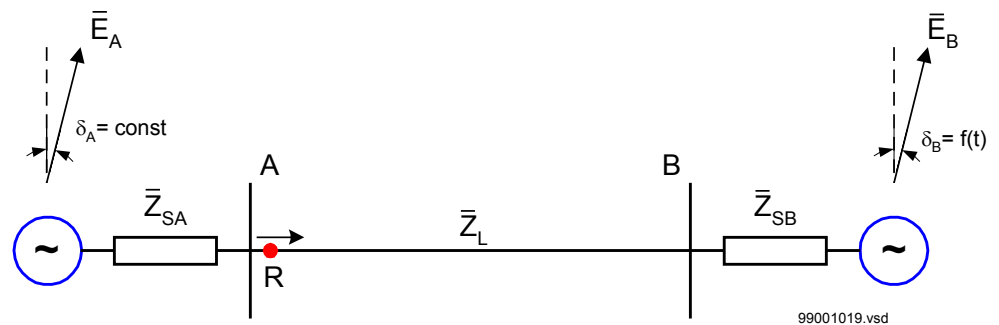


Abb. 90: Geschützte Leitungsstrecke in einem System mit zwei Maschinen

Verkleinern Sie das Netz mit der geschützten Leitung so, dass ein System mit zwei Maschinen entsteht, bei dem die Mitsystem-Quellimpedanzen Z_{SA} hinter dem IED und Z_{SB} hinter der entfernten Endschiene B liegen. Beachten Sie, dass diese Impedanzen nicht direkt aus den maximalen dreipoligen Kurzschlussströmen bei Fehlern an der entsprechenden Sammelschiene berechnet werden können. Es sind unbedingt getrennte Zuflüsse von unterschiedlich angeschlossenen Schaltkreisen zu berücksichtigen.

Die erforderlichen Daten sind wie folgt:

$$U_r = 400kV$$

Bemessungsspannung des Systems

$$U_{\min} = 380kV$$

Erwartete Mindestspannung bei kritischen Systembedingungen

$$f_r = 50Hz$$

Bemessungsfrequenz

$$U_p = \frac{400}{\sqrt{3}} kV$$

Primärbemessungsspannung der verwendeten Spannungswandler

Fortsetzung auf nächster Seite

$U_s = \frac{0.11}{\sqrt{3}} kV$	Sekundärbemessungsspannung des verwendeten Spannungswandler
$I_p = 1200 A$	Primärbemessungsstrom der verwendeten Stromwandler
$I_s = 1 A$	Sekundärbemessungsstrom der verwendeten Stromwandler
$\bar{Z}_{L1} = (10.71 + j75.6) \Omega$	Mitsystemimpedanz
$\bar{Z}_{SA1} = (1.15 + j43.5) \Omega$	Mitsystem-Quellimpedanz hinter Sammelschiene A
$\bar{Z}_{SB1} = (5.3 + j35.7) \Omega$	Mitsystem-Quellimpedanz hinter Sammelschiene B
$S_{\max} = 1000 MVA$	Maximal erwartete Last von A nach B verlaufend (mit minimaler Systembetriebsspannung U_{\min})
$\cos(\varphi_{\max}) = 0.95$	Leistungsfaktor bei maximaler Leitungslast
$\varphi_{\max} = 25^\circ$	Maximal erwarteter Lastwinkel
$f_{si} = 2.5 Hz$	Maximal mögliche Anfangsfrequenz der Leistungsschwankung
$f_{sc} = 7.0 Hz$	Maximal mögliche Nachfolgefrequenz der Leistungsschwankung

Der Impedanzumwandlungsfaktor, der die Primärimpedanzen in die entsprechenden Sekundärwerte umwandelt, wird gemäß der Gleichung [93](#) berechnet. Beachten Sie, dass alle Einstellungen in Primärwerten durchgeführt werden. Der Impedanzumwandlungsfaktor wird nur für Orientierungs- und Testzwecke angegeben.

$$KIMP = \frac{I_p}{I_s} \cdot \frac{U_s}{U_p} = \frac{1200}{1} \cdot \frac{0.11}{400} = 0.33$$

(Gleichung 93)

Die minimale Lastimpedanz bei minimal erwarteter Netzspannung entspricht der Gleichung [94](#).

$$|\bar{Z}_{L\min}| = \frac{U_{\min}^2}{S_{\max}} = \frac{380^2}{1000} = 144.4\Omega$$

(Gleichung 94)

Der minimale Lastwiderstand $R_{L\min}$ bei maximaler Last und minimaler Netzspannung entspricht der Gleichung [95](#).

$$R_{L\min} = |\bar{Z}_{L\min}| \cdot \cos(\varphi_{\max}) = 144.4 \cdot 0.95 = 137.2\Omega$$

(Gleichung 95)

Die Netzimpedanz Z_S wird als Summe aller Impedanzen in einem gleichwertigen System mit zwei Maschinen ermittelt. Siehe Abbildung [90](#). Der Wert wird gemäß der Gleichung [96](#) berechnet.

$$\bar{Z}_S = \bar{Z}_{SA1} + \bar{Z}_{L1} + \bar{Z}_{SB1} = (17.16 + j154.8)\Omega$$

(Gleichung 96)

Der berechnete Wert der Netzimpedanz hat informativen Charakter und hilft dabei, die Position des Schwingungszentrums zu ermitteln (siehe Abbildung [91](#)), was in allgemeinen Fällen gemäß der Gleichung [97](#) berechnet wird.

$$\bar{Z}_{CO} = \frac{\bar{Z}_S}{1 + \frac{|\bar{E}_B|}{|\bar{E}_A|}} - \bar{Z}_{SA1}$$

(Gleichung 97)

In besonderen Fällen, wenn

$$|\bar{E}_A| = |\bar{E}_B|$$

(Gleichung 98)

befindet sich das Zentrum der Schwingung am Impedanzpunkt. Siehe Abbildung [99](#).

$$\bar{Z}_{CO} = \frac{\bar{Z}_S}{2} - \bar{Z}_{SA1} = (7.43 + j33.9)\Omega$$

(Gleichung 99)

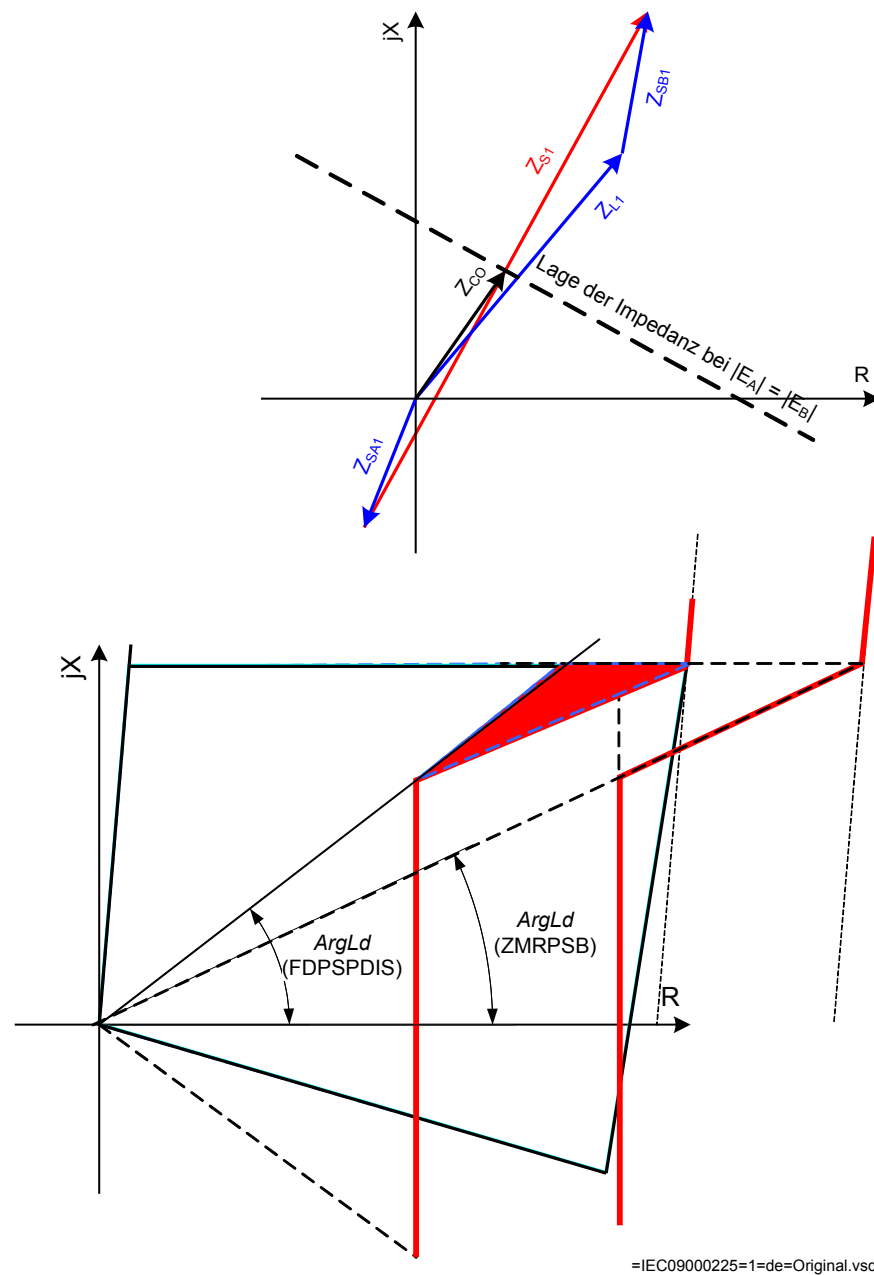


Abb. 91: Impedanzdiagramme mit entsprechenden zu beachtenden Impedanzen

Die äußere Grenze der Schwingungserkennungs-Charakteristik in Vorwärtsrichtung $RLdOutFw$ muss mit einem gewissen Sicherheitszuschlag K_L verglichen mit dem erwarteten minimalen Lastwiderstand R_{Lmin} eingestellt werden. Wenn der genaue Wert des minimalen Lastwiderstands nicht bekannt ist, können bei Leitungen mit einer Bemessungsspannung von 400 kV folgende Näherungen herangezogen werden:

- $K_L = 0,9$ bei Leitungen mit einer Länge über 150 km
- $K_L = 0,85$ bei Leitungen mit einer Länge zwischen 80 und 150 km
- $K_L = 0,8$ bei Leitungen mit einer Länge kürzer 80 km

Multiplizieren Sie den erforderlichen Widerstand für den gleichen Sicherheitszuschlag K_L mit dem Verhältnis zwischen der tatsächlichen Spannung und den 400 kV, wenn die Bemessungsspannung der zu entsprechenden Leitung über 400kV liegt. Die äußere Grenze $RLdOutFw$ erhält in diesem speziellen Fall ihren Wert gemäß der Gleichung [100](#).

$$RLdOutFw = K_L \cdot R_{L\min} = 0.9 \cdot 137.2 = 123.5\Omega$$

(Gleichung 100)

Generell sollte die innere Grenze $RLdInFw$ der Schwingungserkennungs-Charakteristik auf 80% oder weniger der entsprechenden äußeren Grenze eingestellt werden. Ausnahmen sind immer möglich, müssen jedoch mit besonderer Sorgfalt behandelt werden. Dies gilt besonders dann, wenn die in der Schwingungserkennungs-Logik enthaltenen Timer $tP1$ und $tP2$ einzustellen sind. Hierfür werden die maximal zulässigen Einstellungswerte des Faktors $kLdRFw = 0,8$ benötigt. Die Gleichung [101](#) stellt den entsprechenden maximal möglichen Wert von $RLdInFw$ dar.

$$RLdInFw = kLdRFw \cdot RLdOutFw = 98.8\Omega$$

(Gleichung 101)

Die Lastwinkel, die der externen Grenze δ_{Out} und der internen Grenze δ_{In} der empfohlenen Schwingungserkennungs-Charakteristik in Vorwärtsrichtung entsprechen, werden mit ausreichender Genauigkeit gemäß der Gleichungen [102](#) und [103](#) berechnet.

$$\delta_{Out} = 2 \cdot \arctan\left(\frac{|\bar{Z}_S|}{2 \cdot RLdOutFw}\right) = 2 \cdot \arctan\left(\frac{155.75}{2 \cdot 123.5}\right) = 64.5^\circ$$

(Gleichung 102)

$$\delta_{In} = 2 \cdot \arctan\left(\frac{|\bar{Z}_S|}{2 \cdot RLdInFw_{\max}}\right) = 2 \cdot \arctan\left(\frac{155.75}{2 \cdot 98.8}\right) = 76.5^\circ$$

(Gleichung 103)

Die erforderliche Einstellung $tP1$ des anfänglichen Schwingungserkennungs-Zeitglieds ist von der Lastwinkeldifferenz gemäß der Gleichung [104](#) abhängig.

$$tP1 = \frac{\delta_{In} - \delta_{Out}}{f_{si} \cdot 360^\circ} = \frac{76.5^\circ - 64.5^\circ}{2.5 \cdot 360^\circ} = 13.3ms$$

(Gleichung 104)

Generell sollte die Zeit $tP1$ nach Möglichkeit mindestens auf 30 ms eingestellt werden. Da der externe Lastwinkel δ_{Out} nicht weiter erhöht werden kann, muss die innere Grenze der Schwingungserkennungs-Charakteristik verringert werden. Der minimal erforderliche Wert wird gemäß der Prozedur berechnet, die in den Gleichungen [105](#), [106](#), [107](#) und [108](#) aufgeführt sind.

$$tP1_{\min} = 30ms$$

(Gleichung 105)

$$\delta_{In-\min} = 360^\circ \cdot f_{si} \cdot tP1_{\min} + \delta_{Out} = 360^\circ \cdot 2.5 \cdot 0.030 + 64.5^\circ = 91.5^\circ$$

(Gleichung 106)

$$RLdInFw_{\max1} = \frac{|\bar{Z}_s|}{2 \cdot \tan\left(\frac{\delta_{in-\min}}{2}\right)} = \frac{155.75}{2 \cdot \tan\left(\frac{91.5}{2}\right)} = 75.8\Omega$$

(Gleichung 107)

$$kLdRFw = \frac{RLdInFw_{\max1}}{RLdOutFw} = \frac{75.8}{123.5} = 0.61$$

(Gleichung 108)

Überprüfen Sie außerdem, ob mit dieser minimalen Einstellung die Erkennung aufeinanderfolgender Schwingungen ausreichend schnell erfolgt. Diese Anforderung wird erfüllt, wenn die vorgeschlagene Einstellung für die Zeit $tP2$ über 10 ms liegt. Siehe Gleichung [109](#).

$$tP2_{\max} = \frac{\delta_{In} - \delta_{Out}}{f_{sc} \cdot 360^\circ} = \frac{91.5^\circ - 64.5^\circ}{7 \cdot 360^\circ} = 10.7ms$$

(Gleichung 109)

Die endgültige vorgeschlagene Einstellung lautet:

$$RLdOutFw = 123,5 \Omega$$

$$kLdRFw = 0,61$$

$$tP1 = 30 \text{ ms}$$

$$tP2 = 10 \text{ ms}$$

Beachten Sie $RLdInFw = 75,0 \Omega$.



Vergessen Sie nicht, die Einstellung des Lastkompensationswiderstands $RLdFw$ bei Auswahl der Phase mit Lastkompensation (FDPSPDIS) auf einen Wert kleiner oder gleich dem berechneten Wert $RLdInFw$ anzupassen. Gleichzeitig muss auch der Lastwinkel in FDPSPDIS angepasst werden, um die Bedingung gemäß der Gleichung [110](#) zu erfüllen.



Index PHS bezeichnet die Entsprechung für die Funktion FDPSPDIS, und Index PSD ist die Entsprechung für die Funktion ZMRPSB .

$$ArgLd_{PHS} \geq \arctan \left[\frac{\tan(ArgLd_{PSD})}{kLdRFw} \right]$$

(Gleichung 110)

Bei Betrachtung der Gleichung [111](#)

$$ArgLd_{PSD} = \varphi_{\max} = 25^\circ$$

(Gleichung 111)

ist es erforderlich, das Lastargument in der Funktion FDPSPDIS auf keinen kleineren Wert einzustellen, als den Wert der Gleichung [112](#).

$$ArgLd_{PHS} \geq \arctan \left[\frac{\tan(ArgLd_{PSD})}{kLdRFw} \right] = \arctan \left[\frac{\tan(25^\circ)}{0.61} \right] = 37.5^\circ$$

(Gleichung 112)

Die entsprechenden Parameter für die Widerstandsreichweite in Rückwärtsrichtung ($RLdOutRv$ und $kLdRRv$) sollten auf die gleichen Werte wie in Vorwärtsrichtung eingestellt werden, sofern nicht durch die Betriebsbedingungen im Netz, durch die motor- und generatorspezifischen Schwingungen vorgegeben sind, andere Werte erforderlich sind. Diese Entscheidung muss auf Basis möglicher Studien über Ausnahmesituationen im Netz getroffen werden. Dies gilt besonders dann, wenn sich die Richtung der übertragenen Leistung in kürzester Zeit schnell ändern kann. Es sollten verschiedene Parametersätze für Betriebsbedingungen verwendet werden, die sich nur in verschiedenen Jahreszeiträumen verändern (Sommer, Winter).

Anhand von Netzstudien werden die Einstellungen für das Halte-Zeitglied tH vorgegeben. Zweck dieses Zeitglieds ist es, das Senden des Dauerausgangssignals der Pendelerfassung (ZMRPSB) während der Pendelung zu gewährleisten, und zwar auch dann, nachdem die Transientenimpedanz die Auslösecharakteristik

ZMRPSB verlässt und innerhalb einer bestimmten Zeit auf Grund einer dauerhaften Schwingung wieder zurückkehrt. Berücksichtigen Sie die minimal mögliche Geschwindigkeit der Pendelung in einem bestimmten System.

Das Blockier-Zeitglied $tR1$ verzögert die Auswirkungen des erkannten Nullstroms an den Sperrkriterien für ZMRPSB. Er verhindert die Auslösung der Funktion bei kurzen Transienten im vom IED gemessenen Nullstrom.

Der Blockier-Timer $tR2$ deaktiviert das Ausgangssignal START der Funktion ZMRPSB, wenn die gemessene Impedanz für eine längere Zeit als $tR2$ innerhalb des Betriebsbereichs von ZMRPSB bleibt. Diese Zeitverzögerung wurde bei älteren Pendelungsgeräten normalerweise auf zwei Sekunden eingestellt.

6.7 Logik für Schalten auf Kurzschluss, spannungs- und strombasiert, ZCVPSOF

6.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Logik für Schalten auf Kurzschluss, spannungs- und strombasiert	ZCVPSOF	-	-

6.7.2 Anwendung

Die spannungs- und strombasierte, automatische Funktion zum Schalten auf Kurzschluss (ZCVPSOF) ist eine ergänzende Funktion zu den Funktionen für die Impedanzmessung, kann jedoch auch Informationen aus diesen Funktionen nutzen.

Mit der Funktion ZCVPSOF kann eine schnelle Auslösung bei einem Fehler in der gesamten Leitung erzielt werden, wenn die Leitung unter Spannung gesetzt wird. Die Auslösung mit ZCVPSOF ist generell ungerichtet, um eine Auslösung in Fehlersituationen sicherzustellen, in denen keine gerichteten Informationen bereitgestellt werden können, da z.B. bei Verwendung eines Leitungsspannungswandlers die polarisierende Spannung fehlt.

Die automatische Aktivierung basierend auf der Erkennung von spannungslosen Leitungen kann nur verwendet werden, wenn sich der Spannungswandler an der Leitungsseite des Leistungsschalters befindet.

Wenn die Spannungswandler sich auf der Leitungsseite befinden, wird durch die Verwendung von ungerichteten Distanzonen das Auslösen durch die Funktion Schalten auf Kurzschluss bei stationsnahen dreipoligen Kurzschlüssen gewährleistet. Die Verwendung von ungerichteten Distanzonen ermöglicht auch eine schnelle Fehlerbehebung, wenn eine kurzschlussbehaftete Sammelschiene unter Spannung gesetzt wird.

Andere Schutzfunktionen, wie die zeitverzögerte Leiter-Überstrom- und Erdfehlerfunktion, können mit der Funktion ZCVPSOF verbunden werden, um die Unabhängigkeit im Schema zu verbessern.

6.7.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für die spannungs- und strombasierte, automatische Funktion zum Schalten auf Kurzschluss (ZCVPSOF) werden in der LHMI und dem Bedien- und Parametrierungstool PCM600 eingestellt.

Die Distanzschutzzone, die für die unverzögerte Auslösung über die Funktion ZCVPSOF verwendet wird, muss so eingestellt werden, dass sie auf die gesamte geschützte Leitung mit einem Sicherheitszuschlag von mindestens 20% wirkt.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Die spannungs- und strombasierte, automatische Funktion zum Schalten auf Kurzschluss ist standardmäßig auf *Ein* eingestellt. Stellen Sie den Parameter auf *Aus*, wenn die Funktion nicht verwendet wird.

Mit dem Einstellparameter $I_{Ph<}$ wird der Strompegel für die Erkennung spannungsloser Leitungen festgelegt. $I_{Ph<}$ ist standardmäßig auf 20% des Wertes I_{Base} eingestellt. Dieser Parameter sollte mit einem ausreichenden Zuschlag (15 - 20%) auf einen Wert unterhalb des minimal erwarteten Laststroms eingestellt werden. In vielen Fällen liegt der minimale Laststrom einer Leitung nahe 0 oder beträgt 0. Der Auslösewert muss den maximalen Ladestrom einer Überlandleitung überschreiten, wenn nur ein Leiter abgeklemmt ist (gegenseitige Kopplung der anderen Leiter).

Mit dem Einstellparameter $U_{Ph<}$ wird der Spannungspegel für die Erkennung spannungsloser Leitungen festgelegt. $U_{Ph<}$ ist standardmäßig auf 70% des Wertes U_{Base} eingestellt. Diese Einstellung ist für die meisten Fälle ausreichend, jedoch ist zu überprüfen, ob sie für die jeweilige Anwendung ausreicht.

Mode: Der Betrieb der Funktion ZCVPSOF erfolgt in drei Modi für das Definieren der Auslösekriterien. Der Einstellparameter *Mode* ist standardmäßig auf *UILLevel* gesetzt, was bedeutet, dass die Auslösekriterien auf der Einstellung von $I_{Ph<}$ und $U_{Ph<}$ basieren. Die Auswahl *UILLevel* ermöglicht eine schnellere und empfindlichere Auslösung der Funktion, was für die Verringerung der Belastung wichtig ist, die beim Erregen nach einem Fehler auftreten kann. Auf der anderen Seite kann das Risiko einer Überfunktion steigen, da in einigen Systemen die Spannungswiederherstellung angesichts einer unerwünschten Auslösung beim Erregen der Leitung langsam erfolgen kann, wenn das Zeitglied *tDuration* auf einen zu kleinen Wert eingestellt ist.

Wenn *Mode* auf *Impedanz* eingestellt ist, basiert das Auslösekriterium auf dem Start der Übergreifzone von der Impedanzmessung. Von der Übergreifzone ist ein ungerichtetes Ausgangssignal zu verwenden. Wird "Mode" auf "Impedanz" eingestellt, erhöht sich das Sicherheitsniveau.

Beim Auslösemodus *UILvl&Imp* ist die Auslösebedingung eine logische ODER-Verbindung zwischen *UILLevel* und *UILvl&Imp*.

Die Einstellung des Zeitglieds für die Freigabe von *UILLevel*, *tDuration* ist standardmäßig auf 0,1 s eingestellt, was sich als praxistauglich erwiesen hat. Wenn eine kürzere Zeitverzögerung erforderlich ist, muss die Zeit für die Spannungswiederherstellung bei Erregen der Leitung berücksichtigt werden.

AutoInit: Die automatische Aktivierung der Funktion ZCVPSOF ist standardmäßig auf *Aus* eingestellt. Wenn eine automatische Aktivierung der Erkennung von spannungslosen Leitungen benötigt wird, stellen Sie den Parameter *Autoinit* auf *Ein*. Andernfalls wird die Logik über einen externen BC-Eingang aktiviert.

tSOTF: Die Rückfallverzögerung der Funktion ZCVPSOF ist standardmäßig auf 1 Sekunde eingestellt, was sich für die meisten Anwendungen als am besten geeignet erwiesen hat.

tDLD: Die Zeitverzögerung für die Aktivierung der Funktion ZCVPSOF über die interne Erkennung von spannungslosen Leitungen ist standardmäßig auf 0,2 Sekunden eingestellt. Dies ist für die meisten Anwendungen am besten geeignet. Die Verzögerung darf nicht zu kurz gewählt werden, um eine unerwünschte Aktivierung zu vermeiden, wenn sich Transienten im System befinden.

Abschnitt 7 Stromschutz

7.1 PHPIOC - Unverzögerter Leiter-Überstromschutz

7.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Unverzögerter Leiter-Überstromschutz	PHPIOC		50

7.1.2 Anwendung

Lange Übertragungsleitungen übertragen oft hohe Energiemengen von den Erzeugungs- in die Versorgungsbereiche. Das Ungleichgewicht von erzeugtem und verbrauchtem Strom an beiden Enden der Leitung kann sehr groß sein. Das bedeutet, dass ein Fehler auf der Leitung leicht die Stabilität des ganzen Systems gefährden kann.

Die transiente Stabilität eines Energieversorgungssystems hängt meist von drei Parametern ab (bei einer konstanten Menge an übertragenem Strom):

- Von der Fehlerart. Dreipolige Fehler sind die gefährlichsten, da während der Fehlerbedingungen kein Strom übertragen werden kann.
- Von der Größe des Fehlerstroms. Ein hoher Fehlerstrom ist ein Zeichen dafür, dass die Abnahme des übertragenen Stroms hoch ist.
- Von der Zeitdauer bis zur Fehlerbeseitigung. Der Phasenwinkel zwischen den treibenden Spannungen der Generatoren auf beiden Seiten der Übertragungsleitung steigt über die zulässigen Stabilitätsgrenzwerte, wenn die gesamte Fehlerbeseitigungszeit, die sich aus der Auslösezeit der Schutzfunktion und der Zeit zum Öffnen des Schalters zusammensetzt, zu lang ist.

Der Fehlerstrom in langen Übertragungsleitungen hängt meist von der Fehlerposition ab und nimmt mit der Distanz vom Erzeugungspunkt ab. Aus diesem Grund muss der Schutz für Fehler, die nahe am Erzeugungspunkt (und Relaisbauort) liegen und für die dann sehr hohe Fehlerströme charakteristisch sind, sehr schnell auslösen.

Der unverzögerte Leiter-Überstromschutz PHPIOC kann bei Fehlern mit extrem hohen Strömen in 10 ms auslösen.

7.1.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den unverzögerten Leiter-Überstromschutz PHPIOC werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Diese Schutzfunktion kann nur selektiv genutzt werden. Überprüfen Sie daher alle Systembedingungen und transienten Bedingungen, die eine ungewollte Auslösung verursachen könnten.

Nur durch eine detaillierte Netzanalyse lässt sich bestimmen, unter welchen Betriebsbedingungen der höchstmögliche Fehlerstrom auf der Leitung zu erwarten ist. In den meisten Fällen tritt dieser Strom im dreipoligen Fehlerfall auf. Überprüfen Sie bitte auch die Bedingungen für einpolige und zweipolige Fehler.

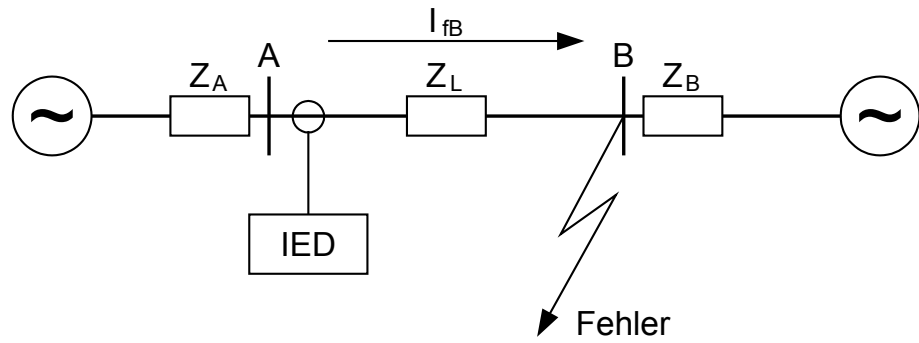
Untersuchen Sie auch die Transienten, die kurzzeitig einen hohen Anstieg des Leitungsstroms verursachen können. Ein typisches Beispiel ist eine Übertragungsleitung mit einem Transformator am entfernten Ende, was einen hohen Einschaltstrom verursachen kann, wenn die Leitung mit dem Netz verbunden wird. Dies kann dann die Auslösung des integrierten unverzögerten Überstromschutzes verursachen.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

IP>>: Setzen Sie den Ansprechstrom in % von I_{Base} .

7.1.3.1 Vermaschte Netze ohne parallele Leitungen

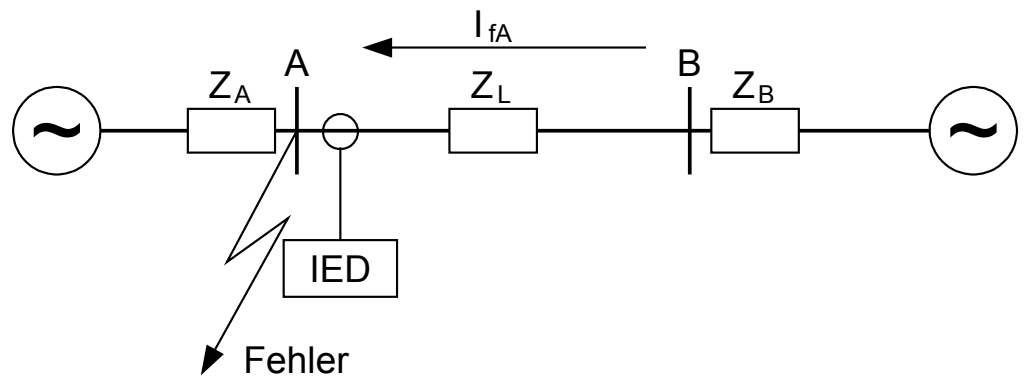
Die folgenden Fehlerberechnungen müssen für dreipolige Fehler, einpolige Erdfehler und zweipolige Erdfehler mit Erdberührung. Betrachten Sie Abbildung [92](#), wenden Sie einen Fehler in B an, und berechnen Sie dann den Durchgangsfehlerstrom I_{fB} . Die Berechnung sollte unter Verwendung der minimalen Quellenimpedanz-Werte für Z_A und der maximalen Quellenimpedanz-Werte für Z_B vorgenommen werden, um den maximalen Durchgangsfehlerstrom von A nach B zu ermitteln.



=IEC09000022=1=de=Original.vsd

Abb. 92: Durchgangsfehlerstrom von A nach B: I_{fB}

Dann muss ein Fehler in A angewendet werden, und der Durchgangsfehlerstrom I_{fA} muss berechnet werden, Abbildung 93. Um den maximalen Durchgangsfehlerstrom zu errechnen, müssen der Minimalwert für Z_B und der Maximalwert für Z_A berücksichtigt werden.



99000475.vsd

Abb. 93: Durchgangsfehlerstrom von B nach A: I_{fA}

Das IED darf bei keinem der beiden Durchgangsfehlerströme auslösen. Daher ist die minimale theoretische Stromeinstellung (I_{min}):

$$I_{min} \geq \text{MAX}(I_{fA}, I_{fB})$$

(Gleichung 113)

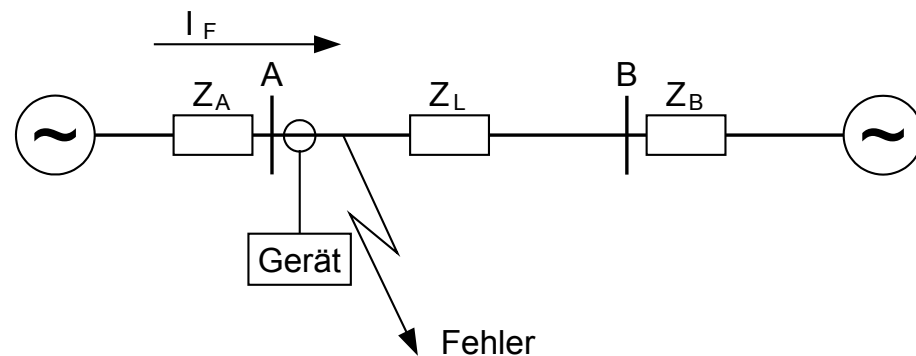
Eine Sicherheitstoleranz von 5 % für die maximale statische Genauigkeit für den Schutz und eine Sicherheitstoleranz von 5 % für die maximale mögliche Störgrößenüberschreitung müssen eingeführt werden. Eine zusätzliche Toleranz von 20 % wird aufgrund der Ungenauigkeit der Messwandler unter transienten Bedingungen und Ungenauigkeiten in den Systemdaten empfohlen.

Die minimale Primäreinstellung (I_s) für den unverzögerten Leiter-Überstromschutz ist dann:

$$I_s \geq 1,3 \cdot I_{min}$$

(Gleichung 114)

Die Schutzfunktion kann für die spezifische Anwendung nur dann verwendet werden, wenn dieser Einstellungswert kleiner oder gleich dem maximalen Fehlerstrom ist, den das IED zu löschen hat, I_F in Abbildung 94.



=IEC09000024=1=de=Original.vsd

Abb. 94: Fehlerstrom: I_F

$$IP \ggg = \frac{I_s}{I_{Base}} \cdot 100$$

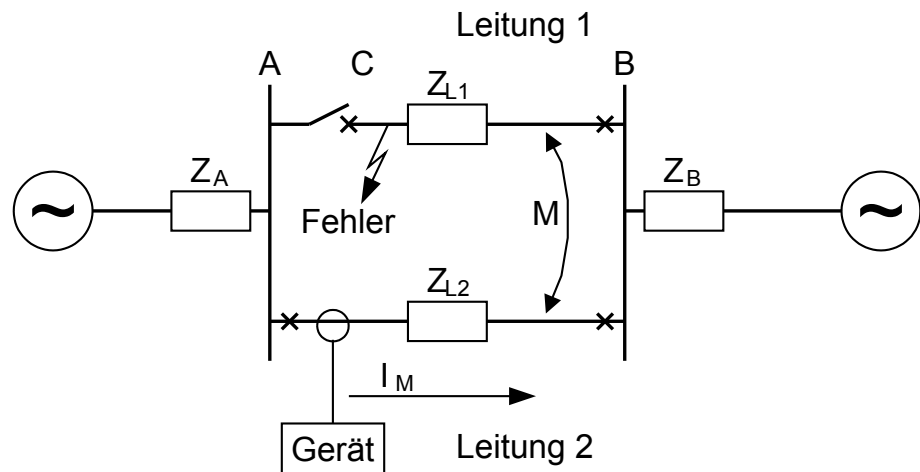
(Gleichung 115)

7.1.3.2

Vermaschte Netze mit parallelen Leitungen

Im Falle von parallelen Leitungen muss der Einfluss der Gegenkopplung aus den parallelen Leitungen auf die geschützten Leitungen berücksichtigt werden. Ein Beispiel wird in Abbildung 95 gezeigt, wo zwei Leitungen an die selben Sammelschienen angeschlossen sind. In diesem Fall wird der Einfluss des induzierten Fehlerstroms von der fehlerhaften Leitung (Leitung 1) auf die fehlerfreie Leitung (Leitung 2) zusammen mit den zuvor erwähnten zwei Durchgangsfehlerströmen I_{fA} und I_{fB} berücksichtigt. Der maximale Einfluss von der parallelen Leitung für das IED in Abbildung 95 ist ein Fehler am Punkt C mit offenem Leistungsschalter C.

Ein Fehler in C wird angewendet und anschließend wird der maximale Strom vom IED aus (I_M) an der intakten Leitung (dies betrifft lediglich einpolige Erd-Fehler und zweipolige Fehler mit Erdberührung) berechnet.



=IEC09000025=1=de=Original.vsd

Abb. 95: Parallele Leitungen. Einfluss der Parallelleitung auf den Durchgangsfehlerstrom: I_M

Die Einstellung für den theoretischen Mindeststroms der Überstromschutzfunktion (I_{min}) liegt bei:

$$I_{min} \geq \text{MAX}(I_{fA}, I_{fB}, I_M)$$

(Gleichung 116)

Wobei I_{fA} und I_{fB} wurden im vorigen Absatz beschrieben. Unter Berücksichtigung der vorher erwähnten Sicherheitstoleranzen, beträgt die Mindesteinstellung (I_s) des unverzögerten Leiter-Überstromschutzes dann:

$$I_s \geq 1.3 \cdot I_{min}$$

(Gleichung 117)

Die Schutzfunktion kann für die spezifische Anwendung nur verwendet werden, wenn der Einstellwert gleich dem oder kleiner als der maximale Fehlerstrom ist, den das IED beseitigen muss.

Der IED-Einstellwert $IP \gg$ wird in Prozent des primären Basisstroms I_{Base} angegeben. Der Wert für $IP \gg$ wird mit dieser Formel ermittelt:

$$IP \gg = \frac{I_s}{I_{Base}} \cdot 100$$

(Gleichung 118)

7.2 SPTPIOC - Unverzögerter Leiter-Überstromschutz

7.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Unverzögerter Leiter-Überstromschutz	SPTPIOC	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; margin: 0 auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> 3/>> </div>	50

7.2.2 Anwendung

Lange Übertragungsleitungen übertragen oft hohe Energiemengen von den Erzeugungs- in die Versorgungsbereiche. Das Ungleichgewicht von erzeugtem und verbrauchtem Strom an beiden Enden der Leitung kann sehr groß sein. Das bedeutet, dass ein Fehler auf der Leitung leicht die Stabilität des ganzen Systems gefährden kann. Die transiente Stabilität eines Energieversorgungssystems hängt meist von drei Parametern ab (bei einer konstanten Menge an übertragenem Strom):

- Von der Fehlerart. Dreipolige Fehler sind die gefährlichsten, da während der Fehlerbedingungen kein Strom übertragen werden kann.
- Von der Größe des Fehlerstroms. Ein hoher Fehlerstrom ist ein Zeichen dafür, dass die Abnahme des übertragenen Stroms hoch ist.
- Von der Zeitdauer bis zur Fehlerbeseitigung. Der Phasenwinkel zwischen der Polradspannung der Generatoren auf beiden Seiten der Übertragungsleitung steigt über die zulässigen Stabilitätsgrenzwerte, wenn die gesamte Fehlerklärungszeit, die sich aus der Auslösezeit der Schutzfunktion und der Zeit zum Öffnen des Schalters zusammensetzt, zu lang ist.

Der Fehlerstrom in langen Übertragungsleitungen hängt meist von der Fehlerposition ab und nimmt mit der Distanz vom Erzeugungspunkt ab. Aus diesem Grund muss der Schutz für Fehler sehr schnell ausgelöst werden, die nahe am Erzeugungspunkt (und Relaiseinbauort) liegen und für die dann sehr hohe Fehlerströme charakteristisch sind.

Der unverzögerte Leiter-Überstromschutz SPTPIOC kann bei Fehlern mit extrem hohen Strömen in 10 ms auslösen.

7.2.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den unverzögerten Leiter-Überstromschutz SPTPIOC werden über die LHMI oder den "Protection and Control Manager" (PCM600) gesetzt. Diese Schutzfunktion kann nur selektiv genutzt werden. Überprüfen Sie daher alle Systembedingungen und transienten Bedingungen, die eine ungewollte Auslösung verursachen könnten.

Detaillierte Netzuntersuchungen können die Betriebsbedingungen bestimmen, unter denen der höchste mögliche Fehlerstrom in der Leitung zu erwarten ist. In den meisten Fällen tritt dieser Strom im dreipoligen Fehlerfall auf. Einpolige Erdfehler und Zweipolige Fehler mit Erdberührung sind ebenfalls zu untersuchen.

Untersuchen Sie ebenfalls transiente Vorgänge, die einen kurzfristigen Anstieg des Leitungsstroms verursachen könnten. Ein typisches Beispiel ist eine Übertragungsleitung mit einem Transformator am entfernten Ende, was einen hohen Einschaltstrom verursachen kann, wenn die Leitung mit dem Netz verbunden wird. Dies kann dann die Auslösung des integrierten unverzögerten Überstromschutzes verursachen.

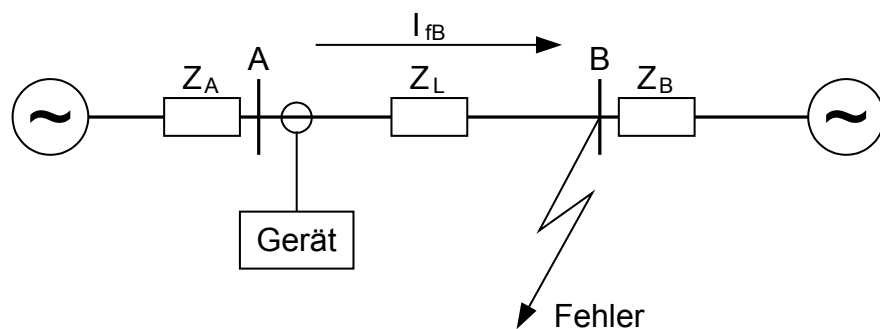
Gemeinsame Gerätegrundwerte (I_{Base}), Primärspannung (Einstellung U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) werden in globalen Bezugswerten für die Einstellungsfunktion $GBASVAL$ gesetzt. Der Einstellparameter $GlobalBaseSel$ wird verwendet, um eine $GBASVAL$ -Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

$IP>>$: Setzen Sie den Ansprechstrom in % von I_{Base} .

7.2.3.1

Vermaschte Netze ohne parallele Leitungen

Die folgenden Fehlerberechnungen müssen für dreipolige Fehler, einpolige Erdfehler und zweipolige Fehler mit Erdberührung vorgenommen werden. Mit Bezug auf Abbildung 96, wenden Sie einen Fehler in B an und berechnen Sie dann den Strom durch den Fehler-Strom I_{fB} . Die Berechnung sollte unter Verwendung der minimalen Quellenimpedanz-Werte für Z_A und der maximalen Quellenimpedanz-Werte für Z_B vorgenommen werden, um den maximalen Durchgangsfehlerstrom von A nach B zu ermitteln.



=IEC10000277=1=de=Original.vsd

Abb. 96: Durchgangsfehlerstrom von A nach B: I_{fB}

Dann muss ein Fehler in A angewendet werden, und der Durchgangsfehlerstrom I_{fA} muss berechnet werden, Abbildung 97. Um den maximalen Durchgangsfehlerstrom zu errechnen, müssen der Minimalwert für Z_B und der Maximalwert für Z_A berücksichtigt werden.

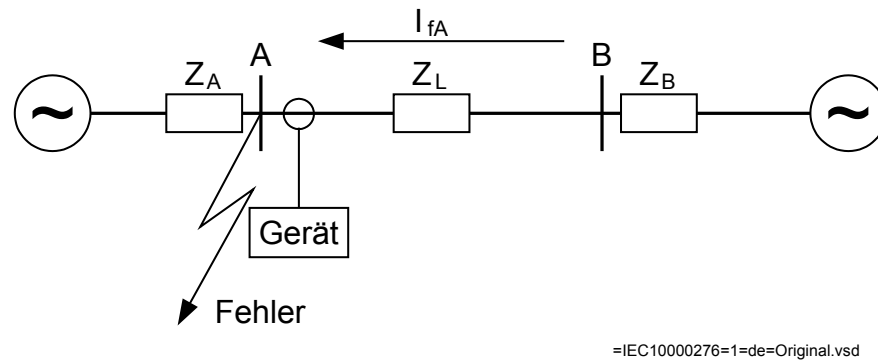


Abb. 97: Durchgangsfehlerstrom von B nach A: I_{fA}

Das Gerät darf bei keinem der beiden Durchgangsfehlerströme auslösen. Daher ist die minimale theoretische Stromeinstellung (I_{min}):

$$I_{min} \geq \text{MAX}(I_{fA}, I_{fB})$$

(Gleichung 119)

Eine Sicherheitstoleranz von 5 % für die maximale statische Genauigkeit für den Schutz und eine Sicherheitstoleranz von 5 % für die maximale mögliche Störgrößenüberschreitung müssen eingeführt werden. Eine zusätzliche Toleranz von 20 % wird aufgrund der Ungenauigkeit der Messwandler unter transienten Bedingungen und Ungenauigkeiten in den Systemdaten empfohlen. Die minimale primäre Einstellung (I_s) für SPTPIOC ist dann:

$$I_s \geq 1.3 \cdot I_{min}$$

(Gleichung 120)

Die Schutzfunktion kann für die spezifische Anwendung nur verwendet werden, wenn dieser Einstellungswert gleich oder kleiner als der maximale Fehlerstrom ist, den das Gerät beseitigen muss, Fehlerstrom (I_F) in Abbildung 98.

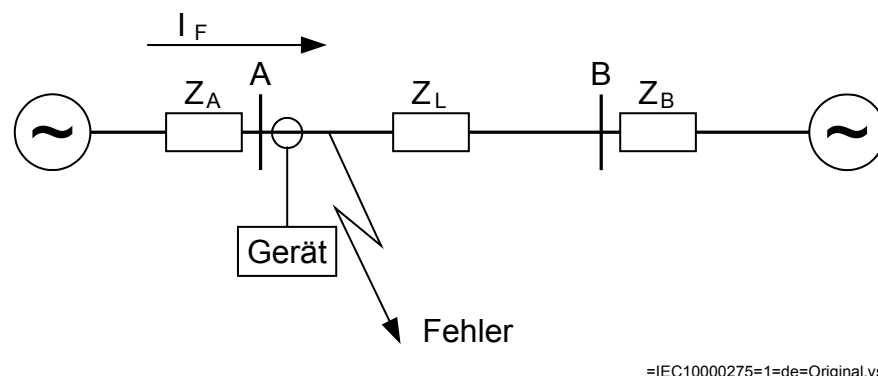


Abb. 98: Fehlerstrom: I_F

Der IED-Einstellwert $IP \gg$ wird in Prozent des primären Basisstroms I_{Base} angegeben. Der Wert für $IP \gg$ wird mit dieser Formel ermittelt:

$$IP \gg = \frac{I_s}{I_{Base}} \cdot 100$$

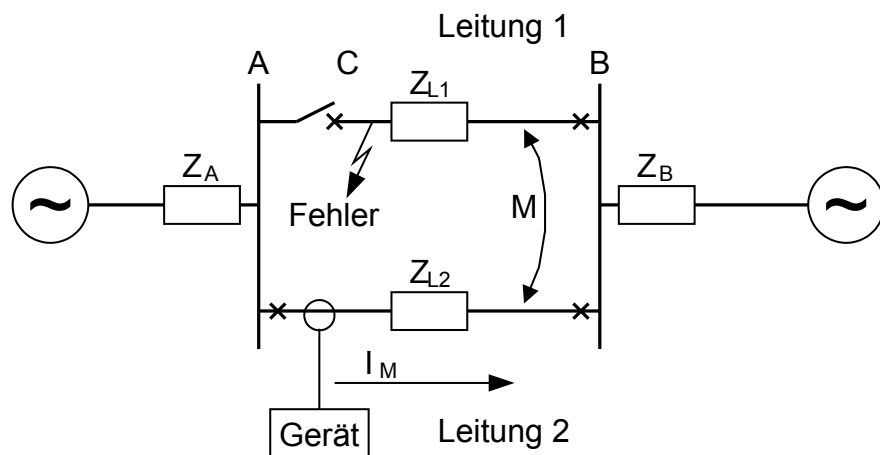
(Gleichung 121)

7.2.3.2

Vermaschte Netze mit parallelen Leitungen

Im Falle von parallelen Leitungen muss der Einfluss der Gegenkopplung aus den parallelen Leitungen auf die geschützten Leitungen berücksichtigt werden. Ein Beispiel wird in Abbildung 99 gezeigt, wo zwei Leitungen an die selben Sammelschienen angeschlossen sind. In diesem Fall wird der Einfluss des induzierten Fehlerstroms von der fehlerhaften Leitung (Leitung 1) auf die fehlerfreie Leitung (Leitung 2) zusammen mit den zuvor erwähnten zwei Durchgangsfehlerströmen I_{fA} und I_{fB} berücksichtigt. Der maximale Einfluss von der parallelen Leitung für das IED in Abbildung 99 ist ein Fehler am Punkt C mit offenem Leistungsschalter C.

Ein Fehler in C muss angewendet werden, und dann wird der maximale Strom (I_M), der auf der fehlerfreien Leitung im Gerät gesehen wird (dies gilt für einpolige Erdfehler und zweipolige Fehler mit Erdberührung) berechnet.



=IEC10000278=1=de=Original.vsd

Abb. 99: Parallele Leitungen. Einfluss der Parallelleitung auf den Durchgangsfehlerstrom: I_M

Der minimale theoretische Strom (I_{\min}) für den Leiter-Überstromschutz ist:

$$I_{\min} \geq \text{MAX}(I_{fA}, I_{fB}, I_M)$$

(Gleichung 122)

Wobei I_{fA} und I_{fB} wurden im vorigen Absatz beschrieben. Unter Berücksichtigung der zuvor erwähnten Sicherheitstoleranzen ist die Minimaleinstellung I_s wie in dieser Gleichung:

$$I_s \geq 1.3 \cdot I_{min}$$

(Gleichung 123)

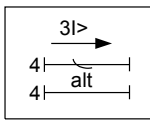
Die Schutzfunktion kann für die spezifische Anwendung nur verwendet werden, wenn der Einstellwert gleich dem oder kleiner als der maximale Fehlerstrom ist, den das IED beseitigen muss. Der IED-Einstellwert $IP_{>>}$ wird in Prozent des primären Basisstroms I_{Base} angegeben. Der Wert für $IP_{>>}$ wird mit dieser Formel ermittelt:

$$IP_{>>} = \frac{I_s}{I_{Base}} \cdot 100$$

(Gleichung 124)

7.3 OC4PTOC - Vierstufiger Leiter-Überstromschutz

7.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Vierstufiger Leiter-Überstromschutz	OC4PTOC		51/67

7.3.2 Anwendung

Der vierstufige Leiter-Überstromschutz OC4PTOC wird im Netz bei verschiedenen Anwendungen eingesetzt. Einige Anwendungen sind:

- Kurzschlusschutz an Abgängen in Verteilungs- und Übertragungssystemen
Normalerweise besitzen diese Einspeisungen eine sternförmige Struktur.
- Reserve-Kurzschlusschutz der Übertragungsleitungen.
- Reserve-Kurzschlusschutz der Leistungstransformatoren.
- Kurzschlusschutz von verschiedenen Einrichtungsarten, verbunden mit dem System, wie z.B. Kondensatorbatterien, Kompensations-Drosselspulen, Motoren und anderem.
- Reserve-Kurzschlusschutz der Generatoren.



Wenn keine Spannungswandler-Eingänge verfügbar oder angeschlossen sind, bleibt der Einstellparameter *DirModex* ($x =$ Stufe 1, 2, 3 oder 4) auf dem Standardwert *Ungerichtet* oder kann auf *Aus* eingestellt werden.

In vielen Anwendungen sind mehrere Stufen wie verschiedene Ansprechstufen und Zeitverzögerungen erforderlich. OC4PTOC kann bis zu vier verschiedene, einzeln einstellbare Stufen umfassen. Die Flexibilität einer jeden Stufe von OC4PTOC ist groß. Folgende Optionen sind verfügbar:

Ungerichtete/gerichtete Funktion: In den meisten Anweisungen wird die ungerichtete Funktionalität verwendet. Dies ist zumeist dann der Fall, wenn kein Fehlerstrom gespeist werden kann. Um Selektivität und eine schnelle Fehlerbeseitigung zu gewährleisten, kann die gerichtete Funktion erforderlich sein.

Wahl der Zeitverzögerungs-Charakteristiken: Es gibt mehrere Arten von Zeitverzögerungs-Charakteristiken, wie definite (unabhängige) Zeitverzögerung und verschiedene Arten von inversen (abhängigen) Zeitverzögerungs-Charakteristiken. Die Selektivität zwischen verschiedenen Überstromschutzfunktionen wird normalerweise durch eine Abstimmung zwischen den Zeitverzögerungen der verschiedenen Schutzfunktionen ermöglicht. Um eine optimale Abstimmung zwischen allen Überstromschutzfunktionen zu ermöglichen, sollten sie die gleiche Zeitverzögerungscharakteristik haben. Daher ist eine breite Palette an inversen Zeitcharakteristiken verfügbar: IEC und ANSI.

Die Zeitcharakteristik für die Stufen 1 und 4 kann entweder als unabhängige Zeitverzögerung oder als abhängige Zeitcharakteristik ausgewählt werden. Die Stufen 2 und 3 haben immer eine unabhängige Verzögerung und werden in Netzen eingesetzt, in denen abhängige Verzögerung nicht erforderlich ist.

7.3.3

Einstellrichtlinien

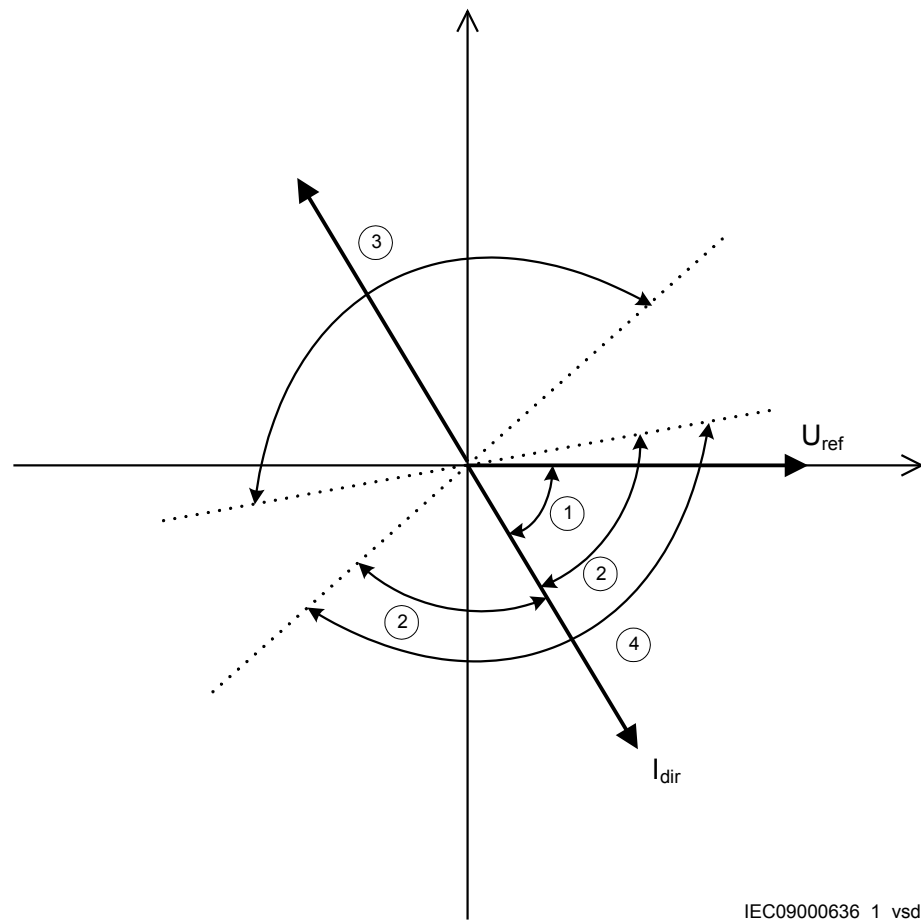
Die Parameter für den vierstufigen Leiter-Überstromschutz OC4PTOC werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Die folgenden Einstellungen können für OC4PTOC festgelegt werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

MeasType: Auswahl der Signale des Discrete Fourier Filters (DFT) oder des True RMS Filters (RMS). Der Effektivwert wird verwendet, wenn der Oberschwingungsanteil berücksichtigt werden muss, z.B. bei Anwendungen mit Kondensatoren.

Operation: Der Schutz kann eingestellt werden auf *Aus* oder *Ein*



IEC09000636_1_vsd

Abb. 100: Gerichtete Funktions-Charakteristik

1. RCA = Charakteristischer Relaiswinkel 55°
2. ROA = Relaisauslösewinkel 80°
3. Rückwärts
4. Vorwärts

7.3.3.1

Einstellungen für die Stufen 1 bis 4



n bedeutet Stufe 1 und 4. x bedeutet Stufe 1, 2, 3 und 4.

DirModex: Gerichteter Modus von Stufe x . Mögliche Einstellungen sind *Aus/Ungerichtet/Vorwärts/Rückwärts*.

Characteristn: Auswahl der Zeiteigenschaft für Stufe n . UMZ Zeitverzögerung und unterschiedliche Arten inverser Zeiteigenschaften stehen entsprechend Tabelle 19 zur Verfügung. Die Stufen 2 und 3 sind immer unabhängig zeitverzögert.

Tabelle 19: *Inverse-Time-Charakteristiken (stromabhängig)*

Kurvenbezeichnung
ANSI extrem invers
ANSI stark invers
ANSI normal invers
ANSI mäßig invers
ANSI/IEEE Definite time
ANSI Langzeit extrem invers
ANSI Langzeit stark invers
ANSI Langzeit invers
IEC normal invers
IEC stark invers
IEC invers
IEC extrem invers
IEC Kurzzeit invers
IEC Langzeit invers
UMZ (IEC)
ASEA RI
RXIDG (logarithmisch)

Die unterschiedlichen Eigenschaften sind im Technischen Handbuch beschrieben.

$I_{x>}$: Niveau des Ansprech-Leiterstroms für Stufe x in % von I_{Base} angegeben.

t_x : Definite Zeitverzögerung für Stufe x . Wird verwendet, wenn Definite-Time-Charakteristik (unabhängig) gewählt ist.

kn : Zeitmultiplikator für inverse Zeitverzögerung für Stufe n .

I_{Minn} : Minimaler Ansprechstrom für Stufe n in % von I_{Base} . I_{Minn} unter $I_{x>}$ für jede Stufe einstellen, um ANSI Rücksetzeigenschaften nach dem Standard zu erreichen. Wenn I_{Minn} für jede Stufe höher eingestellt ist als $I_{x>}$, funktioniert die ANSI-Rücksetzung so, als ob der Strom gleich null wäre, sobald die Stromstärke unter den Wert I_{Minn} fällt.

t_{nMin} : Minimale Auslösezeit für alle inversen Zeitcharakteristiken Bei hohen Strömen kann die Inverse-Time-Charakteristik zu einer sehr kurzen Auslösezeit führen. Durch Setzen dieses Parameters kann die Auslösezeit der Stufe nie kürzer sein als der gesetzte Wert. Einstellbereich: 0,000 - 60,000s in 0,001s Schritten.

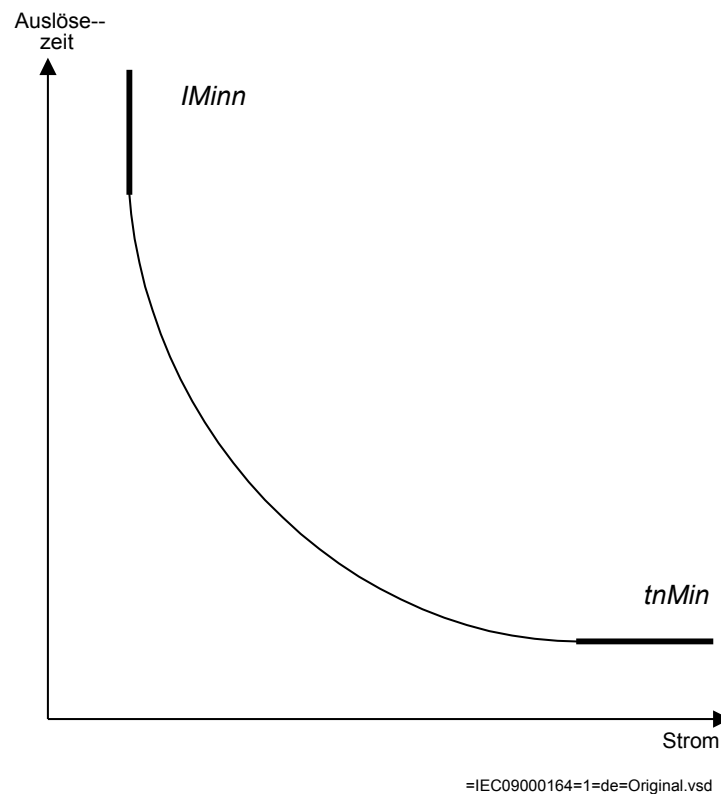


Abb. 101: Minimaler Ansprechstrom und minimale Auslösezeit für abhängige Zeitcharakteristiken

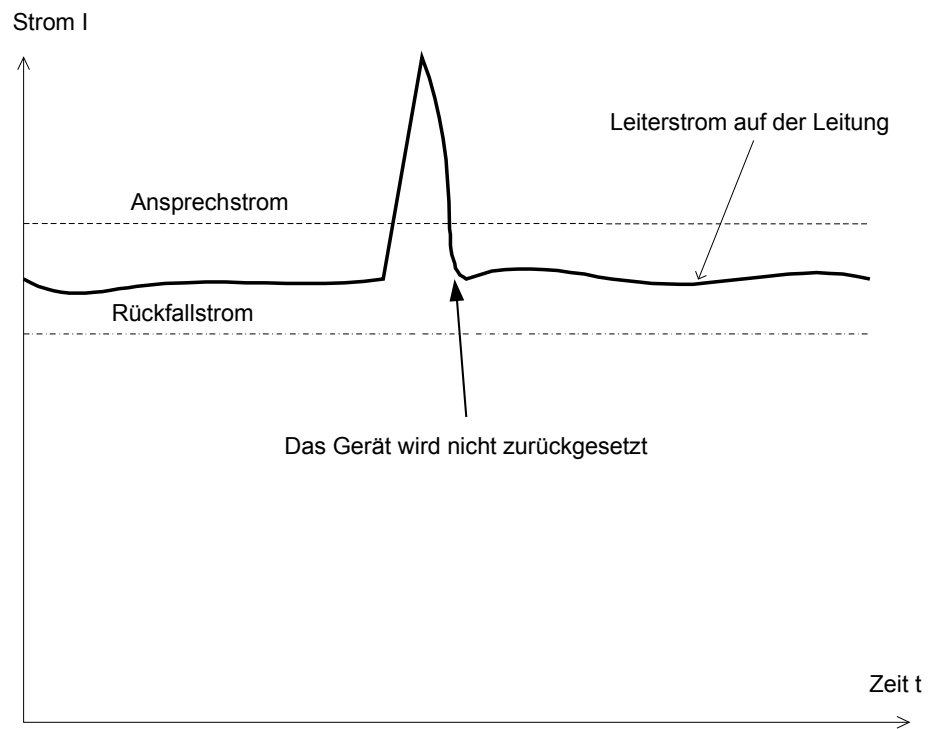
Um der Definition der Kurven vollständig zu entsprechen, wird als Einstellparameter tn_{Min} der Wert verwendet, der der Betriebszeit der gewählten stromabhängigen Kurve für den gemessenen Strom des Zwanzigfachen des eingestellten Stromansprechwerts entspricht. Bitte beachten Sie, dass die Auslösezeit vom gewählten Einstellwert für den Zeitmultiplikator kn abhängt.

7.3.3.2

Aktuelle Anwendungen

Der vierstufige Leiter-Überstromschutz kann, je nach Anwendung, auf unterschiedliche Weise verwendet werden. Eine allgemeine Beschreibung folgt unten.

Der Ansprechstrom, der den inversen Zeitschutz oder der niedrigste Stromstufenkonstante inverser Zeitschutz einstellt, benötigt eine Stromeinstellung, die so hoch sein muss, dass der höchstmögliche Laststrom den Schutz nicht auslöst. Hier muss ebenfalls die Stromgröße für das Rücksetzen der Schutzfunktion berücksichtigt werden, damit eine kurze Spitze von Überstrom keine Schutzfunktion verursacht, auch nicht, wenn der Überstrom angestiegen ist. Dieses Phänomen ist in Abbildung [102](#) dargestellt.



IEC05000203-en-2.vsd

Abb. 102: Ansprech- und Rückfallstromwert für den Überstromschutz

Der niedrigste Einstellwert kann mit der Gleichung [125](#) errechnet werden.

$$I_{pu} \geq 1,2 \cdot \frac{I_{max}}{k}$$

(Gleichung 125)

wobei

1,2 ist ein Sicherheitsfaktor,

k ist das Rückfallverhältnis des Schutzes und

I_{max} ist der maximale Laststrom.

Der maximale Laststrom der Leitung muss ermittelt werden. Es ist ebenfalls erforderlich, dass innerhalb der geschützten Zone alle Fehler vom Leiter-Überstromschutz erkannt werden. Der Mindestfehlerstrom I_{scmin} , der vom Schutz erkannt werden soll, muss berechnet werden. Wenn man diesen Wert als Basis nimmt, kann die höchste Anrege-Strom-Einstellung mit der Gleichung [126](#) berechnet werden.

$$I_{pu} \leq 0.7 \cdot I_{sc \min}$$

(Gleichung 126)

wobei

0,7 ist ein Sicherheitsfaktor und

$I_{sc \min}$ ist der kleinste Fehlerstrom, der vom Überstromschutz erkannt werden soll.

Zusammenfassend soll der Ansprechstrom innerhalb des in der Gleichung [127](#) angegebenen Intervalls ausgewählt werden.

$$1.2 \cdot \frac{I_{\max}}{k} \leq I_{pu} \leq 0.7 \cdot I_{sc \min}$$

(Gleichung 127)

Die Hochstromfunktion des Überstromschutzes, die nur eine kurze Verzögerung beim Ansprechen hat, muss dabei eine aktualisierte Einstellung haben, so dass der Schutz gegenüber anderen Schutzfunktionen im System selektiv ist. Es ist wünschenswert, eine schnelle Auslösung der Fehler innerhalb eines größtmöglichen Netzabschnitts, den es zu schützen gilt (primäre Schutzzone), zu erreichen. Eine Fehlerstromberechnung zeigt den größten Fehlerstrom, $I_{sc \max}$, im entferntesten Bereich der primären Schutzzone. Das Risiko einer Störgrößenüberschreitung aufgrund einer möglichen Gleichstromkomponente des Kurzschlussstroms muss berücksichtigt werden. Die niedrigste Stromeinstellung der schnellsten Stufe des Leiter-Überstromschutzes kann mit folgender Formel errechnet werden:

$$I_{high} \geq 1.2 \cdot k_t \cdot I_{sc \max}$$

(Gleichung 128)

wobei

1,2 ist ein Sicherheitsfaktor,

k_t ist ein Faktor, der für die Störgrößenüberschreitung auf Grund der Gleichstromkomponente des Fehlerstroms zuständig ist und liegt unter 1,1

$I_{sc \max}$ ist der größtmögliche Fehlerstrom eines Fehlers am entferntesten Punkt der primären Schutzzone.

Die Auslösezeiten des Leiter-Überstromschutzes müssen so gewählt werden, dass die Fehlerzeit so kurz ist, dass die geschützten Einrichtungen nicht aufgrund von thermischer Überlastung beschädigt werden. Gleichzeitig muss die Selektivität sichergestellt werden. Für den Überstromschutz in einem strahlenförmig gespeisten Netz kann die Zeiteinstellung grafisch gewählt werden. Dies wird meist im Fall eines abhängigen Überstromschutzes genutzt. [Abbildung 103](#) zeigt, wie die Zeit-Strom-Kurve dargestellt wird. Die Zeiteinstellung wird gewählt, um die kürzeste Fehlerzeit mit entsprechender Selektivität zu erreichen. Die Selektivität wird

gesichert, wenn die Zeitdifferenz zwischen den Kurven größer ist als die kritische Zeitdifferenz.

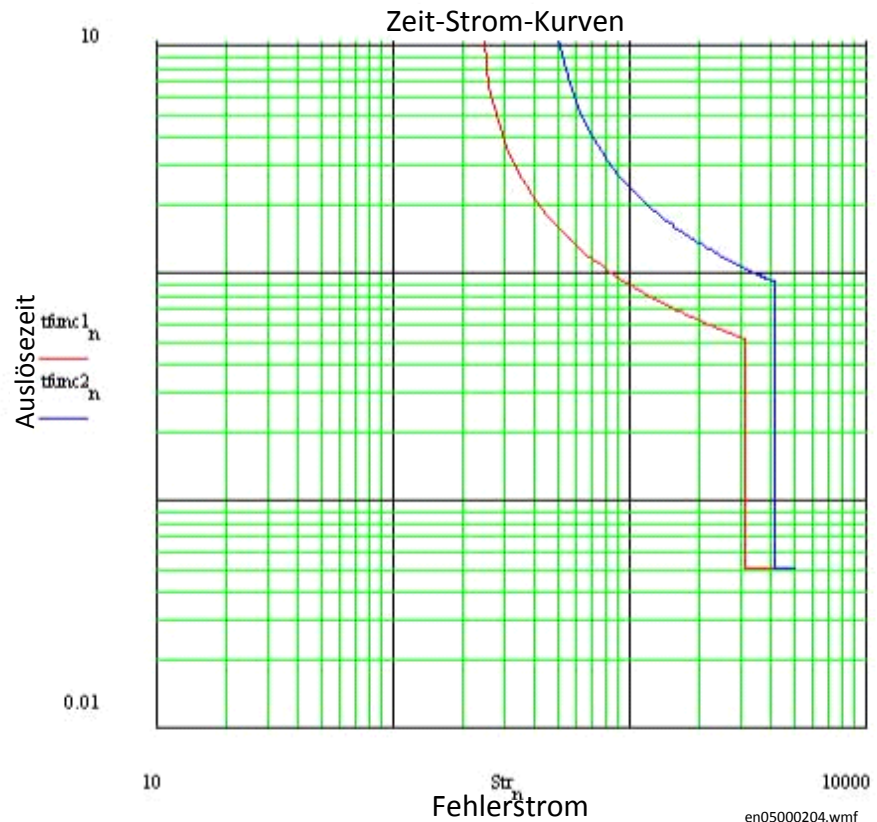


Abb. 103: Fehlerzeit unter Sicherstellung der Selektivität

Um die Selektivität zwischen den verschiedenen Schutzvorrichtungen im Strahlennetz sicherzustellen, muss zwischen den Zeitverzögerungen zweier Schutzvorrichtungen ein minimaler Zeitunterschied Δt bestehen. Die Mindestzeitdifferenz kann für verschiedene Fälle bestimmt werden. Zur Bestimmung der kürzesten Zeitdifferenz müssen die Schutz-Auslösezeit, die Schalter-Auslösezeit und die Schutz-Rückfallzeit bekannt sein. Die zeitlichen Verzögerungen können zwischen unterschiedlichen Schutzausrüstungen deutlich variieren. Die folgenden Zeitverzögerungen sind zu erwarten:

Schutz-Auslösezeit:	15-60 ms
Schutz-Rückfallzeit:	15-60 ms
Schalter-Auslösezeit:	20-120 ms

Beispiel

Angenommen, zwei Schaltanlagen A und B sind direkt miteinander durch eine Leitung verbunden. Abbildung 104. Nehmen Sie an, dass es einen Fehler auf einer anderen Leitung von Station B gibt. Der Fehlerstrom zum Überstromschutz des

IED B1 hat eine ausreichende Größe, um die unverzögerte Schutzfunktion auszulösen. Der Überstromschutz von IED A1 muss eine verzögerte Funktion haben. Die Abfolge der Ereignisse während eines Fehlers kann mithilfe einer Zeitachse beschrieben werden, siehe Abbildung 104.

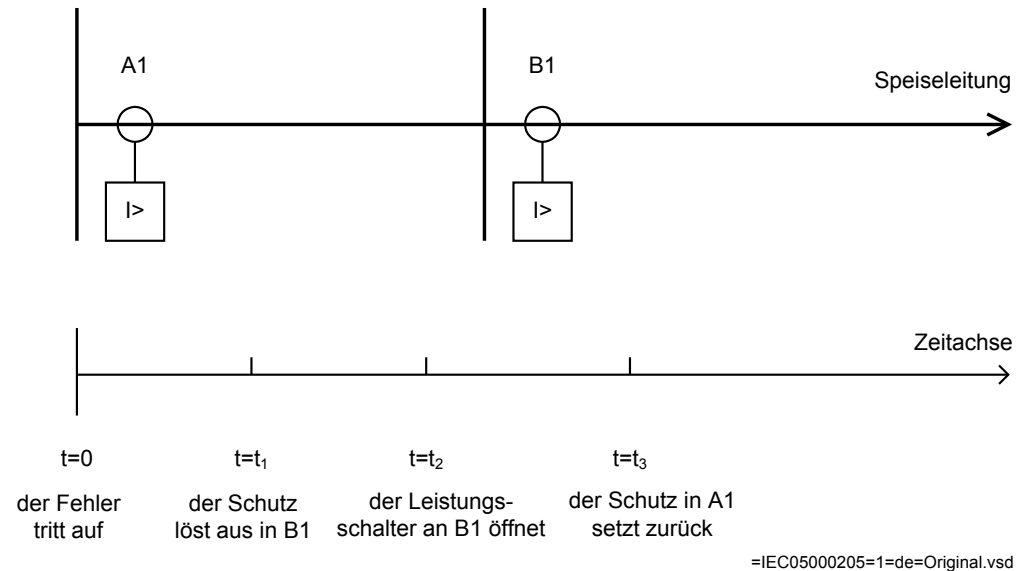


Abb. 104: Abfolge der Ereignisse während eines Fehlers

wobei

$t = 0$ liegt vor, wenn der Fehler sich ereignet,

$t = t_1$ liegt vor, wenn das Auslösesignal des Überstromschutzes an IED B1 an den Leistungsschalter gesendet wird. Die Auslösezeit des Schutzes ist t_1 ,

$t = t_2$ liegt vor, wenn der Leistungsschalter an IED B1 sich öffnet. Die Öffnungszeit des Leistungsschalters ist $t_2 - t_1$ und

$t = t_3$ liegt vor, wenn der Überstromschutz an IED A1 zurückgesetzt wird. Die Rückfallzeit des Schutzes ist $t_3 - t_2$.

Um sicherzustellen, dass der Überstromschutz im IED A1 selektiv bezüglich des Überstromschutzes in IED B1 ist, muss die minimale Zeitdifferenz größer sein als die Zeit t_3 . Es gibt Unsicherheiten bei den Werten der Schutzauslösezeit, der Leistungsschalter-Öffnungszeiten und der Schutz-Rückfallzeit. Daher muss eine Sicherheitstoleranz berücksichtigt werden. Mit normalen Werten kann die benötigte Zeitdifferenz mit folgender Gleichung berechnet werden: [129](#).

$$\Delta t \geq 40 \text{ ms} + 100 \text{ ms} + 40 \text{ ms} + 40 \text{ ms} = 220 \text{ ms}$$

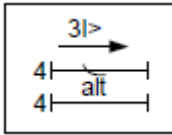
(Gleichung 129)

empfohlen wird:

die Auslösezeit des Überstromschutzes B1	beträgt 40 ms
die Öffnungszeit des Leistungsschalters	beträgt 100 ms
die Rückfallzeit des Schutzes A1	beträgt 40 ms und
die zusätzliche Toleranz	beträgt 40 ms

7.4 Vierstufiger Leiter-Überstromschutz OC4SPTOC

7.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Vierstufiger Leiter-Überstromschutz	OC4SPTOC		51/67

7.4.2 Anwendung

Der vierstufige Überstromschutz OC4SPTOC wird für mehrere Anwendungen im Netz verwendet. Einige Anwendungen sind:

- Kurzschlusschutz an Abgängen in Verteilungs- und Übertragungssystemen

Normalerweise besitzen diese Einspeisungen eine sternförmige Struktur.

- Reserve-Kurzschlusschutz der Übertragungsleitungen.
- Reserve-Kurzschlusschutz der Leistungstransformatoren.
- Kurzschlusschutz von verschiedenen Einrichtungsarten, verbunden mit dem System, wie z.B. Kondensatorbatterien, Kompensations-Drosselpulen, Motoren und anderem.
- Reserve-Kurzschlusschutz der Generatoren.



Wenn Spannungswandler-Eingänge nicht verfügbar oder nicht verbunden sind, sollte der Einstellparameter *DirModex* ($x = \text{Stufe } 1, 2, 3 \text{ oder } 4$) auf dem Standardwert, *Nondirectional* (Ungerichtet) belassen werden; oder er sollte auf *Off* (Deaktiviert) gesetzt werden.

In vielen Anwendungen sind mehrere Stufen wie verschiedene Ansprechstufen und Zeitverzögerungen erforderlich. OC4SPTOC kann bis zu vier verschiedene, individuell einstellbare Stufen haben. Die Flexibilität jeder Stufe der OC4SPTOC - Funktion ist groß. Folgende Optionen sind verfügbar:

Ungerichtete/gerichtete Funktion: In den meisten Anweisungen wird die ungerichtete Funktionalität verwendet. Dies ist zumeist dann der Fall, wenn kein Fehlerstrom gespeist werden kann. Um Selektivität und eine schnelle Fehlerbeseitigung zu gewährleisten, kann die gerichtete Funktion erforderlich sein.

Wahl der Zeitverzögerungs-Charakteristiken: Es gibt mehrere Arten von Zeitverzögerungs-Charakteristiken, wie definite (unabhängige) Zeitverzögerung und verschiedene Arten von inversen (abhängigen) Zeitverzögerungs-Charakteristiken. Die Selektivität zwischen verschiedenen Überstromfunktionen wird normalerweise durch die Koordination zwischen den Zeitverzögerungen der verschiedenen Funktionen ermöglicht. Um eine optimale Koordination zwischen allen Überstromfunktionen zu gewährleisten, sollten alle die gleiche Zeitverzögerungs-Charakteristik haben. Daher ist eine breite Palette an inversen Zeitcharakteristiken verfügbar: IEC und ANSI.

Die Zeitcharakteristik für die Stufen 1 und 4 kann entweder als unabhängige Zeitverzögerung oder als abhängige Zeitcharakteristik ausgewählt werden. Die Stufen 2 und 3 haben immer eine unabhängige Verzögerung und werden in Netzen eingesetzt, in denen abhängige Verzögerung nicht erforderlich ist.

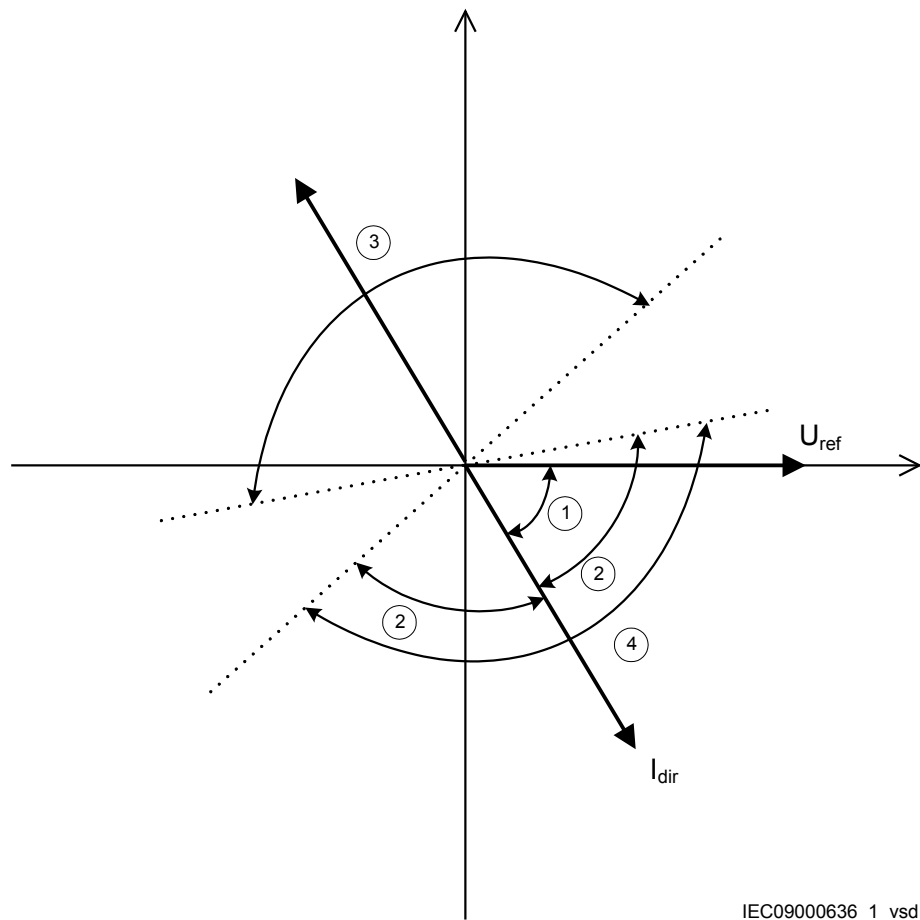
7.4.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter des vierstufigen Leiter-Überstromschutzes OC4SPTOC werden über die LHMI oder über Protection and Control IED Manager (PCM600) eingerichtet.

Die folgenden Einstellungen können für den vierstufigen Leiter-Überstromschutz vorgenommen werden.

- Allgemeine IED Bezugsgrößen für den Primärstrom (Einstellung *IBase*), die Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) werden in den globalen Bezugswerten für die Funktion GBASVAL gesetzt.
- Einstellung *GlobalBaseSel*: wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.
- *MeasType*: Auswahl der Signale des Discrete Fourier Filters (*DFT*) oder des True RMS Filters (*RMS*). Der Effektivwert wird verwendet, wenn der Oberschwingungsanteil berücksichtigt werden muss, z.B. bei Anwendungen mit Kondensatoren.
- *Operation*: Der Schutz kann eingestellt werden auf *Aus* oder *Ein*



IEC09000636_1_vsd

Abb. 105: Gerichtete Funktions-Charakteristik

1. RCA = Charakteristischer Relaiswinkel 55°
2. ROA = Relaisauslösewinkel 80°
3. Rückwärts
4. Vorwärts

7.4.3.1

Einstellungen für die Stufen 1 bis 4

- n : bedeutet Stufe 1 und 4. x bedeutet Stufe 1, 2, 3 und 4.
- DirModex: Gerichteter Modus von Stufe x . Mögliche Einstellungen sind Aus/Ungerichtet/Vorwärts/Rückwärts
- Characteristn: Auswahl der Zeitcharakteristik für Stufe n . Es stehen die unabhängige Zeitverzögerung und verschiedene Arten inverser Zeitcharakteristiken zur Verfügung. Siehe Tabelle 14. Die Stufen 2 und 3 sind immer unabhängig zeitverzögert.

Tabelle 20: *Inverse-Time-Charakteristiken (stromabhängig)*

Kurvenbezeichnung
ANSI extrem invers
ANSI stark invers
ANSI normal invers
ANSI mäßig invers
ANSI/IEEE Definite time
ANSI Langzeit extrem invers
ANSI Langzeit stark invers
ANSI Langzeit invers
IEC normal invers
IEC stark invers
IEC invers
IEC extrem invers
IEC Kurzzeit invers
IEC Langzeit invers
UMZ (IEC)
ASEA RI
RXIDG (logarithmisch)

Die verschiedenen Charakteristiken sind im technischen Handbuch beschrieben.

- $I_{x>}$: Niveau des Ansprech-Leiterstroms für Stufe x in % von I_{Base} angegeben.
- t_x : Definite Zeitverzögerung für Stufe x . Wird verwendet, wenn Definite-Time-Charakteristik (unabhängig) gewählt ist.
- kn : Zeitmultiplikator für die inverse Zeitverzögerung für Stufe n .
- I_{Minn} : Minimaler Ansprechstrom für Stufe n in % von I_{Base} . Stellen Sie für jeden Stufe I_{Minn} unter den Wert von $I_{x>}$ ein, um eine Rücksetzcharakteristik gemäß ANSI-Standard zu erzielen. Wenn in irgendeinem Stufe I_{Minn} über dem Wert von $I_{x>}$ liegt, funktioniert das Zurücksetzen gemäß ANSI-Standard so, als wäre der Strom Null, wenn der Strom unter den Wert von I_{Minn} fällt.
- t_{nMin} : Minimale Auslösezeit für alle inversen Zeitcharakteristiken. Bei hohen Strömen kann die Inverse-Time-Charakteristik zu einer sehr kurzen Auslösezeit führen. Durch Setzen dieses Parameters kann die Auslösezeit der Stufe nie kürzer sein als der gesetzte Wert.

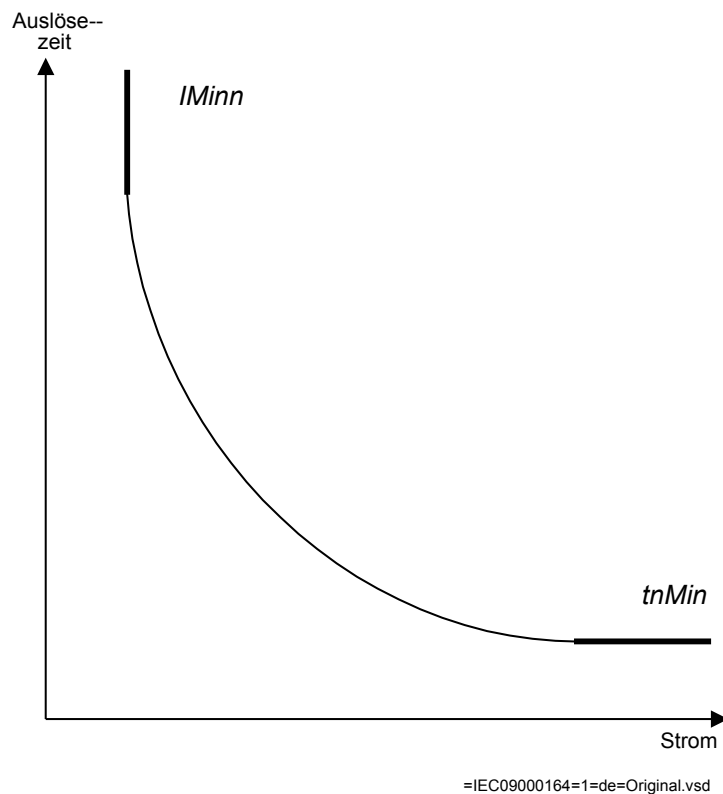


Abb. 106: Minimaler Ansprechstrom und minimale Auslösezeit für inverse (abhängige) Zeitcharakteristik

Um der Kurvendefinition vollständig zu entsprechen, ist der Einstellparameter t_{nMin} auf den Wert zu setzen, der der Auslösezeit der ausgewählten inversen Kurve für den gemessenen Strom des Zwanzigfachen des eingestellten Stromaufnahmewertes entspricht. Beachten Sie, dass die Auslösezeit von dem ausgewählten Einstellwert für den Zeitmultiplikator kn abhängig ist.

7.4.3.2

Aktuelle Anwendung

Die Funktion OC4SPTOC kann in verschiedener Art und Weise verwendet werden, abhängig von der Anwendung. Eine allgemeine Beschreibung folgt unten.

Für die *Ansprechstrom*-Einstellung der Schutzfunktion mit inverser Zeit bzw. für die niedrigste Stromstufe muss die aktuelle Einstellung vorhanden sein, so dass der höchst mögliche Laststrom nicht das Ansprechen des Schutzes verursacht. Hier muss ebenfalls die Stromgröße für das Rücksetzen der Schutzfunktion berücksichtigt werden, damit eine kurze Spitze von Überstrom keine Schutzfunktion verursacht, auch nicht, wenn der Überstrom angestiegen ist. Dieses Phänomen wird in Abbildung [107](#) beschrieben.

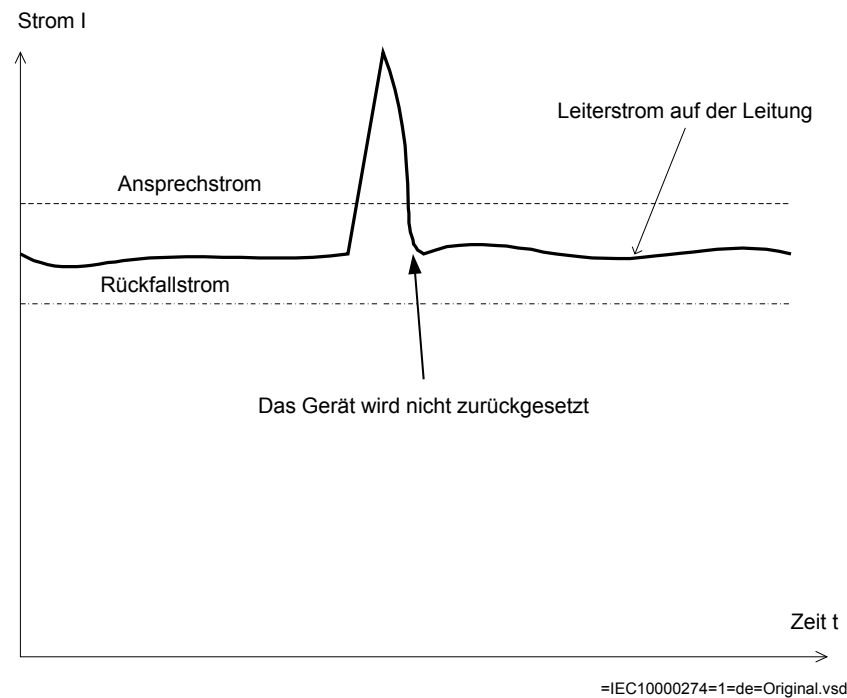


Abb. 107: Ansprech- und Rückfallstromwert für den Überstromschutz

Der niedrigste Einstellwert kann mit der Gleichung [125](#) errechnet werden.

$$I_{pu} \geq 1,2 \cdot \frac{I_{max}}{k}$$

(Gleichung 130)

wobei

- 1,2 ein Sicherheitsfaktor ist,
- k die Rückfallrate des Schutzes ist, und
- I_{max} der maximale Laststrom.

Der maximale Laststrom der Leitung muss ermittelt werden. Es ist ebenfalls erforderlich, dass innerhalb der geschützten Zone alle Fehler vom Leiter-Überstromschutz erkannt werden. Der Mindestfehlerstrom I_{scmin} , der vom Schutz erkannt werden soll, muss berechnet werden. Wenn man diesen Wert als Basis nimmt, kann die höchste Anrege-Strom-Einstellung mit der Gleichung [126](#) berechnet werden.

$$I_{pu} \leq 0,7 \cdot I_{scmin}$$

(Gleichung 131)

wobei

- 0,7 ist ein Sicherheitsfaktor
- I_{scmin} ist der kleinste Fehlerstrom, der vom Überstromschutz erkannt wird.

$$1,2 \cdot \frac{I_{\max}}{k} \leq I_{pu} \leq 0,7 \cdot I_{sc \min}$$

(Gleichung 132)

Die *Hochstromfunktion* des Überstromschutzes, die nur eine kurze Verzögerung beim Ansprechen hat, muss dabei eine aktualisierte Einstellung haben, so dass der Schutz gegenüber anderen Schutzfunktionen im System selektiv ist. Es ist wünschenswert, eine schnelle Auslösung der Fehler innerhalb eines größtmöglichen Netzabschnitts, den es zu schützen gilt (primäre Schutzzone), zu erreichen. Eine Fehlerstromberechnung zeigt den größten Fehlerstrom, $I_{sc \max}$, im entferntesten Bereich der primären Schutzzone. Das Risiko einer Störgrößenüberschreitung aufgrund einer möglichen Gleichstromkomponente des Kurzschlussstroms muss berücksichtigt werden. Die niedrigste Stromeinstellung der schnellsten Stufe des Leiter-Überstromschutzes kann mit folgender Formel errechnet werden:

$$I_{high} \geq 1,2 \cdot k_t \cdot I_{sc \max}$$

(Gleichung 133)

wobei

- 1,2 ist ein Sicherheitsfaktor
- k_t ist ein Faktor, der das transiente Übergreifen aufgrund der Gleichstromkomponente des Fehlerstroms berücksichtigt; er liegt meist unter 1,1.
- $I_{sc \max}$ ist der größte Fehlerstrom bei einem Fehler am entferntesten Punkt der primären Schutzzone.

Die Auslösezeiten des Leiter-Überstromschutzes müssen so gewählt werden, dass die Fehlerzeit so kurz ist, dass die geschützten Einrichtungen nicht aufgrund von thermischer Überlastung beschädigt werden. Gleichzeitig muss die Selektivität sichergestellt werden. Für den Überstromschutz in einem strahlenförmig gespeisten Netz kann die Zeiteinstellung grafisch gewählt werden. Dies wird meist im Fall eines abhängigen Überstromschutzes genutzt. Abbildung [108](#) zeigt, wie die Zeit-Strom-Kurve dargestellt wird. Die Zeiteinstellung wird gewählt, um die kürzeste Fehlerzeit mit erforderlicher Selektivität zu erreichen. Die Selektivität wird gesichert, wenn die Zeitdifferenz zwischen den Kurven größer ist als die kritische Zeitdifferenz.

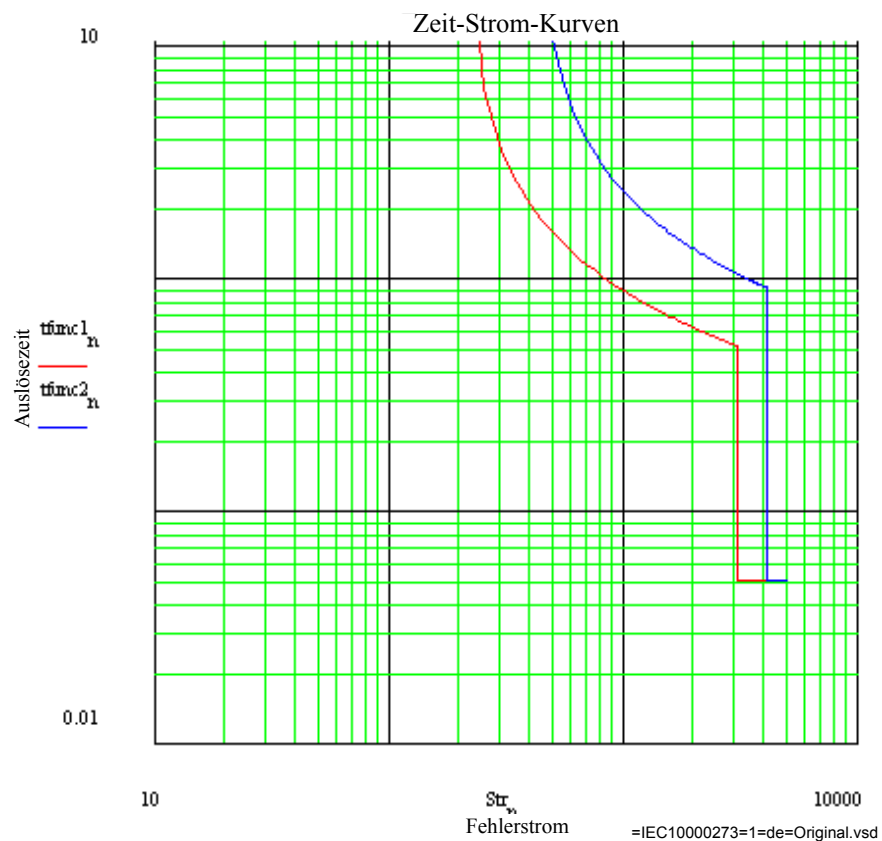


Abb. 108: Fehlerzeit mit Sicherstellung der Selektivität

Um Selektivität zwischen den verschiedenen Schutzfunktionen sicherzustellen, muss es in einem strahlenförmigen Netz eine minimale Zeitdifferenz Δt zwischen den Zeitverzögerungen zweier Schutzfunktionen geben. Die Mindestzeitdifferenz kann für verschiedene Fälle bestimmt werden. Zur Bestimmung der kürzesten Zeitdifferenz müssen die Schutz-Auslösezeit, die Schalter-Auslösezeit und die Schutz-Rückfallzeit bekannt sein. Die zeitlichen Verzögerungen können zwischen unterschiedlichen Schutzanlagen deutlich variieren. Die folgenden Zeitverzögerungen sind zu erwarten:

- Schutz-Auslösezeit: 15-60 ms
- Schutz-Rückfallzeit: 15-60 ms
- Schalter-Auslösezeit: 20-120 ms

7.4.3.3

Beispiel

Angenommen, zwei Schaltanlagen A und B sind direkt miteinander durch eine Leitung verbunden. Abbildung 109. Nehmen Sie an, dass es einen Fehler auf einer anderen Leitung von Station B gibt. Der Fehlerstrom zum Überstromschutz des IED B1 hat eine ausreichende Größe, um die unverzögerte Schutzfunktion auszulösen. Der Überstromschutz von IED A1 muss eine verzögerte Funktion

haben. Die Abfolge der Ereignisse während eines Fehlers kann mithilfe einer Zeitachse beschrieben werden, siehe Abbildung 109.

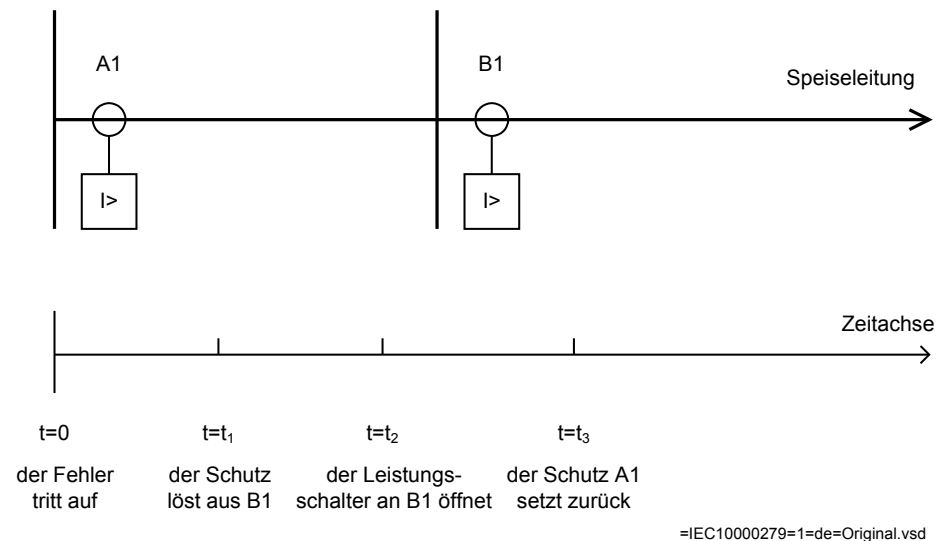


Abb. 109: Abfolge der Ereignisse während eines Fehlers

wobei

- $t=0$, wenn der Fehler auftritt.
- $t=t_1$, wenn das Auslösesignal vom Überstromschutz am Gerät B1 an den Leistungsschalter gesendet wird. Die Auslösezeit dieser Schutzfunktion ist t_1 .
- $t_1, t=t_2$ gilt, wenn der Leistungsschalter von Gerät B1 geöffnet wird. Die Zeit zum Öffnen des Leistungsschalters ist $t_2 - t_1$.
- $T=t_3$ gilt, wenn der Überstromschutz im Gerät A1 zurückgesetzt wird. Die Rückfallzeit des Schutzes ist $t_3 - t_2$.

Um sicherzustellen, dass der Überstromschutz im IED A1 selektiv bezüglich des Überstromschutzes in IED B1 ist, muss die minimale Zeitdifferenz größer sein als die Zeit t_3 . Es gibt Unsicherheiten bei den Werten der Schutzauslösezeit, der Leistungsschalter-Öffnungszeiten und der Schutz-Rückfallzeit. Daher muss eine Sicherheitstoleranz berücksichtigt werden. Mit normalen Werten kann die benötigte Zeitdifferenz mit folgender Gleichung berechnet werden: 129.

$$\Delta t \geq 40 \text{ ms} + 100 \text{ ms} + 40 \text{ ms} + 40 \text{ ms} = 220 \text{ ms}$$

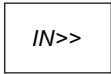
(Gleichung 134)

Empfohlen wird:

- Die Auslösezeit des Überstromschutzes B1 beträgt 40 ms.
- Die Öffnungszeit für den Schalter beträgt 100 ms.
- Die Rückfallzeit des Schutzes A1 beträgt 40 ms.
- Die zusätzliche Sicherheitstoleranz ist 40 ms.

7.5 EFPIOC - Unverzögerter Erdfehlerschutz

7.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Unverzögerter Erdfehlerschutz	EFPIOC		50N

7.5.2 Anwendung

In vielen Anwendungen gilt: Wenn der Fehlerstrom auf einen durch die Betriebsmittelimpedanz vordefinierten Wert begrenzt ist, kann ein unverzögerter Schutz beim Erdfehler eine schnelle und selektive Auslösung bieten.

Der unverzögerte Erdfehlerschutz EFPIOC, der bei Fehlern mit extrem hohen Strömen in 15 ms (50 Hz Systembemessungsfrequenz) auslösen kann, ist im IED enthalten.

7.5.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den unverzögerten Erdfehlerschutz EFPIOC werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Es sind einige Richtlinien für die Wahl der Einstellparameter für EFPIOC enthalten.

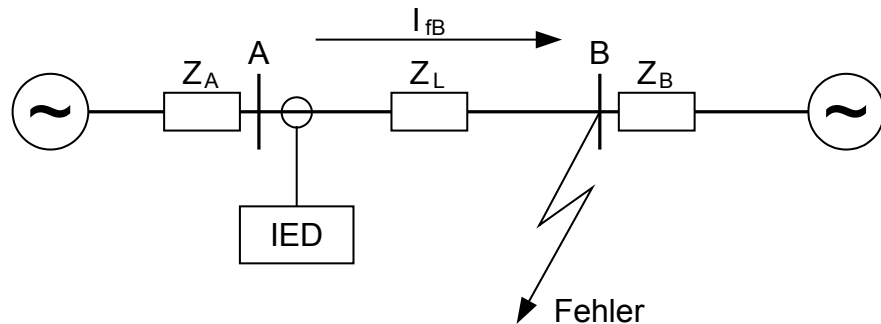
Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Die Einstellung der Funktion ist auf den Ansprechnullstrom zum Schutz beschränkt (*IN>>*).

Die Basisanforderung ist, die Selektivität sicherzustellen, d.h., EFPIOC darf nicht erlaubt werden, bei Fehlern auszulösen, die an anderen Objekten als dem geschützten Objekt (Leitung) auftreten.

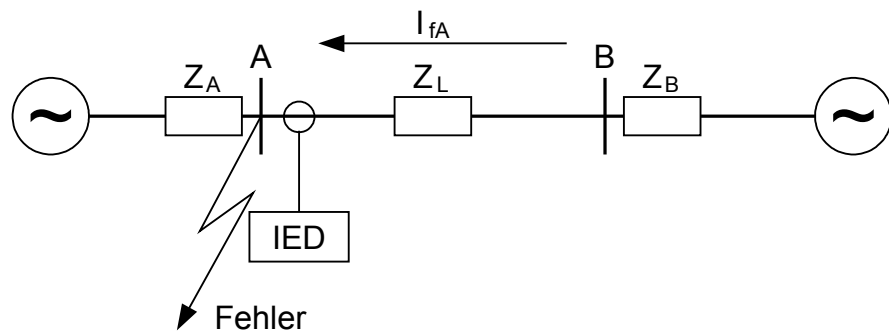
Bei einer normalen Leitung in einem vermaschten System müssen Fehler zwischen Leiter-Erde und Leiter-Leiter-Erde gemäß Abbildung [110](#) und Abbildung [111](#) berechnet werden. Es wird der Nullstrom ($3I_0$) zum Schutz berechnet. Bei einem Fehler am entfernten Leitungsende ist dieser Fehlerstrom I_{fB} . In dieser Berechnung ist der Betriebszustand mit hoher Quellimpedanz Z_A und niedriger Quellimpedanz Z_B zu verwenden. Bei einem Fehler an der lokalen Sammelschiene, ist dieser

Fehlerstrom I_{fA} . In dieser Berechnung ist der Betriebszustand mit niedriger Quellimpedanz Z_A und hoher Quellimpedanz Z_B zu verwenden.



=IEC09000022=1=de=Original.vsd

Abb. 110: Durchgangsfehlerstrom von A nach B: I_{fB}



99000475.vsd

Abb. 111: Durchgangsfehlerstrom von B nach A: I_{fA}

Die Funktion darf nicht bei jedem der berechneten Ströme für den Schutz auslösen. Die minimale theoretische Stromeinstellung (I_{min}) ist:

$$I_{min} \geq \text{MAX}(I_{fA}, I_{fB})$$

(Gleichung 135)

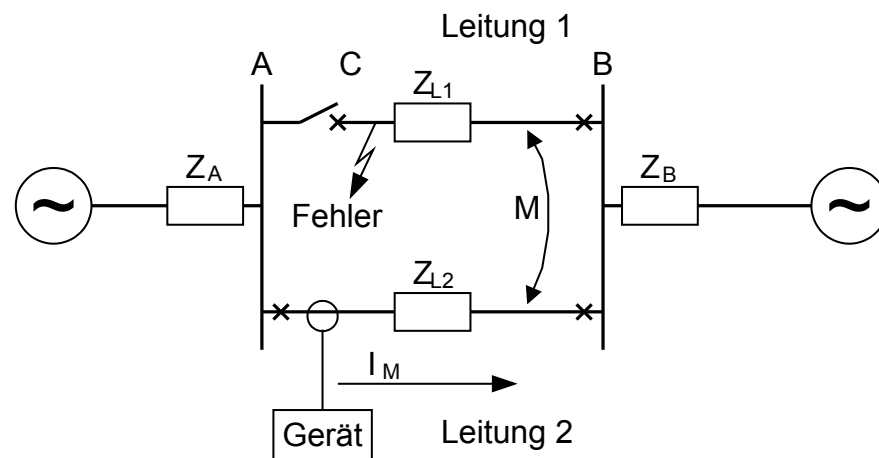
Ein Sicherheitszuschlag von 5% für die maximale statische Ungenauigkeit und ein Sicherheitszuschlag von 5% für die maximal mögliche Transientenüberreichweite müssen berücksichtigt werden. Auf Grund der Ungenauigkeit der Gerätetransformatoren bei Transientenbedingungen und der Ungenauigkeit in den Systemdaten sind weitere 20% zu beachten.

Die minimale Primärstromeinstellung (I_s) ist:

$$I_s \geq 1,3 \cdot I_{min}$$

(Gleichung 136)

Bei parallelen Leitungen mit Gegenkopplung der Nullimpedanzen (siehe Abbildung 112) muss ein Fehler an der parallelen Leitung berechnet werden.



=IEC09000025=1=de=Original.vsd

Abb. 112: Parallele Leitungen. Einfluss der Parallelleitung auf den Durchgangsfehlerstrom: I_M

Die minimale theoretische Stromeinstellung (I_{min}) ist in diesem Fall:

$$I_{min} \geq \text{MAX}(I_{fA}, I_{fB}, I_M)$$

(Gleichung 137)

Wobei gilt:

I_{fA} und I_{fB} wurden für den Fall mit einer einzelnen Leitung beschrieben.

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Sicherheitszuschläge ist die minimale Einstellung (I_s):

$$I_s \geq 1,3 \cdot I_{min}$$

(Gleichung 138)

Der Einschaltstrom des Transformators ist zu berücksichtigen.

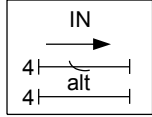
Die Einstellung des Schutzes erfolgt als Prozentwert des Basisstroms (I_{Base}).

Operation: Stellen Sie den Schutz auf *Ein* oder *Aus* ein.

$I_N >>$: Setzen Sie den Ansprechstrom in % von I_{Base} . I_{Base} ist ein globaler Parameter, der für alle Funktionen im IED gültig ist.

7.6 EF4PTOC - Vierstufiger Erdfehlerschutz

7.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Vierstufiger Erdfehlerschutz	EF4PTOC		51N/67N

7.6.2 Anwendung

Der vierstufige Erdfehlerschutz EF4PTOC findet in zahlreichen Anwendungen im Energieversorgungsnetzen Anwendung. Einige Anwendungen sind:

- Erdfehlerschutz an Einspeisungen in niederohmig geerdeten Verteilungs- und Übertragungsnetzen. Normalerweise besitzen diese Einspeisungen eine sternförmige Struktur.
- Reserve-Erdfehlerschutz von Übertragungsleitungen.
- Empfindlicher Erdfehlerschutz von Übertragungsleitungen. EF4PTOC kann bei der Erkennung von hochohmigen Leiter-Erde-Fehlern empfindlicher sein als der Distanzschutz.
- Reserve-Erdfehlerschutz von Leistungstransformatoren.
- Erdfehlerschutz von verschiedenen Einrichtungsarten, verbunden mit dem System, wie z. B. Nebenschluss-Kondensatorbatterien, Kompensations-Drosselspulen und anderem.

In vielen Anwendungen sind mehrere Schritte wie verschiedene Ansprechstufen und Zeitverzögerungen erforderlich. EF4PTOC kann bis zu vier individuell einstellbare Schritte haben. Die Flexibilität der Stufen von EF4PTOC ist enorm. Folgende Optionen sind verfügbar:

Ungerichtete/gerichtete Funktion: In einigen Anweisungen wird die ungerichtete Funktionalität verwendet. Dies ist zumeist dann der Fall, wenn kein Fehlerstrom gespeist werden kann. Um Selektivität und eine schnelle Fehlerbeseitigung zu gewährleisten, kann die gerichtete Funktion erforderlich sein. Dies kann beim Erdfehlerschutz in vermaschten und in niederohmig, wirksam geerdeten Übertragungsnetzen der Fall sein. Der gerichtete Erdfehlerschutz ist für die Zusammenarbeit mit dem Signalvergleichschutz ebenfalls gut geeignet, weil eine schnelle Klärung von Leiter-Erde-Fehlern in Übertragungsleitungen möglich ist. Die gerichtete Funktion verwendet die nach der Einstellung festgelegte Polarisierungsgröße. Spannungspolarisierung ($-3U_0$) wird am häufigsten genutzt, aber alternativ wird auch die Strompolarisierung eingesetzt, bei der die Ströme an den Sternpunktanschlüssen des Transformators die neutrale (Nullsystem) Quelle (ZN) liefern, um die Funktion zu polarisieren ($IN \cdot ZN$). Die Strom- und

Spannungspolarisierung, bei der die Summe der Spannungs- und Stromkomponente für die Polarisierung gestattet ist, kann ebenfalls gewählt werden.

Wahl der Zeitcharakteristiken: Es gibt mehrere Arten von Zeitcharakteristiken, wie definite (unabhängige) Zeitverzögerung und verschiedene Arten von inversen (abhängigen) Zeitcharakteristiken. Die Selektivität zwischen den unterschiedlichen Überstromschutzfunktionen wird gewöhnlich durch die Koordination der Auslösezeiten der unterschiedlichen Schutzfunktionen gewährleistet. Um eine optimale Koordination aller Überstromschutzfunktionen untereinander sicher zu stellen, sollten sie die gleiche Zeitcharakteristik aufweisen. Daher ist eine breite Palette an inversen Zeitcharakteristiken verfügbar: IEC und ANSI. Die Zeitcharakteristik für die Stufen 1 und 4 kann entweder als unabhängige Zeitverzögerung oder als abhängige Zeitcharakteristik ausgewählt werden. Die Stufen 2 und 3 haben immer eine unabhängige Verzögerung und werden in Netzen eingesetzt, in denen abhängige Verzögerung nicht erforderlich ist.

Tabelle 21: *Zeitcharakteristiken*

Kurvenbezeichnung
ANSI extrem invers
ANSI stark invers
ANSI normal invers
ANSI mäßig invers
ANSI/IEEE Definite time
ANSI Langzeit extrem invers
ANSI Langzeit stark invers
ANSI Langzeit invers
IEC normal invers
IEC stark invers
IEC invers
IEC extrem invers
IEC Kurzzeit invers
IEC Langzeit invers
UMZ (IEC)
ASEA RI
RXIDG (logarithmisch)

Leistungstransformatoren können beim Zuschalten einen hohen Einschaltstrom haben. Der Einschaltstrom kann Gleichstromkomponenten aufweisen. Dieses Phänomen tritt auf Grund der Sättigung des Transformators in bestimmten Teilen der Spannungsperioden auf. Es besteht das Risiko, dass der Einschaltstrom einen Gleichstrom verursacht, der ein Niveau über dem Ansprechstrom des Nullstromschutzes erreicht. Der Einschaltstrom hat einen großen zweiten Oberschwingungsgehalt. Damit lässt sich ein unerwünschtes Auslösen des Schutzes vermeiden. Daher hat EF4PTOC eine Möglichkeit der zweiten

Oberschwingungs-Stabilisierung *2ndHarmStab*, wenn das Niveau des Oberschwingungsstroms einen Wert über dem eingestellten Prozentsatz des Grundstroms erreicht.

7.6.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den vierstufigen Erdfehlerschutz EF4PTOC werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Die folgenden Einstellungen können für den vierstufigen Erdfehlerschutz verwendet werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Stellt den Schutz auf *Ein* oder *Aus*.

7.6.3.1 Einstellungen für die Stufen 1 und 4



n bedeutet Stufe 1 und 4.

DirModex: Gerichteter Modus von Stufe *x*. Mögliche Einstellungen sind *Aus/Ungerichtet/Vorwärts/Rückwärts*.

Characteristx: Auswahl der Zeitcharakteristik für Stufe *x*. Es stehen die unabhängige Zeitverzögerung und verschiedene Arten abhängiger Zeitcharakteristiken zur Verfügung.

Die abhängige Zeitcharakteristik ermöglicht eine schnelle Fehlerbehebung bei Störungen mit hohen Strömen und kann die Selektivität anderer Überstromschutzvorrichtungen mit abhängiger Zeitphase sicherstellen. Dies wird hauptsächlich in radial gespeisten Netzen eingesetzt, kann jedoch auch in vermaschten Netzen zum Einsatz kommen. Bei vermaschten Netzen müssen die Einstellungen auf den Fehlerberechnungen für das Netz basieren.

Um die Selektivität zwischen den verschiedenen Schutzvorrichtungen im Strahlennetz sicherzustellen, muss zwischen den Zeitverzögerungen zweier Schutzvorrichtungen ein minimaler Zeitunterschied Δt bestehen. Die Mindestzeitdifferenz kann für verschiedene Fälle bestimmt werden. Zur Bestimmung der kürzesten Zeitdifferenz müssen die Schutz-Auslösezeit, die Schalter-Auslösezeit und die Schutz-Rückfallzeit bekannt sein. Die zeitlichen Verzögerungen können zwischen unterschiedlichen Schutzausrüstungen deutlich variieren. Die folgenden Zeitverzögerungen sind zu erwarten:

Schutz-Auslösezeit:	15-60 ms
Schutz-Rückfallzeit:	15-60 ms
Schalter-Auslösezeit:	20-120 ms

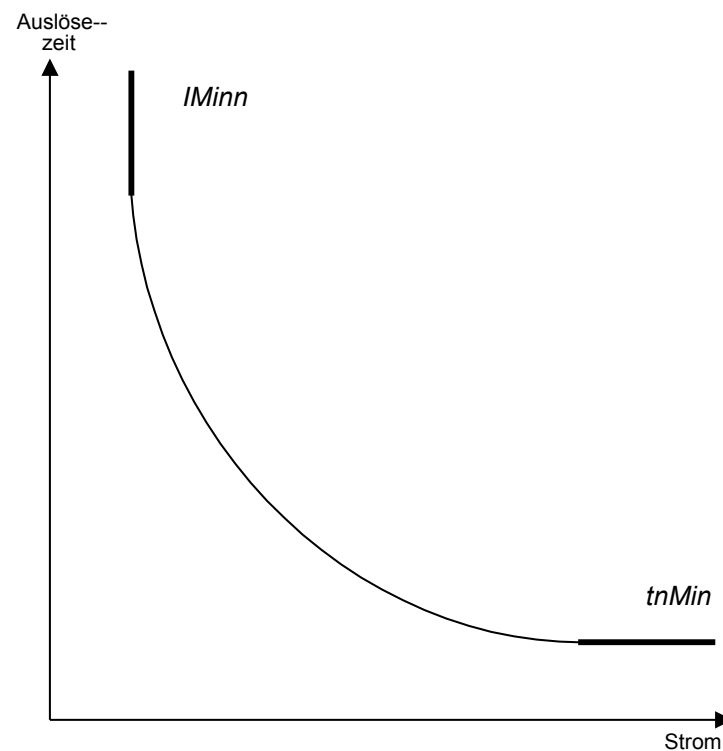
Die verschiedenen Charakteristiken werden im technischen Handbuch (TH) beschrieben.

$I_{Nx}>$: Auslösenullstromwert der Stufe x in % von I_{Base} .

k_x : Zeitmultiplikator für die abhängige (abhängige) Charakteristik für Stufe x .

I_{Minn} : Minimaler Ansprechstrom für Stufe n in % von I_{Base} . I_{Minn} unter $I_x>$ für jede Stufe einstellen, um ANSI Rücksetzeigenschaften nach dem Standard zu erreichen. Wenn I_{Minn} für jede Stufe höher eingestellt ist als $I_x>$, funktioniert die ANSI-Rücksetzung so, als ob der Strom gleich null wäre, sobald die Stromstärke unter den Wert I_{Minn} fällt.

$tnMin$: Minimale Auslösezeit für abhängige Zeitcharakteristik. Bei hohen Strömen kann die Inverse-Time-Charakteristik zu einer sehr kurzen Auslösezeit führen. Mit diesem Parameter wird die minimale Auslösezeit für die Stufen festgelegt.



=IEC09000164=1=de=Original.vsd

Abb. 113: Minimaler Ansprechstrom und minimale Auslösezeit für abhängige Zeitcharakteristiken

Um der Kurvendefinition vollständig zu entsprechen, ist der Einstellparameter $txMin$ auf den Wert zu setzen, bei dem die Auslösezeit der ausgewählten abhängigen Kurve gemäß IEC für den gemessenen Strom dem zwanzigfachen Wert des eingestellten Stromaufnahmevalues entspricht. Beachten Sie, dass der Auslösezeitwert von dem ausgewählten Einstellwert für den Zeitmultiplikator kx abhängig ist.

7.6.3.2

Gemeinsame Einstellungen für alle Stufen

tx : Definite Zeitverzögerung für Stufe x . Wird verwendet, wenn Definite-Time-Charakteristik (unabhängig) gewählt ist.

$AngleRCA$: Charakteristischer Relaiswinkel in Grad. Der Winkel ist wie in Abbildung 114 gezeigt definiert. Der Winkel wird positiv definiert, wenn der Nullstrom dem Referenzstrom naheilt ($U_{pol} = -3U_0$)

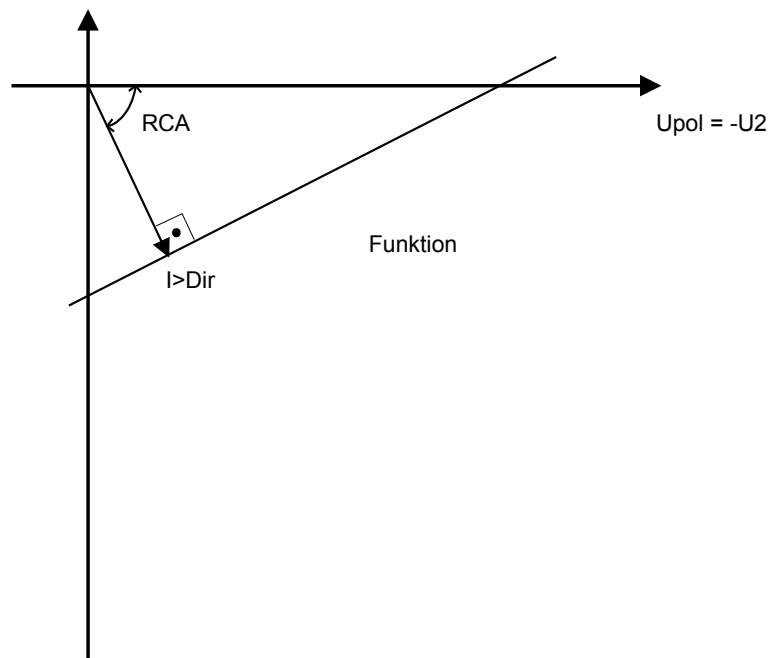


Abb. 114: Charakteristischer Relaiswinkel in Grad

In einem normalen Übertragungsnetz liegt der normale Wert von RCA bei 65° . Der Einstellungsbereich liegt zwischen -180° und $+180^\circ$.

$polMethod$: Definiert, ob die gerichtete Polarisierung von

- Spannung ($-3U_0$)
- Strom ($3I_0 \cdot ZN_{pol}$ mit ZN_{pol} gleich $RN_{pol} + jXN_{pol}$) oder
- sowohl Strom als auch Spannung (duale Polarisierung, $-3U_0 + 3I_0 \cdot ZN_{pol}$).

Normalerweise wird die Polarisierung aus der Restsumme oder einem externen offenen Delta verwendet. Die Strompolarisierung ist sinnvoll, wenn die lokale Quelle stark und eine große Empfindlichkeit erforderlich ist. In solchen Fällen kann die polarisierende Spannung ($-3U_0$) unter 1% liegen, und es ist notwendig die Strompolarisierung oder duale Polarisierung einzusetzen. Der erforderliche eingestellte Strom (primär) wird mit der Mindestimpedanz (Z_{Npol}) multipliziert, und als Verifizierung liegt der Prozentanteil der Leiter-Erde-Spannung definitiv über 1% (mindestens $3U_0 > U_{PolMin}$ Einstellung).

RNPOL, XNPOL: Die Nullsystemquelle wird als Basis der Strompolarisierung in Ohm/primär angegeben. Die Polarisierungsspannung ergibt sich dann als $3I_0 \cdot Z_{Npol}$. Z_{Npol} kann als $(Z_{S1}-Z_{S0})/3$ definiert werden, d. h. die Erd-Rückimpedanz der Quelle nach dem Schutz. Der maximale Erdfehlerstrom an der lokalen Quelle kann verwendet werden, um den Wert von Z_N als $U/(\sqrt{3} \cdot 3I_0)$ typisch zu berechnen, der minimale Z_{NPol} ($3 \cdot$ Nullsystemquelle) wird eingestellt. Die Einstellung erfolgt in Ohm/primär.

Wird die duale Polarisationsmethode verwendet, dann ist es wichtig, dass die Einstellung INx oder das Produkt aus $3I_0 \cdot Z_{Npol}$ nicht größer ist als $3U_0$. Falls dem so ist, besteht die Gefahr einer fehlerhaften Auslösung bei Fehlern in Rückwärtsrichtung.

IPolMin: ist der minimale, für gerichtete Auswertung angenommene Erdfehlerstrom. Bei Strömen unter diesem Wert, wird die Auslösung blockiert. Eine typische Einstellung ist 5-10% von I_{Base} .

UPolMin: Mindestpolarisierung (Referenz) Nullspannung für die gerichtete Funktion in % von $U_{Base}/\sqrt{3}$.

IN>Dir: Auslöse-Nullstrom Freigabe in % of I_{Base} für Richtungsvergleichsschema. Die Einstellung wird von I_{Base} in % angegeben. Die Ausgangssignale STFW und STRV können für den Signalvergleichsschutz eingesetzt werden. Das geeignete Signal soll für das anzuwendende Verfahren ausgewählt werden.

7.6.3.3

Stabilisierung durch die 2. Oberschwingung

Wenn ein Leistungstransformator eingeschaltet wird, treten hohe Einschaltströme, die zur zeitweise Sättigung der Stromwandler führen können, auf. Dadurch kommt es zu einem abklingenden Nullstrom im Netz, da der abgebildete Einschaltstrom zwischen den Leitern abweicht. Es besteht dabei die Gefahr, dass die Erdfehlerschutzfunktion eine unerwünschte Auslösung verursacht. Das Verhältnis des Anteils der Oberschwingung 2. Ordnung ist im Einschaltstrom relativ groß. Diese Komponente kann dazu verwendet werden, ein Blockiersignal zu erzeugen, um das unerwünschte Auslösen dieser Funktion zu verhindern.

Bei einer Sättigung des Stromwandlers kann der Schutz einen falschen Nullstrom messen. Hier kann die Stabilisierung der Oberschwingung 2. Ordnung auch einer unerwünschter Auslösung vorbeugen.

2ndHarmStab: Der Anteil des Stromgehalts der Oberschwingung 2. Ordnung für die Aktivierung des Stabilisierungssignals der Oberschwingung 2. Ordnung. Die Einstellung wird in % des grundfrequenten Nullstroms angegeben.

HarmRestrinx: Blockierung des Schrittes *x* aus der Stabilisierungsfunktion der Oberschwingung aktivieren.

7.6.3.4

Leitungsanwendungsbeispiel

Der vierstufige Erdfehlerschutz EF4PTOC kann auf verschiedene Weise genutzt werden. Nachfolgend ist eine mögliche Anwendung in vermaschten Netzen mit wirksamer niederohmiger Erdung beschrieben.

Die Schutzfunktion misst den Nullstrom auf der geschützten Leitung. Der Schutz hat eine gerichtete Funktion, bei der die Verlagerungsspannung die polarisierende Größe ist.

Die Verlagerungsspannung kann intern erzeugt werden, wenn drei einpolige Spannungswandler verwendet werden.

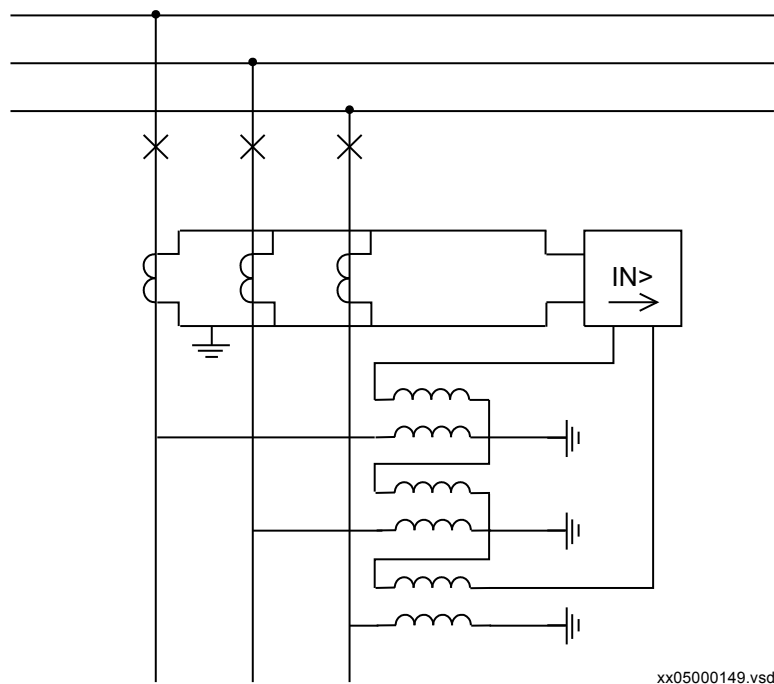


Abb. 115: Anschluss der Polarisierungsspannung bei einer offenen Dreieckschaltung

Die verschiedenen Stufen lassen sich wie folgt beschreiben.

Stufe 1

Diese Stufe hat eine gerichtete, unverzögerte Funktion. Die Anforderung lautet, dass ein Überschreiten der Reichweite der geschützten Leitung nicht zulässig ist.

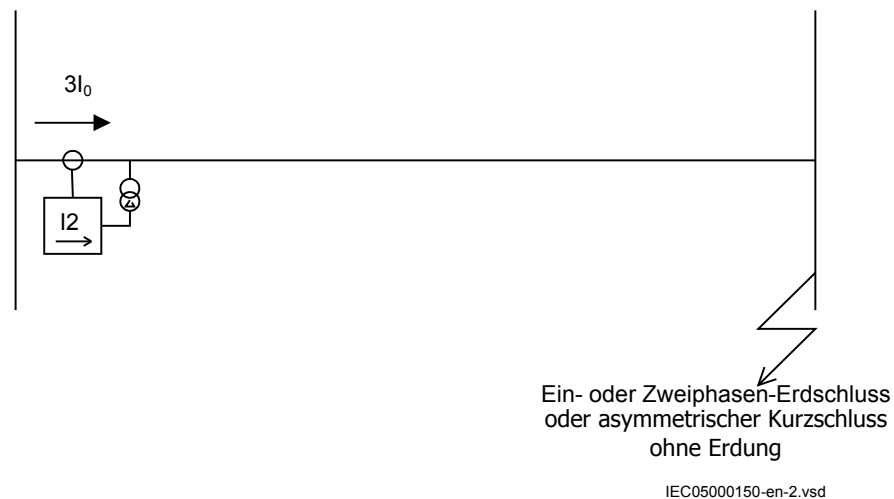


Abb. 116: Stufe 1 – Erste Berechnung

Der Nullstrom der Leitung wird für einen Fehler in der entfernten Sammelschiene (Leiter-Erde- oder Leiter-Leiter-Erde-Fehler) berechnet. Um die Selektivität sicherzustellen, ist es erforderlich, dass Stufe 1 bei diesem Fehler nicht auslöst. Die Anforderung lässt sich mit der Gleichung [139](#) berechnen.

$$I_{\text{step1}} \geq 1.2 \cdot 3I_0 \text{ (remote busbar)}$$

(Gleichung 139)

Infolge der Verteilung des Nullsystemstroms im Stromnetz kann der Strom am Schutz höher sein, wenn eine Abgangsleitung der entfernten Sammelschiene außer Betrieb genommen wird, siehe Abbildung [117](#).

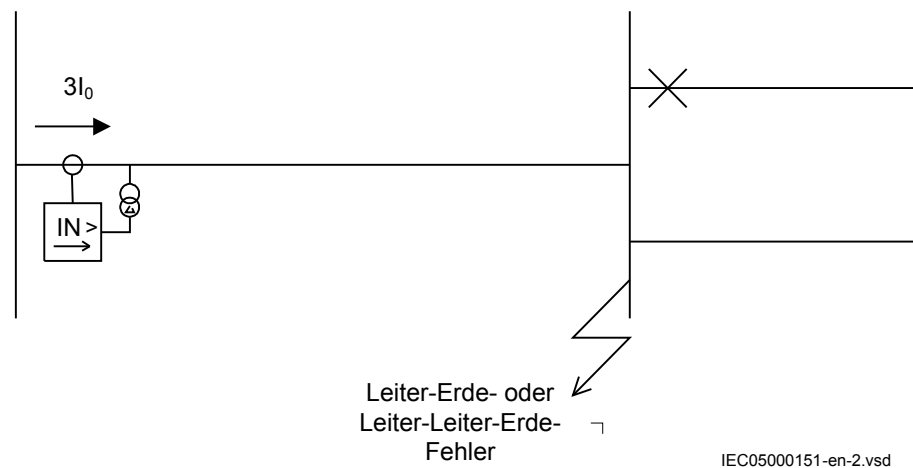


Abb. 117: Stufe 1 – Zweite Berechnung für entfernte Sammelschiene mit einer Leitung außer Betrieb

Die Anforderung ergibt sich aus der Gleichung [140](#).

$I_{\text{step1}} = 1,2 \cdot 3I_0$ (ferne Sammelschiene mit
einer Leitung außer Betrieb)

(Gleichung 140)

Ein höherer Wert bei Stufe 1 kann auftreten, wenn ein großer Leistungstransformator (Y0/D) an der entfernten Sammelschiene vom Netz genommen wird.

Ein Spezialfall sind Parallelleitungen mit gegenseitiger Kopplung, siehe Abbildung [118](#).

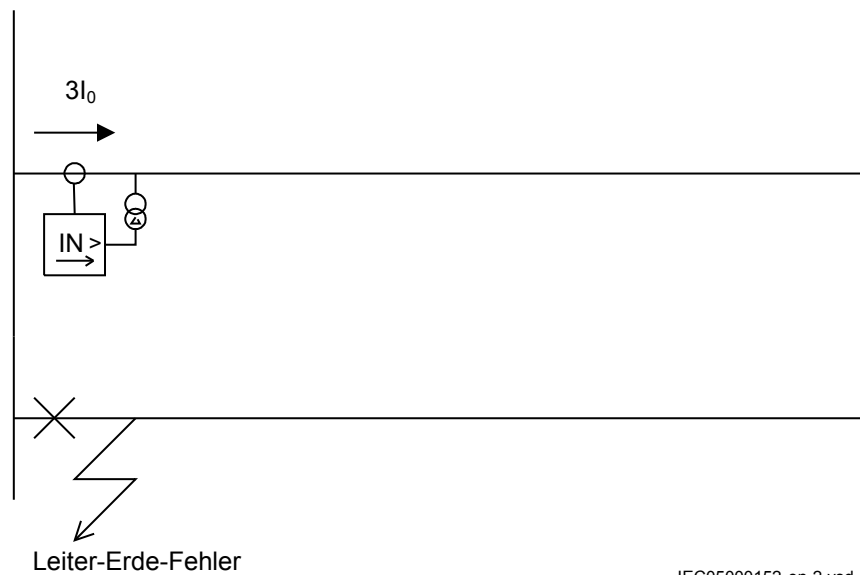


Abb. 118: Stufe 1 – Dritte Berechnung

In diesem Fall kann der Nullstrom an der Leitung größer sein als im Fall mit einem Erdfehler an der entfernten Sammelschiene.

$$I_{\text{step1}} \geq 1,2 \cdot 3I_0$$

(Gleichung 141)

Die Stromeinstellung für Stufe 1 wird als größter der oben berechneten Nullströme gewählt, gemessen von der Schutzfunktion.

Stufe 2

Diese Stufe hat eine gerichtete Funktion und eine kurze Verzögerung, oftmals über 0,4 s. Stufe 2 soll alle Erdfehler in der Leitung, die von Stufe 1 nicht erfasst wurden, sicher erkennen.

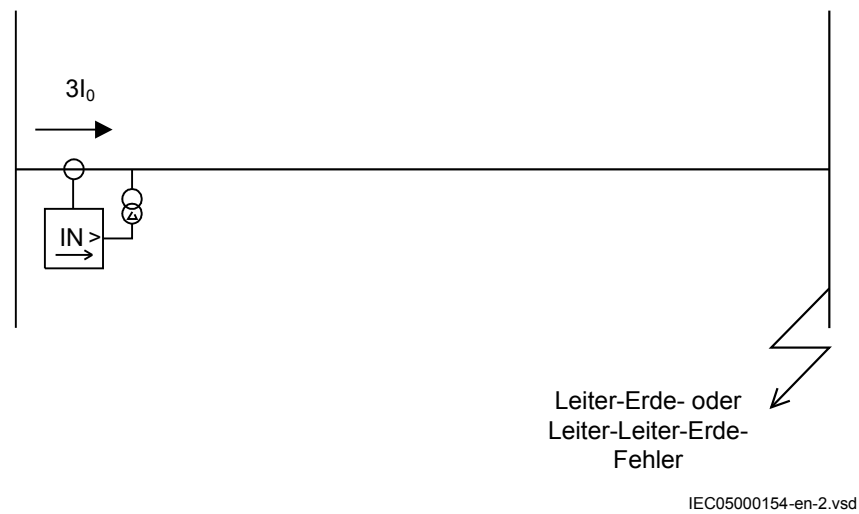


Abb. 119: Stufe 2 – Berechnung für Reichweite

Der von der Leitung abgehende Nullstrom wird für eine Ansprechsituation mit minimalem Erdfehlerstrom berechnet. Die Anforderung, dass die gesamte Leitung von Stufe 2 abgedeckt ist, lässt sich mit Gleichung 142 berechnen.

$$I_{\text{step1}} = 0,7 \cdot 3I_0 \text{ (auf entfernte Sammelschiene)}$$

(Gleichung 142)

Um Selektivität sicherzustellen, muss die Stromeinstellung so gewählt sein, dass Stufe 2 nicht bei Fehlern an der benachbarten Leitung der entfernten Schaltanlage anspricht. Nehmen Sie einen Fehler wie in Abbildung 120 gezeigt an.

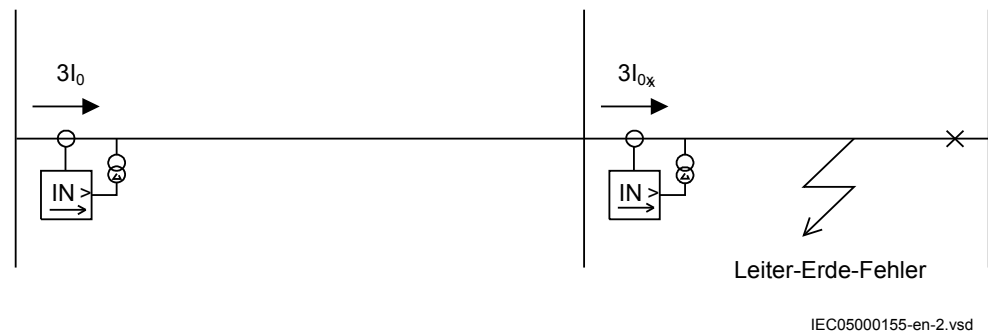


Abb. 120: Stufe 2 – Berechnung der Selektivität

Ein zweites Kriterium für Stufe 2 ergibt sich aus Gleichung 143.

$$I_{\text{step2}} \geq 1,2 \cdot \frac{3I_0}{3I_{0x}} \cdot I_{\text{step1x}}$$

(Gleichung 143)

wobei

I_{step1x} die Stromeinstellung für Stufe 1 an der fehlerhaften Leitung ist.

Stufe 3

Diese Stufe hat eine gerichtete Funktion und eine Verzögerung, die etwas über der von Stufe 2 liegt, oftmals 0,8 s. Stufe 3 soll eine selektive Auslösung bei Erdfehlern mit einem gewissen Fehlerwiderstand zur Erdung hin ermöglichen, sodass Stufe 2 nicht aktiviert wird. Die Anforderung bei Stufe 3 lautet, dass Selektivität zu anderen Erdfehlerschutzfunktionen im Netz besteht. Ein Einstellungskriterium wird in Abbildung 121 gezeigt.

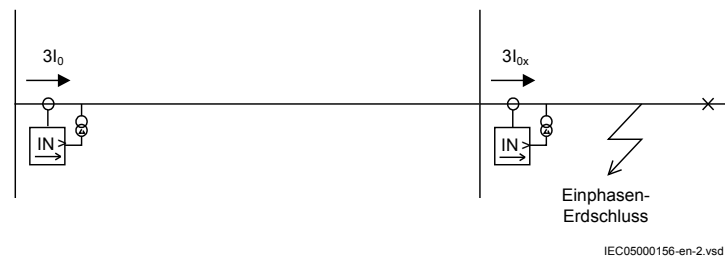


Abb. 121: Stufe 3 – Berechnung der Selektivität

$$I_{\text{step3}} \geq 1,2 \cdot \frac{3I_0}{3I_{0x}} \cdot I_{\text{step2x}}$$

(Gleichung 144)

wobei

I_{step2x} die gewählte Stromeinstellung für Stufe 2 an der fehlerhaften Leitung ist.

Stufe 4

Diese Stufe hat normalerweise eine ungerichtete Funktion und eine relativ lange Verzögerung. Aufgabe von Stufe 4 ist es, Erdfehler mit großem Fehlerwiderstand, z. B. Fehler in der Baumstruktur, zu erkennen und entsprechend auszulösen. Stufe 4 soll zudem Serienfehler erkennen, bei denen ein oder zwei Pole eines Leistungsschalters oder einer anderen Schaltvorrichtung geöffnet sind, während andere Pole geschlossen sind.

Sowohl hochohmige Erdfehler als auch Serienfehler sorgen für einen Nullsystemstromfluss im Netz. Diese Ströme stören Telekommunikationssysteme und sorgen für einen Erdstrom. Es ist wichtig, dass solche Fehler beseitigt werden, da sie eine Gefährdung für Menschen sind und ein Brandrisiko darstellen.

Als Stromeinstellung für Stufe 4 wird häufig 100 A (Primär- $3I_0$) gewählt. Bei vielen Anwendungen wird eine definitive Verzögerungszeit von 1,2 bis 2,0 s gewählt. Bei einigen Anwendungen wird eine stromabhängige inverse Zeitcharakteristik verwendet. Daraus ergibt sich eine höhere Selektivität für einen empfindlichen Erdfehler.

7.7 SDEPSDE - Gerichteter empfindlicher Erdfehlerschutz und Nullleistungsschutz

7.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Empfindlicher gerichteter Erdfehler- und Nullleistungsschutz	SDEPSDE	-	67N

7.7.2 Anwendung

In hochohmig geerdeten Netzen ist der Erdfehlerstrom deutlich kleiner als die Kurzschlussströme. Der Betrag des Erdfehlerstroms ist fast völlig unabhängig vom Fehlerort im Netz, was zu einer weiteren Schwierigkeit beim Einrichten eines Erdfehlerschutzes führt.

In hochohmig geerdeten Netzen kann der gerichtete Erdfehlerschutz zur Erkennung von Erdfehlern und zur selektiven Auslösung genutzt werden. Die Schutzfunktion bedient sich der Nullkomponente $3I_0 \cdot \cos \varphi$, wobei φ der Winkel zwischen dem Nullstrom und der Nullspannung ($-3U_0$) ist, der mit einem charakteristischen Winkel kompensiert wird. Alternativ kann die Funktion auf den Wert $3I_0$ und eine Prüfung des Winkels von $3I_0$ und des $\cos \varphi$ festgelegt werden.

In hochohmig geerdeten Netzen kann die gerichtete Nullleistung zur Erkennung von Erdfehlern und zur selektiven Auslösung genutzt werden. Die Schutzfunktion bedient sich der Nullleistungskomponente $3I_0 \cdot 3U_0 \cdot \cos \varphi$, wobei φ der Winkel zwischen Erdfehlerstrom und Referenznullspannung ist, der mit einem charakteristischen Winkel kompensiert wird.

Ebenso kann eine normale ungerichtete Nullstromfunktion mit unabhängiger oder abhängiger Zeitverzögerung verwendet werden.

Eine Reserve-Sternpunkt-Erde-Spannungsfunktion ist ebenfalls verfügbar und kann als ungerichteter empfindlicher Reserveschutz eingesetzt werden.

In einem isolierten Netz, d. h. einem Netz, das mit der Erde nur über Kapazitäten zwischen Außenleitern und Erde verbunden ist, hat der Nullstrom immer eine Phasenverschiebung zur Referenznullspannung von -90° . In solchen Netzen beträgt der charakteristische Winkel -90° .

In hochohmigen, mit Widerstand geerdeten Netzen oder in Netzen mit Erdschlusskompensation (Petersenspule) mit Parallelwiderstand sollte die aktive Nullstromkomponente (in Phase mit der Nullspannung) für den Erdschlusschutz genutzt werden. In solchen Netzen beträgt der charakteristische Winkel 0° .

Da die Amplitude des Nullstroms vom Fehlerort unabhängig ist, wird die Selektivität des Erdschlussschutzes über eine Zeitselektivität erreicht.

Wann sollte ein empfindlicher gerichteter Erdfehlerschutz und wann ein empfindlicher gerichteter Nullleistungsschutz verwendet werden? Beachten Sie Folgendes:

- Ein empfindlicher gerichteter Erdfehlerschutz bietet eine höhere Empfindlichkeit.
- Ein empfindlicher gerichteter Erdfehlerschutz bietet die Möglichkeit, abhängige bzw. inverse Zeitcharakteristiken zu verwenden. Dies ist in großen, hochohmig geerdeten Netzen mit hohen kapazitiven Erdfehlerströmen anwendbar.
- In manchen Netzen, wie etwa in niederohmig geerdeten Netzen, wird ein relativ hoher Widerstand für die Sternpunktterdung verwendet. Ein solcher Widerstand führt bei einem Leiter-Erde Fehler ohne ohmschen Anteil zu einem ohmschen Erdfehlerstromanteil von etwa 200 bis 400 A. In einem solchen System bietet der gerichtete Nullleistungsschutz bessere Möglichkeiten, mittels inverser Zeit-Leistungs-Charakteristiken Selektivität zu erreichen.

7.7.3

Einstellrichtlinien

Der empfindliche Erdfehlerschutz ist für die Verwendung in hochohmig geerdeten Systemen vorgesehen – oder für die Verwendung in widerstandsgeerdeten Systemen, in denen der Erdfehlerstrom aufgrund des Sternpunktwidestands größer ist als bei einer normalen hohen Impedanz, aber kleiner als der Kurzschlussstrom zwischen den Leiternhasen.

In einem hochohmig geerdeten System wird davon ausgegangen, dass der Fehlerstrom nur durch die Querimpedanz im Nullsystem gegenüber der Erde und durch den Fehlerwiderstand begrenzt wird. Für alle Längsimpedanzen im System wird der Wert null angenommen.

Beim Einrichten des Erdfehlerschutzes in einem hochohmig geerdeten System werden die Sternpunkt-Erde-Spannung (Nullsystemspannung) und der Erdfehlerstrom bei der gewünschten Empfindlichkeit (Fehlerwiderstand) ermittelt. Die komplexe Sternpunkt-Erde-Spannung (Nullsystem) kann berechnet werden als:

$$U_0 = \frac{U_{\text{phase}}}{1 + \frac{3 \cdot R_f}{Z_0}}$$

(Gleichung 145)

Wobei gilt

U_{phase} ist die Leiter-Erde-Spannung am Fehlerort vor Eintritt des Fehlers,

R_f ist der Widerstand gegenüber der Erde am Fehlerort, und

Z_0 ist die Nullimpedanz gegenüber der Erde.

Der Fehlerstrom am Fehlerort lässt sich wie folgt berechnen:

$$I_j = 3I_0 = \frac{3 \cdot U_{\text{phase}}}{Z_0 + 3 \cdot R_f}$$

(Gleichung 146)

Die Impedanz Z_0 hängt von der Systemerdung ab. In einem isolierten System (ohne Sternpunkteinrichtung) ist die Reaktanz gleich der kapazitiven Kopplung zwischen den Außenleitern und der Erde:

$$Z_0 = -jX_c = -j \frac{3 \cdot U_{\text{phase}}}{I_j}$$

(Gleichung 147)

Wobei gilt

I_j ist der kapazitive Erdfehlerstrom an einem Leiter-Erd-Fehler ohne Wirkwiderstand,

X_c ist die kapazitive Reaktanz gegenüber der Erde.

In einem System mit einem Sternpunktwidestand (widerstandsgeerdetes System) lässt sich die Impedanz Z_0 wie folgt berechnen:

$$Z_0 = \frac{-jX_c \cdot 3R_n}{-jX_c + 3R_n}$$

(Gleichung 148)

Wobei gilt

R_n ist der Widerstand des Sternpunktwidestands.

In vielen Systemen ist außerdem eine Sternpunktspule (Petersenspule) mit einem oder mehreren Transformator-Sternpunkten verbunden. In einem solchen System lässt sich die Impedanz Z_0 folgendermaßen berechnen:

$$Z_0 = -jX_c // 3R_n // j3X_n = \frac{9R_n X_n X_c}{3X_n X_c + j3R_n \cdot (3X_n - X_c)}$$

(Gleichung 149)

Wobei gilt

X_n ist die Reaktanz der Petersenspule. Bei einer gut abgestimmten Petersenspule gilt $3X_n = X_c$. In diesem Fall berechnet sich die Impedanz Z_0 nach dieser Formel: $Z_0 = 3R_n$

Nun soll ein über einen Wirkwiderstand geerdetes System betrachtet werden, bei dem der Erdfehlerstrom höher ist als bei einer Impedanzerdung. Die Längsimpedanzen im System sind nicht mehr vernachlässigbar. Das System mit einem einphasigen Leiter-Erde-Fehler kann wie in Abb. 122 dargestellt beschrieben werden.

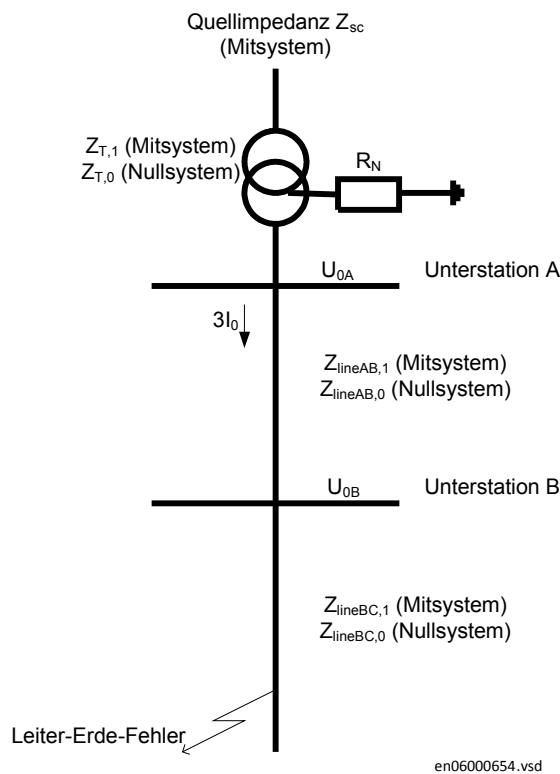


Abb. 122: Netzäquivalent für die Berechnung der Einstellungen

Der Fehlernullstrom lässt sich mit der folgenden Formel darstellen:

$$3I_0 = \frac{3U_{\text{phase}}}{2 \cdot Z_1 + Z_0 + 3 \cdot R_f}$$

(Gleichung 150)

Wobei gilt

U_{phase} ist die Leiter-Erde-Spannung am Fehlerort vor Eintritt des Fehlers.

Z_1 ist die Gesamtimpedanz im Mitsystem am Fehlerort. $Z_1 = Z_{sc} + Z_{T,1} + Z_{\text{LeitungAB},1} + Z_{\text{LeitungBC},1}$

Z_0 ist die Gesamtimpedanz im Nullsystem am Fehlerort. $Z_0 = Z_{T,0} + 3R_N + Z_{\text{LeitungAB},0} + Z_{\text{LeitungBC},0}$

R_f ist der Fehlerwiderstand.

Die Nullspannungen an den Stationen A und B lassen sich mit der folgenden Formel darstellen:

$$U_{0A} = 3I_0 \cdot (Z_{T,0} + 3R_N)$$

(Gleichung 151)

$$U_{0B} = 3I_0 \cdot (Z_{T,0} + 3R_N + Z_{\text{lineAB},0})$$

(Gleichung 152)

Der von den empfindlichen Erdfehlerschutz-Funktionen in A und B gemessene Nullstrom ist dann:

$$S_{0A} = 3U_{0A} \cdot 3I_0$$

(Gleichung 153)

$$S_{0B} = 3U_{0B} \cdot 3I_0$$

(Gleichung 154)

Die Nullleistung ist eine komplexe Größe. Der Schutz besitzt eine maximale Empfindlichkeit im charakteristischen Winkel RCA. Die von der Schutzfunktion gemessene scheinbare Nullstromkomponente im charakteristischen Winkel lässt sich mit der folgenden Formel darstellen:

$$S_{0A,\text{prot}} = 3U_{0A} \cdot 3I_0 \cdot \cos \varphi_A$$

(Gleichung 155)

$$S_{0B,\text{prot}} = 3U_{0B} \cdot 3I_0 \cdot \cos \varphi_B$$

(Gleichung 156)

Die Winkel φ_A und φ_B sind die Phasenwinkel zwischen Nullstrom und Nullspannung in der kompensierten Station mit dem charakteristischen Winkel RCA.

Der Schutz verwendet die Stromkomponenten in der Richtung des charakteristischen Winkels für die Messung und als Grundlage für die inverse Zeitverzögerung.

Die inverse Zeitverzögerung ist festgelegt als:

$$t_{\text{inv}} = \frac{kSN \cdot (3I_0 \cdot 3U_0 \cdot \cos \varphi(\text{reference}))}{3I_0 \cdot 3U_0 \cdot \cos \varphi(\text{measured})}$$

(Gleichung 157)

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Das Setzen der Funktion auf *Ein/Aus* erfolgt über den Parameter *Operation*.

Mit der Einstellung *OpMode* wird das Prinzip der gerichteten Funktion gewählt.

Wenn *OpMode* auf *3I0cosphi* gesetzt ist, wird die Stromkomponente in der Richtung gemessen, die dem charakteristischen Winkel *RCADir* entspricht. Die Charakteristik für den Fall *RCADir* ist gleich 0° ist in Abb. 123 dargestellt.

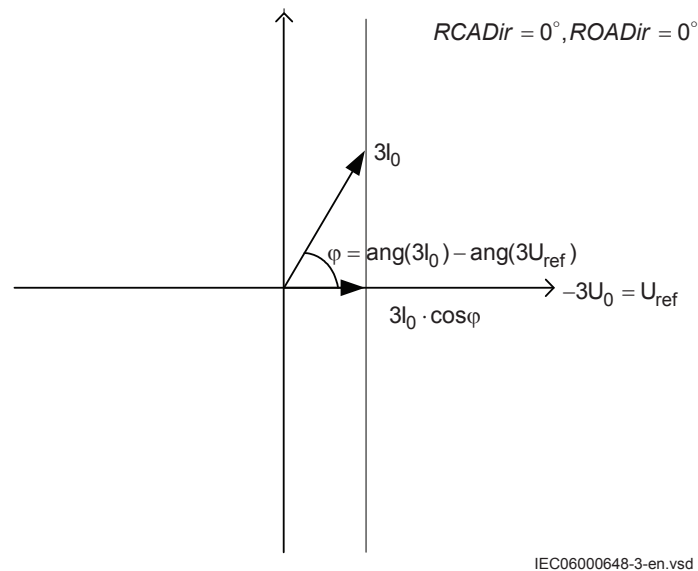


Abb. 123: Charakteristik für *RCADir* gleich 0°

Die Charakteristik für den Fall *RCADir* ist gleich -90° ist in Abb. 124 dargestellt.

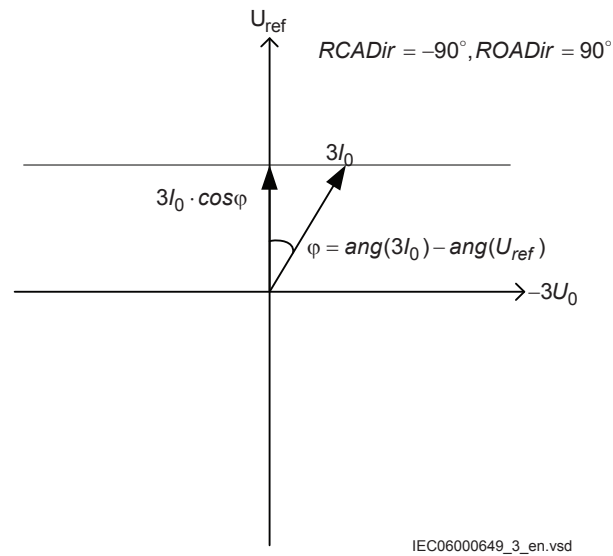


Abb. 124: Charakteristik für RCADir gleich -90°

Wenn *OpMode* auf $3U03I0\cos\phi$ gesetzt ist, wird die scheinbare Nullkomponente in der Richtung gemessen.

Wenn *OpMode* auf $3I0$ und ϕ gesetzt ist, löst die Funktion aus, wenn der Nullstrom größer als der Einstellwert von $INDir >$ ist und der Nullstromwinkel innerhalb des Sektors $RCADir \pm ROADir$ liegt.

Die Charakteristik für den Fall $RCADir = 0^\circ$ und $ROADir = 80^\circ$ ist in Abb. [125](#) dargestellt.

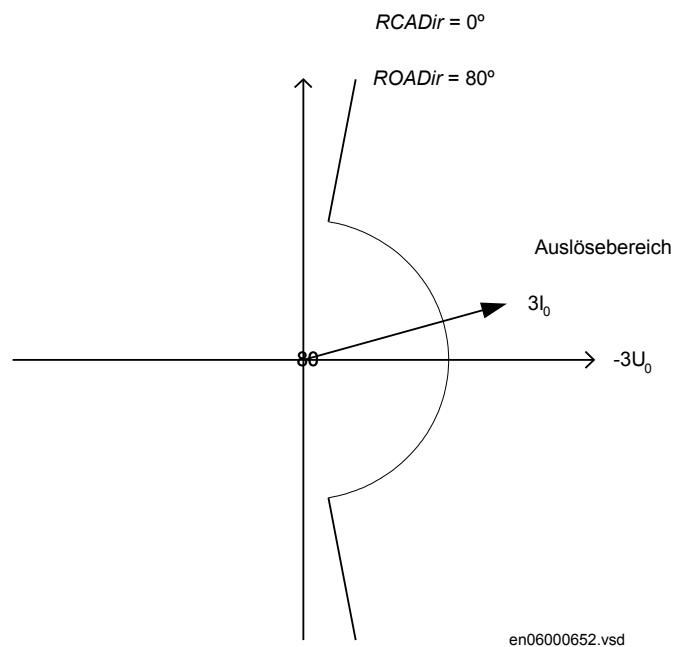


Abb. 125: Charakteristik für RCADir = 0° und ROADir = 80°

DirMode wird auf *Vorwärts* oder *Rückwärts* gesetzt, um die Richtung der Auslösung durch die gerichtete Nullstromfunktion festzulegen.

Alle Modi des gerichteten Schutzes verfügen über eine Einstellung für den Freigabe-Nullstromwert, *INRel*>, der in % von *IBase* angegeben wird. Diese Einstellung sollte kleiner oder gleich dem kleinsten zu erkennenden Fehlerstrom gewählt werden.

Alle Modi des gerichteten Schutzes verfügen über eine Einstellung für den Freigabe-Nullspannungspegel, *UNRel*>, der in % von *UBase* angegeben wird. Diese Einstellung sollte kleiner oder gleich der kleinsten zu erkennenden Fehlernullspannung gewählt werden.

tDef ist die unabhängige Zeitverzögerung in Sekunden für den gerichteten Nullstromschutz, wenn UMZ gewählt wurde.

Der charakteristische Winkel der gerichteten Funktionen, *RCADir*, wird in Grad festgelegt. *RCADir* wird in hochohmig geerdeten Netzen mit Sternpunktwidestand in der Regel auf 0° festgelegt, da die Wirkstromkomponente nur am fehlerhaften Abgang auftritt. *RCADir* wird in einem isolierten Netzwerk auf -90° festgelegt, da die Ströme überwiegend kapazitiv sind.

Der Relaisöffnungswinkel *ROADir* wird in Grad festgelegt. Bei Winkeln, die sich um mehr als *ROADir* von *RCADir* unterscheiden, wird die Funktion durch den Schutz blockiert. Die Einstellung kann dazu verwendet werden, ein unerwünschtes Aktivwerden der Funktion bei nicht gestörten Abgängen mit hohen kapazitiven Erdfehlerstrom-Komponenten infolge eines Phasenwinkelfehlers am Stromwandler zu vermeiden.

INCosPhi> ist der Ansprechstrom für die gerichtete Funktion, wenn *OpMode* auf *3I0Cosphi* eingestellt ist. Die Einstellung wird von *IBase* in % angegeben. Der Einstellwert sollte auf der Berechnung des Wirk- oder des kapazitiven Erdfehlerstroms bei der geforderten Empfindlichkeit des Schutzes beruhen.

SN> ist die Auslöseleistung für die gerichtete Funktion, wenn *OpMode* auf *3I03U0Cosphi* eingestellt ist. Die Einstellung wird von *IBase* in % angegeben. Der Einstellwert sollte auf der Berechnung der Wirk- oder der kapazitiven Erdfehlerleistung bei der geforderten Empfindlichkeit des Schutzes beruhen.

Der Eingangstransformator für den empfindlichen gerichteten Nullstrom- und Leistungsschutz verfügt über dieselbe Kurzschlussleistung wie die Leiterstromwandler.

Wenn der Nullleistungsschutz mit Verzögerung gewählt wurde, hängt die Verzögerungszeit von zwei Einstellparametern ab. *SRef* ist die Referenznullleistung in % von *SBase*. *kSN* ist der Zeitmultiplikator. Die Verzögerungszeit bestimmt sich durch die folgende Formel:

$$t_{inv} = \frac{kSN \cdot Sref}{3I_0 \cdot 3U_0 \cdot \cos \varphi(\text{measured})}$$

(Gleichung 158)

INDir> ist der Ansprechstrom für die gerichtete Funktion, wenn *OpMode* auf *3I0* und *phi* eingestellt ist. Die Einstellung wird von *IBase* in % angegeben. Der Einstellwert sollte auf der Berechnung des Erdfehlerstroms bei der geforderten Empfindlichkeit des Schutzes beruhen.

OpINNonDir> wird auf *Ein* gesetzt, um den ungerichteten Erdfehlerschutz zu aktivieren.

INNonDir> ist der Ansprechstrom für die ungerichtete Funktion. Die Einstellung wird von *IBase* in % angegeben. Diese Funktion kann verwendet werden, um Doppelerdfehler in kürzerer Zeit zu erkennen und zu beheben als mit der gerichteten Funktion. Der eingestellte Stromwert sollte größer sein als der maximale einphasige Nullstrom auf der geschützten Leitung.

TimeChar ist die Auswahl der Zeitcharakteristik für den ungerichteten Nullstromschutz. Zur Verfügung stehen eine unabhängige Zeitverzögerung und verschiedene abhängige (inverse) Zeitcharakteristiken:

ANSI extrem invers
ANSI stark invers
ANSI normal invers
ANSI mäßig invers
ANSI/IEEE Definite time
ANSI Langzeit extrem invers
ANSI Langzeit stark invers
ANSI Langzeit invers
IEC normal invers
IEC stark invers
IEC invers
IEC extrem invers
IEC Kurzzeit invers
IEC Langzeit invers
UMZ (IEC)
ASEA RI
RXIDG (logarithmisch)

Die verschiedenen Charakteristiken werden im Technischen Handbuch beschrieben.

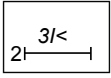
tINNonDir ist die unabhängige Verzögerungszeit in Sekunden für den ungerichteten Erdfehlerstromschutz.

OpUN> wird auf *Ein* gesetzt, um die Auslösefunktion des Nullspannungsschutzes zu aktivieren.

tUN ist die unabhängige Verzögerungszeit in Sekunden für die Auslösefunktion des Nullspannungsschutzes.

7.8 UC2PTUC - Zeitverzögerter zweistufiger Unterstromschutz

7.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zeitverzögerter zweistufiger Unterstromschutz	UC2PTUC		37

7.8.2 Anwendung

Der zeitverzögerte zweistufige Unterstromschutz (UC2PTUC) kann überall dort eingesetzt werden, wo ein "Unterstrom" Signal benötigt wird. Die zentrale Anwendung ist der Einsatz als lokales Kriterium zur Steigerung der Sicherheit, wenn der Signalvergleichsschutz verwendet wird. Weiter unten sind zwei unterschiedliche Anwendungsbeispiele der Unterstromschutzfunktion dargestellt. Die Beispiele zeigen einen Leistungstransformator, der direkt an der Einspeiseleitung angeschlossen ist und eine Drosselspule an einer Leitung, mit einem Leistungsschalter in einer anderen Schaltanlage. Beide Beispiele beinhalten ein Signalvergleichsverfahren, dem ein lokales Unterstromkriterium hinzugefügt wird, um unerwünschte Auslösungen auf Grund fehlerhafter Auslösesignale zu vermeiden.

Direkt an die Einspeisung angeschlossener Leistungstransformator

Hauptzweck des zeitverzögerten zweistufigen Unterstromschutzes (UC2PTUC) ist die Bereitstellung eines lokalen Kriteriums, das in Kombination mit einem empfangenen Mitnahmesignal die Sicherheit der Auslösefunktion insgesamt erhöht. Eine typische Anwendung dieser Funktion ist ein Leistungstransformator mit direktem Anschluss an einer Einspeisung, wie in Abbildung 126 dargestellt.



en03000120.vsd

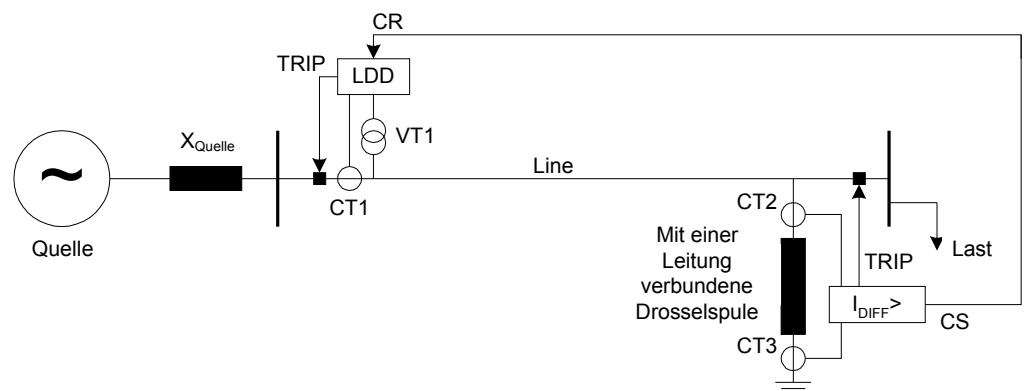
Abb. 126: Direkt an die Einspeisung angeschlossener Leistungstransformator

Angenommen, im Schutzbereich des Transformator-Differentialschutzes tritt ein interner unsymmetrischer Transformatorfehler auf. In den meisten Fällen erkennt der Leitungsschutz diesen Fehler nicht. Der Transformator-Differentialschutz löst bei internen Fehlern aus und initiiert die Auslösung des Leistungsschalters der sekundären Seite. Darüber hinaus sendet er ein binäres Signal CS an die Gegenseite, um den Leitungs-LS in der Schaltanlage zu öffnen.

Das Empfangssignal (CR) könnte den Leistungsschalter entsprechend dem direkten Mitnahmesignal (direct transfer trip, DTT) direkt auslösen. In solchen Fällen könnte die Sicherheit jedoch auf Grund der schlechten Qualität der Kommunikationsverbindung beeinträchtigt werden. Ein fehlerhaftes CR-Signal könnte nämlich zu einer unnötigen Auslösung der Leitung führen. Deswegen wird ein lokales Detektionsgerät (local detection device, LDD) eingesetzt, um an der Lage des Leitungs-LS ein zusätzliches Auslösekriterium zu bieten. Das LDD muss abnorme Zustände an der Seite der geschützten Leitung und im Transformator erkennen und zulassen, dass das CR-Signal den Leistungsschalter auslöst. Der Strom in mindestens einem der Leiter an der Senderseite der Leitung sinkt, wenn der Transformator-Differentialschutz den Leistungsschalter an der sekundären Seite auslöst und der Leistungsschalter-Kontakt offen ist. Das bedeutet, dass eine korrekt eingestellte Unterstromfunktion bei gleich bleibender Zuverlässigkeit ein gutes Kriterium zur Steigerung der Sicherheit des Leistungsschutzes und des Transformators bietet.

Mit einer Leitung verbundene Drosselspule

Hauptzweck des zeitverzögerten zweistufigen Unterstromschutzes (UC2PTUC) ist die Bereitstellung eines lokalen Kriteriums, das in Kombination mit einem empfangenen Mitnahmesignal die Sicherheit der Auslösefunktion insgesamt erhöht. Eine typische Anwendung der Funktion UC2PTUC ist eine Drosselspule, die an einer Leitung angeschlossen ist, wie in Abbildung 127 dargestellt.



en03000121.vsd

Abb. 127: Hochspannungsleitung mit starr verbundener Drosselspule

Drosselspulen werden im Allgemeinen von einem Differentialschutz geschützt, der den lokalen Leitungsschalter auslöst und einen Mitnahme-Auslösebefehl an die

Gegenseite sendet. Der Leitungsschutz der Gegenseite ist sehr viel weniger empfindlich als der Differentialschutz. Er löst ausschließlich bei niederohmigen Leitungsfehlern in der Nähe der Hochspannungsanschlussklemmen aus. Um Leitungsauslösungen auf Grund fehlerhafter Mitnahmesignale auf der Gegenseite zu vermeiden, kann an der Gegenseite ein lokales Kriterium hinzugefügt werden. Daher erweist sich ein niedriger Strom in mindestens zwei der Phasen als sehr nützliches Kriterium für die Steigerung der Sicherheit.

7.8.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter der Funktion für den Unterstromschutz werden über die LHMI oder PCM600 eingestellt.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Funktion der gesamten Unterstromschutzfunktion muss entweder auf *Ein* oder *Aus* gesetzt werden.

I1Mode: Anzahl der Phasen für die Funktion von Schritt 1.

$I1<$: niedrig eingestellter Stromwert. Sinkt der Strom unter diesen Grenzwert, löst die Funktion aus und gibt die Auslösesignale ST1 und START aus.

$t1$: Zeitverzögerung von $I1<$ ab dem Ansprechen bis zur Ausgabe der Auslösesignale TR1 und TRIP.

tReset1: sofortiges oder zeitverzögertes Rücksetzen der Signale START und ST1.

I2Mode: Anzahl der Phasen für die Funktion von Schritt 2.

$I2<$: hoch eingestellter Stromwert. Sinkt der Strom unter diesen Grenzwert, löst die Funktion aus und gibt die Auslösesignale ST2 und START aus.

$t2$: Zeitverzögerung von $I2<$ ab dem Ansprechen bis zur Ausgabe der Auslösesignale TR2 und TRIP.

tReset2: sofortiges oder zeitverzögertes Rücksetzen der Signale START und ST2.


tPulse: Dauer aller TRIP Signale.

IBlk: eingestellte Stromwerte. Liegen alle drei Phasenströme unter diesem Grenzwert, dann blockiert die Funktion den Unterstromschutz.

Das Ansprechniveau für $I1<$ und $I2<$ sollte mit ein wenig Toleranz zum untersten Stromwert eingestellt werden, der während der normalen Betriebsbedingungen auftreten kann.

7.9 LPTTR - Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante

7.9.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante	LPTTR		26

7.9.2 Anwendung

Die Leitungen und Kabel in elektrischen Anlagen sind für eine bestimmte maximale Stromlast ausgelegt. Wird dieser Wert überschritten, sind die Verluste höher als erwartet. Folglich steigt die Temperatur in den Leitern. Steigt die Temperatur der Leitungen und Kabel zu stark an, können Schäden entstehen:

- Freileitungen können übermäßig durchhängen.
- Ist die Temperatur von Leitern, z. B. von Aluminiumleitern, zu hoch, wird das Material zerstört.
- In Kabeln kann die Isolierung durch Überhitzung beschädigt werden. Dies kann zu Leiter-Leiter-Fehlern oder Leiter-Erde-Fehlern führen.

In besonderen Lastsituationen im Netz kann es erforderlich sein, Leitungen und Kabel für eine begrenzte Zeit einer überhöhten Last auszusetzen. Dies sollte ohne Risiken erfolgen.

Der thermische Überlastschutz liefert Informationen, die ein kurzzeitiges Überlasten von Kabeln und Leitungen ermöglichen. Der thermische Überlastschutz ermittelt ständig die Leitertemperatur. Diese Ermittlung erfolgt über ein thermisches Modell der Leitungen/Kabel, das auf der aktuellen Messung basiert.

Erreicht die Temperatur des geschützten Betriebsmittels einen Warnpegel *AlarmTemp*, kann dies dem Bediener über das Signal ALARM angezeigt werden. Dadurch können Maßnahmen im Netz ergriffen werden, bevor gefährliche Temperaturen erreicht werden. Steigt die Temperatur bis zum Auslösewert *TripTemp* weiter, initiiert der Schutz die Auslösung der geschützten Leitung.

7.9.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den thermischen Überlastschutz LPTTR werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Die folgenden Einstellungen können für den thermischen Überlastschutz verwendet werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Aus/Ein

I_{Ref}: Kontinuierlicher Bezugsstrom in % von I_{Base} , der die kontinuierliche (End-) Temperatur T_{Ref} angibt. Es wird empfohlen, diesen Strom auf den maximal zulässigen Dauerstrom im Notbetrieb (wenige Stunden pro Jahr) für die Leitung oder das Kabel einzustellen.

T_{Ref}: Bezugstemperatur (Endtemperatur) entsprechend dem Dauerstrom I_{Ref} . Häufig sind in den Handbüchern die Stromwerte mit entsprechenden Leitertemperaturen zu den Kabeln angegeben. Die Werte sind für unterschiedliche Bedingungen angegeben, wie z. B. Bodentemperatur, Temperatur der Umgebungsluft, Kabelführung und thermischer Bodenwiderstand. In den Handbüchern für Überlandleitungen sind Temperaturen und entsprechende Stromwerte angegeben.

Tau: Die thermische Zeitkonstante des geschützten Schaltkreises in Minuten. Details finden Sie in den Handbüchern der Hersteller.

TripTemp: Temperaturwert für die Auslösung des geschützten Schaltkreises. Bei Kabeln werden für die maximal zulässige Leitertemperatur häufig 90°C angegeben. Bei Überlandleitungen liegt die kritische Temperatur für Aluminiumleiter bei ca. 90 - 100°C. Bei Kupferleitern liegt der Normalwert bei 70°C.

AlarmTemp: Temperaturwert für einen Alarm für den geschützten Schaltkreis. Das Signal ALARM kann als Warnung verwendet werden, bevor der Schaltkreis auslöst. Daher muss die Einstellung unter dem Auslösewert liegen. Diese Einstellung muss aber gleichzeitig über der maximalen Leitertemperatur bei Normalbetrieb liegen. Für Kabel werden hierfür häufig 65°C angegeben. Ähnliche Werte gelten für Überlandleitungen. Ein geeigneter Wert liegt ca. 15°C unter dem Auslösewert.

ReclTemp: Die Temperatur, bei der das Sperrsignal LOCKOUT vom Schutz freigegeben wird. Wenn der thermische Überlastschutz auslöst, wird ein Sperrsignal aktiviert. Dieses Signal soll das Einschalten des geschützten Schaltkreises blockieren, solange eine hohe Leitertemperatur vorliegt. Das Signal wird freigegeben, wenn die ermittelte Temperatur unter dem eingestellten Wert liegt. Hierfür ist ein Temperaturwert unterhalb der Alarmtemperatur zu wählen.

7.10 CCRBRF - Schalterversagerschutz

7.10.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Schalterversagerschutz	CCRBRF	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;">3I>BF</div>	50BF

7.10.2 Anwendung

Beim Erstellen des Fehlerbeseitigungssystem wird oft das N-1-Kriterium verwendet. D.h., dass ein fehlerhaftes Betriebsmittel im Fehlerbeseitigungssystem ohne Beeinträchtigung des Netzbetriebes zulässig ist. Eine wichtige Komponente im Fehlerbeseitigungssystem ist der Leistungsschalter. Es ist aus praktischen und wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll, den Leistungsschalter für die geschützte Komponente zu duplizieren. Stattdessen wird eine Ausfallsicherung verwendet.

Der Schalterversagerschutz (CCRBRF) gibt einen Mitnahmebefehl an angrenzende Leistungsschalter aus, wenn der "normale" Leistungsschalter für das zu schützende Betriebsmittel ausgefallen ist. Zum Erkennen eines Fehlers und um den Strom durch den Leistungsschalter zu unterbrechen, wird der Strom gemessen oder das verbleibende Auslösesignal erkannt.

CCRBRF kann auch eine Auslösewiederholung bewirken. Das bedeutet, dass ein zweites Auslösesignal an den geschützten Leistungsschalter gesendet wird. Die Wiederauslösefunktion kann verwendet werden, um die Wahrscheinlichkeit der Funktion des Leistungsschalters zu erhöhen, oder sie kann verwendet werden, um die Reserveauslösung vieler Schalter zu verhindern, wenn Fehler während der Relaiswartung oder -tests auftreten.

7.10.3 Einstellrichtlinien

Die Einstellwerte für den Leistungsschalversagerschutz CCRBRF werden über die LHMI oder im PCM600 gesetzt.

Die folgenden Einstellungen können für den Schalterversagerschutz verwendet werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Aus/Ein

FunctionMode Dieser Parameter kann auf *Strom* oder *Kontakt* eingestellt werden. Er gibt an, auf welche Weise ein Versagen des Leistungsschalters erkannt wird. Im Modus *Strom* wird die Strommessung für die Erkennung genutzt. Im Modus *Kontakt* dient das lange Andauern des Signals für die Schalterposition als Indikator für ein Schalterversagen. Der Modus *Strom und Kontakt* bedeutet, dass beide Arten der Erkennung aktiviert sind. Der Modus *Kontakt* wird in Anwendungen eingesetzt, bei denen nur ein geringer Fehlerstrom durch den Leistungsschalter fließt. Das kann für bestimmte Anwendungen beim Generatorschutz (z.B. Rückleistungsschutz) sowie bei Leitungsenden mit Schwacheinspeiselogik sinnvoll sein.

RetripMode: Diese Einstellung gibt die Funktionsweise der Auslösewiederholung an. *Aus.-wiederh. AUS* bedeutet, dass die Auslösewiederholung nicht aktiviert ist. Die Einstellungen *LS Pos. Kontrolle* (Überprüfung der Leistungsschalterposition) und *Strom* bedeuten, dass ein Leiterstrom größer als der Schwellwert sein muss, damit die Auslösewiederholung erfolgen kann. Die Einstellungen *LS Pos. Kontrolle* (Überprüfung der Leistungsschalterposition) und *Kontakt* bedeuten, dass die Auslösewiederholung erfolgt, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist (Verwendung der Schalterposition). *Keine LS-Pos. Kontr.* bedeutet, die Auslösewiederholung erfolgt ohne Überprüfung der Schalterposition.

Tabelle 22: Abhängigkeiten zwischen den Parametern *RetripMode* und *FunctionMode*

<i>RetripMode</i>	<i>FunctionMode</i>	Beschreibung
<i>Aus.-wiederh. AUS</i>	n.v.	Die Auslösewiederholung ist nicht aktiviert
<i>LS Pos. Kontrolle</i>	<i>Strom</i>	Ein Leiterstrom muss größer sein als der Auslösewert, um eine erneute Auslösung zu gestatten
	<i>Kontakt</i>	Die Auslösewiederholung erfolgt, wenn die Leistungsschalterposition anzeigt, dass der Leistungsschalter nach Ablauf der Zeitverzögerung für die Auslösewiederholung immer noch geschlossen ist.
	<i>Strom und Kontakt</i>	Beide Methoden werden genutzt.
<i>Keine LS-Pos. Kontr.</i>	<i>Strom</i>	Auslösewiederholung erfolgt ohne Überprüfung der Schalterposition
	<i>Kontakt</i>	Auslösewiederholung erfolgt ohne Überprüfung der Schalterposition
	<i>Strom und Kontakt</i>	Beide Methoden werden genutzt.

BuTripMode: Durch die Wahl des Modus Mitnahmeauslösung wird festgelegt, welche Stromkriterien für das Erkennen eines Schalterversagens ausreichen. In der

Strom-Betriebsart 2 von 4 müssen von den drei Leiterströmen und dem Nullstrom mindestens zwei Ströme hoch sein, um ein Schalterversagen anzuzeigen. In der Betriebsart 1 von 3 muss mindestens einer der drei Leiterströme hoch sein, um ein Schalterversagen anzuzeigen. In der Betriebsart 1 von 4 müssen mindestens einer der drei Leiterströme oder der Nullstrom hoch sein, um ein Schalterversagen anzuzeigen. Bei den meisten Anwendungen ist die Betriebsart 1 von 3 ausreichend. In der Betriebsart *Kontakt* erfolgt eine Mitnahmeauslösung, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist (Verwendung der Schalterposition).

IP>: Stromstärke für die Erkennung eines Schalterversagens, einzustellen in % von *I*Base. Dieser Parameter ist so festzulegen, dass Fehler mit geringen Fehlerströmen erkannt werden können. Die Einstellung kann so gewählt werden, dass sie der empfindlichsten Schutzfunktion entspricht, die den Schalterversagerschutz auslösen soll. Eine typische Einstellung ist 10 % von *I*Base.

I>*BlkCont*: Sofern zur Erkennung eines Schalterversagens eine kontaktabhängige Methode verwendet wird, kann diese Funktion blockiert werden, wenn einer der Leiterströme diesen Einstellwert übersteigt. Wenn *FunctionMode* auf *Strom und Kontakt* eingestellt ist, wird ein Schalterversagen Fehlern mit hoher Stromstärke von der Strommessfunktion zuverlässig erkannt. Zur Erhöhung der Sicherheit ist die kontaktabhängige Funktionsweise bei hohen Stromstärken zu deaktivieren. Diese Einstellung kann gewählt werden im Bereich von 5-200 % von *I*Base.

IN>: Nullstromwert für die Erkennung eines Schalterversagens, einzustellen in % von *I*Base. In hochohmig geerdeten Netzen ist der Nullstrom bei Leiter-Erde-Fehlern deutlich geringer als die Kurzschlussströme. Um in solchen Netzen ein Schalterversagen bei Leiter-Erde-Fehler erkennen zu können, ist es erforderlich, den Nullstrom separat zu messen. Bei niederohmig geerdeten Netzen kann außerdem der Erdfehlerschutz auf einen relativ niedrigen Strompegel eingestellt werden. Der Parameter *BuTripMode* wird auf 1 von 4 eingestellt. Die Stromeinstellung sollte so gewählt werden, dass sie der Einstellung des empfindlichen Erdfehlerschutzes entspricht. Diese Einstellung kann gewählt werden im Bereich von 2-200 % von *I*Base.

t1: Zeitverzögerung der Auslösewiederholung. Diese Einstellung kann im Bereich von 0–60 s in Schritten von 0,001 s gewählt werden. Eine typische Einstellung sind 0–50 ms.

t2: Zeitverzögerung für die Mitnahmeauslösung. Die eingestellte Zeitdauer wird so kurz wie möglich gewählt, da eine ungewollte Aktivierung vermieden werden muss. Eine typische Einstellung sind 90–200 ms (auch vom Timer für die Auslösewiederholung abhängig).

Die minimale Zeitverzögerung für die Auslösewiederholung kann wie folgt geschätzt werden:

$$t2 \geq t1 + t_{cbopen} + t_{BFP_reset} + t_{margin}$$

(Gleichung 159)

wobei

t_{cbopen} ist die maximale Öffnungszeit des Leistungsschalters

t_{BF_reset} ist die maximale Zeit für das Erkennen einer korrekten Leistungsschalterfunktion durch den Schalterversagerschutz (bei Rücksetzung der Stromkriterien)

t_{margin} ist ein Sicherheitszuschlag

Es ist oftmals erforderlich, dass die Gesamtdauer der Fehlerbeseitigung unter einer bestimmten kritischen Zeit bleibt. Diese Zeit hängt oft davon ab, ob bei einem Fehler nahe eines Kraftwerks die Stabilität vorübergehend aufrechterhalten werden kann.

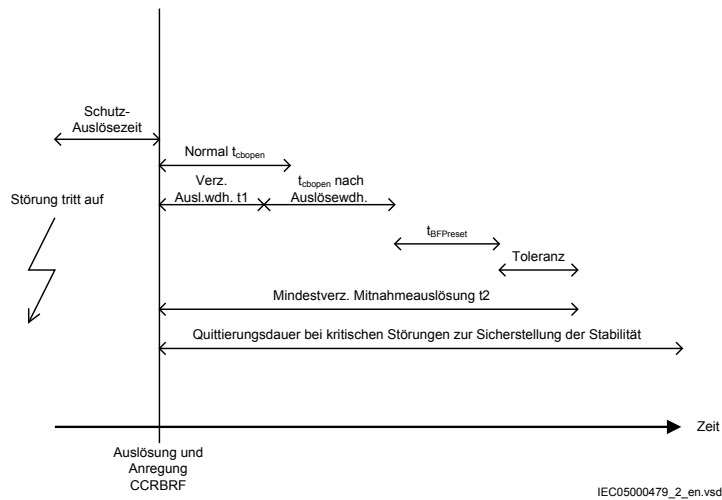


Abb. 128: Zeitliche Abfolge

7.11 Schalterversagerschutz CSPRBRF

7.11.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Schalterversagerschutz	CSPRBRF	3I>BF	50BF

7.11.2 Anwendung

Beim Erstellen des Fehlerbeseitigungssystem wird oft das N-1-Kriterium verwendet. D.h., dass ein fehlerhaftes Betriebsmittel im Fehlerbeseitigungssystem

ohne Beeinträchtigung des Netzbetriebes zulässig ist. Eine erforderliche Komponente im Fehlerbeseitigungssystem ist der Leistungsschalter. Es ist aus praktischen und wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll, den Leistungsschalter für die geschützte Komponente zu duplizieren. Stattdessen wird eine Ausfallsicherung verwendet.

Der Schaltersversagerschutz (CSPRBRF) initiiert bei einer Störung der "normalen" Auslösung des Leistungsschalters für das geschützte Betriebsmittel einen Mitnahmebefehl an den benachbarten Leistungsschaltern. Zum Erkennen eines Fehlers und um den Strom durch den Leistungsschalter zu unterbrechen, wird der Strom gemessen oder das verbleibende Auslösesignal erkannt.

CSPRBRF kann auch eine nochmalige Auslösung veranlassen. Das bedeutet, dass ein zweites Auslösesignal an den geschützten Leistungsschalter gesendet wird. Die Wiederauslösefunktion kann verwendet werden, um die Wahrscheinlichkeit der Funktion des Leistungsschalters zu erhöhen, oder sie kann verwendet werden, um die Reserveauslösung vieler Schalter zu verhindern, wenn Fehler während der Relaiswartung oder -tests auftreten.

7.11.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für den Schaltersversagerschutz CSPRBRF werden über die LHMI oder PCM600 eingerichtet.

Die folgenden Einstellungen können für den Schaltersversagerschutz verwendet werden. Allgemeine IED Bezugsgrößen für den Primärstrom (*I_{Base}*), die Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) werden in den globalen Bezugswerten für die Funktion GBASVAL gesetzt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Off/On

FunctionMode: Dieser Parameter kann auf *Strom und Kontakt* eingestellt werden. Er gibt an, auf welche Weise ein Versagen des Leistungsschalters erkannt wird. Im Modus *Strom* wird die Strommessung für die Erkennung genutzt. Im Modus *Kontakt* dient das lange Andauern des Signals für die Schalterposition als Indikator für ein Schaltersversagen. Der Modus *Strom und Kontakt* bedeutet, dass beide Arten der Erkennung aktiviert sind. Der Modus *Kontakt* wird in Anwendungen eingesetzt, bei denen nur ein geringer Fehlerstrom durch den Leistungsschalter fließt. Das kann bei bestimmten Anwendungen für den Generatorschutz (z.B. Rückleistungsschutz) sowie bei Leitungsenden mit Schwacheinspeiselogik sinnvoll sein.

RetripMode: Diese Einstellung gibt die Funktionsweise der Auslösewiederholung an. *Aus.-wiederh.* *AUS* bedeutet, dass die Auslösewiederholung nicht aktiviert ist. Die Einstellungen *LS Pos. Kontrolle* (Überprüfung der Leistungsschalterposition) und *Strom* bedeuten, dass ein Leiterstrom größer als der Schwellwert sein muss, damit die Auslösewiederholung erfolgen kann. Die Einstellungen *LS Pos.*

Kontrolle (Überprüfung der Leistungsschalterposition) und *Kontakt* bedeuten, dass die Auslösewiederholung erfolgt, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist (Verwendung der Schalterposition). *Keine LSPos Kontr.* bedeutet, dass die erneute Auslösung ohne Prüfung der Leistungsschalterposition erfolgt.

Tabelle 23: *Abhängigkeiten zwischen den Parametern RetripMode und FunctionMode*

<i>RetripMode</i>	<i>FunctionMode</i>	<i>Beschreibung</i>
<i>Aus.-wiederh. AUS</i>	n.v.	Die Auslösewiederholung ist nicht aktiviert
LS Pos. Kontrolle	<i>Strom</i>	Ein Leiterstrom muss größer sein als der Auslösewert, um eine erneute Auslösung zu gestatten
	<i>Kontakt</i>	Die erneute Auslösung erfolgt bei geschlossenem Leistungsschalter (LS-Position wird verwendet), und eine lange Dauer des Auslösesignals weist auf ein Versagen des Leistungsschalters hin
	<i>Strom und Kontakt</i>	Beide Methoden werden genutzt.
<i>Keine LSPos Kontr.</i>	<i>Strom</i>	Auslösewiederholung erfolgt ohne Überprüfung der Schalterposition
	<i>Kontakt</i>	Auslösewiederholung erfolgt ohne Überprüfung der Schalterposition
	<i>Strom und Kontakt</i>	Beide Methoden werden genutzt.

BuTripMode: Durch die Wahl des Modus Mitnahmeauslösung wird festgelegt, welche Stromkriterien für das Erkennen eines Schalterversagens ausreichen. Für *Strom* bedeutet die Funktion *2 von 4*, dass mindestens zwei Ströme der drei Leiterströme und des Nullstroms hoch sein müssen, um ein Versagen des Leistungsschalters anzuzeigen. *1 von 3* bedeutet, dass mindestens ein Strom der drei Leiterströme hoch sein muss, um ein Versagen des Leistungsschalters anzuzeigen. *1 von 4* bedeutet, dass mindestens ein Strom der drei Leiterströme oder des Nullstroms hoch sein muss, um ein Versagen des Leistungsschalters anzuzeigen. Bei den meisten Anwendungen ist die Betriebsart *1 von 3* ausreichend. In der Betriebsart *Kontakt* erfolgt eine Mitnahmeauslösung, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist (Verwendung der Schalterposition).

IP>: Stromstärke für die Erkennung eines Schalterversagens, einzustellen in % von *I_{Base}*. Dieser Parameter ist so festzulegen, dass Fehler mit geringen Fehlerströmen erkannt werden können. Die Einstellung kann so gewählt werden, dass sie der empfindlichsten Schutzfunktion entspricht, die den Schalterversagerschutz auslösen soll. Eine typische Einstellung ist 10 % von *I_{Base}*.

I>BlkCont: Sofern zur Erkennung eines Schalterversagens eine kontaktabhängige Methode verwendet wird, kann diese Funktion blockiert werden, wenn einer der

Leiterströme diesen Einstellwert übersteigt. Wird *FunctionMode* auf *Strom und Kontakt* gesetzt, werden Störungen bei hohen Strömen des Leistungsschalters durch die aktuelle Messfunktion zuverlässig erkannt. Zur Erhöhung der Sicherheit ist die kontaktabhängige Funktionsweise bei hohen Stromstärken zu deaktivieren. Diese Einstellung kann gewählt werden im Bereich von 5-200 % von *I_{Base}*.

IN>: Nullstromwert für die Erkennung eines Schalterversagens, einzustellen in % von *I_{Base}*. Bei Systemen mit Hochimpedanzerdung sind Leiter-Erde Fehler gewöhnlich wesentlich geringer als Kurzschlussströme. Um Störungen von Leistungsschaltern bei einphasigen Erdfehlern in diesen Systemen zu erkennen, ist es erforderlich, den Nullstrom separat zu messen. Bei niederohmig geerdeten Netzen kann außerdem der Erdfehlerschutz auf einen relativ niedrigen Strompegel eingestellt werden. Der Parameter *BuTripMode* wird auf 1 von 4 eingestellt. Die aktuelle Einstellung sollte entsprechend der Einstellung des empfindlichen Erdfehlerschutzes eingerichtet werden. Diese Einstellung kann gewählt werden im Bereich von 2-200 % von *I_{Base}*.

t1: Zeitverzögerung der Auslösewiederholung. Die Einstellung kann im Bereich 0 – 60 s in 0,001 s Schritten gewählt werden. Eine typische Einstellung ist 0 – 50 ms.

t2: Zeitverzögerung für die Mitnahmeauslösung. Die eingestellte Zeitdauer wird so kurz wie möglich gewählt, da eine ungewollte Aktivierung vermieden werden muss. Eine Typische Einstellung ist 90 – 200 ms (hängt auch vom Zeitglied für die erneute Auslösung ab).

Die minimale Zeitverzögerung für die Auslösewiederholung kann wie folgt geschätzt werden:

$$t2 \geq t1 + t_{cbopen} + t_{BFP_reset} + t_{margin}$$

(Gleichung 160)

wobei

t_{cbopen} ist die maximale Öffnungszeit des Leistungsschalters

t_{BFP_reset} ist die maximale Dauer für den Leistungsschalterschutz, zum Erkennen der korrekten Leistungsschalterfunktion (Zurücksetzen der Stromkriterien)

t_{margin} ist der Sicherheitszuschlag

Es ist oftmals erforderlich, dass die Gesamtdauer der Fehlerbeseitigung unter einer bestimmten kritischen Zeit bleibt. Diese Zeit hängt oft davon ab, ob bei einem Fehler nahe eines Kraftwerks die Stabilität vorübergehend aufrechterhalten werden kann.

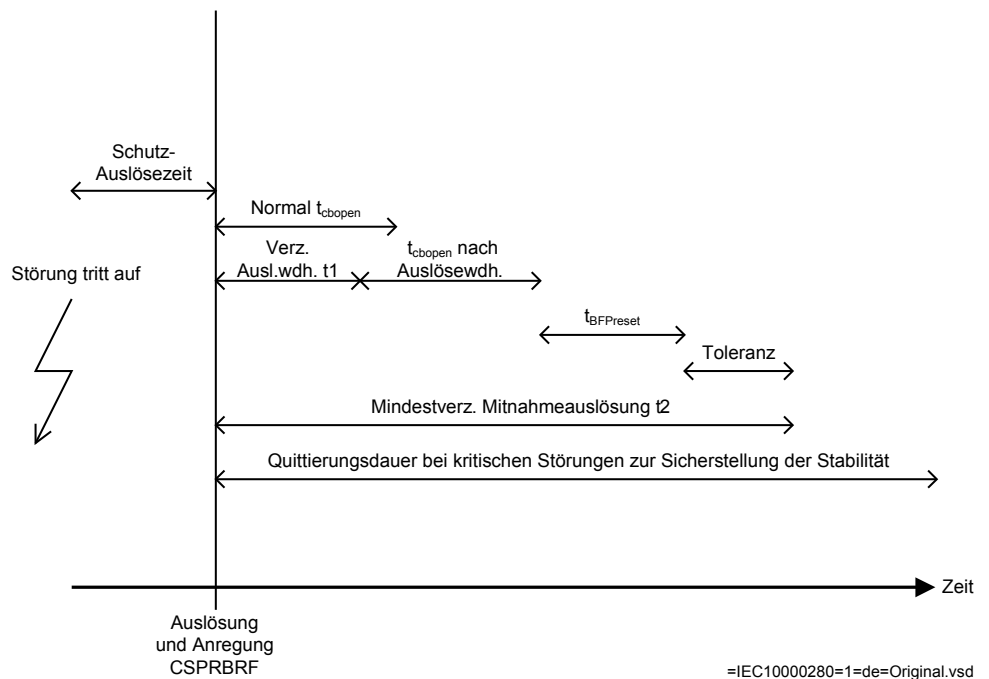


Abb. 129: Zeitliche Abfolge

7.12 STBPTOC - Kurzzonenschutz

7.12.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Kurzzonenschutz	STBPTOC	3I>STUB	50STB

7.12.2 Anwendung

Bei dem Kurzzonenschutz STBPTOC handelt es sich um einen einfachen Leiter-Überstromschutz, der von den beiden Stromtranswandlergruppen gespeist wird, die wiederum das außer Betrieb genommene Betriebsmittel speisen. Der Kurzzonenschutz ist nur aktiviert, wenn der Trenner des Betriebsmittels offen ist. STBPTOC ermöglicht die schnelle Behebung von Fehlern in dem Abschnitt zwischen den Stromwandlern und dem offenen Trenner.

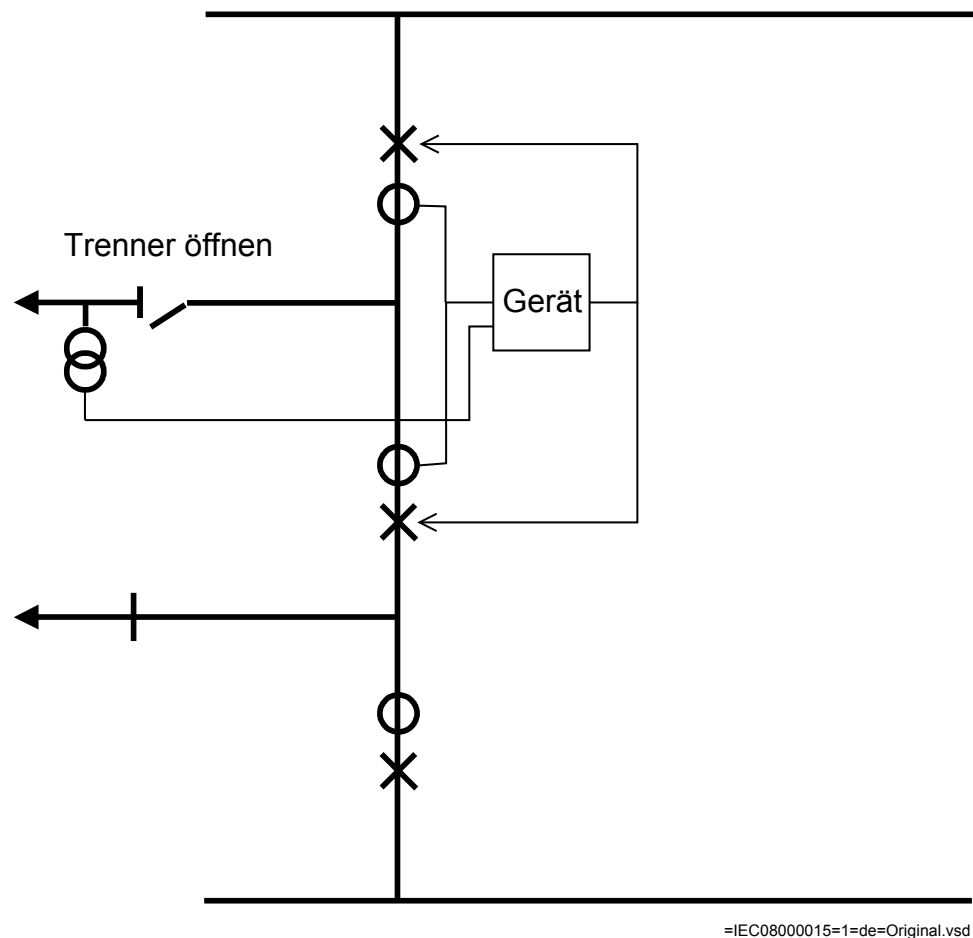


Abb. 130: Typische Verbindung für Kurzzonenschutz in einer Anordnung mit Eineinhalb-Leistungsschalter.

7.12.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für den Kurzzonenschutz STBPTOC werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Die folgenden Einstellungen können für den Kurzzonenschutz verwendet werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Aus/Ein

$I_{>}$: Strompegel für den Kurzzonenschutz in % von I_{Base} . Dieser Parameter muss so eingestellt werden, dass alle Fehler in der Kurzzone erkannt werden können. Die Einstellung muss daher auf den Fehlerberechnungen basieren.

7.13 Polgleichlaufüberwachung CCRPLD

7.13.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Polgleichlaufüberwachung	CCRPLD	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; margin: 0 auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <i>PD</i> </div>	52PD

7.13.2 Anwendung

Es besteht das Risiko, dass bei einem Leistungsschalter eine Diskrepanz zwischen den Polen auftritt, wenn der Schalter schließt oder öffnet. Ein Pol kann offen und die anderen beiden können geschlossen sein, oder zwei Pole können offen und einer geschlossen sein. Eine Poldiskrepanz bei einem Leistungsschalter führt zu unsymmetrischen Strömen im Netz. Die Folge können sein:

- Gegensystemströme, die eine rotierende Maschine belasten
- Erdfehlerströme, die zu einer unerwünschten Auslösung von empfindlichen Erdfehlerschutzvorrichtungen im Netz führen können.

Daher ist die Erkennung von Poldiskrepanzen in Leistungsschaltern wichtig. Wenn diese erkannt werden, muss der Schalter direkt ausgelöst werden.

Die Polgleichlaufüberwachung CCRPLD erkennt solche Situationen mit abweichenden Positionen der Pole am geschützten Leistungsschalter. In der Schutzeinrichtung stehen für diese Erkennung zwei verschiedene Optionen zur Verfügung:

- Die Hilfskontakte im Leistungsschalter werden verbunden, so dass die Logik entsteht, und an die Polgleichlaufüberwachung kann ein Signal gesendet werden, das eine Poldiskrepanz anzeigt.
- Es wird jeder Leiterstrom gemessen, der durch den Leistungsschalter fließt. Wenn der Unterschied zwischen den Leiterströmen größer als *CurrUnsymLevel* ist, deutet dies auf eine Poldiskrepanz hin, und die Schutzeinrichtung löst aus.

7.13.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für die Polgleichlaufüberwachung CCRPLD werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Die folgenden Einstellungen können für die Polgleichlaufüberwachung verwendet werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Aus oder Ein

t_{Trip}: Zeitverzögerung der Auslösung.

ContSel: Auslösung der kontaktbasierten Polgleichlaufüberwachung. Kann wie folgt eingestellt werden: *Aus/PD Signal vom LS*. Wenn *PD Signal vom LS* gewählt wird, wird die Logik zur Erkennung eines Polgleichlaufs in der Nähe der Hilfskontakte des Schalters angewendet, und nur ein Signal ist mit der Polgleichlauffunktion verbunden.

CurrSel: Auslösung der strombasierten Polgleichlaufüberwachung. Kann wie folgt eingestellt werden: *Aus/LS Überwachung/Dauerüberwachung*. Mit der Einstellung *LS Überwachung* wird die Funktion nur direkt in Verbindung mit einem Öffnen/Schließen-Befehl des Schalters aktiviert (binnen 200 ms). Bei der Einstellung *Dauerüberwachung* ist die Funktion permanent aktiviert.

CurrUnsymLevel: Unsymmetrischer Betrag des niedrigsten Leiterstroms verglichen mit dem höchsten, eingestellt als Prozentwert im Verhältnis zum höchsten Leiterstrom.

CurrRelLevel: Stromstärke für die Freigabe der Funktion in % von *I_{Base}*.

7.14 BRCPTOC - Leiterbruchüberwachung

7.14.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Leiterbruchüberwachung	BRCPTOC	-	46

7.14.2 Anwendung

Mit konventionellen Schutzfunktionen lässt sich ein Leiterbruch nicht erkennen. Die Funktion zur Erkennung auf Leitungsunterbrechung (BRCPTOC) beinhaltet eine fortlaufende Strom-Asymmetriepfung der mit dem IED verbundenen Leitung. Sie gibt Alarm oder löst aus, sobald ein Leiterbruch erkannt wird.

7.14.3 Einstellrichtlinien

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter $GlobalBaseSel$ wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Die Leiterbruchüberwachung BRCPTOC muss so eingestellt werden, dass sie einen oder mehrere Leiterbrüche (Fehler durch Leiterunterbrechung) mit unterschiedlichen Lasten auf der Leitung erkennt. Gleichzeitig muss die Funktion BRCPTOC so eingestellt werden, dass sie nicht bei der Unsymmetrie auslöst, die z. B. aufgrund von nicht verdrehten Stromleitungen vorkommen kann.

Alle Einstellungen werden in Primärwerten oder Prozentangaben vorgenommen.

In der Regel sollten Sie den minimalen Ansprechstrom pro Phase $IP>$ auf 10–20 % des Bemessungsstroms einstellen.

In der Regel sollten Sie den unsymmetrischen Strom, d. h. das Verhältnis der Differenz von minimalem und maximalen Leiterstrom zum maximalen Leiterstrom, auf $I_{ub}> = 50\%$ einstellen.



Die Einstellung ist so zu wählen, dass Asymmetrieprobleme unter den Mindestbedingungen für eine Auslösung vermieden werden.

Wählen Sie als Verzögerungszeit $t_{Oper} = 5-60$ Sekunden und als Rückfallzeit $t_{Reset} = 0,010-60,000$ Sekunden.

7.15 GOPPDOP/GUPPDUP - Gerichteter Über-/Unterleistungsschutz

7.15.1 Anwendung

Die Aufgabe eines Generators in einem Kraftwerk besteht in der Umwandlung der verfügbaren mechanischen Energie in elektrische Energie.

Es kommt vor, dass die mechanische Kraft einer Antriebsmaschine so sehr absinkt, dass sie die Lager- und Ventilationsverluste nicht mehr decken kann. In diesem Fall fungiert der Synchrongenerator als Synchronmotor und zieht aus dem übrigen System Energie ab. Dieser Betriebsmodus, in dem einzelne Synchronmaschinen als Motoren arbeiten, bedeutet kein Risiko für die Maschine selbst. Wenn z. B. der Generator sehr groß ist und viel elektrische Energie aufnimmt, könnte es wünschenswert sein, diesen zugunsten des übrigen Stromsystems zu trennen.

Häufig bedeutet diese Betriebsbedingung, dass die Turbine einem hohen Risiko ausgesetzt ist. Der Rückleistungsschutz dient daher dem Schutz der Turbine und nicht dem Schutz des Generators.

Dampfturbinen neigen schnell zur Überhitzung, wenn der Dampfstrom zu niedrig ist oder wenn durch die Turbine kein Dampf mehr fließt. Daher sollten Turbo-Generatoren mit einem Rückleistungsschutz ausgestattet sein. Es gibt mehrere Ausnahmesituationen, die eine Rückleistung verursachen können: Bruch eines Hauptdampfrohrs, Beschädigung einer oder mehrerer Schaufeln in der Dampfturbine oder unbeabsichtigtes Schließen der Hauptabsperrentile. Bei Letzterem ist es sehr wünschenswert, dass ein zuverlässiger Rückleistungsschutz zur Verfügung steht. Dieser könnte Schäden im Kraftwerk verhindern.

Beim routinemäßigen Herunterfahren vieler Wärmekraftwerksblöcke sendet der Rückleistungsschutz den Auslöseimpuls an den Generatorschalter (Blockschalter). Hierdurch wird die Trennung des Blocks verhindert, bevor die mechanische Leistung auf Null sinkt. Eine frühere Trennung würde bei jedem routinemäßigen Herunterfahren zu einer Beschleunigung des Turbinengenerators führen. Diese hätte eine Überdrehzahl und hohe Zentrifugalspannungen zur Folge.

Wenn durch die Turbine kein Dampf mehr fließt, werden die Turbinenschaufeln nicht mehr gekühlt. Dann kann die entstehende Wärme nicht mehr abgeführt werden. Stattdessen erhöht sich die Temperatur in der Dampfturbine und besonders auch die Temperatur der Schaufeln. Wenn sich eine Dampfturbine ohne Dampfzufuhr dreht, liegt der Stromverbrauch bei ca. 2% der Bemessungsleistung. Selbst wenn sich die Turbine in einem Vakuum dreht, führt dies schnell zu einer Überhitzung und zu Schäden. Wenn die Turbine ihr Vakuum verliert, überhitzt sich diese binnen Minuten.

Der kritische Zeitpunkt für eine Überhitzung einer Dampfturbine schwankt abhängig von der Art der Turbine zwischen 0,5 und 30 Minuten. Eine Hochdruckturbine mit kleinen, dünnen Schaufeln überhitzt viel schneller als eine Niederdruckturbine mit langen, schweren Schaufeln. Die Bedingungen sind von Turbine zu Turbine unterschiedlich, und in jedem Fall muss Rücksprache mit dem Hersteller der Turbine erfolgen.

Die Stromversorgung der Nebenaggregate des Kraftwerks kann über einen Eigenbedarfstransformator erfolgen, der mit der Primärseite des Aufwärtstransformators verbunden ist. Die Stromversorgung kann auch über einen Anlauftransformator erfolgen, der mit dem externen Netz verbunden ist. Der Rückleistungsschutz muss so konzipiert werden, dass er eine Rückleistung unabhängig vom Stromfluss zu den Nebenaggregaten des Kraftwerks erkennen kann.

Wasserturbinen tolerieren eine Rückleistung viel besser als Dampfturbinen. Nur bei Kaplan-Turbinen und Rohrturbinen kann sich eine Rückleistung negativ auswirken. Es besteht die Gefahr, dass sich das Turbinenlaufrad axial verschiebt und feststehende Teile berührt. Diese sind nicht immer stabil genug, um der damit verbundenen Belastung standhalten zu können.

Bei Außentemperaturen unter Null Grad kann die Zufuhr durch Eis und Schnee blockiert werden. Durch Äste und Blätter können auch die Abscheidetore blockiert werden. Eine vollständige Blockierung des Einlasses kann zu Kavitationen führen. Die Gefahr von Schäden an Wasserturbinen kann den Einsatz eines Rückleistungsschutzes in unbeaufsichtigten Kraftwerken rechtfertigen.

Eine Wasserturbine, die im Wasser mit geschlossenen verstellbaren Leitschaufeln arbeitet, wird vom restlichen Netz Strom ziehen. Diese Leistung liegt bei ca. 10% der Bemessungsleistung. Befindet sich in der Wasserturbine nur Luft, fällt der Leistungsverbrauch auf ca. 3%.

Diesel-Motoren sollten mit einem Rückleistungsschutz ausgestattet sein. Der Generator zieht vom System ca. 15% seiner Bemessungsleistung oder mehr. Ein starrer Motor benötigt für seinen Antrieb vielleicht 25% der Bemessungsleistung. Ein Motor, der gut angelaufen ist, benötigt ggf. nicht mehr als 5%. Es müssen entsprechende Informationen vom Hersteller des Motors angefordert werden, und die Rückleistung muss bei der Inbetriebnahme gemessen werden.

Für Gasturbinen wird normalerweise kein Rückleistungsschutz benötigt.

In Abbildung 131 ist der Rückleistungsschutz mit Unterleistungsschutz und Überleistungsschutz dargestellt. Der Unterleistungsschutz bietet einen größeren Spielraum und ein höheres Maß an Unabhängigkeit. Andererseits ist das Risiko eines unerwünschten Auslösens direkt nach der Synchronisierung größer. Der Unterleistungsschutz sollte so eingestellt werden, dass er dann auslöst, wenn die Wirkleistung vom Generator unter ca. 2% liegt. Der Überleistungsschutz sollte so eingestellt werden, dass er dann auslöst, wenn der Leistungsfluss vom Netz zum Generator über 1% liegt.

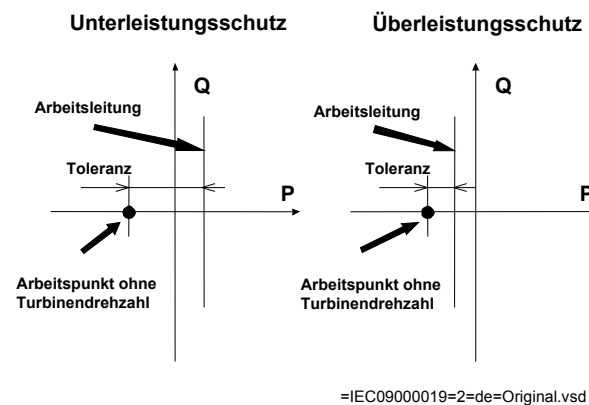
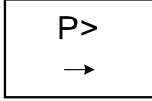


Abb. 131: Rückleistungsschutz mit Unterleistungs- und Überleistungsschutz

7.15.2 GOPPDOP - Gerichteter Überleistungsschutz

7.15.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Gerichteter Überleistungsschutz	GOPPDOP		32

7.15.2.2 Einstellrichtlinien

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Über den Parameter *Operation* kann die Funktion auf *On/Off* gesetzt werden.

Mode: Spannung und Strom, die/der für die Leistungsmessung verwendet wird. Die Einstellungsmöglichkeiten werden in Tabelle 24 gezeigt.

Für Anwendungen mit Rückleistung werden dringend die Modi *Mitsystem* oder *Aron-Schaltung* empfohlen.

Tabelle 24: Komplexe Leistungsberechnung

Parameter <i>Mode</i>	Formel zur Berechnung der komplexen Leistung
L1, L2, L3	$\bar{S} = \bar{U}_{L1} \cdot \bar{I}_{L1}^* + \bar{U}_{L2} \cdot \bar{I}_{L2}^* + \bar{U}_{L3} \cdot \bar{I}_{L3}^*$ (Gleichung 161)
Aron-Methode	$\bar{S} = \bar{U}_{L1L2} \cdot \bar{I}_{L1}^* - \bar{U}_{L2L3} \cdot \bar{I}_{L3}^*$ (Gleichung 162)
PosSeq	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{PosSeq} \cdot \bar{I}_{PosSeq}^*$ (Gleichung 163)
L1L2	$\bar{S} = \bar{U}_{L1L2} \cdot (\bar{I}_{L1}^* - \bar{I}_{L2}^*)$ (Gleichung 164)
L2L3	$\bar{S} = \bar{U}_{L2L3} \cdot (\bar{I}_{L2}^* - \bar{I}_{L3}^*)$ (Gleichung 165)
L3L1	$\bar{S} = \bar{U}_{L3L1} \cdot (\bar{I}_{L3}^* - \bar{I}_{L1}^*)$ (Gleichung 166)
Fortsetzung auf nächster Seite	

Parameter <i>Mode</i>	Formel zur Berechnung der komplexen Leistung
L1	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{L1} \cdot \bar{I}_{L1}^*$ (Gleichung 167)
L2	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{L2} \cdot \bar{I}_{L2}^*$ (Gleichung 168)
L3	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{L3} \cdot \bar{I}_{L3}^*$ (Gleichung 169)

Die Funktion verfügt über zwei Stufen mit gleichen Einstellparametern.

Mit der Einstellung *OpMode1(2)* wird die Funktion der Stufe definiert. Mögliche Einstellungen sind:

Ein: die Stufe ist aktiviert. *Aus*: die Stufe ist deaktiviert.

Die Funktion löst aus, wenn die Leistungskomponente in der durch die Einstellung *Angle1(2)* definierten Richtung größer ist als die eingestellte Anregeleistung *Power1(2)*.

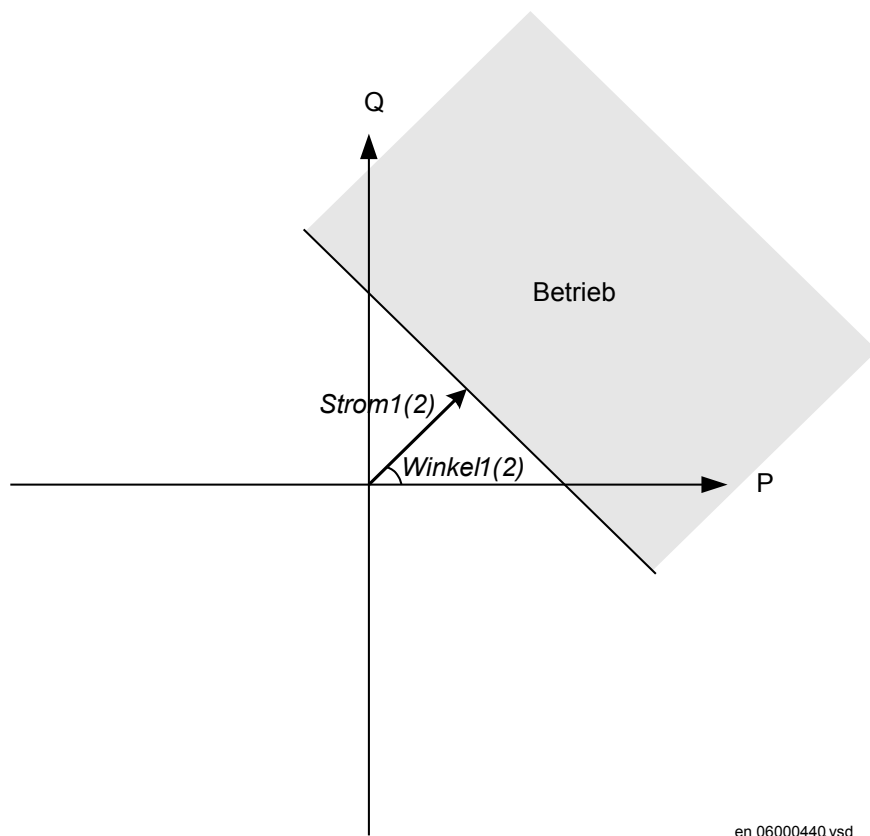


Abb. 132: Modus P> (Überleistung)

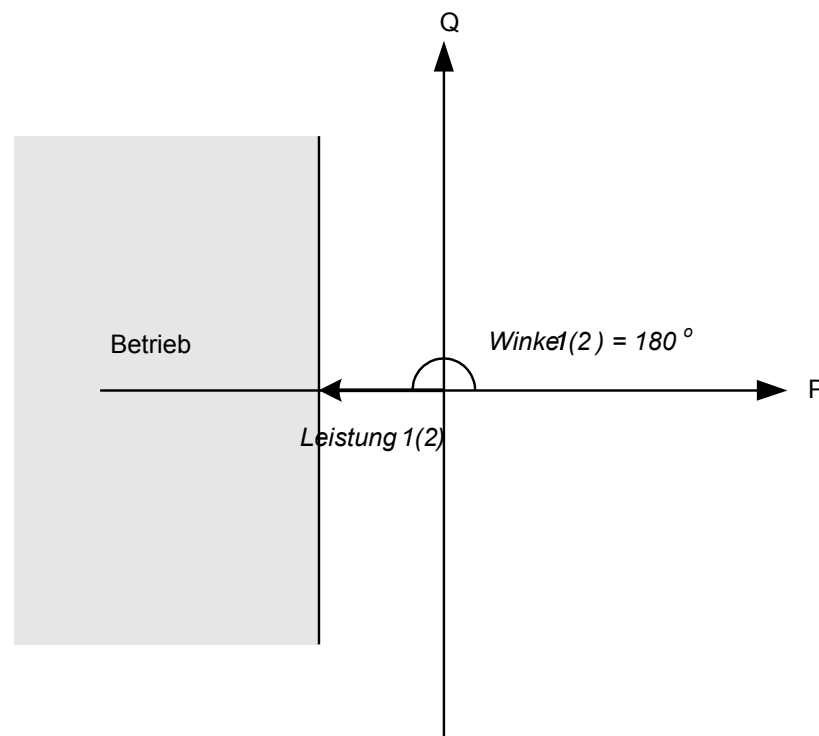
Die Einstellung $Power1(2)$ liefert den AnregeWert der Leistungskomponente in Richtung $Angle1(2)$. Die Einstellung wird in p.u. der Generator-Bemessungsleistung angegeben, siehe Gleichung [170](#).

Die empfohlene Minimaleinstellung ist 1,0% von S_N . Beachten Sie, dass gleichzeitig der minimale IED-AnregeStrom größer als 9 mA (sekundär) sein muss.

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_{Base} \cdot I_{Base}$$

(Gleichung 170)

Die Einstellung $Angle1(2)$ liefert den charakteristischen Winkel mit maximaler Empfindlichkeit der Leistungsschutzfunktion. Die Einstellung wird in Grad angegeben. Für die Wirkleistung muss der eingestellte Winkel 0° oder 180° betragen. Für den Generator-Rückleistungsschutz in einem 50-Hz-Netz ist der Einstellwert 180° zu verwenden, für den Generator-Rückleistungsschutz in einem 60-Hz-Netz der Wert $179,5^\circ$. Diese Winkelanpassung im 60-Hz-Netz verbessert die Genauigkeit des Leistungsschutzes.



=IEC06000557=2=de=Original.vsd

Abb. 133: Bei Leistung in Rückwärtsrichtung sollte der eingestellte Winkel im Überleistungsschutz 180° betragen.

Der Einstellwert $TripDelay1(2)$ legt die Auslöseverzögerung der Stufe nach der Anregung fest und wird in Sekunden angegeben.

Eine Tiefpassfilterung der gemessenen Leistung ist mit folgender Formel möglich:

$$S = k \cdot S_{Old} + (1 - k) \cdot S_{Calculated}$$

(Gleichung 171)

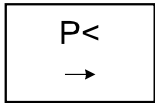
Wobei gilt

- S ein neuer gemessener Wert ist, der für die Schutzfunktion verwendet werden soll,
- S_{Old} der gemessene Wert ist, der von der Funktion im vorherigen Ausführungszyklus ausgegeben wurde,
- S_{Calculated} ist der neue, im aktuellen Zyklus berechnete Wert
- k ist ein einstellbarer Parameter

Der Wert von $k = 0,98$ oder sogar $k = 0,99$ wird bei Generatoranwendungen mit kleiner Leistung in Rückwärtsrichtung empfohlen, da die Auslöseverzögerung für gewöhnlich recht lang ist. Diese Filterung verbessert die Genauigkeit des Leistungsschutzes.

7.15.3 GUPPDUP - Gerichteter Unterleistungsschutz

7.15.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Gerichteter Unterleistungsschutz	GUPPDUP		37

7.15.3.2 Einstellrichtlinien

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Mit dem Parameter *Operation* kann die Funktion auf *Ein/Aus* gesetzt werden.

Mode: Spannung und Strom, die/der für die Leistungsmessung verwendet wird. Die Einstellungsmöglichkeiten werden in Tabelle 25 gezeigt.

Für Anwendungen mit Rückleistung werden dringend die Modi *Mitsystem* oder *Aron-Schaltung* empfohlen.

Tabelle 25: Komplexe Leistungsberechnung

Parameter Mode	Formel zur Berechnung der komplexen Leistung
L1, L2, L3	$\bar{S} = \bar{U}_{L1} \cdot \bar{I}_{L1}^* + \bar{U}_{L2} \cdot \bar{I}_{L2}^* + \bar{U}_{L3} \cdot \bar{I}_{L3}^*$ (Gleichung 172)
Aron-Methode	$\bar{S} = \bar{U}_{L1L2} \cdot \bar{I}_{L1}^* - \bar{U}_{L2L3} \cdot \bar{I}_{L3}^*$ (Gleichung 173)
PosSeq	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{PosSeq} \cdot \bar{I}_{PosSeq}^*$ (Gleichung 174)
L1L2	$\bar{S} = \bar{U}_{L1L2} \cdot (\bar{I}_{L1}^* - \bar{I}_{L2}^*)$ (Gleichung 175)
L2L3	$\bar{S} = \bar{U}_{L2L3} \cdot (\bar{I}_{L2}^* - \bar{I}_{L3}^*)$ (Gleichung 176)
L3L1	$\bar{S} = \bar{U}_{L3L1} \cdot (\bar{I}_{L3}^* - \bar{I}_{L1}^*)$ (Gleichung 177)
L1	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{L1} \cdot \bar{I}_{L1}^*$ (Gleichung 178)
L2	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{L2} \cdot \bar{I}_{L2}^*$ (Gleichung 179)
L3	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_{L3} \cdot \bar{I}_{L3}^*$ (Gleichung 180)

Die Funktion verfügt über zwei Stufen mit gleichen Einstellparametern.

Mit der Einstellung *OpMode1(2)* wird die Funktion der Stufe definiert. Mögliche Einstellungen sind:

Ein: die Stufe ist aktiviert. *Aus*: die Stufe ist deaktiviert.

Die Funktion löst aus, wenn die Leistungskomponente in der durch die Einstellung *Angle1(2)* definierten Richtung kleiner ist als die eingestellte Anregeleistung *Power1(2)*.

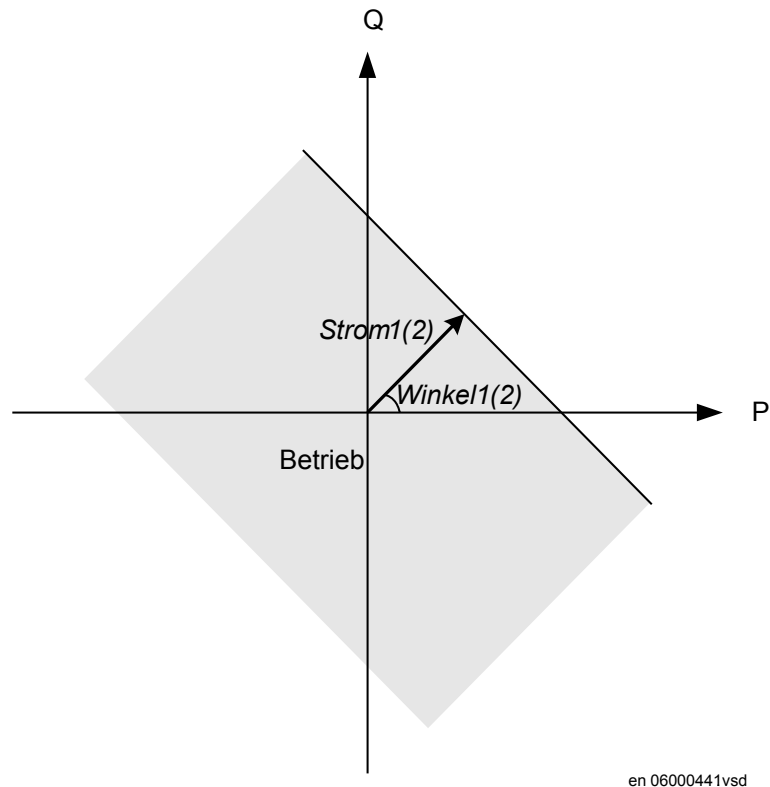


Abb. 134: Modus $P <$ (Unterleistung)

Die Einstellung $Power1(2)$ liefert den Anregerwert der Leistungskomponente in Richtung $Angle1(2)$. Die Einstellung wird in p.u. der Generator-Bemessungsleistung angegeben, siehe Gleichung [181](#).

Die empfohlene Minimaleinstellung ist 1,0% von S_N . Beachten Sie, dass gleichzeitig der minimale IED-Anregerstrom größer als 9 mA (sekundär) sein muss.

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_{Base} \cdot I_{Base}$$

(Gleichung 181)

Die Einstellung $Angle1(2)$ liefert den charakteristischen Winkel mit maximaler Empfindlichkeit der Leistungsschutzfunktion. Die Einstellung wird in Grad angegeben. Für die Wirkleistung muss der eingestellte Winkel 0° oder 180° betragen. 0° ist für den Generator-Wirkleistungsschutz in Vorwärtsrichtung bei kleiner Leistung zu verwenden.

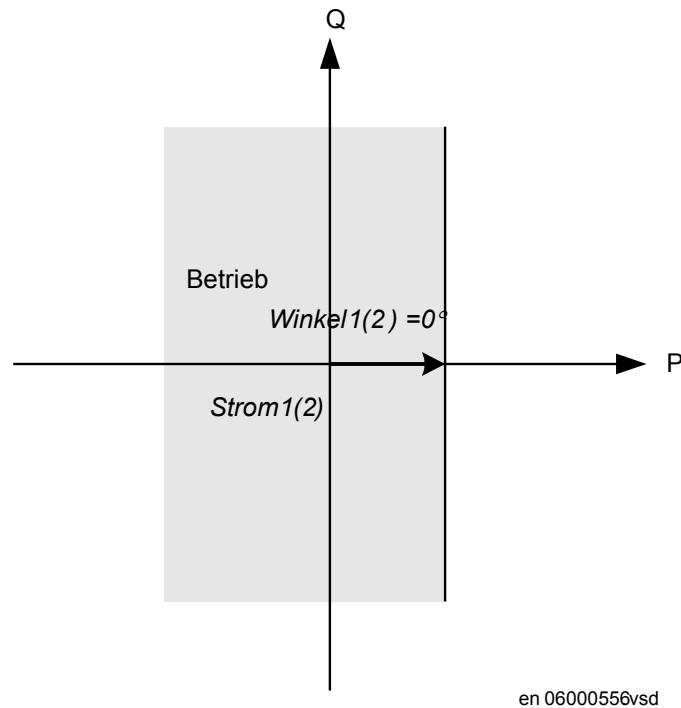


Abb. 135: Bei kleiner Leistung in Vorwärtsrichtung sollte der eingestellte Winkel im Unterleistungsschutz 0° betragen.

Der Einstellwert $TripDelay1(2)$ legt die Auslöseverzögerung der Stufe nach der Anregung fest und wird in Sekunden angegeben.

Eine Tiefpassfilterung der gemessenen Leistung ist mit folgender Formel möglich:

$$S = k \cdot S_{Old} + (1 - k) \cdot S_{Calculated}$$

(Gleichung 182)

Wobei gilt

S ein neuer gemessener Wert ist, der für die Schutzfunktion verwendet werden soll,

S_{Old} der gemessene Wert ist, der von der Funktion im vorherigen Ausführungszyklus ausgegeben wurde,

$S_{Calculated}$ ist der neue, im aktuellen Zyklus berechnete Wert

k ist ein einstellbarer Parameter

Der Wert von $k = 0,98$ oder sogar $k = 0,99$ wird bei Generatoranwendungen mit kleiner Leistung in Vorwärtsrichtung empfohlen, da die Auslöseverzögerung für gewöhnlich recht lang ist. Diese Filterung verbessert die Genauigkeit des Leistungsschutzes.

7.16 DNSPTOC - Schieflastschutz

7.16.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Gegensystem-basierte Überstromfunktion	DNSPTOC	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> 3I2> </div>	46

7.16.2 Anwendung

Der Schieflastschutz (DNSPTOC) wird typischerweise als empfindlicher Schieflastschutz bezeichnet und als Erdfehlerschutz in Netzen eingesetzt, wo eine fehlerhafte Stromrichtungsbeeinflussung im Nullsystem durch gegenseitige Induktion aus zwei oder mehr parallelen Leitungen herrühren kann.

Darüber hinaus wird sie auch bei unterirdischen Verkabelungen eingesetzt, bei denen die Nullimpedanz von den Rückschleifen des Fehlerstroms abhängen, die Gegenimpedanz der Kabel jedoch praktisch konstant ist.

Die Richtungsfunktion hängt vom Strom und der Spannung ab. Die Funktion kann für jeden Schritt unabhängig in die Richtungen "vorwärts", "rückwärts" und "ungerichtet" eingestellt werden.

DNSPTOC schützt vor allen asymmetrischen Fehlern, einschließlich Leiter-Leiter-Fehlern. Der Mindest-Ansprechstrom der Funktion muss auf einen Wert über dem normalen Unsymmetrieniveau des Systems eingestellt werden, um eine unbeabsichtigte Auslösung zu unterbinden.

7.16.3 Einstellrichtlinien

Unten ist ein Beispiel für ein Gegensystem auf Grundlage der Überstromfunktion (DNSPTOC) angegeben, das als empfindlicher Erdfehlerschutz für Leitungen dient. Um eine korrekte Funktion des Schutzes sicher zu stellen, müssen die folgenden Einstellungen vorgenommen werden:

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

- Setzen von *RCA_DIR* auf *+65 Grad*, d.h. der Gegensystemstrom eilt im Fehlerfall bei diesem Winkel typischerweise der invertierten Gegensystemspannung nach
- Setzen von *ROA_DIR* auf *90 Grad*
- Setzen von *LowVolt_VM* auf *2%*, d. h. die Höhe der Gegensystemspannung, über der das Richtungselement aktiviert wird
- Setzen von *Operation_OC1* auf *On*
- Setzen von *StartCurr_OC1* auf einen wert von *3-10%*, (typische Werte)
- Setzen von *tDef_OC1*, um die korrekte Zeitkoordination mit anderen in der Nähe der Leitung eingebauten Erdfehlerschutzeinrichtungen sicher zu stellen
- Setzen von *DirMode_OC1* auf *Vorwärts*
- Setzen von *DirPrinc_OC1* auf *IcosPhi&U*
- Setzen von *ActLowVolt1_VM* auf *Block*

DNSPTOC wird im Richtungsvergleichsschutzschema für den Leitungsschutz eingesetzt, wenn Kommunikationskanäle zur Gegenstation dieser Leitung verfügbar sind. In diesem Fall sind zwei Stufen für die Überstromfunktion des Gegensystems erforderlich - eine in Vorwärts- und eine in umgekehrter Richtung. Die Stufe OC1 wird eingesetzt, um Fehler in Vorwärtsrichtung zu erkennen, die Stufe OC2 wird eingesetzt, um Fehler in umgekehrter Richtung zu erkennen.

Auf jeden Fall ist in solchen Anwendungen das Folgende zu berücksichtigen:

- Die Einstellungen *RCA_Dir* und *ROA_Dir* sind für beide Stufen, OC1 und OC2, anwendbar
- Die Einstellung *DirMode_OC1* muss auf *Vorwärts* gesetzt werden
- Die Einstellung *DirMode_OC2* muss auf *Rückwärts* gesetzt werden
- Die Einstellung *StartCurr_OC2* muss empfindlicher eingestellt werden als der *Ansprechwert* des OC1 Vorwärts-Elements, d. h. typischerweise 60% des *Ansprechwerts* aus *StartCurr_OC1*, um die korrekte Auslösung des Richtungsvergleichsschemas in Stromumkehrungssituationen zu gewährleisten
- Sie Startsignale STOC1 und STOC2 aus den Elementen OC1 und OC2 werden verwendet, um Vorwärts- und Rückwärtssignale an die Gegenstation der Leitung zu senden
- Der verfügbare Funktionsblock zur Schemakommunikation im IED wird zwischen der Schutzfunktion und den Kommunikationsgeräten des Distanzschutzes verwendet, um ein korrektes Angleichen der beiden Startsignale sicher zu stellen.

Abschnitt 8 Spannungsschutz

8.1 Zweistufiger Unterspannungsschutz UV2PTUV

8.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zweistufiger Unterspannungsschutz	UV2PTUV	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; margin: 0 auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> $2U<$ </div>	27

8.1.2 Anwendung

Der zweistufige Unterspannungsschutz (UV2PTUV) ist in allen Situationen anwendbar, wo eine niedrige Leiter-Erde- bzw. Leiter-Leiter-Spannung zuverlässig erkannt werden muss. Sie wird auch als Überwachungs- und Fehlererkennungsfunktion für andere Schutzfunktionen verwendet, um die Sicherheit eines kompletten Schutzsystems zu verbessern.

UV2PTUV wird auf Netzelemente angewendet, wie Generatoren, Transformatoren, Motoren und Netzleitungen, um damit Unterspannungszustände zu erkennen. Unterspannungszustände werden durch anormale Betriebsumstände oder Fehler im Netz hervorgerufen. UV2PTUV wird in Verbindung mit einem Überstromschutz verwendet, entweder als Begrenzung oder in einer Logik "mit Gatter (Gates)" für das Auslösesignal, das von den beiden Funktionen ausgegeben wird. Andere Anwendungen sind die Erkennung von spannungslosen Zuständen, wie z. B. vor der Spannungszufuhr einer Hochspannungsleitung oder für die automatische Auslösung eines Leistungsschalters bei einem Ausfall. UV2PTUV wird auch verwendet, um Spannungskorrekturmaßnahmen zu starten, wie das Einfügen von Parallelkondensatorbänken, um eine Kompensation der Blindlast zu erreichen und somit die Spannung zu erhöhen. Die Funktion besitzt eine hohe Messgenauigkeit, um in entsprechenden Anwendungen die Blindlast steuern zu können.

UV2PTUV wird verwendet, um Betriebsmittel, wie Elektromotoren, vom Netz zu trennen, die durch Unterspannungszustände beschädigt werden können. UV2PTUV ist für Unterspannungszustände bei Netzfrequenz zuständig, die verursacht werden können durch:

1. Fehlfunktion eines Spannungsreglers oder falsche Einstellungen bei manueller Steuerung (symmetrischer Spannungsabfall).
2. Überlast (symmetrischer Spannungsabfall).
3. Kurzschlüsse, häufig als Leiter-Erde-Fehler (unsymmetrischer Spannungsabfall).

UV2PTUV verhindert, dass empfindliche Betriebsmittel in Betrieb sind, wenn Spannungszustände vorherrschen, die bei diesen Betriebsmitteln zu Überhitzung führen und somit deren Lebensdauer verringern können. In Stromkreisen für lokale oder dezentrale Automatisierungsprozesse im Netz ist diese Funktion für viele Anwendungsfälle sinnvoll.

8.1.3 **Einstellrichtlinien**

Die Parameter für den zweistufigen Unterspannungsschutz UV2PTUV werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Alle im System vorhandenen Spannungsbedingungen, auf die UV2PTUV-Funktionen angewendet werden, sind zu berücksichtigen. Gleiches gilt ebenfalls für zugehörige Betriebsmittel, für deren Spannungs- und Zeitcharakteristik.

Für den Einsatz von allgemeinen Unterspannungsschutzfunktionen gibt es ein großes Anwendungsgebiet. Alle spannungsbezogenen Einstellungen werden als Prozentwert der globalen Einstellungen für die Basisspannung *U_{Base}* vorgenommen, die normalerweise auf den primären Bemessungsspannungspegel (Leiter-Leiter) des Netzes oder der betroffenen Hochspannungseinrichtung eingestellt ist.

Die Einstellung für UV2PTUV ist normalerweise nicht kritisch, da für den Hauptschutz ausreichend Zeit verbleiben muss, um Kurzschlüsse und Erdfehler zu beheben.

In den folgenden Abschnitten sind einige Anwendungen mit entsprechenden Hinweisen zur Einstellung des Spannungspegels aufgeführt.

8.1.3.1 **Betriebsmittelschutz, z. B. für Motoren und Generatoren**

Die Einstellung muss unter der niedrigsten anliegenden "normalen" Spannung und über der niedrigsten annehmbaren Spannung für die Geräte liegen.

8.1.3.2 **Erkennung getrennter Geräte**

Die Einstellung muss unter der niedrigsten "normalen" Spannung und über der höchsten anliegenden Spannung durch induktive oder kapazitive Kopplung liegen, wenn die Ausrüstung getrennt ist.

8.1.3.3 Stromversorgungsqualität

Die Einstellung muss auf Grund von Vorschriften, Good Practics oder anderen Vereinbarungen unter der niedrigsten "normalen" Spannung und über der niedrigsten annehmbaren Spannung liegen.

8.1.3.4 Minderung der Spannungsinstabilität

Die Einstellung ist sehr stark abhängig von den Charakteristiken des Versorgungssystems, und über Studien ist das passende Niveau zu ermitteln.

8.1.3.5 Reserveschutz für Fehler im Versorgungssystem

Die Spannung muss niedriger sein als die niedrigste anliegende "normale" Spannung und höher als die höchste anliegende Spannung im Fall eines auftretenden Fehlers.

8.1.3.6 Einstellungen für den zweistufigen Unterspannungsschutz

Die folgenden Einstellungen können für den zweistufigen Unterspannungsschutz (UV2PTUV) vorgenommen werden:

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

ConnType: Stellt ein, ob die Messung des grundlegenden Werts Leiter-Erde, des grundlegenden Werts Leiter-Leiter, des RMS-Werts Leiter-Erde oder RMS-Werts Leiter-Leiter erfolgt.

Operation: Aus/Ein.

UV2PTUV misst selektiv Leiter-Erde-Spannungen oder die über die Einstellung *ConnType* gewählte Leiter-Leiter-Spannung.

Dies bedeutet, Auslösung für Leiter-Erde-Spannung, wenn:

$$U < (\%) \cdot U_{Base}(kV) / \sqrt{3}$$

(Gleichung 183)

und Auslösen von Leiter-Leiter-Spannung, wenn:

$$U < (\%) \cdot U_{Base}(kV)$$

(Gleichung 184)

Characteristic I: Dieser Parameter gibt die Art der einzusetzenden Zeitverzögerung für Stufe 1 an. Die Einstellung kann lauten: *unabhängige Kennlinie* / *abhängige Kennlinie A* / *abhängige Kennlinie B*. Die Wahl hängt stark von der jeweiligen Schutzanwendung ab.

OpModen: Dieser Parameter beschreibt, wie viele der drei gemessenen Spannungen, die unter dem eingestellten Niveau liegen sollten, das zu einer Auslösung für Stufe n (n =Stufe 1 und 2) führt. Die Einstellung kann lauten: *1 von 3*, *2 von 3* oder *3 von 3*. In den meisten Anwendungen genügt es, wenn eine Leiter-Erde-Spannung niedrig ist, um eine Auslösung zu veranlassen. Wenn die Funktion unempfindlich gegenüber Leiter-Erde-Fehler sein soll, kann *2 von 3* gewählt werden.

Un<: Einstellung des Unterspannungs-Auslösewerts für Stufe n (n =Stufe 1 und 2), in % des allgemeinen Parameters *UBase*. Die Einstellung hängt stark von der Schutzanwendung ab. Hier ist es absolut erforderlich, die Mindestspannung für Situationen ohne Fehler zu berücksichtigen. Normalerweise liegt diese Spannung bei über 90 % der Bemessungsspannung.

tn: Zeitverzögerung für Stufe n (n =Stufe 1 und 2), in s. Die Einstellung hängt stark von der Schutzanwendung ab. In vielen Anwendungen soll die Schutzfunktion bei Kurzschlüssen oder Erdfehlern im System nicht direkt auslösen. Die Zeitverzögerung muss entsprechend dem Kurzschlusschutz gewählt sein.

t1Min: Minimale Auslösezeit bei inverser (abhängiger) Zeitcharakteristik für Stufe 1 in Sekunden. Bei sehr niedrigen Spannungen kann der Unterspannungsschutz mit inverser Zeitcharakteristik zu einer sehr kurzen Auslösezeit führen. Dies kann zu einer unselektiven Auslösung führen. Diese unselektive Auslösung lässt sich vermeiden, indem *t1Min* länger eingestellt wird als die Auslösezeit für andere Schutzfunktionen.

kI: Zeitmultiplikator für inverse Zeitcharakteristik. Dieser Parameter wird für die Koordinierung unterschiedlicher stromabhängig verzögerter Unterspannungsschutzfunktionen verwendet.



Die Funktion muss extern blockiert werden, wenn das geschützte Objekt getrennt ist.

8.2

Zweistufiger Überspannungsschutz OV2PTOV

8.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Zweistufiger Überspannungsschutz	OV2PTOV	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; margin: 0 auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> $2U>$ </div>	59

8.2.2 Anwendung

Der zweistufige Überspannungsschutz OV2PTOV ist in allen Situationen anwendbar, wo eine Überspannung zuverlässig erkannt werden muss. OV2PTOV wird für die Überwachung und Erkennung anormaler Zustände verwendet, durch die in Verbindung mit anderen Schutzfunktionen die Sicherheit eines kompletten Schutzsystems verbessert wird.

Überspannungszustände werden durch anormale Situationen im Netz hervorgerufen. OV2PTOV wird auf Netzbetriebsmittel angewendet, wie Generatoren, Transformatoren, Motoren und Netzleitungen, um so Überspannungszustände zu erkennen. OV2PTOV wird in Verbindung mit Unterstromsignalen verwendet, um eine Übertragungsleitung zu identifizieren, die am entfernten Ende offen ist. Ergänzend dazu wird OV2PTOV auch verwendet, um Spannungskorrekturmaßnahmen zu starten, wie das Einfügen von Drosselspulen, um eine Kompensation der Unterlast zu erreichen und somit die Spannung zu verringern. Die Funktion besitzt eine hohe Messgenauigkeit und Einstellungshysterese, um in entsprechenden Anwendungen die Blindlast steuern zu können.

OV2PTOV wird verwendet, um Betriebsmittel, wie Elektromotoren, vom Netz zu trennen, die durch Überspannungszustände beschädigt werden können. Diese Funktion ist für Überspannungszustände bei Netzfrequenz zuständig, die verursacht werden können durch:

1. Verschiedene Arten von Fehlern, wobei eine Überspannung in einem bestimmten Netz auftritt, wie z. B. eine metallische Verbindung zu einem höheren Spannungspegel (defekter Leiter fällt auf eine kreuzende Überlandleitung, Transformator-Überschlagfehler von der Überspannungswicklung zur Unterspannungswicklung usw.).
2. Fehlfunktion eines Spannungsreglers oder falsche Einstellungen bei manueller Steuerung (symmetrischer Spannungsabfall).
3. Unterlast im Vergleich zur erzeugten Blindleistung (symmetrischer Spannungsabfall).
4. Erdfehler bei hochohmigen geerdeten Systemen bewirkt neben der Überspannung am Neutralpunkt auch Überspannungen in den beiden fehlerlosen Leitern (unsymmetrischer Spannungsanstieg).

OV2PTOV verhindert, dass empfindliche Betriebsmittel aktiv sind, wenn Spannungszustände vorherrschen, die bei diesen Betriebsmitteln zu Überhitzung oder Überbeanspruchung der Isolierung führen und somit deren Lebensdauer verringern können. In Stromkreisen für lokale oder dezentrale Automatisierungsprozesse im Netz ist diese Funktion für viele Anwendungsfälle sinnvoll.

8.2.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für den zweistufigen Überspannungsschutz (OV2PTOV) werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Alle im System vorhandenen Spannungsbedingungen, auf die OV2PTOV-Funktionen angewendet werden, sind zu berücksichtigen. Gleiches gilt ebenfalls für zugehörige Betriebsmittel, für deren Spannungs- und Zeitcharakteristik.

Für den Einsatz von allgemeinen Überspannungsschutzfunktionen gibt es ein großes Anwendungsgebiet. Alle spannungsbezogenen Einstellungen werden als Prozentwert der einstellbaren Basisprimärspannung angegeben, welche normalerweise auf den Bemessungsspannungspegel (Leiter-Leiter) des jeweiligen Netzes oder der jeweiligen Hochspannungseinrichtungen eingestellt ist.

Die Zeitverzögerung für OV2PTOV kann gelegentlich kritisch sein und in einem Verhältnis zur Größe der Überspannung stehen - ein Netz oder eine Hochspannungskomponente kann hier und da kleineren Überspannungen standhalten. Jedoch muss im Falle einer hohen Überspannung das entsprechende Gerät schnell vom Netz getrennt werden.

Im Folgenden sind einige Anwendungen mit entsprechenden Hinweisen zur Einstellung des Spannungspegels aufgeführt:

Betriebsmittelschutz, z.B. für Motoren, Generatoren, Reaktoren und Transformatoren

Durch Überspannung können der Eisenkern übererregt und die Isolierung der Wicklungen beschädigt werden. Die Einstellung muss ausreichend über der höchsten auftretenden "normalen" Spannung und ausreichend unter der höchsten akzeptablen Spannung für die Geräte liegen.

Geräteschutz, Kondensatoren

Durch Hochspannung können Dielektrikum und Isolierung geschädigt werden. Die Einstellung muss ausreichend über der höchsten auftretenden "normalen" Spannung und ausreichend unter der höchsten akzeptablen Spannung für den Kondensator liegen.

Hochohmig geerdete Netze

In hochohmig geerdeten Netzen führen Erdfehler zu einem Spannungsanstieg in den fehlerfreien Leitern. Mit OV2PTOV können solche Fehler erkannt werden. Die Einstellung muss über der höchsten auftretenden "normalen" Spannung und unter

der niedrigsten auftretenden Spannung während des Fehlers liegen. Ein metallischer einpoliger Erdfehler führt dazu, dass in den fehlerfreien Leitern die Spannung um den Faktor $\sqrt{3}$ ansteigt.

Die folgenden Einstellungen können für den zweistufigen Überspannungsschutz verwendet werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

ConnType: Legt fest, ob die Messung als Leiter-Erde-Grundwert, Leiter-Leiter-Grundwert, Leiter-Erde-Effektivwert oder Leiter-Leiter-Effektivwert erfolgen soll.

Operation: Aus/Ein .

OV2PTOV misst die Leiter-Erde-Spannungen oder die Leiter-Leiter-Spannungen, je nach Auswahl. Die Funktion wird ausgelöst, wenn die Spannung den eingestellten Prozentwert der global eingestellten Bezugsspannung U_{Base} übersteigt. Dies bedeutet die Auslösung für Leiter-Erde-Spannungen über:

$$U > (\%) \cdot \frac{U_{Base}(kV)}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 185)

und Auslösung für Leiter-Leiter-Spannungen über:

$$U > (\%) \cdot U_{Base}(kV)$$

(Gleichung 186)

Characteristic1: Dieser Parameter gibt die Art der anzuwendenden Zeitverzögerung an. Die Einstellung kann lauten: *unabhängige Kennlinie* / *abhängige Kennlinie A* / *abhängige Kennlinie B* / *abhängige Kennlinie C*. Die Wahl hängt stark von der jeweiligen Schutzanwendung ab.

OpModen: Dieser Parameter beschreibt, wie viele der drei gemessenen Spannungen über dem eingestellten Pegel liegen müssen, um die Auslösung von Stufe n zu bewirken (n=Stufe 1 und 2). Die Einstellung kann lauten: *1 von 3*, *2 von 3* oder *3 von 3*. Bei den meisten Anwendungen, reicht es aus, dass eine Leiterspannung hoch ist, um die Auslösung zu bewirken. Wenn die Funktion bei Erdfehlern in einem Leiter unempfindlich sein soll, können Sie *3 von 3* wählen, da bei Erdfehlern in einem Leiter normalerweise die Spannung in den fehlerfreien Leitern ansteigt.

Un>: Stellen Sie den Auslösewert für Überspannung für Stufe n ein (n=Stufe 1 und 2). Dieser wird als Prozentwert des globalen Parameters U_{Base} angegeben. Die Einstellung hängt stark von von der Schutzanwendung ab. Hier ist es ganz wichtig,

dass die maximale Spannung in fehlerfreien Situationen berücksichtigt wird. Normalerweise ist diese Spannung unter 110% der Bemessungsspannung.

t_n: Zeitverzögerung für Stufe n (n=Stufe 1 und 2), in s. Die Einstellung hängt stark von der Schutzanwendung ab. In vielen Anwendungen übernimmt die Schutzfunktion die Aufgabe, Schäden an den geschützten Objekten zu verhindern. Die Geschwindigkeit könnte z.B. wichtig sein, wenn es um den Schutz eines Transformators vor einer möglichen Übererregung geht. Die Zeitverzögerung muss mit anderen automatisierten Aktionen im System koordiniert werden.

t_{1Min}: Minimale Auslösezeit bei inverser (abhängiger) Zeitcharakteristik für Stufe 1 in Sekunden. Bei sehr hohen Spannungen kann der Überspannungsschutz mit inverser Zeitcharakteristik zu einer sehr kurzen Auslösezeit führen. Dies kann zu einer unselektiven Auslösung führen. Diese unselektive Auslösung lässt sich vermeiden, indem *t_{1Min}* länger eingestellt wird als die Auslösezeit für andere Schutzfunktionen.

k_I: Zeitmultiplikator für inverse Zeitcharakteristik. Dieser Parameter wird für die Koordinierung unterschiedlicher stromabhängig verzögerter Unterspannungsschutzfunktionen verwendet.

8.3 ROV2PTOV - Zweistufiger Nullspannungsschutz

8.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zweistufiger Nullspannungsschutz	ROV2PTOV	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; margin: 0 auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> $3U0>$ </div>	59N

8.3.2 Anwendung

Der zweistufige Nullspannungsschutz ROV2PTOV wird hauptsächlich in hochohmigen geerdeten Verteilungsnetzen eingesetzt, überwiegend als Reserveschutz für den primären Erdfehler-Schutz der Einspeisungen und des Transformators verwendet. Zur Erhöhung der Sicherheit für verschiedene Erdfehler-bezogene Funktionen kann das Nullüberspannungssignal als Freigabesignal verwendet werden. Die Nullspannung kann entweder am Sternpunkt des Transformators oder an einer offenen Dreieckswicklung von einem Spannungswandler gemessen werden. Die Nullspannung kann auch basierend auf der Messung der drei Leiter-Erde-Spannungen intern berechnet werden.

In hochohmigen geerdeten Netzen erhöht sich die Sternpunkt-Erde-Spannung des Systems, d.h. die Nullspannung, wenn irgendein Erdfehler auftritt. Abhängig von

der Art des Fehlers und des Fehlerwiderstands kann die Nullspannung unterschiedliche Werte annehmen. Die höchste Nullspannung, die dem Dreifachen der Leiter-Erde-Spannung entspricht, wird bei einem Erdfehler in einem Leiter erreicht. Die Nullspannung steigt ungefähr im gleichen Maße im gesamten System an und liefert keine Orientierung zur Ermittlung der fehlerhaften Komponente. Daher wird häufig die Funktion ROV2PTOV als Reserveschutz oder ein Freigabesignal für den Erdfehler-Schutz der Einspeisung verwendet.

8.3.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den zweistufigen Nullspannungsschutz ROV2PTOV werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Alle im System vorhandenen Spannungsbedingungen, auf die ROV2PTOV-Funktionen angewendet werden, sind zu berücksichtigen. Gleiches gilt ebenfalls für zugehörige Betriebsmittel, für deren Spannungs- und Zeitcharakteristik.

Für den allgemeinen Einsatz von einer einzigen Spannungsschutzfunktion bzw. Nullspannungsschutzfunktionen gibt es ein großes Anwendungsgebiet. Alle spannungsbezogenen Einstellungen werden als Prozentwert der einstellbaren Basisspannung angegeben, welche auf den primären Bemessungsspannungspegel (Leiter-Leiter) des jeweiligen Netzes oder der jeweiligen Hochspannungseinrichtungen eingestellt werden können.

Die Zeitverzögerung für ROV2PTOV ist selten kritisch, da sich die Nullspannung auf den Erdfehler in einem geerdeten Hochimpedanzsystem bezieht, und es muss normalerweise ausreichend Zeit verfügbar sein, damit der primäre Schutz den Fehler beheben kann. In einigen speziellen Fällen, in welchen der Einzelüberspannungsschutz zum Schutz von bestimmten Geräten eingesetzt wird, ist die Zeitverzögerung kürzer.

Im Folgenden sind einige Anwendungen mit entsprechenden Hinweisen zur Einstellung des Nullspannungspegels aufgeführt.

8.3.3.1 Stromversorgungsqualität

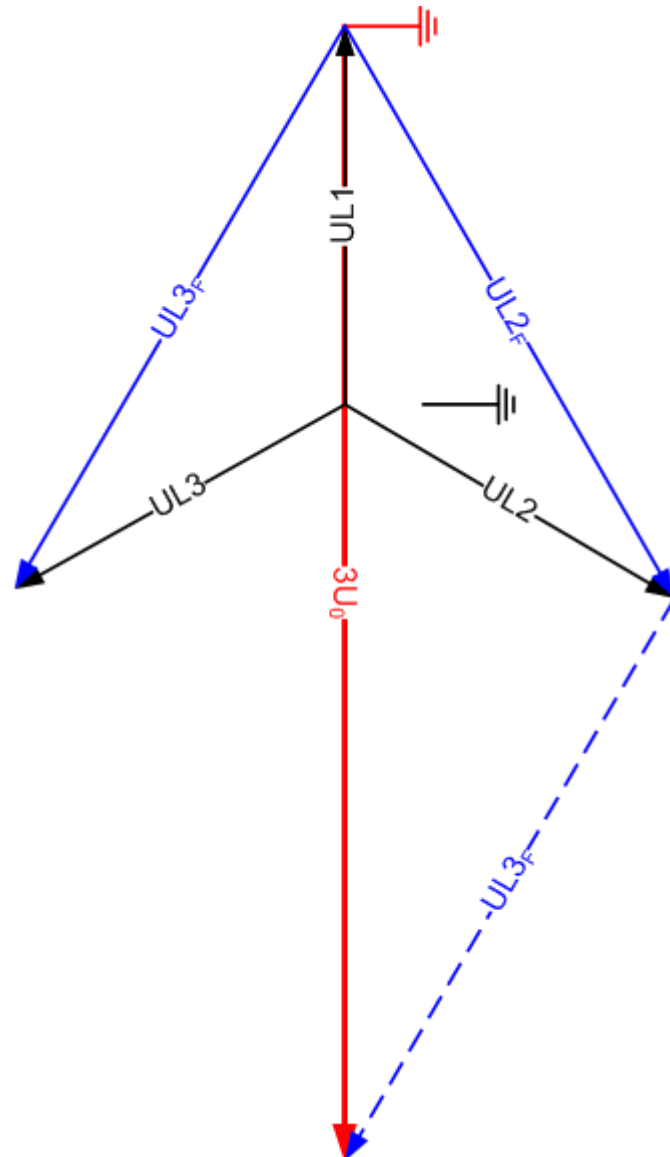
Die Einstellung muss auf Grund von Vorschriften, Good Practics oder anderen Vereinbarungen über der höchsten auftretenden "normalen" Nullspannung und unter der höchsten annehmbaren Nullspannung liegen.

8.3.3.2 Hochohmig geerdete Netze

In hochohmigen geerdeten Systemen, verursachen Erdfehler eine Sternpunkt-Erde-Spannung am Sternpunkt des speisenden Transformators. Der zweistufige Nullspannungsschutz ROV2PTOV wird zur Auslösung des Transformators genutzt, als Reserveschutz des Erdfehlerschutzes der Einspeisung und als Reserve für den primären Transformator-Erdfehlerschutz. Die Spannung muss höher sein als die höchste anliegende "normale" Nullspannung und niedriger als die niedrigste

anliegende Nullspannung im Fall eines auftretenden Fehlers. Durch einen metallischen einphasigen Erdfehler erreicht der Sternpunkt am Transformator eine Spannung gleich der normalen Leiter-Erde-Spannung.

Der Spannungstransformator zur Messung der Leiter-Erde-Spannungen misst am fehlerhaften Leiter keine Spannung. Die beiden intakten Leiter messen die volle Leiter-Leiter-Spannung, da die Erde des defekten Leiters verfügbar ist und der Sternpunkt über die volle Leiter-Erde-Spannung verfügt. Die Nullüberspannung beträgt drei Mal die Leiter-Erde-Spannung. Siehe Abbildung [136](#).



en07000190.vsd

Abb. 136: Hochohmig geerdete Netze

8.3.3.3 Niederohmig geerdetes Netz

In niederohmig geerdeten Netzen zeigt ein Erdfehler an einem Leiter einen Spannungszusammenbruch in diesem Leiter an. Die zwei funktionstüchtigen Leitern weisen normale Leiter-Erde-Spannungen auf. Die Restsumme weist den gleichen Wert für die Leiter-Erde-Spannung auf. Siehe Abbildung [137](#).

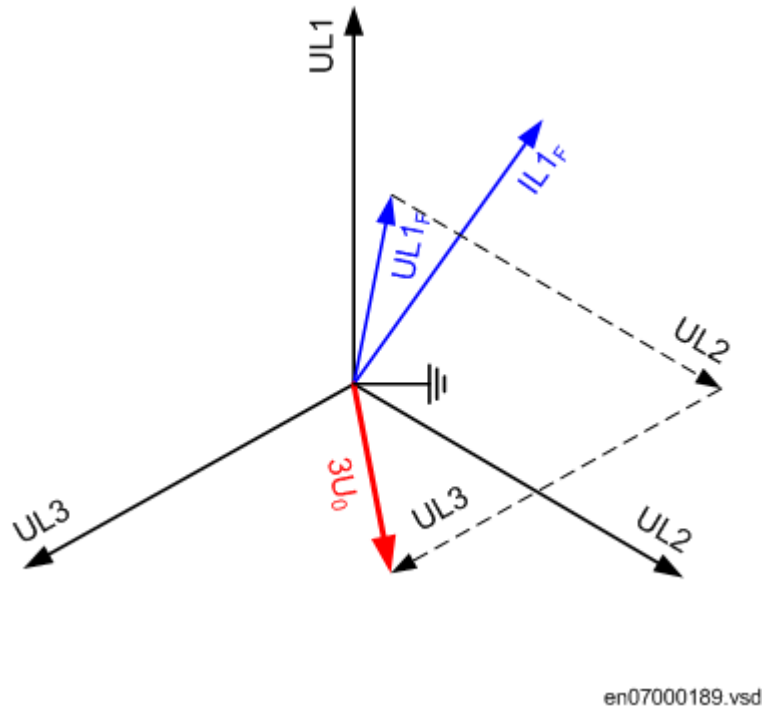


Abb. 137: Niederohmig geerdetes Netz

8.3.3.4 Einstellungen für den zweistufigen Nullspannungsschutz

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Aus oder Ein

U_{Base} wird als Spannungsreferenz der Spannung verwendet. Die Spannung kann auf unterschiedliche Weise in das IED eingespeist werden:

1. Das Gerät wird von einer normalen Spannungswandlergruppe versorgt, wobei sich die Nullspannung aus den Leiter-Erde-Spannungen in der Schutzsoftware ergibt.
2. Das IED wird von der Normalspannung einer Spannungstransformatorengruppe über eine offene Dreieckswicklung gespeist.

- Bei einer offenen Dreieckswicklung wird der Schutz mit einer Spannung von $3U_0$ (Einzeleingang) gespeist. Die korrekte Einstellung des Analogeingangs wird im Kapitel "Einstellung" des Anwendungshandbuchs beschrieben.
3. Das IED wird von einer einzelnen Spannungstransformatorgruppe gespeist, die am Sternpunkt eines Leistungstransformators im Versorgungssystem angeschlossen ist. Bei dieser Verbindung wird der Schutz über die Spannung $U_N=U_0$ (Einzeleingang) gespeist. Die korrekte Einstellung des Analogeingangs wird im Kapitel "Einstellung" des Anwendungshandbuchs beschrieben. ROV2PTOV misst die Nullspannung, die der zugehörigen Bemessungsspannung Leiter-Erde für hochohmige geerdete Systeme entspricht. Die Messung erfolgt auf Grundlage der Verschiebung der Sternpunkt-Erde-Spannung.

Characteristic1: Dieser Parameter gibt die Art der anzuwendenden Zeitverzögerung an. Die Einstellungen können *mit unabhängiger Kennlinie* bzw. *mit abhängiger Kennlinie A*, *Kennlinie B* oder *Kennlinie C* sein. Die Wahl hängt stark von der jeweiligen Schutzanwendung ab.

Un>: 'Einstellung des Überspannungs-Auslösewert für Stufe n (n =Stufe 1 und 2), in % der Nullspannung entsprechend des allgemein gesetzten Parameter *UBase* eingestellt:

$$U > (\%) \cdot U_{Base} (kV) / \sqrt{3}$$

Die Einstellung hängt von der erforderlichen Empfindlichkeit des Schutzes und der Sternpunktterdung ab. In hochohmig geerdeten Systemen kann die Nullspannung der Bemessungsspannung Leiter-Erde entsprechen, die 100% betragen sollte.

In niederohmig geerdeten Netzen hängt dieser Wert vom Verhältnis Z_0/Z_1 ab. Die erforderlichen Einstellungen zur Erkennung von hochohmigen Erdfehlern muss auf Netzwerkberechnungen basieren.

tn: Zeitverzögerung von Stufe n (n =Stufe 1 und 2), als s angegeben. Die Einstellung hängt stark von der Schutzanwendung ab. Bei zahlreichen Anwendungen hat die Schutzfunktion die Aufgabe, das geschützte Objekt vor Schäden zu bewahren. Die Geschwindigkeit könnte z.B. wichtig sein, wenn es um den Schutz eines Transformators vor einer möglichen Übererregung geht. Die Zeitverzögerung muss mit anderen automatisierten Aktionen im System koordiniert werden.

t1Min: Minimale Auslösezeit bei inverser (abhängiger) Zeitcharakteristik für Stufe 1 in Sekunden. Bei sehr hohen Spannungen kann der Überspannungsschutz mit inverser Zeitcharakteristik zu einer sehr kurzen Auslösezeit führen. Dies kann zu einer unselektiven Auslösung führen. Diese unselektive Auslösung lässt sich vermeiden, indem *t1Min* länger eingestellt wird als die Auslösezeit für andere Schutzfunktionen.

kI: Zeitmultiplikator für inverse Zeitcharakteristik. Dieser Parameter wird für die Koordinierung unterschiedlicher stromabhängig verzögerter Unterspannungsschutzfunktionen verwendet.

8.4 LOVPTUV - Spannungslosigkeitsüberwachung

8.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Spannungslosigkeitsüberwachung	LOVPTUV	-	27

8.4.2 Anwendung

Das Auslösen des Leistungsschalters bei einem längeren Spannungsausfall auf allen drei Polen wird normalerweise in automatischen Wiederherstellungssystemen verwendet, um den Netzwiederaufbau nach einem größeren Ausfall der Stromversorgung zu ermöglichen. Die Spannungslosigkeitsüberwachung (LOVPTUV) erzeugt nur dann ein TRIP-Signal, wenn die Spannung auf allen drei Leitern über einen längeren als den eingestellten Zeitraum niedrig ist. Wenn ein Auslösen des Leistungsschalters nicht erforderlich ist, dient die Funktion LOVPTUV nur zur Signalgebung über einen Ausgangskontakt oder über die Funktion zur Ereignisaufzeichnung.

8.4.3 Einstellrichtlinien

Die Spannungslosigkeitsüberwachung (LOVPTUV) ist grundsätzlich von den Schutzfunktionen unabhängig. Die Funktion muss so eingestellt werden, dass sie den Leistungsschalter öffnet, um einen einfachen Netzwiederaufbau nach einem Ausfall der Netzspannung in einem großen Teil des Netzes zu erlauben, und zwar nur dann, wenn die Spannung bei geschlossenen Leistungsschaltern ausgefallen ist.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Alle Einstellungen in Primärwerten oder pro Einheit. In der Regel sollten Sie den Auslösepegel pro Phase auf 70 % des globalen Einstellwerts *U_{Base}* einstellen. Setzen Sie die Zeitverzögerung auf $t_{Trip} = 5-20$ Sekunden.

8.4.4 Fortgeschrittene Benutzereinstellungen

Die folgenden Parameter sind ebenfalls einzustellen. In der Regel sollten Sie als Dauer des Auslöseimpulses $tPulse = 0,15$ Sekunden wählen. Stellen Sie die Sperrzeit zur Blockierung der Spannungslosigkeitsüberwachung (LOVPTUV), wenn nur einige der Spannungspegel, aber nicht alle niedrig sind, auf $tBlock = 5,0$ Sekunden. Stellen Sie als Verzögerungszeit für die Aktivierung der Funktion nach der Wiederherstellung $tRestore = 3-40$ Sekunden ein.

Abschnitt 9 Frequenzschutz

9.1 SAPTUF - Unterfrequenzschutz

9.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Unterfrequenzschutz	SAPTUF	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; margin: 0 auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> $f <$ </div>	81

9.1.2 Anwendung

Der Unterfrequenzschutz SAPTUF kann immer dann angewendet werden, wenn eine niedrige Netzfrequenz zuverlässig erkannt werden muss. Die Netzfrequenz und die Frequenzänderung sind ein Maß für die Unsymmetrie zwischen der aktuellen Erzeugung und der angeforderten Last. Eine niedrige Frequenz in einem Netz weist darauf hin, dass die verfügbare Erzeugung zu niedrig ist, um die vom verbundenen Netz angeforderte Last zu versorgen. SAPTUF erkennt solche Situationen und liefert ein Ausgangssignal, das für Lastabwurf, Erhöhung der Generatorleistung, HVDC-Sollwertänderung, Start einer Gasturbine usw. geeignet ist. Gelegentlich werden bei niedriger Frequenz automatisch Drosselspulen zugeschaltet, um die Netzspannung zu verringern und somit den spannungsabhängigen Teil der Last zu reduzieren. SAPTUF ist hoch empfindlich und genau und kann auch genutzt werden, um Bediener zu informieren, wenn die Frequenz geringfügig vom Sollwert abweicht und manuelle Schritte ausreichend wären. Das Unterfrequenzsignal wird auch zur Erkennung von Übererregungszuständen verwendet. Diese Funktion ist besonders für Maschinentransformatoren während des Herunterfahrens wichtig. Dabei kann es vorkommen, dass die Transformatoren noch am Generator angeschlossen, jedoch bereits vom Netz getrennt sind. Wenn der Generator immer noch erregt ist, erfährt das System aufgrund der niedrigen Frequenz eine Übererregung.

9.1.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den Unterfrequenzschutz SAPTUF werden über die LHMI oder im Bedien- und Parametriertool (PCM600) festgelegt.

Alle im System vorhandenen Frequenz- und Spannungswertbedingungen, auf die SAPTUF-Funktionen angewendet werden, sind zu berücksichtigen. Gleiches gilt ebenfalls für zugehörige Geräte, also für deren Frequenz- und Zeitcharakteristik.

Für SAPTUF gibt es zwei spezielle Anwendungsbereiche:

1. Schutz von Einrichtungen, wie Generatoren, Transformatoren und Motoren, vor Schäden, die durch niedrige Frequenzen verursacht werden. Übererregung wird auch durch niedrige Frequenzen verursacht
2. Schutz eines Netzes oder eines seiner Teilabschnitte vor Störungen durch Erzeugungsabwurf, wenn ein Erzeugungsdefizit vorliegt.

Der Unterfrequenzwert START wird in Hz eingestellt. Alle auf den Spannungswert bezogenen Einstellungen werden als Prozentwert des einstellbaren globalen Basisspannungsparameters festgelegt.

SAPTUF arbeitet mit einer Verzögerung, da die Frequenz von den durch die Systemträgheit verursachten Schwankungen abhängt. Jedoch können Zeit und Frequenzschritte zwischen den verschiedenen Aktionen kritisch sein, und es kann eine ziemlich kurze Auslösezeit erforderlich werden, die z. B. 70 ms beträgt.

Im Folgenden sind einige Anwendungen mit entsprechenden Hinweisen zur Frequenzeinstellung aufgeführt:

Betriebsmittelschutz, z. B. für Motoren und Generatoren

Die Einstellung muss ausreichend unter der niedrigsten auftretenden "normalen" Frequenz und ausreichend über der niedrigsten akzeptablen Frequenz für die Geräte liegen.

Netzschutz durch Lastabwurf

Die Einstellung muss ausreichend unter der niedrigsten auftretenden "normalen" Frequenz und ausreichend über der niedrigsten akzeptablen Frequenz für die Kraftwerke oder empfindliche Lasten liegen. Die Einstellungsstufe, die Anzahl der Stufen und der Abstand zwischen zwei Stufen (als Zeit und/oder Frequenz) hängen überwiegend von den Eigenschaften des jeweiligen Netzes ab. Die Größe des "größten Erzeugungsabwurfs" verglichen mit "der Größe des Netzes" ist ein kritischer Parameter. In großen Netzen kann der Lastabwurf bei einer relativ hohen Frequenz durchgeführt werden, und die Verzögerungszeit ist normalerweise unkritisch. Bei kleineren Netzen muss der Frequenzpegel START auf einen niedrigeren Wert eingestellt werden, und die Zeitverzögerung darf ziemlich kurz sein.

9.2 SAPTOF - Überfrequenzschutz

9.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Überfrequenzschutz	SAPTOF	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> $f >$ </div>	81

9.2.2 Anwendung

Die Überfrequenzschutzfunktion SAPTOF kann immer dann angewendet werden, wenn eine hohe Netzfrequenz zuverlässig erkannt werden muss. Die Netzfrequenz und die Frequenzänderung sind ein Maß für die Unsymmetrie zwischen der aktuellen Erzeugung und der angeforderten Last. Eine hohe Frequenz in einem Netz weist darauf hin, dass die verfügbare Erzeugung im Verhältnis zu der vom verbundenen Netz angeforderten Last zu hoch ist. SAPTOF erkennt solche Situationen und liefert ein Ausgangssignal, das für Generatorabwurf, HVDC-Sollwertänderung usw. geeignet ist. SAPTOF ist hoch empfindlich und genau und kann auch genutzt werden, um Bediener zu informieren, wenn die Frequenz geringfügig vom Sollwert abweicht und manuelle Schritte ausreichend wären.

9.2.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den Überfrequenzschutz (SAPTOF) werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Alle im System vorhandenen Frequenz- und Spannungswertbedingungen, auf die SAPTOF-Funktionen angewendet werden, sind zu berücksichtigen. Gleiches gilt ebenfalls für zugehörige Geräte, also für deren Frequenz- und Zeitcharakteristik.

Für SAPTOF gibt es zwei spezielle Anwendungsbereiche:

1. Schutz von Einrichtungen, wie Generatoren und Motoren, vor Schäden, die durch hohe Frequenzen verursacht werden.
2. Schutz eines Netzes oder eines seiner Teilabschnitte vor Störungen, durch Erzeugungsabwurf, wenn ein Erzeugungsüberschuss vorliegt.

Der Überfrequenzwert START wird in Hz eingestellt. Alle auf den Spannungswert bezogenen Einstellungen werden als Prozentwert des einstellbaren globalen Basisspannungsparameters *UBase* festgelegt.

SAPTOF arbeitet mit einer Verzögerung, da die Frequenz von den durch die Systemträgheit verursachten Schwankungen abhängt. Jedoch können Zeit und

Frequenzschritte zwischen den verschiedenen Aktionen kritisch sein, und es kann eine ziemlich kurze Auslösezeit erforderlich werden, die z. B. 70 ms beträgt.

Im Folgenden sind einige Anwendungen mit entsprechenden Hinweisen zur Frequenzeinstellung aufgeführt:

Betriebsmittelschutz, z. B. für Motoren und Generatoren

Die Einstellung muss ausreichend über der höchsten auftretenden "normalen" Frequenz und ausreichend unter der höchsten akzeptablen Frequenz für die Geräte liegen.

Netzschutz durch Generatorabwurf

Die Einstellung muss über der höchsten auftretenden "normalen" Frequenz und unter der höchsten akzeptablen Frequenz für Kraftwerke oder empfindliche Lasten liegen. Die Einstellungsstufe, die Anzahl der Stufen und der Abstand zwischen zwei Stufen (als Zeit und/oder Frequenz) hängen überwiegend von den Eigenschaften des jeweiligen Netzes ab. Die Größe des "größten Lastabwurfs" verglichen mit "der Größe des Netzes" ist ein kritischer Parameter. Bei großen Netzen kann der Generatorabwurf auf einen relativ niedrigen Frequenzpegel eingestellt werden. Die Zeitverzögerung ist normalerweise unkritisch. Bei kleineren Netzen muss der Frequenzpegel START auf einen höheren Wert eingestellt werden, und die Zeitverzögerung darf ziemlich kurz sein.

9.3 SAPFRC - Frequenzänderungsschutz

9.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Frequenzänderungsschutz	SAPFRC	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> $df/dt \gtrless$ </div>	81

9.3.2 Anwendung

Der Frequenzänderungsschutz (SAPFRC) kann immer dann angewendet werden, wenn eine Änderung der Netzfrequenz eines Netzes zuverlässig erkannt werden muss. SAPFRC kann für eine ansteigende als auch für eine fallende Frequenz verwendet werden. SAPFRC liefert ein Ausgangssignal, das geeignet ist für Last- oder Erzeugungsabwurf, Generatorenverstärkung, HVDC-Sollwertänderung und das Hochfahren von Gasturbinen. Häufig wird die SAPFRC-Funktion in Verbindung mit einem Niederfrequenz-Signal verwendet, besonders bei kleineren Netzen, wo der Ausfall eines größeren Generators schnelle Behebungsmaßnahmen erfordert, um die Funktionsfähigkeit des Netzes zu gewährleisten. In solchen

Situationen sind bei einem bestimmten Hochfrequenzpegel Lastabwurfaktionen erforderlich, während in Verbindung mit einer hohen negativen Frequenzänderung der Unterfrequenzschutz bei einer bestimmten hohen Einstellung verwendet werden kann.

9.3.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für den Frequenzänderungsschutz SAPFRC werden über die LHMI oder am PCM600 eingestellt.

Alle im System vorhandenen Frequenz- und Spannungswertbedingungen, auf die SAPFRC-Funktionen angewendet werden, sind zu berücksichtigen. Gleiches gilt ebenfalls für zugehörige Geräte, also für deren Frequenz- und Zeitcharakteristik.

Für SAPFRC gibt es zwei spezielle Anwendungsbereiche:

1. Schutz von Einrichtungen, wie Generatoren, Transformatoren und Motoren, vor Schäden, die durch hohe oder niedrige Frequenzen verursacht werden.
2. Schutz eines Netzes oder eines seiner Teilabschnitte vor Störungen, durch Last- oder Erzeugungsabwurf, wenn Last und Erzeugung nicht ausgeglichen sind.

SAPFRC wird normalerweise in kleinen Netzen in Verbindung mit einer Überfrequenz- oder Unterfrequenzfunktion verwendet, wo ein einziges Ereignis ausreicht, um zwischen Last und Erzeugung ein großes Ungleichgewicht entstehen zu lassen. In solchen Fällen muss der Last- oder Erzeugungsabwurf äußerst schnell erfolgen, und es kann ggf. nicht so lange gewartet werden, bis das Frequenzsignal einen anormalen Wert erreicht hat. Bei einer großen Frequenzänderung (bezüglich des Vorzeichens) erfolgen daher die Maßnahmen bei einem Frequenzpegel, der eher noch im Bereich des primären Bemessungswertes liegt.

Der Wert SAPFRC START wird in Hz/s eingestellt. Alle auf den Spannungswert bezogenen Einstellungen werden als Prozentwert der einstellbaren Basisspannung angegeben, welche normalerweise auf den primären Bemessungsspannungspegel (Leiter-Leiter) des jeweiligen Netzes oder der jeweiligen Hochspannungseinrichtungen eingestellt ist.

SAPFRC arbeitet mit einer Verzögerung, da die Funktion etwas Zeit benötigt, um einen stabilen Wert zu liefern. Es ist eine ausreichende Zeitverzögerung zu beachten, bei der Signalstörungen berücksichtigt werden. Jedoch können Zeit, Frequenzänderung und Frequenzschritte zwischen verschiedenen Aktionen kritisch sein, und es kann eine ziemlich kurze Auslösezeit erforderlich werden, die z. B. 70 ms beträgt.

Bei kleineren Netzen im Industriebereich können bereits durch ein einziges Ereignis Frequenzänderungen von 5 Hz/s auftreten. Selbst große Netze können kleine Inseln mit einem großen Ungleichgewicht zwischen Last und Erzeugung bilden, wenn schwerwiegende Störungen (oder mehrere Störungen zusammen) behoben werden. Bei der Trennung einer kleinen Insel von einem großen Netz

wurden bereits bis zu 3 Hz/s gemessen. Bei eher "normalen" größeren Störungen in großen Netzen beträgt die Frequenzänderung häufig nur einen Bruchteil von 1,0 Hz/s.

Abschnitt 10 Sekundärsystem-Überwachung

10.1 CCSRDIF - Stromwandlerkreisüberwachung

10.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Stromwandlerkreisüberwachung	CCSRDIF	-	87

10.1.2 Anwendung

Offene oder kurzgeschlossene Stromwandlerkerne können unerwünschte Auslösungen vieler Schutzfunktionen wie z.B. Differential-, Erdfehlerstrom- und Gegensystemstromschutz (Schieflastschutz) Funktionen zur Folge haben. Stehen Ströme aus zwei separaten Sätzen von jeweils drei Stromwandlern an der gleichen Primärstromstärke zur Verfügung, kann eine zuverlässige Stromüberwachung über den Vergleich der Ströme der beiden Sätzen eingerichtet werden. Wird ein Fehler in einem der Stromwandlerkreise erkannt, können die betroffenen Schutzfunktionen blockiert und ein Alarm ausgegeben werden.

Im Fall hoher Ströme kann ungleiche Transientensättigung von Stromwandlerkernen mit unterschiedlichen Remanenzen oder Sättigungsfaktoren zu Differenzen in den Sekundärströmen der beiden Stromwandlersätze führen. Eine unerwünschte Blockierung der Schutzfunktionen während der Transientenphase muss folglich vermieden werden.

Die Überwachung der Stromwandlerkreise CCSRDIF muss empfindlich sein und über eine kurze Auslösedauer verfügen, um unerwünschte Auslösungen bei schnellen, empfindlichen Schutzfunktionen im Fall fehlerhafter Stromwandler-Sekundärkreise zu vermeiden.



Offene Stromwandlerkreise erzeugen extrem hohe Spannungen in den Stromkreisen, die zu Schäden an der Isolierung führen und neue Störungen verursachen können.

Bei der Anwendung muss dieses daher berücksichtigt werden, insbesondere wenn die Schutzfunktionen blockiert sind.

10.1.3 Einstellrichtlinien

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (I_{Base}), Primärspannung (U_{Base}) und Primärleistung (S_{Base}) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Die Stromkreisüberwachung CCSRDIF vergleicht den Nullstrom aus einem Stromwandlersatz für die drei Leiterströme mit dem Nullstrom aus einem anderem Stromwandlersatz für die gleichen Leiterströme.

Der Mindest-Ansprechstrom, I_{MinOp} , muss mindestens auf den doppelten Nullstrom im überwachten Stromwandlerkreis unter normalen Betriebsbedingungen und beim Bemessungsprimärstrom eingestellt werden.

Der Parameter $I_{p>Block}$ wird gewöhnlich auf 150% zur Blockierung der Funktion bei transienten Bedingungen eingestellt.

Der Ausgang FAIL ist in der PCM Konfiguration an den Blockiereingang der Schutzfunktion angeschlossen, die bei fehlerhaften Stromwandler-Sekundärkreisen blockiert werden soll.

10.2 Spannungswandlerkreisüberwachung SDDRFUF

10.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Spannungswandlerkreisüberwachung	SDDRFUF	-	-

10.2.2 Anwendung

Die verschiedenen Schutzfunktionen im Schutz-IED arbeiten auf der Basis der in Relaisanschlüssen gemessenen Spannung. Beispiele:

- Distanzschutzfunktion
- Unter-/Überspannungsfunktion
- Die Funktion Synchrocheck und die Spannungsüberprüfung für die Schwacheinspeiselogik.

Diese Funktionen können ungewollt auslösen, wenn im Sekundärkreis zwischen den einzelnen Spannungsmesswandlern und dem IED ein Fehler auftritt.

Um solche unerwünschte Auslösungen zu verhindern, können verschiedene Messungen verwendet werden. Sicherungsautomaten in den

Spannungsmesskreisen so nahe wie möglich am Spannungsmesswandler sind eine Alternative davon. Getrennte IEDs oder Elemente, die für die Überwachung von Sicherheitsausfällen zuständig sind, innerhalb der Schutz- und Überwachungsgeräte sind eine weitere Möglichkeit. Diese Lösungen werden kombiniert, um mit der Funktion für die Spannungswandlerüberwachung (SDDRFUF) bestmögliche Ergebnisse zu erzielen.

Die in den IED-Produkten integrierte Funktion SDDRFUF kann auf der Basis von externen Binärsignalen vom Sicherungsautomaten oder vom Trenner arbeiten. Im ersten Fall wirkt sich dies auf die Arbeitsweise aller spannungsabhängigen Funktionen aus, während der zweite Fall die Impedanzmessfunktionen nicht betrifft.

Der Gegensystemerkennungsalgorithmus, der auf dem gemessenen Wert des Gegensystems basiert, bei dem es sich um einen hohen Spannungswert $3U_2$ ohne den Gegensystemstrom $3I_2$ handelt, wird für den Einsatz in isolierten oder hochohmigen geerdeten Netzen empfohlen.

Der Nullsystemerkennungsalgorithmus, der auf dem gemessenen Wert des Nullsystems basiert, bei dem es sich um einen hohen Spannungswert $3U_0$ ohne den Nullstrom $3I_0$ handelt, wird für den Einsatz in direkten oder niederohmigen geerdeten Netzen empfohlen. Diese Funktion sollte nicht verwendet werden, wenn die Leitung eine Schwacheinspeisung des Nullsystemstroms haben kann.

Ein Kriterium das auf den Leiter-Leiter-Strom und Leiter-Leiter-Spannungsmessungen basiert, kann der Spannungswandlerüberwachungsfunktion hinzugefügt werden, um einen dreipoligen Sicherungsautomatenfehler zu erkennen, der in der Praxis eher mit einer Spannungswandlerumschaltung bei Schalthandlungen auftritt.

10.2.3

Einstellrichtlinien

10.2.3.1

Allgemeines

Die Gegen- und Nullsystem-Spannungen und -Ströme sind immer deshalb vorhanden, da im primären System unterschiedliche Unsymmetrien und Unterschiede in den Strom- und Spannungsmesswandlern vorliegen. Der Mindestwert für den Betrieb der Strom- und Spannungsmesselemente muss, abhängig von den Betriebsbedingungen, immer mit einem Sicherheitszuschlag von 10 bis 20% festgelegt werden.

Beachten Sie besonders die Asymmetrie der Messgrößen, wenn die Funktion auf länger nicht reagierende Leitungen, wie Leitungen mit mehreren Stromkreisen, angewendet wird.

Die Einstellungen für den Gegensystem-, Nullsystem- und Differenzgröße-basierten Algorithmus erfolgen in Prozent der Grundspannung und des Grundstroms für die Funktion, was *UBase* und *IBase* entspricht. Stellen Sie *UBase*

auf die primäre Leiter-Leiter-Bemessungsspannung des Spannungswandlers und *I_{Base}* auf den primären Bemessungsstrom des Stromwandlers.

10.2.3.2

Einstellen gängiger Parameter

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Die Einstellungen für den Gegensystem-, Nullsystem- und Differenzgröße-basierten Algorithmus erfolgt in Prozent der globalen Grundspannung und des globalen Grundstroms für die Funktion, was *U_{Base}* und *I_{Base}* entspricht.

Mit der Spannungsschwelle *U_{SealIn}<* wird ein Unterspannungszustand im Netz ermittelt. Stellen Sie *U_{SealIn}<* unter die minimale Betriebsspannung, die bei einer Überlastung auftreten kann. Sie sollten einen Wert wählen, der ca. 70% des globalen Parameters *U_{Base}* entspricht.

Aufgrund der Rückfallzeit von 200 ms für die Erkennung des spannungslosen Leiters ist es empfehlenswert, *SealIn* immer auf *Ein* einzustellen, da dadurch eine Sicherungsausfallanzeige bei einem anhaltenden Sicherungsausfall sichergestellt wird, wenn beim Schließen des Leistungsschalters die Leitung bereits vom anderen Ende aus unter Spannung steht. Wenn der entfernte Leistungsschalter schließt, wird die Spannung wieder aufgebaut – mit Ausnahme des Leiters, in dem ein anhaltender Sicherungsausfall vorliegt. Da der Leistungsschalter offen ist, fließt kein Strom, und die Anzeige der spannungslosen Phase bleibt im Leiter mit der ausgelösten Sicherung bestehen. Wenn der Leistungsschalter schließt, beginnt der Strom zu fließen und die Funktion erkennt die Sicherungsausfall-Situation. Aufgrund des Rückfalltimers von 200 ms wird der Ausgang BLKZ jedoch erst nach 200 ms aktiviert. Das bedeutet, dass die Distanzschutzfunktionen nicht blockiert werden und aufgrund der Situation „Strom ohne Spannung“ auslösen könnten.

Die Betriebsmodusauswahl *OpMode* wurde eingeführt, um eine bessere Anpassung an die Netzbedingungen zu ermöglichen. Die Modusauswahl ermöglicht es, Interaktionen zwischen dem Gegensystem- und dem Nullsystem-basierten Algorithmus auszuwählen. In normalen Anwendungsfällen ist unter *OpMode* entweder *UNsINs* für den Gegensystem-basierten Algorithmus oder *UZsIZs* für den Nullsystem-basierten Algorithmus ausgewählt. Falls gemäß Netzanalysen oder Erfahrungen in der Praxis die Gefahr besteht, dass die Spannungswandlerüberwachungsfunktion aufgrund der Systembedingungen nicht aktiviert wird, kann die Zuverlässigkeit dieser Funktion erhöht werden, indem *OpMode* auf *UZsIZs OR UNsINs* oder *OptimZsNs* eingestellt wird. Im Modus *UZsIZs OR UNsINs* sind sowohl der Gegensystem- als auch der Nullsystem-basierte Algorithmus aktiviert und mit ODER verknüpft. Auch im Modus *OptimZsNs* sind sowohl der Gegensystem- als auch der Nullsystem-basierte Algorithmus aktiviert und der Algorithmus mit dem höchsten gemessenen Strom

im Gegensystem wird durchlaufen. Wenn es erforderlich ist, die Sicherheit der Spannungswandlerüberwachungsfunktion zu erhöhen, kann für *OpMode* die Einstellung *UZsIZs AND UNsINs* gewählt werden, wodurch sowohl der Negativsequenz- als auch der Nullsequenz-basierte Algorithmus aktiviert und mit UND verknüpft ist. D.h., beide Algorithmen müssen Bedingungen für den Block angeben, damit die Ausgangssignale BLKU oder BLKZ aktiviert werden.

10.2.3.3

Gegensystemgröße

Der Relais-Einstellwert $3U2 >$ wird in Prozent der Grundspannung U_{Base} angegeben und sollte nicht unter der folgenden Gleichung eingestellt werden [187](#).

$$3U2 >= \frac{3U2}{U_{Base}} \cdot 100$$

(Gleichung 187)

wobei

$3U2$ ist die maximale Gegensystemspannung unter normalen Betriebsbedingungen

U_{Base} ist die Einstellung des allgemeinen Grundspannung für alle Funktionen des IED.

Die Einstellung der Stromgrenze $3I2 <$ wird in Prozent des allgemeinen Parameter I_{Base} angegeben. Die Einstellung von $3I2 <$ muss über dem normalen unsymmetrischen Strom liegen, der im Netz anliegt und kann mit der folgenden Gleichung berechnet werden [188](#).

$$3I2 <= \frac{3I2}{I_{Base}} \cdot 100$$

(Gleichung 188)

wobei

$3I2$ ist der maximale Gegensystemstrom unter normalen Betriebsbedingungen

I_{Base} ist Einstellung des Basisstroms für die Funktion

10.2.3.4

Nullsystemgröße

Der Relaiseinstellwert $3U0 >$ ist als Prozent des allgemeinen Parameter U_{Base} angegeben. Der Einstellwert für $3U0 >$ sollte nicht niedriger als in Gleichung [189](#) gewählt werden.

$$3U0 \geq \frac{3U0}{UBase} \cdot 100$$

(Gleichung 189)

wobei

$3U0$ ist die maximale Nullsystemspannung unter normalen Betriebsbedingungen

$UBase$ ist die Einstellung des allgemeinen Grundspannung für alle Funktionen des IED.

Die Einstellung der Spannungsgrenze $3I0<$ wird in Prozent des allgemeinen Parameter $IBase$ angegeben. Die Einstellung von $3I0<$ muss höher sein als der normale Unsymmetriestrom im System sein. Der Einstellwert kann entsprechend der Gleichung [190](#) berechnet werden.

$$3I0 <= \frac{3I0}{IBase} \cdot 100$$

(Gleichung 190)

wobei

$3I0<$ ist der maximale Nullsystemstrom unter normalen Betriebsbedingungen

$IBase$ ist die Einstellung des allgemeinen Grundstrom für alle Funktionen des IED.

10.2.3.5

Differenzspannung DU und Differenzstrom DI

Setzen Sie die Betriebsmoduswahl *OpDUDI* auf *On*, wenn die Deltafunktion aktiviert werden soll.

Die Einstellung von $DU>$ sollte hoch gesetzt werden (ungefähr 60% von $UBase$) und der Stromschwellenwert $DI<$ niedrig (ungefähr 10% von $IBase$), um eine ungewollte Aktivierung durch normale Schaltbedingungen im Netz zu vermeiden. Die Deltastrom- und Deltaspannungsfunktion sollte immer zusammen mit dem Gegensystem- oder Nullsystemalgorithmus verwendet werden. Wenn $USetprim$ die Primärspannung für den Betrieb von dU/dt und $ISetprim$ der Primärstrom für den Betrieb von dI/dt ist, dann erfolgt die Einstellung von $DU>$ und $DI<$ nach der Gleichung [191](#) und der Gleichung [192](#).

$$DU \geq \frac{USetprim}{UBase} \cdot 100$$

(Gleichung 191)

$$DI \leq \frac{I_{Setprim}}{I_{Base}} \cdot 100$$

(Gleichung 192)

$$DIPU = \frac{I_{Setprim}}{I_{Base}} \cdot 100$$

(Gleichung 192)

Die Spannungsschwellenwerte $UPh>$ werden verwendet, um eine Unterspannungsbedingung im System zu identifizieren. Setzen Sie $UPh>$ unter die minimale Betriebsspannung, die während Notfallbedingungen auftreten kann. Wir schlagen eine Einstellung von ca. 70% von UB .

Der Stromschwellenwert $IPh>$ sollte niedriger gesetzt sein als $IMinOp$ für die Distanzschutzfunktion. Ein um 5-10 % niedrigerer Wert wird empfohlen.

10.2.3.6 Erkennung von Spannungslosigkeit

Die Bedingung für die Funktion zur Erkennung der spannungslosen Leitung wird über die Parameter $IDLD<$ für den Stromschwellenwert und $UDLD<$ für den Spannungsschwellenwert eingestellt.

Einstellung von $IDLD<$ mit einer ausreichenden Toleranz unter dem erwarteten Mindestlaststrom. Es wird ein Sicherheitszuschlag von 15-20% empfohlen. Der Auslösewert muss den maximalen Ladestrom einer Überlandleitung überschreiten, wenn nur ein Leiter getrennt ist (gegenseitige Kopplung an die anderen Leiter).

Einstellung von $UDLD<$ mit einer ausreichenden Toleranz unter dem erwarteten Auslösespannung. Es wird ein Sicherheitszuschlag von 15% empfohlen.

10.3 Auskreisüberwachung TCSSCBR

10.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Auskreisüberwachung	TCSSCBR	-	-

10.3.2 Anwendung

TCSSCBR erkennt Fehler in den elektrischen Steuerkreisen des Leistungsschalters. Die Funktion kann sowohl offene als auch geschlossene Spulenkreise überwachen. Diese Art von Überwachung ist erforderlich, um jederzeit die Funktionstüchtigkeit der Steuerkreise zu ermitteln.



Die Auskreisüberwachung erzeugt im überwachten Kreis einen Strom von etwa 1,0 mA. Es muss sicher gestellt werden, dass dieser Strom keine Selbsthaltung des überwachten Objekts verursacht.



Zum Schutz der Überwachungskreise der Auskreise im IED, werden die Ausgangskontakte mit einer parallelen transienten Spannungsbegrenzung ausgestattet. Die Durchschlagsspannung dieser Spannungsbegrenzung beträgt 400 +/- 20 V DC.

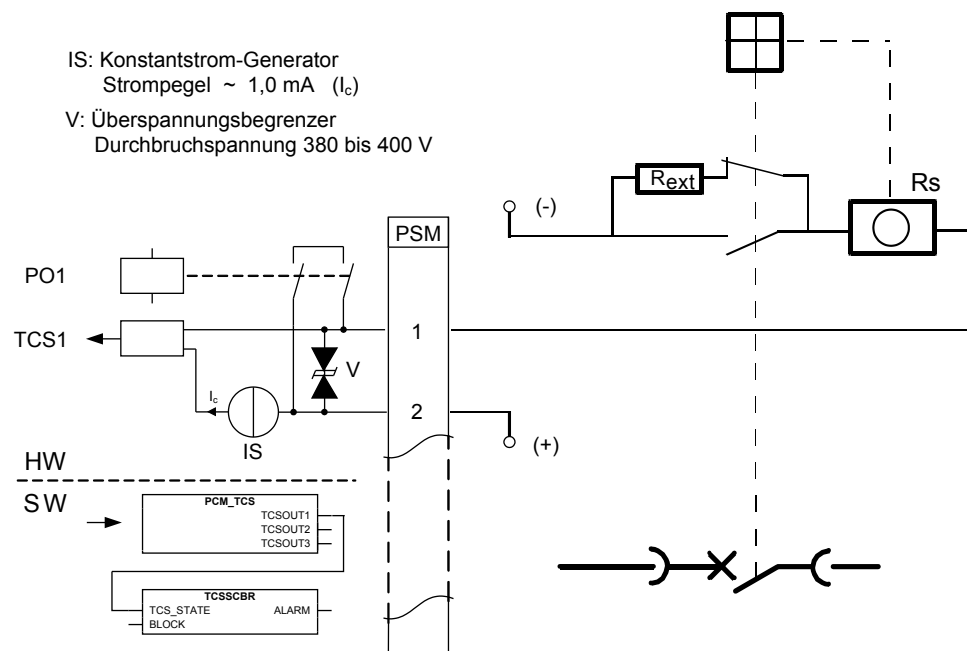


Abb. 138: Funktionsprinzip der Auskreis-Überwachung mit einem externen Widerstand. Der Blockierschalter TCSSCBR ist beim Einsatz des externen Widerstands nicht erforderlich.

Ist TCS ausschließlich bei geschlossener Position erforderlich, kann der externe Nebenschlusswiderstand weggelassen werden. Befindet sich der Leistungsschalter in geöffneter Stellung, erkennt TCS die Situation als fehlerhaften Kreis. Eine Möglichkeit zur Unterbindung der Funktion von TCS in dieser Situation ist die Blockierung der Überwachungsfunktion, immer wenn der Leistungsschalter geöffnet ist.

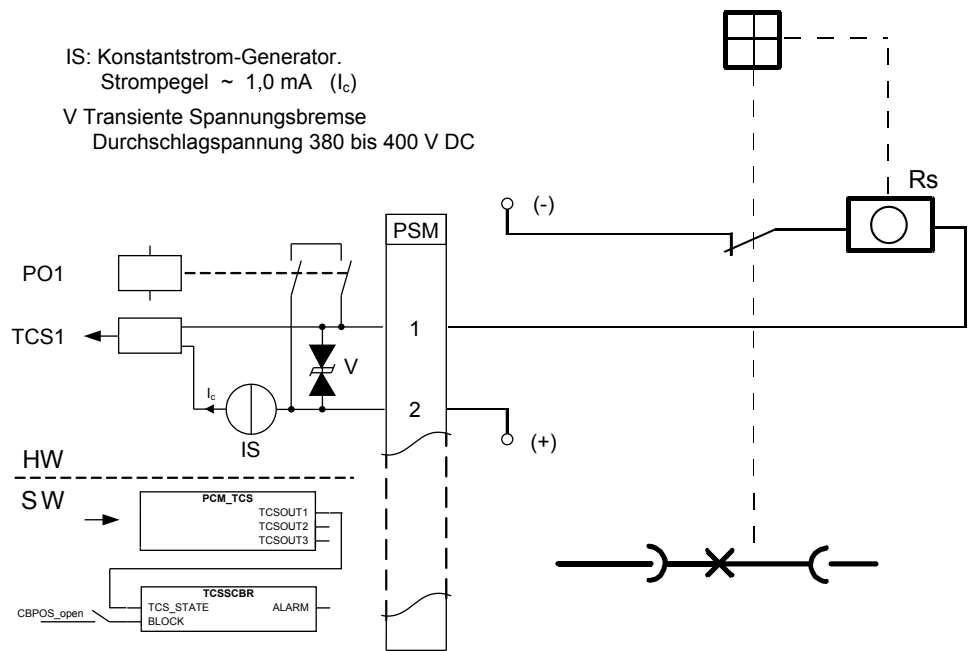


Abb. 139: Funktionsprinzip der Auskreis-Überwachung ohne externen Widerstand. Die Anzeige eines geöffneten Leistungsschalters wird auf TCSSCBR blockieren gesetzt, wenn der Leistungsschalter offen ist.

Auskreis-Überwachung und andere Auslösekontakte

Typischerweise umfasst ein Auskreis mehr als einen Auslösekontakt in paralleler Schaltung, z. B. in Spannungswandlern, bei denen die Auslösung eines Buchholzrelais mit dem Feldsteuer- und Schutzgerät und anderen beteiligten Relais parallel geschaltet ist.

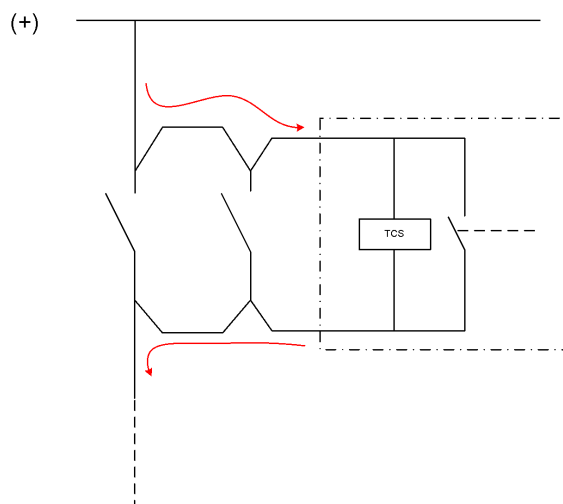


Abb. 140: Konstanter Prüfstromfluss in parallelen Auslösekontakten und in der Auskreis-Überwachung

Mehrere parallele Funktionen zur Auskreis-Überwachung in Stromkreisen

Nicht nur der Auskreis verfügt häufig über parallel geschaltete Auslösekontakte. Es ist möglich, dass auch der Stromkreis über mehrere parallel geschaltete TCS Kreise verfügt. Jeder TCS Kreis veranlasst, dass der eigene Überwachungsstrom durch die überwachte Spule fließt. Der tatsächliche Strom in der Spule ist die Summe aller TCS Ströme. Bei der Bestimmung des Widerstands von R_{ext} muss dies berücksichtigt werden.

Auskreis-Überwachung mit Zusatzrelais

Zahlreiche Nachrüstprojekte werden teilweise umgesetzt, d. h. die alten elektromagnetischen Relais werden durch neue ersetzt aber die alten Leistungsschalter bleiben montiert. Hier liegt dann das Problem vor, dass der Spulenstrom der alten Leistungsschalter für den Auslösekontakt des Schutz-IED für eine Unterbrechung zu hoch sein kann.

Der Spulenstrom des Leistungsschalters wird gewöhnlich durch einen Kontakt im Leistungsschalter unterbrochen. Im Fall eines Leistungsschalterversagens besteht das Risiko, dass der Auslösekontakt des Schutz-IEDs zerstört wird, da der Kontakt das hohe Niveau an elektromagnetischer Energie in der Auslösespule trennen muss.

Zwischen dem Auslösekontakt des Schutz-IED und der Leistungsschalterspule kann ein Zusatzrelais verwendet werden. Auf diese Weise kann die Problematik der Unterbrechungskapazität gelöst werden. Der TCS Kreis im Schutz-IED überwacht die Unversehrtheit der Zusatzrelaisspule, nicht die Spule des Leistungsschalters. Das separate Überwachungsrelais des Auskreises hier für die Überwachung der Auslösespule des Leistungsschalters verwendet.

Bemessung des externen Widerstands

Die Auslösebedingung kann mathematisch folgendermaßen ausgedrückt werden:

Wird ein externer Nebenschlusswiderstand verwendet, muss dieser so berechnet werden, dass er die Überwachungsfunktion der Auslösespule nicht beeinträchtigt. Ein zu hoher Widerstand verursacht einen zu großen Spannungsabfall, der die Anforderung von mindestens 20 V über dem internen Stromkreis gefährdet. Ein zu geringer Widerstand kann dahingegen eine fehlerhafte Funktion der Auslösespule verursachen.

Bei niedrigeren Auslösespannungen (<48V DC) im Hilfsstromkreis wird empfohlen die Leistungsschalter-Position zu verwenden, um eine versehentliche TCS Auslösung zu blockieren. Der Einsatz der Positionsanzeige ist weiter oben in diesem Kapitel beschrieben.

Abschnitt 11 Steuerung

11.1 SESRSYN - Synchrocheck

11.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Synchrocheck	SESRSYN	<div style="border: 1px solid black; width: 40px; height: 40px; margin: 0 auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> sc/vc </div>	25

11.1.2 Anwendung

11.1.2.1 Synchronisieren

Die Funktion Synchrocheck wird bereitgestellt, um das Schließen von Leistungsschaltern in noch asynchronen Netzen zu ermöglichen. Der Schließbefehl für den Leistungsschalter wird zum optimalen Zeitpunkt gegeben, wenn die entsprechenden Bedingungen über den Leistungsschalter hinweg erfüllt sind, um Belastungen des Netzes und seiner Bestandteile zu vermeiden.

Die Netze gelten definitionsgemäß als asynchron, wenn die Frequenzdifferenz zwischen Sammelschiene und Leitung größer ist als ein bestimmter Einstellwert. Wenn die Frequenzdifferenz kleiner als dieser Einstellwert ist, liegen nach der Definition synchrone Netze vor, die miteinander über den Leistungsschalter verbunden werden können.

Die Funktion Synchronisieren misst die Differenz zwischen den Spannungen auf dem Leitungsabgang und der Sammelschiene. Sie aktiviert einen Schließbefehl an den Leistungsschalter, wenn der errechnete Schließwinkel gleich dem eingestellten Phasenwinkel ist und gleichzeitig folgende Bedingungen erfüllt sind:

- Die Spannung auf dem Leitungsabgang und der Sammelschiene ist höher als die kleinsten Werte von Leitungs- und Sammelschienenenspannung in der Standard-Voreinstellung.
- Die Spannungsdifferenz ist kleiner als der Standardwert der Funktion.
- Die Frequenzdifferenz ist kleiner als der Einstellwert von *FreqDiffMax* und größer als der Einstellwert von *FreqDiffMin*. Wenn die Frequenzdifferenz kleiner ist als *FreqDiffMin*, wird der Synchrocheck aktiviert. Der Wert von *FreqDiffMin* muss daher identisch mit dem Wert *FreqDiffM* bzw. *FreqDiffA* für die Funktion Synchrocheck sein. Die Frequenz der Spannung auf der

Sammelschiene und auf dem Leitungsabgang müssen außerdem in einem Bereich von ± 5 Hz um die Bemessungsfrequenz liegen. Wenn die Option Synchronisieren auch in die Wiedereinschaltautomatik eingebunden ist, gibt es keinen Grund, für die manuelle und die automatische Wiedereinschaltung jeweils unterschiedliche Frequenzeinstellungen zu wählen. Die Frequenzdifferenzwerte für den Synchrocheck sollten dann niedrig festgelegt werden.

- Die Frequenzänderung ist niedriger als die Einstellwerte von der beiden miteinander zu vergleichenden Spannungsgrößen.
- Der Schließwinkel wird durch die Berechnung der Schlupffrequenz und die erforderliche Zeitverzögerung für das Einschalten des Leistungsschalters bestimmt.

Die Funktion Synchronisieren kompensiert die gemessene Schlupffrequenz sowie die Zeitverzögerung zum Einschalten des Leistungsschalters. Die Phasenwinkelvoreilung wird laufend berechnet. Der Schließwinkel ist die Winkeldifferenz während der eingestellten Auslösezeit für das Schließen des Leistungsschalters $t_{Breaker}$.

Referenzspannung kann eine Leiter-Erde-Spannung L1, L2, L3, eine Leiter-Leiter-Spannung L1–L2, L2–L3, L3–L1 oder die Spannung im Mitsystem sein. Die Sammelschienenspannung muss dann an dieselben Leiter angeschlossen werden, die auch für die Leitung gewählt wurden. Alternativ kann zum Ausgleich der Differenz ein Kompensationswinkel festgelegt werden.

11.1.2.2

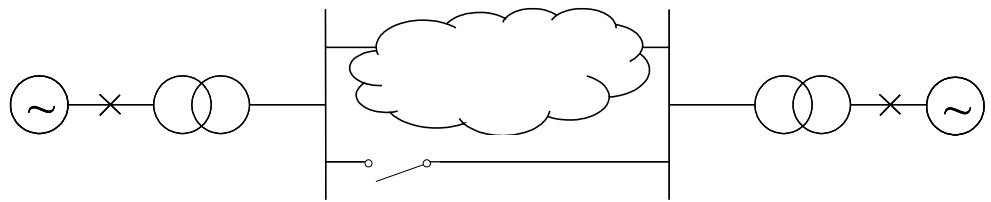
Synchrocheck

Die Synchrocheck-Funktion dient hauptsächlich dem Zweck, die Kontrolle über das Schließen der Leistungsschalter in Netzen zu gewährleisten, um zu verhindern, dass Leistungsschalter geschlossen werden, solange die Bedingungen für die Synchronität nicht als erfüllt erkannt wurden. Außerdem wird diese Funktion dazu verwendet, das erneute Verbinden zweier Netze zu verhindern, die nach einer Inselbildung und nach einer dreipoligen Wiedereinschaltung getrennt wurden.



Bei einer einpoligen automatischen Wiedereinschaltung ist kein Synchrocheck erforderlich, da das System durch die zwei bestehenden Leiter noch zusammengehalten wird.

Der Funktionsblock SESRSYN enthält sowohl die Synchrocheck-Funktion als auch die Einschaltfunktion, die ein Schließen erlaubt, wenn eine Seite des Leistungsschalters spannungslos ist. Die SESRSYN-Funktion beinhaltet außerdem ein eingebautes Spannungsauswahlschema, das die einfache Anwendung in Sammelschienen-Anordnungen ermöglicht.



en04000179.vsd

Abb. 141: Zwei miteinander verbundene Stromnetze

Abbildung 141 zeigt zwei miteinander verbundene Stromnetze. Die Wolke bedeutet, dass die Verbindung möglicherweise über eine große Strecke geht, d. h. es kann sich um eine schwache Verbindung über andere Stationen handeln. Die Notwendigkeit eines Synchrochecks steigt mit der Abnahme der Vermaschung des Netzes, da somit auch das Risiko steigt, dass die beiden Netze bei der manuellen oder automatischen Wiedereinschaltung nicht synchron sind.

Die Synchrocheck-Funktion misst die Zustände über den Leistungsschalter hinweg und vergleicht sie mit den eingestellten Grenzwerten. Das Ausgangssignal wird nur erzeugt, wenn alle gemessenen Zustände zur gleichen Zeit innerhalb ihrer eingestellten Grenzwerte liegen. Die Überprüfung umfasst:

- die unter Spannung stehende Leitung und die unter Spannung stehende Sammelschiene
- die Spannungsdifferenz
- die Frequenzdifferenz (Schlupf). Die Sammelschienen- und die Leitungsfrequenz müssen außerdem in einem Bereich von ± 5 Hz um die Bemessungsfrequenz liegen.
- die Phasenwinkeldifferenz.

Es steht eine Zeitverzögerung zur Verfügung, die gewährleistet, dass die Bedingungen während eines gewissen Mindestzeitraums erfüllt sind.

In sehr stabilen Netzen ist die Frequenzdifferenz beim manuell eingeleiteten Wiedereinschalten oder bei der automatischen Wiedereinschaltung vernachlässigbar oder gleich null. Unter stabilen Bedingungen kann ein größerer Phasenwinkel zugelassen werden, wie er in einer langen, belasteten Parallelleitung vorkommen kann. Für diese Anwendung wird ein Synchrocheck mit einer langen Auslösedauer und einer hohen Empfindlichkeit gegenüber Frequenzdifferenzen gewählt. Die Phasenwinkeldifferenz kann für gleich bleibende Bedingungen eingestellt werden.

Ein anderer Fall tritt ein, wenn z.B. der Betrieb des Netzes gestört ist und nach der Fehlerbeseitigung eine schnelle Wiedereinschaltung erfolgt. Dadurch kann im Netz eine Pendelung verursacht werden und die Phasenwinkeldifferenz zu oszillieren beginnen. Allgemein ist die Frequenzdifferenz die Ableitung der Phasenwinkeldifferenz nach der Zeit und oszilliert typischerweise zwischen positiven und negativen Werten. Wenn der Leistungsschalter nach der Fehlerbeseitigung durch die automatische Wiedereinschaltung geschlossen werden

muss, ist eine gewisse Frequenzdifferenz zu tolerieren, die größer sein sollte als die Toleranz im oben beschriebenen Fall mit gleich bleibenden Bedingungen. Wenn jedoch gleichzeitig eine große Phasenwinkeldifferenz zugelassen wird, besteht die Gefahr, dass die automatische Wiedereinschaltung bei einer großen und zunehmenden Phasenwinkeldifferenz stattfindet. In diesem Fall dürfte es sicherer sein, den Leistungsschalter bei einer kleineren Phasenwinkeldifferenz zu schließen.

Um die obigen Anforderungen zu erfüllen, ist die Synchrocheck-Funktion mit doppelten Einstellungen ausgestattet, von denen ein Satz für gleich bleibende Bedingungen (Manuell) und der andere für den Betrieb unter gestörten Bedingungen (Auto) vorgesehen ist.

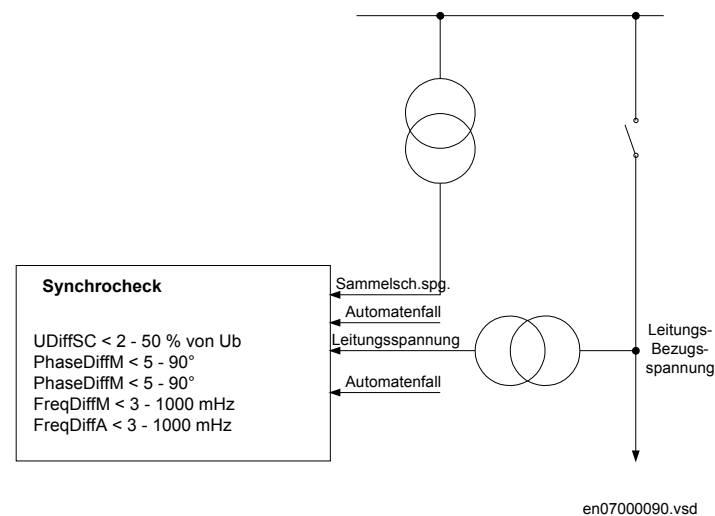


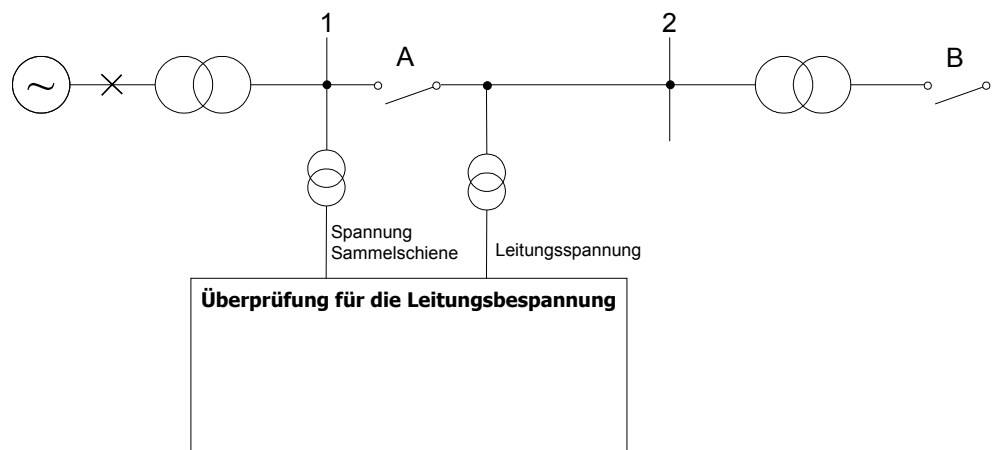
Abb. 142: Prinzip der Synchrocheck-Funktion

11.1.2.3

Einschaltprüfung

Hauptzweck der Einschaltprüfung ist es, die kontrollierte Wiedereinschaltung abgetrennter Leitungen und Sammelschienen zu ermöglichen.

Die Einschaltprüfung misst die Sammelschienen- und Leitungsspannungen und vergleicht sie mit den unteren und oberen Grenzwerten. Das Ausgangssignal wird nur abgegeben, wenn die tatsächlich gemessenen Bedingungen mit den eingestellten Bedingungen übereinstimmen. Abbildung 143 zeigt zwei Netze, von denen eines (1) Spannung führt und das andere (2) keine Spannung führt. Netz 2 wird von Netz 1 aus über den Leistungsschalter A unter Spannung gesetzt (DLLB).



=IEC08000022=1=de=Original.vsd

Abb. 143: Prinzip der Einschaltprüfung

Die Zuschaltung kann in der Richtung spannungslose Leitung und unter Spannung stehende Sammelschiene ("dead line, live bus", DLLB), in der Richtung spannungslose Sammelschiene und unter Spannung stehende Leitung ("dead bus, live line", DBLL) oder in beiden Richtungen über den Leistungsschalter erfolgen. Die Zuschaltung aus verschiedenen Richtungen kann beim automatischen und manuellen Schließen des Leistungsschalters unterschiedlich sein. Beim manuellen Schließen ist es auch möglich, das Schließen zuzulassen, wenn beide Seiten des Leistungsschalters spannungslos sind ("dead bus, dead line", DBDL).

Die Einrichtung gilt als unter Spannung stehend, wenn die Spannung einen bestimmten Einstellwert – z. B. 80 % der Bezugsspannung – übersteigt, und als spannungslos, wenn die Spannung unter einem bestimmten Einstellwert – z. B. 30 % der Bezugsspannung – liegt. Aufgrund von Faktoren wie der Induktion durch eine parallel verlaufende Leitung oder der Einspeisung über Löschkondensatoren in den Leistungsschaltern kann an einer abgeschalteten Leitung ein beträchtliches Potenzial anliegen. Dieser Spannungswert kann 50 % der Bezugsspannung der Leitung oder mehr betragen. In der Regel liegt der Wert bei Leistungsschaltern mit nur einem Schaltelement (< 330 kV) deutlich unter 30 %.

Wenn die Zuschaltrichtung den Einstellungen entspricht, muss die Situation über eine bestimmte Zeitspanne unverändert bleiben, bevor das Schließsignal gegeben werden darf. Zweck dieser Auslöseverzögerung ist es, sicherzustellen, dass die spannungslose Seite ohne Spannung bleibt und dass die Bedingung nicht auf eine temporäre Interferenz zurückzuführen ist.

11.1.2.4

Spannungsauswahl

Die Funktion Spannungsauswahl dient dazu, die Funktionen Synchrocheck und Einschaltprüfung mit den geeigneten Spannungen zu verbinden. Wenn das IED z. B. in einer Doppelsammelschienen-Anordnung verwendet wird, hängt die zu wählende Spannung vom Status der Leistungsschalter und/oder der Trenner ab.

Durch Prüfen des Status der Hilfskontakte der Trenner lassen sich die richtigen Spannungen für die Funktionen Synchronisieren, Synchrocheck und Einschaltprüfung auswählen.

Die Spannungen von Sammelschienen und Leitungen müssen physikalisch an die Spannungseingänge im IED angeschlossen und über die Steuerungssoftware mit jeder der maximal zwei im IED verfügbaren SESRSYN-Funktionen verbunden sein.

11.1.2.5

Externe Spannungswandlerkreisüberwachung

Signale der externen Spannungswandlerkreisüberwachung oder Signale eines ausgelösten Sicherungsschalters/Spannungswandlerschutzschalters werden mit Binäreingängen verbunden, die an den Eingängen der Funktion SESRSYN im IED konfiguriert sind. Die interne Spannungswandlerkreisüberwachungsfunktion kann ebenfalls zumindest für die Spannungsversorgung der Leitung verwendet werden. Dann wird das Signal VTSU verwendet und mit dem Blockiereingang des Funktionsblocks Einschaltprüfung verbunden. Bei einem Sicherungsausfall werden die Funktionen SESRSYN und Einschaltprüfung blockiert.

Die Eingänge UB1OK/UB2OK und UB1FF/UB2FF beziehen sich auf die Sammelschienenspannung und die Eingänge ULNOK und ULNFF auf die Leitungsspannung.

Externe Auswahl der Einschalttrichtung

Die Einschaltung kann über den Einsatz der verfügbaren logischen Funktionsblöcke ausgewählt werden. Nachfolgend ist ein Beispiel aufgeführt, bei dem die Auswahl über ein Symbol an der LHMI durch den Auswahlwähler-Funktionsblock erfolgt, aber alternativ kann z. B. auch ein physikalischer Schalter am Frontbedienfeld verwendet werden, der mit einem Binär- auf Integer-Funktionsblock (B16I) verbunden ist.

Wird der PSTO Eingang verwendet, der am L/R-Schalter an der LHMI angeschlossen ist, kann die Auswahl auch vom HMI-System der Station erfolgen, typischerweise ABB Microscada über die IEC 61850 Kommunikation.

Das Anschlussbeispiel für die manuelle Einschaltmethode ist in Abbildung 144 dargestellt. Bei den ausgewählten Bezeichnungen handelt es sich lediglich um Beispiele, aber das Symbol auf der LHMI weist nur drei Zeichen auf.

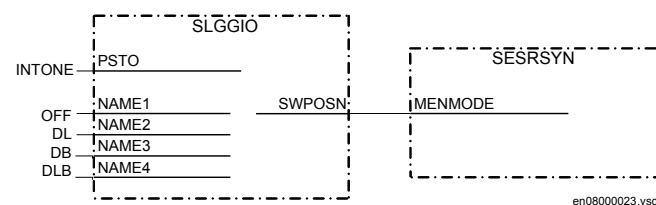


Abb. 144: Auswahl der Einschalttrichtung von einem lokalen LHMI-Symbol über einen Wahlschalter-Funktionsblock.

11.1.3 Anwendungsbeispiele

Der Funktionsblock SESRSYN kann auch in manchen Schaltanlagen-Anordnungen verwendet werden, allerdings mit anderen Parametereinstellungen. Die nachstehenden Beispiele zeigen, wie unterschiedliche Anordnungen an die Analogeingänge des IED und an den Funktionsblock SESRSYN angeschlossen werden. Pro Leistungsschalter wird ein Funktionsblock verwendet.



Die im nachstehenden Beispiel dargestellten typischerweise verwendeten Eingänge können mittels Konfigurationstool und Signalmatrix-Tool geändert werden.



Die Instanzen des Funktionsblocks SESRSYN und des angeschlossenen Funktionsblocks SMAI müssen in der Anwendungskonfiguration dieselbe Zykluszeit aufweisen.

11.1.3.1 Ein Leistungsschalter in Einfachsammelschiene

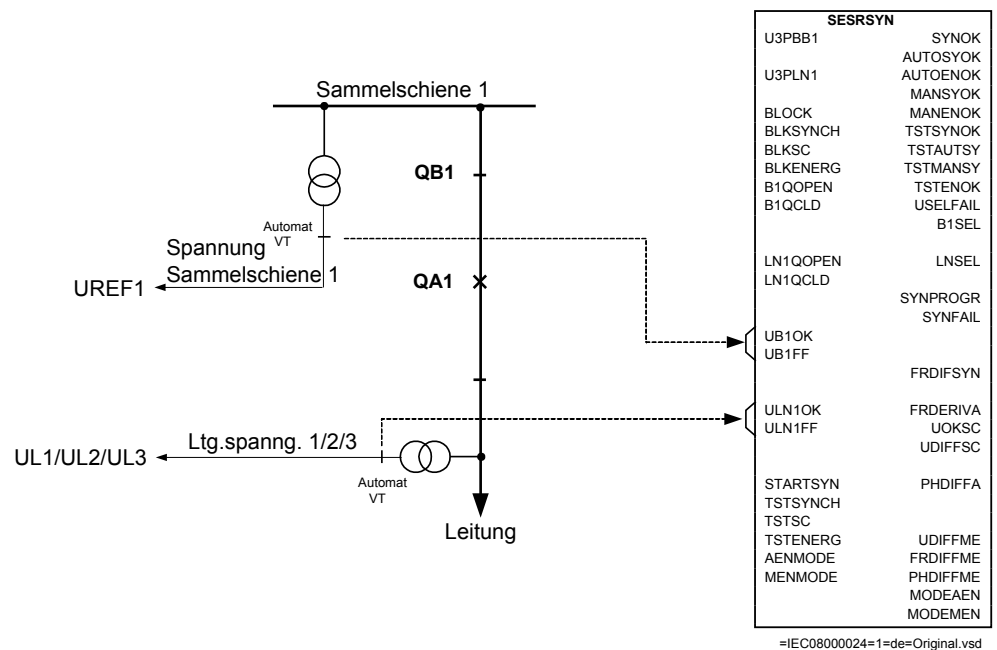


Abb. 145: Anschluss des Funktionsblocks SESRSYN in Einfachsammelschieneanordnung

Abbildung 145 zeigt die Anschlussprinzipien. Für die Funktion SESRSYN existiert an jeder Seite des Leistungsschalters ein Spannungswandler. Der Anschlüsse des Spannungswandlers im Schaltkreis sind unkompliziert; es ist keine besondere Spannungsauswahl erforderlich. Für die Funktion SESRSYN wird die am Sammelschienen-Spannungswandler anliegende Spannung mit dem Analogeingang

UREF1 am analogen Eingangsmodul verbunden. Die Leitungsspannung wird als drei Leiter-Erde-Spannungen mit den Analogeingängen UL1, UL2 und UL3 verbunden.

11.1.3.2

Ein Leistungsschalter in Doppelsammelschiene, externe Spannungsauswahl

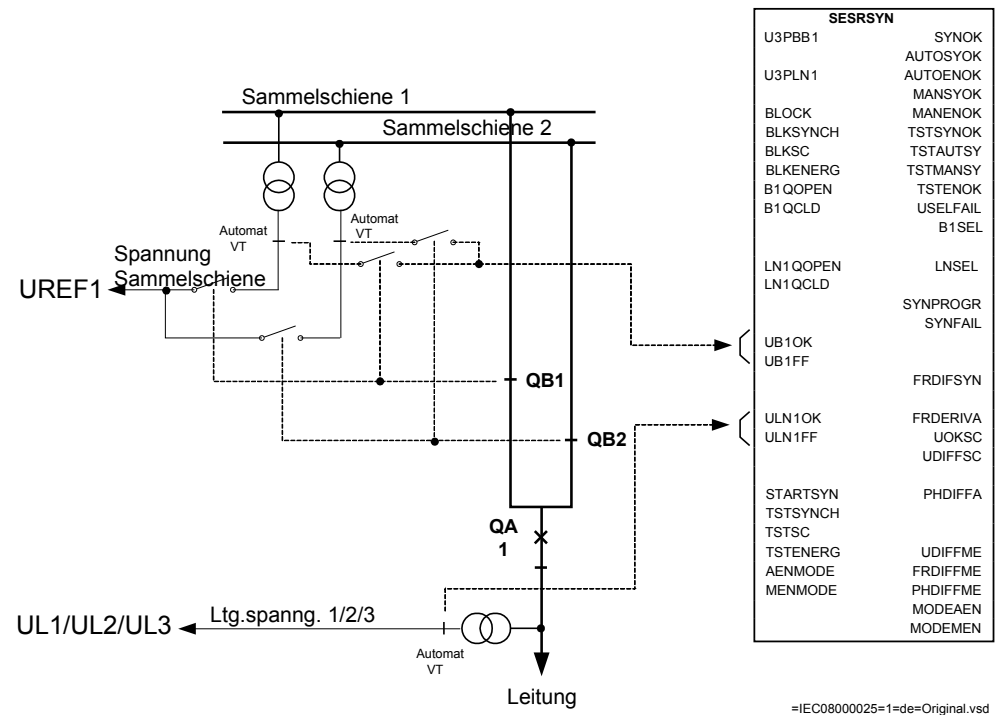


Abb. 146: Anschluss des Funktionsblocks SESRSYN in einer Anordnung mit einem Leistungsschalter und Doppelsammelschienen mit externer Spannungsauswahl

In dieser Art von Anordnung ist keine interne Spannungsauswahl erforderlich. Die Spannungsauswahl erfolgt mittels externer Relais, die in der Regel so angeschlossen werden, wie in Abbildung 146 dargestellt. Die geeignete Spannung und die Spannungswandlerkreisüberwachung der beiden Sammelschienen werden auf der Grundlage des Trennerabbaus ausgewählt. Das bedeutet, dass die Anschlüsse am Funktionsblock denen bei der Einzelsammelschienen-Anordnung entsprechen.

11.1.3.3

Ein Leistungsschalter in Doppelsammelschiene, interne Spannungsauswahl

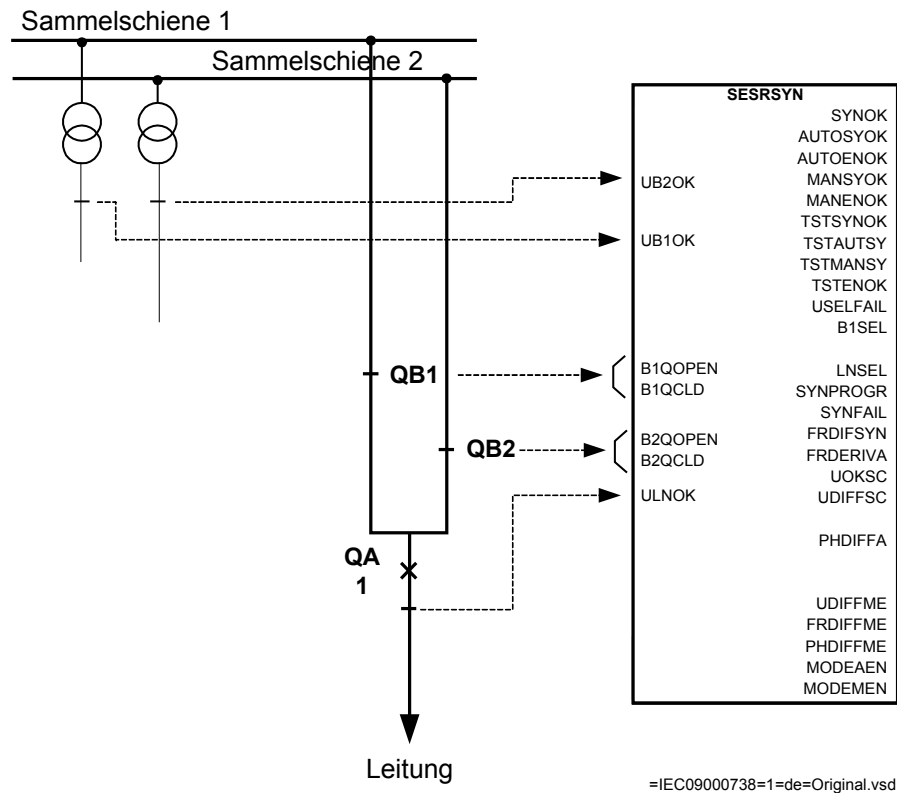


Abb. 147: Verbindung des Synchrocheck-Funktionsblocks für den einzelnen Leistungsschalter für Doppelsammelschiene mit interner Auswahl.

Mit der Konfiguration nach Abbildung 147 wird die Spannungsauswahl intern basierend auf den Signalen QB1 und QB2 vorgenommen.

11.1.4

Einstellrichtlinien

Die Einstellwerte für die Funktionen Synchronisieren, Synchrocheck und Einschaltprüfung (SESRSYN) werden über die LHMI oder über den "Protection and Control IED Manager" (PCM600) gesetzt.

Ein global definierter IED-Basiswert für die Primärspannung (*UBase*) wird in einer GBASVAL-Funktion für globale Bezugswerte für Einstellungen gesetzt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Die Betriebsart kann im Parametereinstellungs-Tool (PST) auf *Ein* oder *Aus* gesetzt werden. Die Einstellung *Aus* deaktiviert die gesamte Funktion.

MeasVoltBus1 und *MeasVoltBus2*

Konfigurationsparameter für die Auswahl der Messphase der an Sammelschiene 1 bzw. Sammelschiene 2 anliegenden Spannung. Möglich sind Leiter-Erde-Spannung (*ULI*), Leiter-Leiter-Spannung (*ULIL2*) oder Mitsystemspannung.



MeasVoltBus1 und *MeasVoltBus2* müssen immer so eingestellt werden, dass sie dieselbe Art von Spannung messen, also entweder Leiter-Erde-Spannung (*ULI*), Leiter-Leiter-Spannung (*ULIL2*) oder Mitsystemspannung.

MeasVoltLine1

Konfigurationsparameter für die Auswahl der Messphase der an der Leitung anliegenden Spannung. Möglich sind Leiter-Erde-Spannung (*ULI*), Leiter-Leiter-Spannung (*ULIL2*) oder Mitsystemspannung.



MeasVoltLine1 muss immer so eingestellt werden, dass dieselbe Art von Spannung gemessen wird wie bei *MeasVoltBus1* und *MeasVoltBus2*, also entweder Leiter-Erde-Spannung (*ULI*), Leiter-Leiter-Spannung (*ULIL2*) oder Mitsystemspannung.

PhaseShift

Diese Einstellung dient zum Ausgleichen einer Phasenverschiebung durch die Spannungswandler zwischen den beiden Messpunkten für Sammelschienenspannung und Leitungsspannung hervorgerufen wird oder die entsteht, wenn eine Spannung zwischen den Leitern und die andere zwischen Leiter und Erde gemessen wird. Der eingestellte Wert wird zum gemessenen Phasenwinkel der Leitung addiert. Referenzspannung ist die Sammelschienenspannung.

URatio

URatio ist definiert durch $URatio = \text{Sammelschienenspannung} / \text{Leitungsspannung}$. Typischerweise wird die Einstellung dafür verwendet, die Spannungsdifferenz ausgleichen, die hervorgerufen wird, wenn die Sammelschienenspannung zwischen den Leitern und die Leitungsspannung zwischen Leiter und Erde angeschlossen werden soll. Die Einstellung von *MeasVoltBus1* ist dann auf Leiter-Leiter zu setzen und die Einstellung von *URatio* auf $\sqrt{3} = 1,73$. Die Einstellung skaliert die Leitungsspannung auf das Niveau der Sammelschienenspannung hoch.

OperationSynch

Die Einstellung *Aus* deaktiviert die Funktion Synchronisieren. Mit der Einstellung *Ein* ist die Funktion in Betrieb und das Ausgangssignal hängt von den Eingangsbedingungen ab.

FreqDiffMax

Die Einstellung *FreqDiffMax* ist die maximale Schlupffrequenz, bei der eine Synchronisierung möglich ist. $1/\text{FreqDiffMax}$ gibt die Zeit an, die der Vektor für die Drehung um 360 Grad – d. h. für eine Umdrehung auf dem Synchronoskop – benötigt, und wird als Taktzeit bezeichnet. Ein typischer Wert von *FreqDiffMax* ist 200–250 mHz, gleichbedeutend mit einer Taktzeit von 4–5 Sekunden. Höhere Werte sind zu vermeiden, da die beiden Netze normalerweise unabhängig voneinander auf die Bemessungsfrequenz reguliert werden, so dass die Frequenzdifferenz gering sein sollte.

FreqDiffMin

Die Einstellung *FreqDiffMin* ist die minimale Frequenzdifferenz, bei der die Systeme als asynchron definiert werden. Bei einer Frequenzdifferenz unter diesem Wert gelten die Systeme als parallel laufend. Ein typischer Wert von *FreqDiffMin* ist 10 mHz. Sofern die Funktionen Synchronisieren und Synchrocheck beide vorgesehen sind, sollte dieser Wert grundsätzlich niedrig sein, um das Schließen durch die Funktion Synchronisieren zum exakt richtigen Zeitpunkt zu erlauben, wenn die Netze mit einer Frequenzdifferenz laufen. In diesem Fall schließt die Synchrocheck-Funktion bei einer Phasenwinkeldifferenz, die um 35 Grad vom korrekten Winkel abweichen kann.



Der Parameter *FreqDiffMin* ist auf denselben Wert zu setzen wie *FreqDiffM* bzw. *FreqDiffA* für die Synchrocheck-Funktion – in Abhängigkeit davon, ob die Funktionen für manuellen Betrieb, Wiedereinschaltautomatik oder beides verwendet werden.

FreqRateChange

Die maximal erlaubte Frequenzänderung.

tBreaker

Die Einstellung *tBreaker* ist so festzulegen, dass sie der Einschaltzeit des Leistungsschalters entspricht, und sollte auch die möglichen Hilfsrelais im Einschaltkreis mit berücksichtigen. Es ist wichtig, sicherzustellen, dass in der Konfiguration des IED keine langsamen Logikkomponenten verwendet werden, denn es kann aufgrund solcher Komponenten große Abweichungen in der Einschaltzeit geben. Eine typische Einstellung sind 80–150 ms je nach Leistungsschalter-Einschaltzeit.

tClosePulse

Einstellung für die Dauer des Einschaltimpulses für den Leistungsschalter.

tMinSynch

Mit der Einstellung *tMinSynch* wird die Mindestzeitspanne festgelegt, in der eine Synchronisierung/das Einschalten versucht wird. Wenn innerhalb der eingestellten

Zeitspanne nach dem Start der Synchronisierungsfunktion eine Bedingung erfüllt wird, wird kein Einschaltsignal abgegeben. Eine typische Einstellung sind 200 ms.

tMaxSynch

Mit der Einstellung *tMaxSynch* wird die Zeitspanne festgelegt, nach der die Auslösung der Synchronisierungsfunktion zurückgesetzt werden soll, wenn der Vorgang noch nicht abgeschlossen ist. Beim Setzen dieser Einstellung muss der Wert von *FreqDiffMin* berücksichtigt werden, der bestimmt, wie lange es maximal dauert, bis die Phasengleichheit erreicht ist. Bei einer Einstellung von 10 ms ist die Taktzeit 100 Sekunden. Die Einstellung müsste daher mindestens *tMinSynch* plus 100 Sekunden betragen. Wenn die Netzfrequenzen voraussichtlich von Anfang an außerhalb der Grenzwerte liegen werden, muss eine Bandbreite definiert werden. Eine typische Einstellung sind 300 Sekunden.

OperationSC

Wenn *OperationSC* auf *Aus* steht, wird damit die Funktion Synchrocheck deaktiviert und die Ausgänge AUTOSYOK, MANSYOK, TSTAUTSY und TSTMANSY werden niedrig eingestellt.

Mit der Einstellung *Ein* ist die Funktion in Betrieb und das Ausgangssignal hängt von den Eingangsbedingungen ab.

UDiffSC

Einstellung für Spannungsdifferenzen zwischen Leitung und Sammelschiene.

FreqDiffM und FreqDiffA

Die Einstellungen für die Frequenzdifferenz *FreqDiffM* und *FreqDiffA* sind in Abhängigkeit von den Bedingungen im Netz zu wählen. Bei stabilen Bedingungen wird eine geringe Frequenzdifferenz benötigt, die mit der Einstellung *FreqDiffM* festgelegt wird. Bei automatischer Wiedereinschaltung ist ein höherer Einstellwert für die unter *FreqDiffA* einzustellende Frequenzdifferenz wünschenswert. Ein typischer Wert von *FreqDiffM* könnte 10 mHz sein, ein typischer Wert von *FreqDiffA* 100–200 mHz.

PhaseDiffM und PhaseDiffA

Die Einstellungen für die Phasenwinkeldifferenz *PhaseDiffM* und *PhaseDiffA* sind ebenfalls in Abhängigkeit von den Bedingungen im Netz zu wählen. Die Einstellung des Phasenwinkels muss so gewählt werden, dass sie ein Einschalten unter Maximallastbedingungen erlaubt. Ein typischer Maximalwert bei stark belasteten Netzen kann 45 Grad sein; in den meisten Netzen beträgt der maximal auftretende Winkel jedoch weniger als 25 Grad.

tSCM und tSCA

Zweck der Timer-Verzögerungseinstellungen *tSCM* und *tSCA* ist es, sicherzustellen, dass die Bedingungen für den Synchrocheck konstant bleiben und die Situation nicht auf eine temporäre Interferenz zurückzuführen ist. Wenn die

Bedingungen nicht für die festgelegte Zeit andauern, wird der Verzögerungs-Timer zurückgesetzt und die Prozedur wird neu gestartet, wenn die Bedingungen wieder erfüllt sind. Das Einschalten des Leistungsschalters ist also nicht zulässig, bis die Synchrocheck-Situation über die festgesetzte Verzögerungszeit hinweg konstant geblieben ist. Unter stabilen Bedingungen ist eine längere Auslöseverzögerung erforderlich, die mit der Einstellung $tSCM$ festgelegt wird. Bei automatischer Wiedereinschaltung ist eine kürzere Auslöseverzögerung wünschenswert, die mit der Einstellung $tSCA$ eingestellt wird. Ein typischer Wert von $tSCM$ könnte 1 Sekunde sein, ein typischer Wert von $tSCA$ 0,1 Sekunden.

AutoEnerg und *ManEnerg*

Für das automatische und das manuelle Einschalten des Leistungsschalters können zwei verschiedene Einstellungen festgelegt werden. Die jeweiligen Einstellparameter sind:

- *Aus*: Die Zuschaltfunktion ist deaktiviert.
- *DLLB* (Dead Line Live Bus), spannungslose Leitung–unter Spannung stehende Sammelschiene: Die Leitungsspannung liegt unter einem Standardwert.
- *DBLL* (Dead Bus Live Line), spannungslose Sammelschiene–unter Spannung stehende Leitung: Die Sammelschienenenspannung liegt unter einem Standardwert.
- *Beide*: Die Zuschaltung kann in beide Richtungen erfolgen, *DLLB* oder *DBLL*.

$tAutoEnerg$ und $tManEnerg$

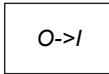
Zweck der Einstellungen für die Auslöseverzögerung $tAutoEnerg$ und $tManEnerg$ ist es, sicherzustellen, dass die spannungslose Seite ohne Spannung bleibt und dass die Bedingung nicht auf eine temporäre Interferenz zurückzuführen ist. Wenn die Bedingungen nicht für die festgelegte Zeit andauern, wird der Verzögerungs-Timer zurückgesetzt und die Prozedur wird neu gestartet, wenn die Bedingungen wieder erfüllt sind. Das Einschalten des Leistungsschalters ist also erst dann zulässig, wenn die Zuschaltbedingung über die festgesetzte Verzögerungszeit hinweg konstant geblieben ist.

ManEnergDBDL

Durch Setzen des Parameters auf *Ein* wird die manuelle Zuschaltung aktiviert.

11.2 SMBRREC - Automatische Wiedereinschaltung

11.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Automatische Wiedereinschaltung	SMBRREC		79

11.2.2 Anwendung

Die automatische Wiedereinschaltung (AWE) ist ein bewährtes und etabliertes Verfahren zur Wiederherstellung der Versorgung im Netz nach einer kurzzeitigen Leitungsstörung. Die meisten Leitungsstörungen sind Lichtbogenüberschläge und damit von Natur aus nur von kurzer Dauer. Wenn die Stromleitung durch Leitungsschutz und Leistungsschalter abgeschaltet wird, wird der Lichtbogen gelöscht und die Leitung gewinnt nach einer bestimmter Zeit ihr Isolationsvermögen zurück. Daher ist eine gewisse spannungslose Zeit erforderlich, während der die Leitung spannungslos bleibt. Danach kann die Versorgung über diese Leitung durch das automatische Wiedereinschalten der Leistungsschalter wieder aufgenommen werden. Die Dauer der Totzeit ist so zu wählen, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Deionisation des Lichtbogens erfolgt und eine erfolgreiche Wiedereinschaltung möglich ist.

Bei Einzellleitungsunterbrechern und automatischen Wiedereinschalteinrichtungen oder -funktionen wird mit Hilfe der AWE-Pausenzeit die "Totzeit" der Leitung bestimmt. Bei gleichzeitigem Auslösen und Wiedereinschalten an beiden Leitungsenden entspricht die AWE-Pausenzeit ungefähr der Pausenzeit der Leitung. Wenn sich die Pausenzeiten unterscheiden, steht die Leitung unter Spannung, bis die Leistungsschalter an beiden Enden geöffnet sind.

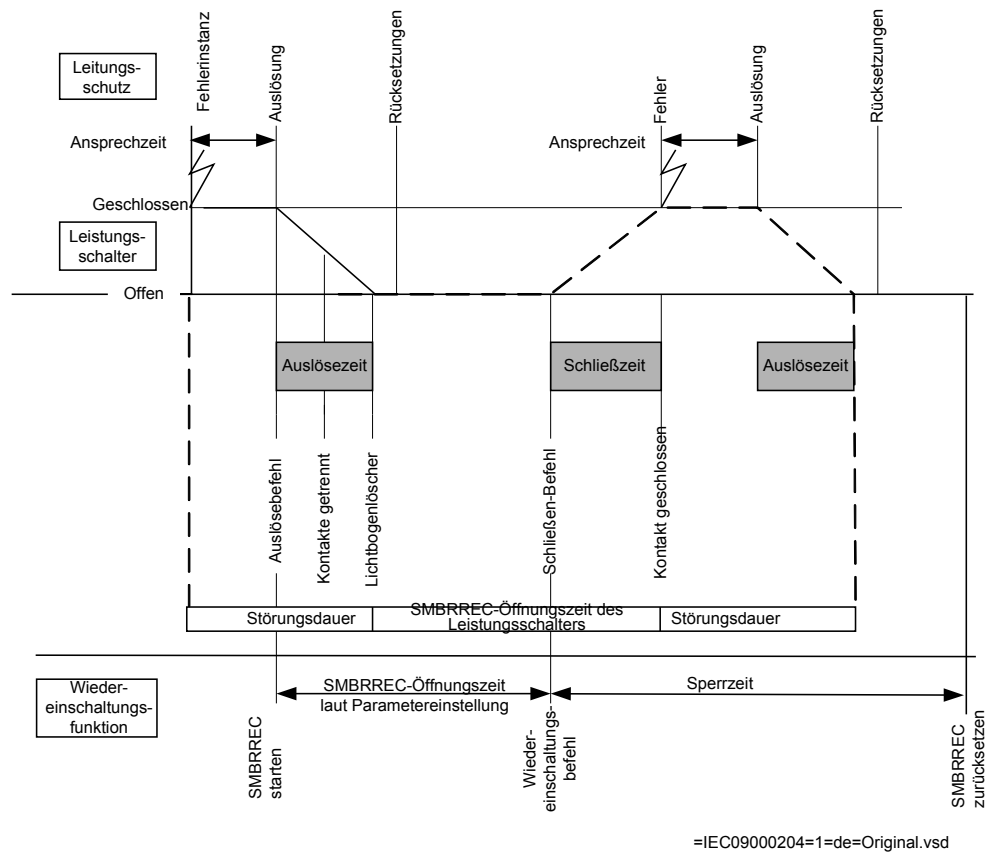


Abb. 148: Einmalige automatische Wiedereinschaltung bei permanenter Störung

Eine dreipolige automatische Wiedereinschaltung kann mit oder ohne den Einsatz eines Synchrochecks sowie einer Einschaltprüfung, wie etwa der Überprüfung der Spannungsfreiheit einer Leitung oder Sammelschiene, erfolgen.

Bei den automatischen Wiedereinschalteinrichtungen wird die Bezeichnung "AWE-Pausenzeit" verwendet. Dies ist die Einstellung für die spannungslose Pause für die Wiedereinschaltautomatik. Bei gleichzeitigem Auslösen und Wiedereinschalten an beiden Leitungsenden entspricht die AWE-Pausenzeit ungefähr der Pausenzeit der Leitung. Andernfalls, d.h., wenn die Auslösung an einem Leitungsende langsamer erfolgt als am anderen, können diese beiden Zeiten voneinander abweichen, so dass die Leitung erst nach Öffnen an beiden Enden spannungslos ist.

Liegt ein permanenter Fehler vor, so löst der Leitungsschutz beim Wiedereinschalten zur Fehlerbehebung erneut aus.

In der Regel wird pro Leistungsschalter eine automatische Wiedereinschaltfunktion vorgesehen. Bei Verwendung eines Leistungsschalters pro Leitungsende ist auch eine automatische Wiedereinschaltfunktion an jedem Leitungsende vorhanden. Wenn AWE-Funktionen in einen doppelten Leitungsschutz eingebunden werden, d.h. zwei AWE-Funktionen pro Leistungsschalter vorhanden sind, müssen Maßnahmen getroffen werden, um unkoordinierte Wiedereinschaltbefehle zu

vermeiden. Bei Eineinhalb-Leistungsschalter-, Doppel-Leistungsschalter- und Ring-Sammelschienenanordnungen werden zwei Leistungsschalter pro Leitungsende eingesetzt. Es wird eine AWE-Funktion pro Leistungsschalter empfohlen. Innerhalb der AWE-Funktion kann eine Priorisierung festgelegt werden, die die sequenzielle Wiedereinschaltung der beiden so angeordneten Leistungsschalter bestimmt. Im Falle einer permanenten Störung und erfolglosen Wiedereinschaltung des ersten Leistungsschalters wird die Wiedereinschaltung des zweiten Leistungsschalters abgebrochen und so die Netzbelastung begrenzt. Ein weiterer Vorteil der an den Leistungsschalter angeschlossenen Wiedereinschaltautomatik besteht darin, dass sich viel leichter überprüfen lässt, ob der Leistungsschalter vor der AWE-Sequenz geschlossen ist, für eine AWE-Sequenz bereit ist usw.

Die automatische Wiedereinschaltfunktion führt dreipolige Wiedereinschaltungen mit einem oder mehreren Versuchen durch.

In Übertragungsnetzen wird üblicherweise eine ein- und/oder dreipolige einmalige AWE durchgeführt. In Verteilnetzen erfolgt in der Regel eine dreipolige Auslösung und Wiedereinschaltung. Die Art und Weise der automatischen Wiedereinschaltung variiert jedoch. Es werden Verfahren mit einem und mit mehreren Wiedereinschaltversuchen verwendet. Der erste Wiedereinschaltversuch kann nach einer kurzen Verzögerung – HSAR (High Speed Auto-Reclosing) – oder nach einer längeren Verzögerung – DAR (Delayed Auto-Reclosing) – erfolgen. Beim zweiten und den nachfolgenden Wiedereinschaltversuchen ist die Verzögerung relativ lang. Wenn mehrere Wiedereinschaltversuche unternommen werden, muss die Zeit der spannungslosen Pause mit der Kapazität des Leistungsschalter-Arbeitszyklus abgestimmt sein.

Die automatische Wiedereinschaltung wird in der Regel vom Leitungsschutz initiiert, insbesondere, wenn dieser Schutz unverzögert ausgelöst wird. Die automatische Wiedereinschaltfunktion kann gesperrt (blockiert) werden, wenn bestimmte Schutzfunktionen zur Erkennung permanenter Fehler – wie z. B. Drosselspulen-, Kabel- oder Sammelschienenenschutz – auslösen. Außerdem sind Reserveschutzzonen angeschlossen, die außerhalb der eigenen Leitung liegende Störungen anzeigen, um eine automatische Wiedereinschaltung zu unterdrücken.

Eine automatische Wiedereinschaltung darf nicht gestartet werden, wenn beim Zuschalten einer Leitung eine Störung ansteht (Schalten auf Kurzschluss – SOTF, Switch On To Fault). Ausnahme: Es werden mehrere Wiedereinschaltversuche unternommen, die ab Versuch 2 von der Schutzlogik für das Schalten auf Kurzschluss gestartet werden. Auch darf ein Leistungsschalter in einer Sammelschienenanordnung mit mehreren Leistungsschaltern, der beim Auftreten eines Fehlers nicht geschlossen war, durch das Auslösen der Wiedereinschaltautomatik nicht geschlossen werden. Die automatische Wiedereinschaltung wird häufig mit einer Freigabebedingung des Synchrochecks und der Überprüfung der Spannungslosigkeit einer Leitung oder Sammelschiene kombiniert. Die Belastung von Turbogeneratorsätzen durch die AWE bei einer permanenten Störung lässt sich begrenzen, indem man die AWE mit einem Synchrocheck der Leitungsenden in der Nähe dieser Stromerzeugungsanlagen kombiniert und die Zuschaltung möglichst weit von der Stromerzeugungsanlage

entfernt versucht. Nach einer erfolgreichen Zuschaltung wird dann der Synchrocheck am lokalen Ende durchgeführt.

Schutzsysteme für die Energieübertragung sind üblicherweise unterteilt und mit zwei redundanten Schutz-IEDs ausgestattet. In solchen Systemen wird zumeist nur in einem der Untersysteme eine Wiedereinschaltautomatik installiert, da es sich um ein Erfordernis für die Fehlerbehebung handelt und ein Ausbleiben der Wiedereinschaltung aufgrund einer außer Betrieb befindlichen Wiedereinschaltautomatik nicht als erhebliche Störung gilt. Wenn für einen Leistungsschalter zwei AWE-Funktionen vorgesehen sind, muss die Anwendung sorgfältig überprüft werden und normalerweise eine AWE-Funktion als Master so angeschlossen sein, dass sie nach ihrer Anregung die andere AWE-Funktion unterdrückt. Diese Sperrung kann z. B. durch das Signal "WE läuft" (SMBRREC, 79) erfolgen.

Liegt ein permanenter Fehler vor, so löst der Leitungsschutz beim Wiedereinschalten zur Fehlerbehebung erneut aus.

Eine Reihe von Parametern der AWE-Funktion kann angepasst werden.

Beispiele:

- Zahl der automatischen Wiedereinschaltversuche
- AWE-Pausenzeiten (Totzeiten) für jeden Versuch

11.2.2.1

Automatische Wiedereinschaltung Aus und Ein

Die AWE-Funktion kann mithilfe der Einstellparameter und über eine externe Steuerung an- oder ausgeschaltet werden. Parameter *Operation* = *Aus* oder *Ein* stellt die Funktion AUS und EIN. In der Einstellung *Operation=ExternalCtrl* AUS und EIN erfolgt die Steuerung durch Eingangssignale, z. B. aus dem Steuerungssystem oder aus dem Binäreingang (und anderen Systemen).

Wird die Funktion auf EIN gesetzt und ist betriebsbereit (andere Bedingungen, wie Leistungsschalter geschlossen und Leistungsschalter bereit sind ebenfalls erfüllt), dann wird der Ausgang SETON aktiviert (hoch). Ist die Funktion bereit für die Annahme der WE-Auslösung ist.

11.2.2.2

Starten der automatischen Wiedereinschaltung und Bedingungen für den Start eines Wiedereinschaltzyklus

Gewöhnlich wird ein AWE-Zyklus oder eine AWE-Sequenz gestartet, indem eine Auslösung über den Leitungsschutz nach der Aufbringung eines Signals am Eingang START erfolgt. Startsignale können entweder allgemeine Auslösesignale sein oder, nur nach den Bedingungen für Differentialschutz, Distanzschutz Zone 1 und Distanzschutz mit kommunikationsunterstützter Auslösung. In einigen Fällen kann die Erdfehlerfunktion mit kommunikationsunterstützter Auslösung so verbunden werden, dass sie eine automatische Wiedereinschaltung versucht.

Eine Reihe von Bedingungen muss erfüllt werden, damit die Anregung akzeptiert und eine neue automatische Wiedereinschaltsequenz gestartet wird. Sie sind mit den zugehörigen Eingängen verbunden. Die Eingänge sind:

- CBREADY, Leistungsschalter bereit für einen WE-Zyklus, zum Beispiel aufgeladener Antrieb
- CBPOS stellt sicher, dass der Leistungsschalter geschlossen wird, wenn der Fehler in der Leitung auftritt und die Anregung angewendet wird.
- Es gibt kein Signal am Eingang INHIBIT, d.h. keine Blockierung oder Sperrung. Nachdem die Auslösung akzeptiert wurde, wird es verriegelt und es wird ein internes Signal "Gestartet" gesetzt. Es kann durch bestimmte Ereignisse wie ein "Sperrsignal" unterbrochen werden.

11.2.2.3

Start der automatischen Wiedereinschaltung aus Leistungsschalter offen Information

Die Funktion bietet dem Benutzer wahlweise auch die Möglichkeit, die AWE durch die Leistungsschalter-Position "offen" anstatt durch Schutzauslösungssignale einzuleiten. Dieser Startmodus wird durch Setzen des Parameters *StartByCBOpen* = *On* angewählt. Die Wiedereinschaltung muss dann bei allen manuellen Auslösevorgängen blockiert werden. Typischerweise setzt man auch *CBAuxContType=NormClosed* und schließt einen Leistungsschalter-Hilfskontakt vom Typ NC (normally closed = Schließer) an die Eingänge CBPOS und START. Schaltet das Signal von "Leistungsschalter geschlossen" auf "Leistungsschalter offen" um, so wird ein AWE-Startimpuls erzeugt und vorbehaltlich der üblichen Prüfungen in die Funktion eingeklinkt. Die Wiedereinschaltsequenz setzt sich dann wie üblich fort. Es müssen Signale von manuellen Auslösungen und anderen Funktionen, die eine Wiedereinschaltung verhindern, an den Eingang INHIBIT geschaltet werden.

11.2.2.4

Blockieren der automatischen Wiedereinschaltung

Wiedereinschaltversuche sollen nur bei kurzzeitigen Fehlern auf der eigenen Leitung erfolgen. Unter den folgenden Bedingungen muss die automatische Wiedereinschaltung blockiert werden:

- Auslösung ausgehend von Zonen für den verzögerten Distanzschutz
- Auslösung ausgehend von Reserveschutzfunktionen
- Auslösung ausgehend vom Schalterversagerschutz
- Vom Schalterversagerschutz auf der Gegenseite eingegangene Fernauslösung
- Auslösung des Sammelschienenenschutzes

In Abhängigkeit vom oben gewählten Startprinzip (allgemeine oder nur unmittelbare Auslösung) werden die zeitverzögerten Zonen und die Reserveschutzfunktionen möglicherweise nicht benötigt. Der Schalterversagerschutz am lokalen und am entfernten Ende muss jedoch immer verbunden sein.

11.2.2.5 Steuerung der Pausenzeit der WE für

Es gibt Einstellungen für die dreipolige WE-Pausenzeit, $t1\ 3Ph$ zu $t5\ 3Ph$.

11.2.2.6 Langes Auslösesignal

Unter normalen Umständen wird der Auslösebefehl aufgrund der Fehlerbeseitigung schnell zurückgesetzt. Der Anwender kann eine maximale Auslöseimpulsdauer $tTrip$ einstellen. Ein langes Auslösesignal unterbricht die WE-Sequenz auf dieselbe Weise wie ein Signal an Eingang INHIBIT.

11.2.2.7 Maximale Anzahl von Wiedereinschaltungsversuchen

Die maximale Anzahl der Wiedereinschaltungen innerhalb eines automatischen Wiedereinschaltzyklus wird gewählt durch den Parameter *NoOfShots*.

11.2.2.8 Dreiphasige Wiedereinschaltung, 1 bis 5 Zyklen, entsprechend der Einstellung "NoOfShots".

Eine Auslösung wird bei allen Fehlerarten als dreipolige Auslösung ausgeführt. Die Wiedereinschaltung erfolgt dreiphasig. Hier wird davon ausgegangen, dass die automatische Kurzunterbrechungsfunktion auf "On" und "Ready" gesetzt ist. Der Schalter ist geschlossen, und die Auslösevorrichtung bereit (Auslöseenergie gespeichert). Der Eingang START wird empfangen und angehalten. Der Ausgang READY wird zurückgesetzt (auf falsch gesetzt). Der Ausgang ACTIVE ist gesetzt. Der Timer für eine dreiphasige Wiedereinschaltungs-Pausenzeit wird gestartet.

Wenn einer der Wiedereinschaltöffnungs-Timers läuft, wird der Ausgang INPROGR aktiviert. Wenn der Pausenzeit-Timer abläuft, wird das entsprechende interne Signal an das Ausgabemodul zur weiteren Überprüfung und um einen Schließbefehl an den Leistungsschalter auszugeben übermittelt.

Bei Ausgeben eines "Leistungsschalter schließen"-Befehls wird ein "reclaim"-Timer $tReclaim$ gestartet. Wenn keine Auslösung während dieser Sperrzeit stattfindet, wird die Wiedereinschaltungsfunktion in den Status "Ready" zurückversetzt und das Signal "ACTIVE" wird ebenfalls zurückgesetzt. Wenn die erste Wiedereinschaltungssequenz fehlschlägt, werden der zweite bis fünfte Wiedereinschaltungszyklus folgen, wenn dies gewählt ist.

11.2.2.9 Wiedereinschaltungs-Sperrzeit

Die Sperrzeit $tReclaim$ definiert die Zeit von der Ausgabe des Wiedereinschaltbefehls bis zum Rückfall der Funktion. Erfolgt während dieser Zeit eine neue Auslösung, wird diese als Fortsetzung des ersten Fehlers behandelt. Die Sperrzeit wird gestartet, wenn der Befehl zum Schließen des Leistungsschalters gegeben wird.

11.2.2.10

Vorübergehende Fehler

Nach dem Wiedereinschaltbefehl läuft die Sperrzeit für die angegebene Zeit. Erfolgt innerhalb dieser Zeit, $t_{Reclaim}$, keine Auslösung, wird die automatische Wiedereinschaltung zurückgesetzt. Der Leistungsschalter bleibt geschlossen und die Auslösevorrichtungen sind wieder bereit. Die Eingangssignale CBPOS und CBREADY werden gesetzt.

11.2.2.11

Signal "Permanenter Fehler und Wiedereinschaltung nicht erfolgreich"

Tritt eine neue Auslösung nach dem "Leistungsschalter schließen"-Befehl auf und ein neues Eingangssignal START oder TRSOTF erscheint, wird der Ausgang UNSUCCL (nicht erfolgreiches Schießen) hoch gesetzt. Der Timer für den ersten Zyklus kann nicht mehr gestartet werden. Abhängig von der eingestellten Anzahl der Wiedereinschaltzyklen folgen weitere Zyklen oder die Wiedereinschaltsequenz wird beendet. Nach dem Time-out des Rücksetz-Timers wird die Wiedereinschaltfunktion zurückgesetzt, aber der Leistungsschalter bleibt geöffnet. Die Information "CB closed" (Leistungsschalter geschlossen) durch den Eingang CBPOS fehlt. Dadurch ist die Wiedereinschaltfunktion nicht für einen neuen Wiedereinschaltzyklus bereit.

Üblicherweise erscheint das Signal UNSUCCL wenn eine neue Auslösung und Starteinleiten empfangen wird, nachdem der letzte Wiedereinschaltzyklus erfolgte, und die automatische Wiedereinschaltfunktion ist blockiert. Das Signal wird nach der Sperrzeit zurückgesetzt. Das Signal "unsuccessful" (nicht erfolgreich) kann auch für eine Abhängigkeit vom Leistungsschalter-Stellungseingang erfolgen. Der Parameter *UnsucClByCBChk* sollte dann auf *CBCheck* gesetzt, sowie ein Zeitglied *tUnsucCl* eingestellt werden. Reagiert der Leistungsschalter nicht auf den Befehl zum Schließen und schließt nicht, sondern bleibt offen, wird der Ausgang UNSUCCL nach der Zeit *tUnsucCl* hochgesetzt. Der Ausgang "Unsuccessful" kann z.B. in einer Anordnung mit mehreren Leistungsschaltern verwendet werden, um die Wiedereinschaltfunktion für den zweiten Leistungsschalter zu deaktivieren, wenn der erste Leistungsschalter nach einem dauerhaften Fehler geschlossen ist. Er kann ebenfalls verwendet werden, um eine Sperrung eines manuellen Schließvorgangs zu erzeugen, bis der Bediener die Sperrung zurückgesetzt hat, siehe diesbezüglicher Abschnitt.

11.2.2.12

Einleitung von Sperren

In vielen Fällen ist es erforderlich, dass eine Sperre ausgelöst wird, wenn die automatische Wiedereinschaltung fehlschlägt. Diese erfolgt über eine Logik, die mit den Ein- und Ausgängen der AWE-Funktion und ggf. mit der binären I/O verbunden ist. Es gibt viele alternative Möglichkeiten zur Ausführung der Logik in Abhängigkeit davon, ob das manuelle Schließen im Schutz-IED gesperrt wird, ob ein externes physikalisches Sperrrelais existiert und ob das Rücksetzen festverdrahtet oder mittels Kommunikation erfolgt. Außerdem gibt es verschiedene Alternativen für die Festlegung, wodurch eine Sperrung erzeugt werden soll. Beispiele für solche Fragestellungen sind:

- Soll die Mitnahmeauslösung nach Zeitverzögerung eine Sperre auslösen (normalerweise ja)
- Soll die Sperre beim Schließen auf einen Fehler ausgelöst werden (meistens)
- Soll die Sperre ausgelöst werden, wenn die Wiedereinschaltung zum Fehlerzeitpunkt auf AUS stand
- Soll eine Sperre erzeugt werden, wenn nicht ausreichend Leistung für eine AWE-Sequenz anliegt (gewöhnlich nicht, wenn kein Schaltversuch erfolgt ist)

In den Abbildungen 149 und 150 wird gezeigt, wie eine Einschalt-Sperrlogik mit dem Sperrrelais als externes Relais und alternativ mit einer internen Sperre bei manueller Einschaltung über Synchrocheck-Funktion aufgebaut sein kann. Beispiel von Sperrlogik:

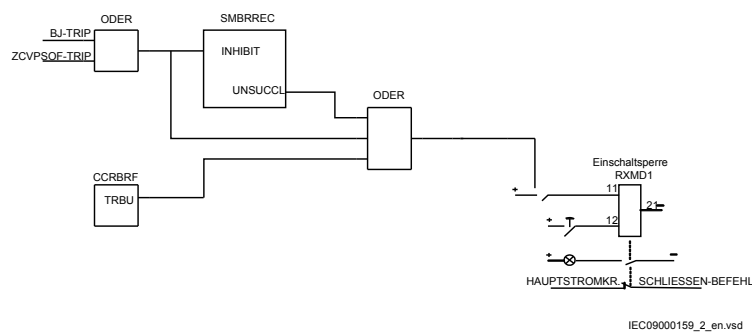


Abb. 149: Sperrung durch ein externes Sperrrelais

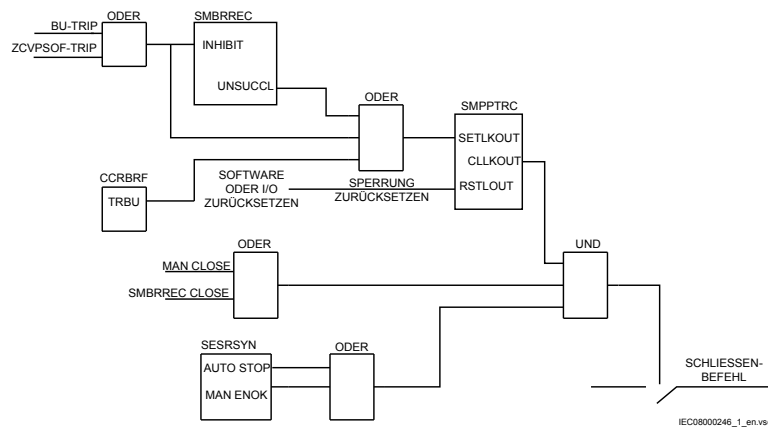


Abb. 150: Sperrung des manuellen Schließens beim Durchlaufen der internen Logik des IED

11.2.2.13

Automatische Fortsetzung der Wiedereinschaltsequenz

Die AWE-Funktion kann so programmiert werden, dass zu den folgenden Wiedereinschaltzyklen (falls mehrere Zyklen gewählt sind) weitergegangen wird, selbst wenn die Anregesignale nicht von den Schutzfunktionen empfangen werden,

aber der Schalter immer noch nicht geschlossen ist. Dieses erfolgt durch die Einstellparameter *AutoCont = Ein* und *tAutoContWait* auf die erforderliche Verzögerung, nach der die Funktion ohne einen erneuten Start fortsetzen kann.

11.2.2.14

Unterdrückung der AWE-Funktion durch den thermischen Überlastschutz

Wenn der Eingang THOLHOLD (Unterdrückung der Wiedereinschaltung durch thermischen Überlastschutz) aktiviert ist, unterdrückt er die Wiedereinschaltfunktion bis zum entsprechenden Rücksetzen. Es kann daher zu einer beträchtlichen Verzögerung zwischen dem Anregen der Wiedereinschaltung und dem Wiedereinschaltbefehl für den Leistungsschalter kommen. Es kann eine externe Logik genutzt werden, die die Zeit begrenzt und ein Sperrsignal an den Eingang INHIBIT sendet. Der Eingang kann dazu verwendet werden, die automatische Wiedereinschaltung über längere oder kürzere Zeit zu verzögern.

11.2.3

Einstellrichtlinien

11.2.3.1

Konfiguration

Verwenden Sie das PCM600-Konfigurations-Tool, um Signale zu konfigurieren.

Die Parameter der automatischen Wiedereinschaltfunktion werden über die lokale HMI oder das Parametereinstellungs-Tool (PST) gesetzt. Das Parametereinstellungs-Tool ist Teil von PCM600.

Empfehlungen für Eingangssignale

Siehe die Beispiele zu werksseitigen Standardkonfigurationen in Abbildung [151](#).

ON und OFF

Diese Eingänge können zur externen Steuerung mit binären Eingängen oder mit einem Kommunikationsschnittstellenblock verbunden werden.

START

An den Auslöseausgang der Schutzfunktion anzuschließen, die die AWE-Funktion (SMBRREC) anregt. Kann ebenfalls mit einem binären Eingang zur Anregung von einem externen Kontakt aus verbunden werden. Ein logisches OR-Gate (ODER-Gatter) kann verwendet werden, um eine Reihe von Anregungsquellen zu kombinieren.



Bei Verwendung von *StartByCBOpen* muss auch die Bedingung "CB Open" (Leistungsschalter offen) mit dem Eingang START verbunden werden.

INHIBIT

An diesen Eingang werden Signale angeschlossen, die einen Wiedereinschaltzyklus unterbrechen oder die verhindern, dass die Anregung akzeptiert wird. Solche Signale können vom Schutz für eine mit der Leitung verbundene Drosselpule, von der Freigabe-Signalübertragung, von Reserveschutzfunktionen, einer Sammelschienenschutz-Auslösung oder vom Leistungsschalterschutz kommen. Wenn "CB open" so eingestellt ist, dass SMBRREC angeregt wird, muss auch das manuelle Öffnen hier angeschlossen sein. Die Sperrung ist oft eine Kombination von Signalen von externen IEDs via IO und internen Funktionen. Ein OR-Gate wird dann für die Kombination verwendet.

CBPOS und CBREADY

Diese sollten mit binären Eingängen verbunden sein, um Informationen vom Leistungsschalter zu erhalten. Der Eingang CBPOS wird als "CB Closed" (Leistungsschalter geschlossen) interpretiert, wenn der Parameter *CBAuxContType* auf *Schliesser*, d. h. auf der Voreinstellung, steht. Bei drei Auslösevorrichtungen im Leistungsschalter (einpole Leistungsschalter) sollte die Verbindung "All poles closed" (Alle Pole geschlossen) (Reihenverbindung der NO-Kontakte) oder "At least one pole open" (Mindestens ein Pol offen) sein, wenn *CBAuxContType* auf *NormClosed* gesetzt ist. Das Singal "CB Ready" bedeutet, dass der Leistungsschalter bereit für eine AWE-Operation ist, entweder Close-Open (CO) oder Open-Close-Open (OCO). Wenn das verfügbare Signal vom Typ "CB not charged" (Leistungsschalterantrieb nicht aufgespannt) oder "not ready" (nicht bereit) ist, kann ein Inverter vor den CBREADY-Eingang gesetzt werden.

SYNC

Dieser ist verbunden mit der internen Synchrocheck-Funktion, falls erforderlich. Kann ebenfalls mit einem binären Eingang zur Synchronisierung von einem externen Gerät aus verbunden werden. Wenn weder die interne oder externe Synchronisierung oder die Einschaltprüfung erforderlich sind, kann er mit einer permanent aktiven Quelle, TRUE, verbunden werden. Das Signal ist erforderlich für die dreiphasigen Zyklen 1-5 .

TRSOTF

Dies ist das Signal "Trip by Switch Onto Fault" (Auslösen durch Schalten auf Kurzschluss). Wird normalerweise mit dem Ausgang der Funktion Schalten auf Kurzschluss des Leitungsschutzes verbunden, wenn mehrzyklige Wiedereinschaltversuche verwendet werden. Die Eingabe startet die Zyklen 2-5. Für Einzelzyklus-Anwendungen wird der Eingang auf FALSE gesetzt.

THOLHOLD

Signal "Thermal overload protection holding back Auto-Reclosing" (Thermischer Überlastschutz blockiert die automatische Wiedereinschaltung). Normalerweise auf FALSE gesetzt. Kann mit einem thermischen Überlastschutz-Auslösesignal verbunden werden, das nur zurückgesetzt wird, wenn der thermische Speicher auf einen akzeptablen Level zurückgegangen ist, z.B. 70 %. So lange das Signal aktiv ist, also solange die Leitung heiß ist, wird die automatische Wiedereinschaltung

blockiert. Wenn das Signal zurückgesetzt wird, dann wird die Wiedereinschaltsequenz fortgesetzt. Bitte beachten Sie, dass dies zu einer erheblichen Verzögerung führen kann. Der Eingang kann ebenfalls für andere Zwecke verwendet werden, wenn die Wiedereinschaltsequenz aus irgendeinem Grund angehalten wird.

WAIT

Wird verwendet, um die Wiedereinschaltung der "Einheit mit niedriger Priorität" bei sequentieller Wiedereinschaltung zu blockieren. Siehe "Empfehlungen für Anordnung mit mehreren Leistungsschaltern" unten. Das Signal wird vom Ausgang WFMMASTER in der zweiten Schalter-Wiedereinschaltautomatik in einer Anordnung mit mehreren Leistungsschaltern aktiviert.

BLKON

Wird verwendet, um z.B. die AWE-Funktion (SMBRREC) zu blockieren, wenn bestimmte spezielle Bedingungen eintreten. Der Eingang ist normalerweise auf FALSE gesetzt. Wenn dies verwendet wird, muss die Blockierung mit BLOCKOFF zurückgesetzt werden.

BLOCKOFF

Wird verwendet, um die Blockierung der Funktion SMBRREC aufzuheben, nachdem diese durch die Aktivierung des Eingangs BLKON oder infolge eines fehlgeschlagenen automatischen Wiedereinschaltversuchs bei aktivierter Einstellung *BlockUnsuc* blockiert wurde. Der Eingang ist normalerweise auf FALSE gesetzt.

RESET

Wird verwendet, um SMBRREC in den Anfangszustand zurückzusetzen. Eine etwaige Blockierung durch den thermischen Überlastschutz wird zurückgesetzt. Positionen, Einstellung Ein–Aus usw. werden gestartet und anhand der eingestellten Zeiten überprüft. Der Eingang ist normalerweise auf FALSE gesetzt.

Empfehlungen für Ausgangssignale

Beispiele, siehe Abbildung [151](#).

SETON

Zeigt an, dass die AWE-Funktion (SMBRREC) auf *Ein* geschaltet und betriebsbereit ist.

BLOCKED

Zeigt an, dass die Funktion SMRREC zeitweise oder permanent blockiert ist.

ACTIVE

Zeigt an, dass SMBRREC von der Auslösung bis zum Ablauf der Sperrzeit aktiv ist.

INPROGR

Zeigt, dass eine Sequenz abläuft, vom Start bis zum Wiedereinschaltbefehl.

UNSUCCL

Zeigt eine nicht erfolgreiche Wiedereinschaltung an.

CLOSECB

Verbindet einen binären Ausgang für den Leistungsschalter-Wiedereinschaltbefehl.

READY

Zeigt an, dass die Funktion SMBRREC für eine neue und vollständige WE-Sequenz bereit ist. Kann mit der Übergreifstufe eines Leitungsschutzes verbunden werden, sollte die Übergreifstufe erreicht werden, bevor eine automatische Wiedereinschaltung notwendig wird.

3PT1,-3PT2,-3PT3,-3PT4 und -3PT5

Zeigen an, dass die dreiphasigen AWE-Zyklen 1-5 laufen. Die Signale können verwendet werden, um einen Prozess anzuzeigen oder für eine eigene Logik.

WFMASTER

"Wait from Master" (Wartesignal vom Master) wird in Einheiten mit hoher Priorität verwendet, um eine Wiedereinschaltung einer Einheit mit niedriger Priorität bei sequentieller Wiedereinschaltung zu blockieren.

Andere Ausgänge

Die anderen Ausgänge können nach Bedarf für eine Anzeige, Fehleraufzeichnung angeschlossen werden.

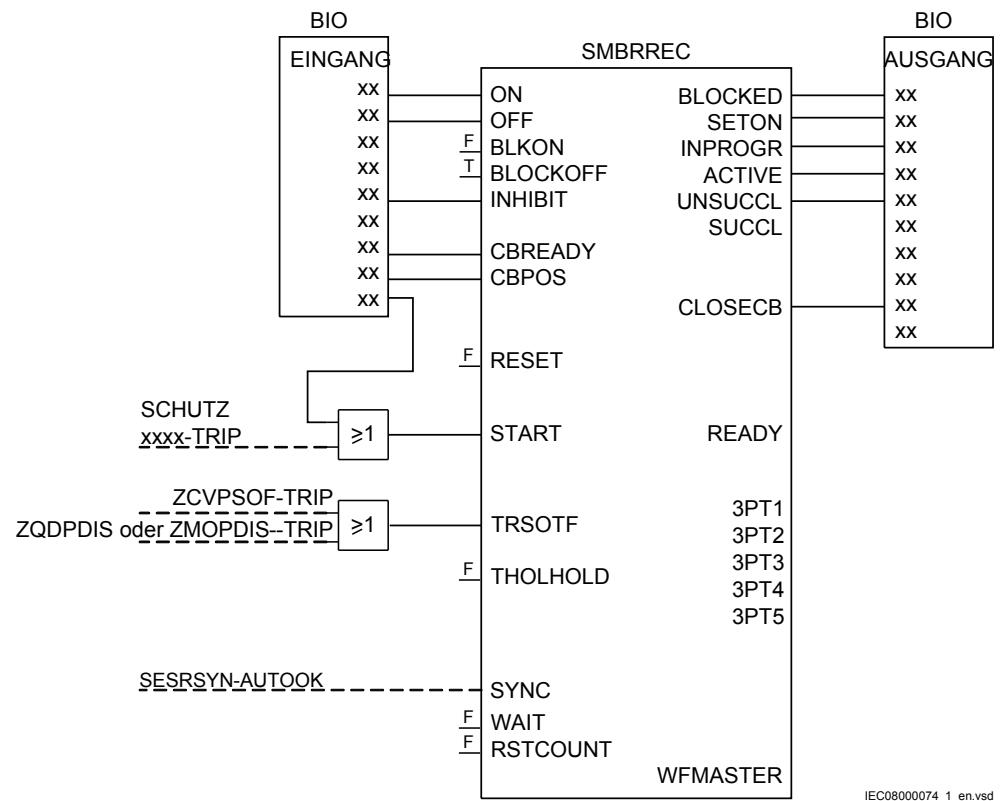


Abb. 151: Beispiel von E-/A-Signalverbindungen in einer dreipoligen Funktion

11.2.3.2

Parametereinstellungen der automatischen Wiedereinschaltung

Funktion

Die Auslösung der Funktion zur Wiedereinschaltung (STBRREC) kann auf *On* und *Off* gesetzt werden. Die Einstellung *External ctrl* gestattet ein Schalten auf *On* oder *Off* mit einem externen Schalter über die EA oder Kommunikationsanschlüsse.

NoOfShots, Anzahl der Wiedereinschaltzyklen

Bei der regionalen Energieverteilung wird meist Zyklus 1 verwendet. In den meisten Fällen ist ein einziger Wiedereinschaltversuch ausreichend, da die meisten Lichtbogenfehler nach der ersten Wiedereinschaltung behoben sind. In Stromnetzen, in denen viele andere Fehlerarten vorkommen, die durch andere Einwirkungen – wie z.B. Wind – verursacht werden, kann eine größere Zahl von Wiedereinschaltversuchen sinnvoll sein.

AWE-Pausenzeiten

Verzögerung dreipoliger Zyklus 1: Eine typische Pausenzeit für die dreiphasige Schnell-Wiedereinschaltung (HSAR) sind 400 ms. Verschiedene lokale Phänomene, wie z. B. Feuchtigkeit, Salz, Verschmutzung, etc., können die erforderliche Pausenzeit beeinflussen. Manche Benutzer wenden eine verzögerte

automatische Wiedereinschaltung (DAR) mit einer Verzögerung von 10 s oder mehr an. Die Verzögerung des zweiten und möglicher weiterer Wiedereinschaltversuche wird in der Regel auf 30 s oder mehr eingestellt. Es muss sichergestellt sein, dass der Leistungsschalter-Arbeitszyklus die gewählte Einstellung verarbeiten kann. Die Einstellung kann entsprechend nationalen Bestimmungen beschränkt sein. Für mehrere Versuche muss die Einstellung für die Zyklen 2-5 länger als die Leistungsschalter-Arbeitszykluszeit gewählt sein.

***tSync*, Höchstwartezeit für den Synchronisationscheck**

Das Zeitfenster sollte mit der Auslösezeit und den anderen Einstellungen der Funktion Synchronisationscheck koordiniert werden. Beim Wiedereinschalten nach einem Leitungsfehler muss auf eine mögliche Pendelung geachtet werden. Eine zu kurze Dauer kann eine erfolgreiche Wiedereinschaltung vermeiden. Eine typische Einstellung ist 2,0 s.

***tTrip*, langer Auslöseimpuls**

Auslösebefehl und initiieren normalerweise ein schnelles Rücksetzen des automatischen Wiedereinschaltsignals, sobald der Fehler beseitigt ist. Ein längerer Auslösebefehl kann darauf schließen lassen, dass ein Leistungsschalter den Fehler nicht beseitigen kann. Ein beim Wiedereinschalten des Leistungsschalters anliegendes Auslösesignal führt zu einer erneuten Auslösung. Bei die Einstellung etwas länger als die Pausenzeit der Wiedereinschaltung gewählt ist, wird diese Vorrichtung die Wiedereinschaltung nicht beeinflussen. Eine typische Einstellung von *tTrip* könnte nahe der AWE-Pausenzeit liegen.

***tInhibit*, Sperrsignal-Rücksetzzeit**

Eine typische Einstellung für die zuverlässige Unterbrechung und vorübergehende Blockierung der Funktion ist *tInhibit* = 5,0 s. Die Funktion wird nach der Aktivierung von *tInhibit* während dieser Zeitspanne blockiert.

***tReclaim*, Sperrzeit**

Die Sperrzeit gibt die Zeit bis zum Rücksetzen der Funktion in den Originalzustand an, nachdem ein Leitungsfehler und eine Auslösung als unabhängige neue Fälle mit einem neuen Wiedereinschaltzyklus behandelt werden. Z. B. bei einem Leistungsschalter-Bemessungszyklus, O-0,3 s CO- 3 min. – CO. Die Wiederherstellungszeit von 3 Minuten (180 s) wird gewöhnlich nicht kritisch, da die Fehlerniveaus meist unter dem angegebenen Wert liegt und das Risiko eines weiteren Fehlers innerhalb kurzer Zeit vernachlässigt werden kann. Eine typische Zeit kann in Abhängigkeit der Fehlerniveaus und Leistungsschalter-Arbeitszyklus *tReclaim* = 60 oder 180 s entsprechen.

StartByCBOpen

Die normale Einstellung ist *Aus*. Sie wird verwendet, wenn die Funktion durch Schutzauslösesignale ausgelöst wird.

FollowCB

Die übliche Einstellung ist *Follow CB = Aus*. Die Einstellung *Ein* dient zur verzögerten Wiedereinschaltung mit langer Verzögerung für den Fall, dass ein Leistungsschalter während der „AWE-Pausenzeit“ manuell geschlossen wird, bevor die automatische Wiedereinschaltfunktion den Befehl zum Schließen des Leistungsschalters gibt.

tCBClosedMin

Eine typische Einstellung ist 5,0 s. Wenn der Leistungsschalter nicht mindestens so lange geschlossen war, wird das Starten einer Wiedereinschaltung nicht zugelassen.

***CBAuxContType*, Art des Leistungsschalter-Hilfskontakts**

Dieser Parameter ist entsprechend dem verwendeten Leistungsschalter-Hilfskontakt einzustellen. Ein *NormOpen* Kontakt wird empfohlen, um bei geschlossenem Leistungsschalter ein positives Signal zu erzeugen.

***CBReadyType*, Art des angeschlossenen Signals, das die Bereitschaft des Leistungsschalters anzeigt**

Die Auswahl hängt von den Leistungsmerkmalen der Leistungsschalter-Auslösevorrichtung ab. Bei der Einstellung *OCO* (Leistungsschalter bereit für einen Öffnen-Schließen-Öffnen-Zyklus) wird die Bedingung nur bei Beginn des Wiedereinschaltzyklus geprüft. Obwohl das Signal nach der Auslösung abfällt, kann der Leistungsschalter noch die Schließen-Öffnen-Sequenz ausführen. Bei der Auswahl *CO* (Leistungsschalter bereit für einen Schließen-Öffnen-Zyklus) wird die Bedingung auch nach der eingestellten Pausenzeit des Wiedereinschaltzyklus geprüft. Diese Option ist vor allem bei einer Wiedereinschaltung mit mehreren Versuchen sinnvoll, um beim zweiten und bei weiteren Wiedereinschaltversuchen sicherzustellen, dass der Leistungsschalter für die Schließen-Öffnen-Sequenz bereit ist. Während der Wiedereinschaltung mit nur einem Zyklus kann die Auswahl *OCO* verwendet werden. Ein Leistungsschalter muss seinem Arbeitszyklus entsprechend immer über gespeicherte Energie für einen Schließen-Öffnen-Vorgang nach der ersten Auslösung verfügen. (IEC 56 Arbeitszyklus entspricht O-0,3 s CO-3 minCO).

***tPulse*, Dauer des Schließbefehlimpulses des Leistungsschalters**

Der Impuls sollte so lang sein, dass ein zuverlässiger Betrieb des Leistungsschalters gewährleistet ist. Eine typische Einstellung könnte *tPulse = 200 ms* sein. Eine längere Einstellung für den Impuls kann die dynamische Anzeige beim Prüfen erleichtern, z. B. im Debugmodus des PCM600 Application Configuration Tool (ACT).

BlockByUnsucCI

Einstellung, ob ein gescheiterter automatischer Wiedereinschaltversuch die automatische Wiedereinschaltung in der Blockierung einstellt. Falls diese Funktion eingesetzt wird, müssen die Eingänge BLKOFF konfiguriert werden, um die

Funktion nach einem gescheiterten Wiedereinschaltversuch zu entriegeln. Die normale Einstellung ist *Aus*.

***UnsucClByCBCheck*, erfolgloses Schließen gemäß Leistungsschalter-Überwachung**

Die normale Einstellung ist *NoCBCheck*. Das Ereignis "Automatische Wiedereinschaltung gescheitert" wird dann durch eine erneute Auslösung innerhalb der Sperrzeit nach dem ersten Wiedereinschaltzyklus beurteilt. Falls jemand das Signal UNSUCCL (fehlgeschlagenes Schließen) erhalten möchte, wenn der Leistungsschalter nicht auf den Befehl zum Schließen reagiert, CLOSECB, kann *UnsucClByCBCheck= CB Check* und *tUnsucCl* z. B. auf 1,0 gesetzt werden.

Priority* und Zeit *tWaitForMaster

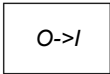
Bei Anwendungen mit einzelnen Leistungsschaltern, kann *Priority = None* gesetzt werden. Bei einer sequentiellen Wiedereinschaltung wird die Funktion des ersten Leistungsschalters z. B. bei der Sammelschiene auf *Priority = Hoch* und für den zweiten Leistungsschalter *Priority = Niedrig* gesetzt werden. Die Höchstwartezeit, *tWaitForMaster*, des zweiten Leistungsschalters wird auf einen Wert niedriger als die "Pausenzeit automatische Wiedereinschaltung" gesetzt, und eine Toleranz für die Synchrocheck am ersten Leistungsschalter wird eingestellt. Eine typische Einstellung ist *tWaitForMaster = 2 s*.

***AutoCont* und *tAutoContWait*, automatische Fortsetzung mit dem nächsten Versuch, wenn der Leistungsschalter nicht innerhalb der definierten Zeitspanne geschlossen wird**

Die normale Einstellung ist *AutoCont = Aus*. Der Wert *tAutoContWait* ist die Dauer, die SMBRREC abwartet, um zu sehen, ob der Leistungsschalter geschlossen ist, wenn *AutoCont* auf *Ein* gesetzt wird. Normalerweise kann die Einstellung *tAutoContWait = 2 s* betragen.

11.3 Automatische Wiedereinschaltung STBRREC

11.3.1 Kennung

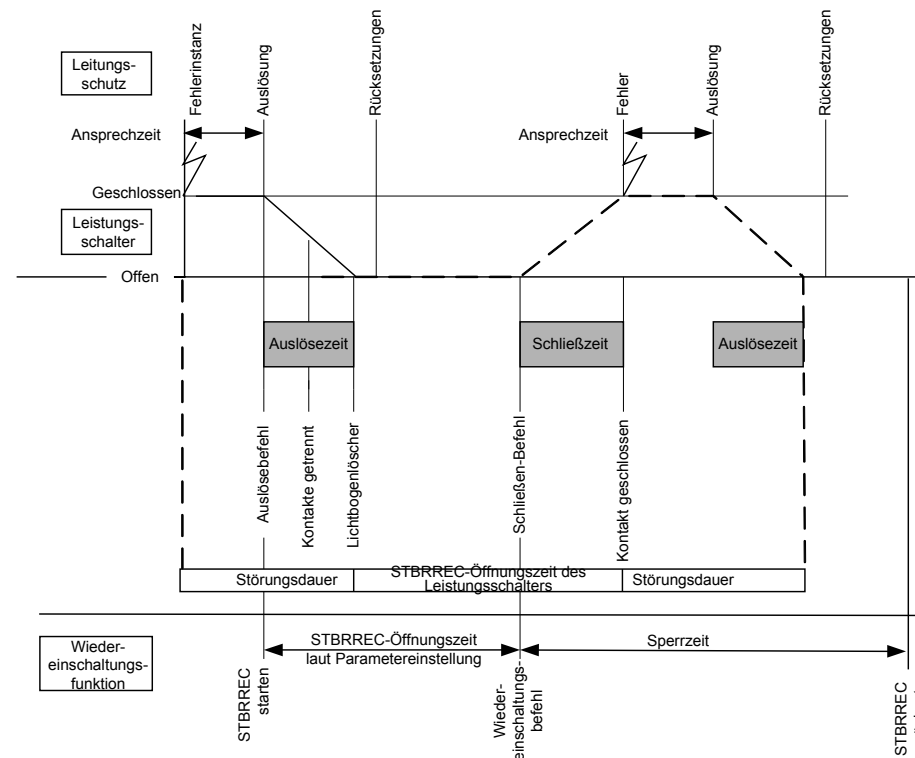
Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräte Nummer
Automatische Wiedereinschaltung	STBRREC		79

11.3.2 Anwendung

Die automatische Wiedereinschaltung (AWE) ist ein bewährtes und etabliertes Verfahren zur Wiederherstellung der Versorgung im Netz nach einer kurzzeitigen

Leitungsstörung. Die meisten Leitungsstörungen sind Lichtbogenüberschläge und damit von Natur aus nur von kurzer Dauer. Wenn die Stromleitung durch Leitungsschutz und Leistungsschalter abgeschaltet wird, wird der Lichtbogen gelöscht und die Leitung gewinnt nach einer bestimmter Zeit ihr Isolationsvermögen zurück. Daher ist eine gewisse spannungslose Zeit erforderlich, während der die Leitung spannungslos bleibt. Danach kann die Versorgung über diese Leitung durch das automatische Wiedereinschalten der Leistungsschalter wieder aufgenommen werden. Die Dauer der Totzeit ist so zu wählen, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Deionisation des Lichtbogens erfolgt und eine erfolgreiche Wiedereinschaltung möglich ist.

Bei Leistungsschaltern mit automatischer Wiedereinschaltfunktion wird die AWE-Pausenzeit verwendet, um die spannungslose Zeit festzulegen. Bei gleichzeitigem Auslösen und Wiedereinschalten an beiden Leitungsenden entspricht die AWE-Pausenzeit ungefähr der Pausenzeit der Leitung. Wenn sich die Pausenzeiten unterscheiden, steht die Leitung unter Spannung, bis die Leistungsschalter an beiden Enden geöffnet sind.



IEC10000223_1_en.vsd

Abb. 152: Einmalige automatische Wiedereinschaltung bei permanenter Störung

Einpolige Auslösung und einpolige automatische Wiedereinschaltung sind Methoden zur Begrenzung der Wirkung einfachen Leiter-Erde-Fehlers auf die Funktion von Stromversorgungssystemen. Insbesondere bei höheren Spannungen betreffen die meisten Fehler (ca. 90 %) nur einen Leiter. Die einmalige AWE ist

bei Netzen mit begrenzter Vermaschung oder Parallelführung besonders wichtig, um die Systemstabilität aufrechtzuerhalten. Während der spannungslosen Pause ist das System immer noch in der Lage, Last über die beiden intakten Leiter zu übertragen, und behält die Synchronisation. Hierzu muss jeder Leiter des Leistungsschalters einzeln ausgelöst werden können, wie es bei höheren Übertragungsspannungen in der Regel der Fall ist.

Bei einer einpoligen Wiedereinschaltung kann im Vergleich zur dreipoligen Schnellwiedereinschaltung eine etwas längere Pausenzeit erforderlich sein, da der Lichtbogen an der Fehlerstelle von Spannung und Strom der nicht ausgelösten Leiter beeinflusst wird.

Zu Maximierung der Verfügbarkeit des Hochspannungsnetzes besteht die Möglichkeit, bei Leiter-Erde-Fehlern ein einpoliges Auslösen mit automatischer Wiedereinschaltung und bei mehrpoligen Fehlern ein dreipoliges Auslösen mit automatischer Wiedereinschaltung zu wählen. Eine dreipolige automatische Wiedereinschaltung kann mit oder ohne den Einsatz eines Synchrochecks sowie einer Einschaltprüfung, wie etwa der Überprüfung der Spannungslosigkeit einer Leitung oder Sammelschiene, erfolgen.

Während der einpoligen Pausenzeit tritt im Netz eine äquivalente "Reihenstörung" auf, infolge der ein Nullstrom fließt. Aus diesem Grund müssen die Schutzsysteme für Nullstrom (Erdfehlerschutz) mit der einpoligen Auslösung und der automatischen Wiedereinschaltung koordiniert werden. Hinsichtlich der "Poldiskrepanz" (Polgleichlaufsfehler), die auftritt, wenn Leistungsschalter mit einer einpoligen Einrichtung geliefert werden, ist besondere Sorgfalt erforderlich. Diese Leistungsschalter benötigen eine Polgleichlaufüberwachung. Außerdem müssen sie mit der einpoligen Wiedereinschaltautomatik koordiniert und während der spannungslosen Zeit blockiert werden, wenn eine normale Diskrepanz auftritt. Alternativ sollten sie eine längere Auslösezeit verwenden als für die einphasige Totzeit festgelegt.

Bei Leistungsschaltern mit automatischer Wiedereinschaltfunktion wird der Ausdruck "AWE-Pausenzeit" verwendet. Dies ist die Einstellung für die spannungslose Pause für die Wiedereinschaltautomatik. Bei gleichzeitigem Auslösen und Wiedereinschalten an beiden Leitungsenden entspricht die AWE-Pausenzeit ungefähr der spannungslosen Zeit der Leitung. Andernfalls, d.h., wenn die Auslösung an einem Leitungsende langsamer erfolgt als am anderen, können diese beiden Zeiten voneinander abweichen, so dass die Leitung erst nach Öffnen an beiden Enden spannungslos ist.

Liegt ein permanenter Fehler vor, so löst der Leitungsschutz beim Wiedereinschalten zur Fehlerbehebung erneut aus.

In der Regel wird pro Leistungsschalter eine automatische Wiedereinschaltfunktion vorgesehen. Bei Verwendung eines Leistungsschalters pro Leitungsende ist auch eine automatische Wiedereinschaltfunktion an jedem Leitungsende vorhanden. Wenn AWE-Funktionen in einen doppelten Leitungsschutz eingebunden werden, d.h. zwei AWE-Funktionen pro Leistungsschalter vorhanden sind, müssen Maßnahmen getroffen werden, um unkoordinierte Wiedereinschaltbefehle zu

vermeiden. Bei Eineinhalb-Leistungsschalter-, Doppel-Leistungsschalter- und Ring-Sammelschienenanordnungen werden zwei Leistungsschalter pro Leitungsende eingesetzt. Es wird eine AWE-Funktion pro Leistungsschalter empfohlen. Innerhalb der AWE-Funktion kann eine Priorisierung festgelegt werden, die die sequenzielle Wiedereinschaltung der beiden so angeordneten Leistungsschalter bestimmt. Im Falle einer permanenten Störung und erfolglosen Wiedereinschaltung des ersten Leistungsschalters wird die Wiedereinschaltung des zweiten Leistungsschalters abgebrochen und so die Netzbelastung begrenzt. Ein anderer Vorteil der Wiedereinschaltung mit angeschlossenem Leistungsschalter ist die einfachere Überprüfung, ob der Leistungsschalter vor der Sequenz geschlossen ist, er für eine Wiedereinschaltsequenz bereit ist usw.

Die Wiedereinschaltfunktion kann ausgewählt werden, um eine einpolige und/oder dreipolige automatische Wiedereinschaltung aus zahlreichen Wiedereinschaltprogrammen mit nur einem Zyklus oder mit mehreren Zyklen durchzuführen.

In Stromübertragungssystemen werden allgemein ein- und/oder dreipolige automatische Wiederherstellungen mit einem Zyklus eingesetzt. In Übertragungs- und Verteilnetzen erfolgt in der Regel eine dreipolige Auslösung und Wiedereinschaltung. Der Modus der automatischen Wiedereinschaltung kann jedoch variieren. Es werden Verfahren mit einem und mit mehreren Wiedereinschaltversuchen verwendet. Der erste Wiedereinschaltversuch kann nach einer kurzen Verzögerung – HSAR (High Speed Auto-Reclosing) – oder nach einer längeren Verzögerung – DAR (Delayed Auto-Reclosing) – erfolgen. Beim zweiten und den nachfolgenden Wiedereinschaltversuchen ist die Verzögerung relativ lang. Wenn mehrere Wiedereinschaltversuche unternommen werden, muss die Zeit der spannungslosen Pause mit der Kapazität des Leistungsschalter-Arbeitszyklus abgestimmt sein.

Die automatische Wiedereinschaltung wird in der Regel vom Leitungsschutz initiiert, insbesondere, wenn dieser Schutz unverzüglich ausgelöst wird. Die Funktion zur automatischen Wiedereinschaltung kann unterbunden (blockiert) werden, wenn bestimmte Schutzfunktionen permanente Fehler erkennen, wie z. B. Drosselspulen, Kabel- oder Sammelschienenenschutz. Außerdem sind Reserveschutzzonen angeschlossen, die außerhalb der eigenen Leitung liegende Störungen anzeigen, um eine automatische Wiedereinschaltung zu unterdrücken.

Eine automatische Wiedereinschaltung darf nicht gestartet werden, wenn beim Zuschalten einer Leitung eine Störung ansteht (Schalten auf Kurzschluss – SOTF, Switch On To Fault). Ausnahme: Es werden mehrere Wiedereinschaltversuche unternommen, die ab Versuch 2 von der Schutzlogik der für das Schalten auf Kurzschluss gestartet werden. Ein Leistungsschalter in einer Anordnung mit mehreren Leistungsschaltern an einer Sammelschiene, die beim Auftreten eines Fehlers nicht immer geschlossen ist, sollte durch die Funktion der automatischen Wiedereinschaltung nicht geschlossen werden. Die automatische Wiedereinschaltung wird häufig mit einer Freigabebedingung aus dem Synchrocheck und einer Prüfung zur Spannungsfreiheit oder auf spannungsfreie Sammelschienen verknüpft. Die Belastung von Turbogeneratorsätzen durch die

AWE bei einer permanenten Störung lässt sich begrenzen, indem man die AWE mit einem Synchrocheck der Leitungsenden in der Nähe dieser Stromerzeugungsanlagen kombiniert und die Zuschaltung möglichst weit von der Stromerzeugungsanlage entfernt versucht. Nach einer erfolgreichen Zuschaltung wird dann der Synchrocheck am lokalen Ende durchgeführt.

Schutzsysteme für die Energieübertragung sind üblicherweise unterteilt und mit zwei redundanten Schutz-IEDs ausgestattet. In solchen Systemen wird zumeist nur in einem der Untersysteme eine Wiedereinschaltautomatik installiert, da es sich um ein Erfordernis für die Fehlerbehebung handelt und ein Ausbleiben der Wiedereinschaltung aufgrund einer außer Betrieb befindlichen Wiedereinschaltautomatik nicht als erhebliche Störung gilt. Wenn für einen Leistungsschalter zwei AWE-Funktionen vorgesehen sind, muss die Anwendung sorgfältig überprüft werden und normalerweise eine AWE-Funktion als Master so angeschlossen sein, dass sie nach ihrer Anregung die andere AWE-Funktion unterdrückt. Die Blockierung kann z. B. aus dem laufenden STBRREC (79) erfolgen.

Bei Verwendung einer ein- bzw. dreipoligen AWE muss die Auslösung in bestimmten Situationen auf jeden Fall dreipolig sein. Hier einige Beispiele:

Bei Verwendung einer ein- bzw. dreipoligen AWE muss die Auslösung in bestimmten Situationen auf jeden Fall dreipolig sein. Hier einige Beispiele:

- Folgefehler, wenn sich ein Fehler während der Pausenzeit auf den anderen Leitern ausbreitet. Die beiden anderen Leiter müssen anschließend ausgelöst und eine dreipolige Pausenzeit und automatische Wiedereinschaltung angestoßen werden
- Permanenter Fehler
- Fehler während einer dreipoligen AWE-Pausenzeit
- AWE außer Betrieb oder CB nicht bereit für einen AWE-Zyklus

Prepare three phase tripping wird verwendet, um die Auslösung auf drei Leitern umzuschalten. Dieses Signal wird durch die Wiedereinschaltautomatik erzeugt und mit dem Auslöse-Funktionsblock verbunden. Weiterhin wird es außerhalb des Geräts über E/A verbunden, wenn eine gemeinsame Wiedereinschaltautomatik für zwei Untersysteme existiert. Es steht auch ein alternatives Signal *Prepare 1 Phase tripping* zur Verfügung, das verwendet werden kann, wenn die automatische Wiedereinschaltung mit einem anderen Untersystem eingesetzt wird. Dadurch entsteht eine ausfallsichere Verbindung, so dass auch bei einer Störung des Schutz-IED mit der AWE-Funktion das andere Untersystem eine dreipolige Auslösung initiiert.

Liegt ein permanenter Fehler vor, so löst der Leitungsschutz beim Wiedereinschalten zur Fehlerbehebung erneut aus.

Eine Reihe von Parametern der AWE-Funktion kann angepasst werden.

Beispiele:

- Zahl der automatischen Wiedereinschaltversuche
- AWE-Programm
- AWE-Pausenzeiten (Totzeiten) für jeden Zyklus.

11.3.2.1 Automatische Wiedereinschaltung Off und On

Die AWE-Funktion kann mithilfe der Einstellparameter und über eine externe Steuerung an- oder ausgeschaltet werden. Parameter *Operation = Off* oder *On* setzt die Funktion auf OFF und ON. In der Einstellung *Operation=ExternalCtrl= Off* und *On* erfolgt die Steuerung durch Eingangssignalimpulse, z. B. aus dem Steuerungssystem oder aus dem Binäreingang (und anderen Systemen).

Wird die Funktion auf *On* gesetzt und ist sie betriebsbereit (andere Bedingungen, wie z. B: Leistungsschalter geschlossen und Leistungsschalter bereit sind ebenfalls erfüllt), dann wird die Ausgabe SETON aktiviert (hoch), wenn die Funktion für die Annahme eines Wiedereinschaltstarts bereit ist.

11.3.2.2 Starten der automatischen Wiedereinschaltung und Bedingungen für den Start eines Wiedereinschaltungszyklus

Der normale Weg, einen Wiedereinschaltungszyklus oder eine Wiedereinschaltungssequenz zu starten, ist durch Auslösung des Leitungsschutzes durch Anwenden eines Signals auf den Eingang START. Startsignale können entweder allgemeine Auslösesignale sein oder, nur nach den Bedingungen für Differentialschutz, Distanzschutz Zone 1 und Distanzschutz mit kommunikationsunterstützter Auslösung. In einigen Fällen kann die Erdfehlerfunktion mit kommunikationsunterstützter Auslösung so verbunden werden, dass sie eine automatische Wiedereinschaltung versucht.

Eine Reihe von Bedingungen muss erfüllt werden, damit die Anregung akzeptiert und eine neue automatische Wiedereinschaltsequenz gestartet wird. Sie sind mit den zugehörigen Eingängen verbunden. Die Eingänge sind:

- CBREADY, Leistungsschalter bereit für den Wiedereinschaltungszyklus, z. B. Auslösevorrichtungen bereit.
- CBPOS stellt sicher, dass der Leistungsschalter geschlossen wird, wenn der Fehler in der Leitung auftritt und die Anregung angewendet wird.
- Es gibt kein Signal am Eingang INHIBIT, d.h. keine Blockierung oder Sperrung. Nachdem die Anregung akzeptiert wurde, wird das Signal verriegelt und ein internes Signal *Started* wird gesetzt. Das Signal kann durch bestimmte Ereignisse unterbrochen werden, wie ein *Inhibit*-Signal.

11.3.2.3 Start der automatischen Wiedereinschaltung aus Leistungsschalter offen Information

Die Funktion bietet dem Benutzer wahlweise auch die Möglichkeit, die AWE durch die Leistungsschalter-Position "offen" anstatt durch Schutzauslösungssignale einzuleiten. Dieser Startmodus wird durch Setzen des Parameters *StartByCBOpen=On*. Die Wiedereinschaltung muss dann bei allen manuellen Auslösevorgängen blockiert werden. Typischerweise wird *CBAuxContType=NormClosed* ebenfalls gesetzt und ein Leistungsschalter-Hilfskontakt, Typ NC (normalerweise geschlossen wird an den Eingängen CBPOS und START angeschlossen. Schaltet das Signal von "Leistungsschalter geschlossen" auf "Leistungsschalter offen" um, so wird ein AWE-Startimpuls erzeugt und vorbehaltlich der üblichen Prüfungen in die Funktion eingeklinkt. Die Wiedereinschaltsequenz setzt sich dann wie üblich fort. Es müssen Signale von manuellen Auslösungen und anderen Funktionen, die eine Wiedereinschaltung verhindern, an den Eingang INHIBIT geschaltet werden.

11.3.2.4 Blockieren der automatischen Wiedereinschaltung

Wiedereinschaltversuche sollen nur bei kurzzeitigen Fehlern auf der eigenen Leitung erfolgen. Unter den folgenden Bedingungen muss die automatische Wiedereinschaltung blockiert werden:

- Auslösung ausgehend von Zonen für den verzögerten Distanzschutz
- Auslösung ausgehend von Reserveschutzfunktionen
- Auslösung ausgehend vom Schalterversagerschutz
- Vom Schalterversagerschutz auf der Gegenseite eingegangene Fernauslösung
- Auslösung des Sammelschienenenschutzes

In Abhängigkeit vom oben gewählten Startprinzip (allgemeine oder nur unmittelbare Auslösung) werden die zeitverzögerten Zonen und die Reserveschutz zonen möglicherweise nicht benötigt. Der Schalterversagerschutz am lokalen und am entfernten Ende muss jedoch immer verbunden sein.

11.3.2.5 Steuerung der Pausenzeit der WE für Zyklus 1

Es können bis zu vier verschiedene Zeiteinstellungen für den ersten Versuch sowie eine Verlängerungszeit gewählt werden. Es gibt getrennte Einstellungen für ein- und dreiphasige WE-Pausenzeiten, *t1 1Ph*, *t1 3Ph*. Wenn kein bestimmtes Eingangssignal angelegt wird und ein WE-Programm mit einphasiger WE ausgewählt wird, wird die WE-Pausenzeit *t1 1Ph* benutzt. Wird das Eingangssignal TR3P bei einer Auslösung aktiviert, dann wird die WE-Pausenzeit für die dreiphasige Wiedereinschaltung verwendet.

Eine Verlängerung der Pausenzeit für die AWE *tExtended t1* kann zur Verzögerung des Normal-Zyklus 1 hinzugefügt werden. Dies soll Anwendung finden, wenn der Übertragungskanal für den Freigabesignal-Leitungsschutz verloren gegangen ist. In einem solchen Fall kann ein bedeutender Zeitunterschied in der Fehlerbehebung an

den beiden Enden der Leitung auftreten. Eine längere "AWE-Pausenzeit" kann dann nützlich sein. Diese Verlängerung wird durch Einstellparameter *Extended t1* = *Ein* und den Eingang PLCLOST gesteuert.

11.3.2.6 Langes Auslösesignal

Unter normalen Umständen fällt der Auslösebefehl aufgrund von Fehlerklärung schnell zurück. Der Anwender kann eine maximale Auslöseimpulsdauer *tTrip* einstellen. Wenn Auslösesignale länger dauern, wird die Pausenzeit der WE durch *tExtended t1* verlängert. Bei *Extended t1* = *Aus*, unterbricht ein langes Auslösesignal die WE-Sequenz auf dieselbe Weise wie ein Signal am Eingang INHIBIT.

11.3.2.7 Wiedereinschaltprogramme

Die maximale Anzahl der Wiedereinschaltungen innerhalb eines automatischen Wiedereinschaltzyklus wird gewählt durch den Parameter *NoOfShots*. Die Art der Wiedereinschaltung für den ersten Wiedereinschaltzyklus wird durch den Parameter *FirstShot* festgelegt. Die erste Alternative ist eine dreiphasige Wiedereinschaltung. Die anderen Alternativen sind einphasige oder zweiphasige Wiedereinschaltung. Gewöhnlich wird keine Auslösung an zwei Leitern eingerichtet. Daher besteht auch keine Wiedereinschaltung an zwei Leitern.

Die Entscheidung wird auch im Funktionsblock zur Auslösung (TR) getroffen, wo die Einstellung *3Ph, 1/3Ph* ausgewählt wird.

11.3.2.8 FirstShot=3ph (normale Einstellung für einen dreipoligen Zyklus)

Dreipolige Wiedereinschaltung, ein bis fünf Zyklen, je nach Einstellung *NoOfShots*. Der Ausgang für dreipolige Auslösung PREP3P ist immer auf "high" (hoch) gesetzt. Eine Auslösung wird bei allen Fehlerarten als dreipolige Auslösung ausgeführt. Die Wiedereinschaltung erfolgt als dreipolige Wiedereinschaltung wie im Modus 1/3ph, wie unten beschrieben. Alle Signale, Blockierungen, Inhibit-Signale, Zeitglieder, Anforderungen usw. sind die gleichen wie für *FirstShot=1/3ph*.

11.3.2.9 Dreipolige Wiedereinschaltung, ein bis fünf Zyklen, je nach Einstellung "NoOfShots"

Ein- oder dreipolige Wiedereinschaltung, gefolgt von dreipoligen Wiedereinschaltungszyklen, falls ausgewählt. Hier wird davon ausgegangen, dass die automatische Kurzunterbrechungsfunktion auf "On" und "Ready" gesetzt ist. Der Schalter ist geschlossen, und die Auslösevorrichtung bereit (Auslöseenergie gespeichert). Der Eingang START wird empfangen und angehalten. Der Ausgang READY wird zurückgesetzt (auf falsch gesetzt). Der Ausgang ACTIVE ist gesetzt.

- Wenn TR3P niedrig ist (einpolige Auslösung): Der Timer für eine einphasige Wiedereinschalt-Pausenzeit wird gestartet und der Ausgang 1PT1 (einpolige Wiedereinschaltung in Arbeit) wird aktiviert. Er kann verwendet werden, um eine Auslösung bei Leistungsschalterpolversagen und den Erdfehlerschutz während des einpoligen Öffnungsintervalls zu unterdrücken. •
- Wenn TR3P hoch ist (dreipolige Auslösung): Der Timer für die Pausenzeit der dreipoligen automatischen Wiedereinschaltung, t1 3Ph oder t1 3PhHS, wird gestartet und der Ausgang 3PT1 (dreipolige automatische Wiedereinschaltung Zyklus 1 in Verarbeitung) wird gesetzt.

Wenn einer der Wiedereinschaltöffnungs-Timers läuft, wird der Ausgang INPROGR aktiviert. Wenn der Pausenzeit-Timer abläuft, wird das entsprechende interne Signal an das Ausgabemodul zur weiteren Überprüfung und um einen Schließbefehl an den Leistungsschalter auszugeben übermittelt.

Wenn ein "Leistungsschalter schließen"-Befehl gegeben wird, erfolgt die Einstellung des Ausgangs zur Vorbereitung der dreiphasigen Auslösung. Wenn ein Befehl zum Schließen eines Leistungsschalters ausgegeben wird, dann wird die Sperrzeit tReclaim gestartet. Wenn keine Auslösung während dieser Zeit stattfindet, wird die Wiedereinschaltungsfunktion in den Status "Ready" zurückversetzt und das Signal "ACTIVE" wird ebenfalls zurückgesetzt. Wenn die erste Wiedereinschaltsequenz fehlschlägt, wird eine dreipolige Auslösung initiiert und eine dreipolige Wiedereinschaltung kann folgen, wenn dies gewählt wird.

11.3.2.10

"FirstShot=1ph" Einpolige Wiedereinschaltung im ersten Zyklus

Der einpolige Wiedereinschaltungsversuch kann von einer dreipoligen Wiedereinschaltung gefolgt werden, falls ausgewählt. Wenn die erste Auslösung dreipolig ist, wird die automatische Wiedereinschaltung blockiert. Im Fall einer einpoligen Auslösung wird die Funktion wie oben beschrieben ausgeführt, Programmmodus 1/3ph. Wenn die erste Wiedereinschaltsequenz fehlschlägt, wird eine dreipolige Auslösung initiiert und eine dreipolige Wiedereinschaltung kann folgen, wenn dies gewählt wird. Maximal vier zusätzliche Zyklen können ausgeführt werden (abhängig vom Parameter *NoOfShots*). Während der dreipoligen Auslösung (TR2P niedrig und TR3P hoch) wird die automatische Wiedereinschaltung blockiert und es findet keine Wiedereinschaltung statt.

11.3.2.11

FirstShot=1ph + 1*3ph ein- oder dreipolige Wiedereinschaltung im ersten Zyklus

Bei einer einpoligen Auslösung ist die Funktion wie oben beschrieben. Wenn die erste Wiedereinschaltsequenz fehlschlägt, wird eine dreipolige Auslösung initiiert und eine dreipolige Wiedereinschaltung kann folgen, wenn dies gewählt wird. Bei einer dreipoligen Auslösung ähnelt die Funktion der oben beschriebenen. Wenn jedoch die erste Wiedereinschaltungssequenz fehlschlägt, wird eine dreipolige

Auslösung initiiert und die Wiedereinschaltung blockiert. Es finden keine weiteren Zyklen statt. $1*3ph$ ist als "Nur ein Zyklus der dreiphasigen Wiedereinschaltung" betrachtet werden.

11.3.2.12

FirstShot=1ph + 1*2/3ph ein-, zwei- oder dreipolige Wiedereinschaltung im ersten Zyklus

Bei einer einpoligen Auslösung ist die Funktion wie oben beschrieben. Wenn die erste Wiedereinschaltsequenz fehlschlägt, wird eine dreipolige Auslösung initiiert und eine dreipolige Wiedereinschaltung kann folgen, wenn dies gewählt wird. Bei einer dreipoligen Auslösung ist die Funktion wie oben beschrieben. Wenn jedoch die erste Wiedereinschaltsequenz fehlschlägt, wird eine dreipolige Auslösung initiiert und die Wiedereinschaltung blockiert. Es finden keine weiteren Zyklen statt. " $1*3ph$ " ist als "Nur ein Zyklus der dreipoligen Wiedereinschaltung" betrachtet werden.

Der Start einer neuen Wiedereinschaltsequenz wird für die Dauer der eingestellten "Sperrzeit" blockiert, nachdem die ausgewählte Anzahl von Wiedereinschaltungen erfolgt ist.

11.3.2.13

Folgefehler

Ein Folgefehler beginnt als einpoliger Fehler, der zu einer einpoligen Auslösung führt. Dann springt der Fehler auf eine andere Phase über. Der zweite Fehler wird dann durch die dreipolige Auslösung behoben.

Die automatische Wiedereinschaltfunktion empfängt zuerst ein Auslöse- und Startsignal (START) ohne ein dreipoliges Signal (TR3P). Die automatische Wiedereinschaltung startet ein einpoliges Wiedereinschalten, wenn sie entsprechend programmiert wurde. Bei Behebung des Folgefehlers steht ein neues Signal START und eine Information über die dreipolige Auslösung (TR3P) zur Verfügung. Die einpolige Wiedereinschaltsequenz wird dann gestoppt, und stattdessen wird das Zeitglied $tI\ 3Ph$ für eine dreipolige Wiedereinschaltung von Null an gestartet. Die Sequenz wird als dreipolige Wiedereinschaltsequenz fortgeführt, wenn ein alternativer Wiedereinschaltmodus gewählt wurde.

Der zweite Fehler, der einpolig sein kann, wird dreipolig ausgelöst, da das Auslösemodul im IED ein Zeitglied für Folgefehler hat, das sicherstellt, dass der zweite Fehler immer dreipolig ausgelöst wird. Bei anderen Arten von Relais, die nicht diese Funktion enthalten, wird mit Hilfe des Ausgangs PREP3PH das andere Subsystem für die dreipolige Auslösung vorbereitet. In Folgefehlersituationen wird dieses Signal eine kurze Zeit nachdem die erste Auslösung zurückgesetzt wurde aktiviert - so wird sichergestellt, dass die neuen Auslösungen immer dreipolig sind.

11.3.2.14

Wiedereinschaltungs-Sperrzeit

Die Sperrzeit $tReclaim$ definiert die Zeit von der Ausgabe des Wiedereinschaltbefehls bis zum Rückfall der Funktion. Erfolgt während dieser Zeit

eine neue Auslösung, wird diese als Fortsetzung des ersten Fehlers behandelt. Die Sperrzeit wird gestartet, wenn der Befehl zum Schließen des Leistungsschalters gegeben wird.

11.3.2.15 **Vorübergehende Fehler**

Nach dem Wiedereinschaltbefehl läuft die Sperrzeit für die angegebene Zeit. Erfolgt innerhalb dieser Zeit keine Auslösung, *tReclaim*, wird die automatische Wiedereinschaltung zurückgesetzt. Der Leistungsschalter bleibt geschlossen und die Auslösevorrichtungen sind wieder bereit. Die Eingangssignale CBPOS und CBREADY werden gesetzt.

11.3.2.16 **Signal "Permanenter Fehler und Wiedereinschaltung nicht erfolgreich"**

Tritt eine neue Auslösung nach dem "Leistungsschalter schließen"-Befehl auf und ein neues Eingangssignal START oder TRSOTF erscheint, wird der Ausgang UNSUCCL (nicht erfolgreiches Schießen) hoch gesetzt. Der Timer für den ersten Zyklus kann nicht mehr gestartet werden. Abhängig von der eingestellten Anzahl der Wiedereinschaltzyklen folgen weitere Zyklen oder die Wiedereinschaltsequenz wird beendet. Nach dem Time-out des Rücksetz-Timers wird die Wiedereinschaltfunktion zurückgesetzt, aber der Leistungsschalter bleibt geöffnet. Die Information "CB closed" (Leistungsschalter geschlossen) durch den Eingang CBPOS fehlt. Dadurch ist die Wiedereinschaltfunktion nicht für einen neuen Wiedereinschaltzyklus bereit.

Üblicherweise erscheint das Signal UNSUCCL wenn eine neue Auslösung und Starteinleiten empfangen wird, nachdem der letzte Wiedereinschaltzyklus erfolgte, und die automatische Wiedereinschaltfunktion ist blockiert. Nach der Sperrzeit setzt sich das Signal zurück. Das Signal "unsuccessful" (nicht erfolgreich) kann auch für eine Abhängigkeit vom Leistungsschalter-Stellungseingang erfolgen. Der Parameter *UnsucClByCBChk* sollte dann auf *CB Check* gesetzt, sowie ein Zeitglied *tUnsucCl* eingestellt werden. Reagiert der Leistungsschalter nicht auf den Befehl zum Schließen und schließt nicht, sondern bleibt offen, wird der Ausgang UNSUCCL nach der Zeit *tUnsucCl* hochgesetzt. Der Ausgang "Unsuccessful" kann z.B. in einer Anordnung mit mehreren Leistungsschaltern verwendet werden, um die Wiedereinschaltfunktion für den zweiten Leistungsschalter zu deaktivieren, wenn der erste Leistungsschalter nach einem dauerhaften Fehler geschlossen ist. Er kann ebenfalls verwendet werden, um eine Sperrung eines manuellen Schließvorgangs zu erzeugen, bis der Bediener die Sperrung zurückgesetzt hat, siehe diesbezüglicher Abschnitt.

11.3.2.17 **Einleitung von Sperrern**

In vielen Fällen ist die Erzeugung einer Sperre erforderlich, wenn der automatische Wiedereinschaltversuch fehlschlägt. Dies erfolgt über eine Logik an den Ein- und Ausgängen der AWE-Funktion und gegebenenfalls an den binären EA. Es gibt viele alternative Möglichkeiten zur Ausführung der Logik in Abhängigkeit davon, ob das manuelle Schließen im Schutz-IED gesperrt wird, ob ein externes

physikalisches Sperrrelais existiert und ob das Rücksetzen festverdrahtet oder mittels Kommunikation erfolgt.

Außerdem gibt es verschiedene Alternativen für die Festlegung, wodurch eine Sperrung erzeugt werden soll. Beispiele für solche Fragestellungen sind:

- Soll die Mitnahmeauslösung nach Zeitverzögerung eine Sperre auslösen (normalerweise ja)
- Soll die Sperre beim Schließen auf einen Fehler ausgelöst werden (meistens)
- Soll eine Sperre erzeugt werden, wenn die AWE beim Auftreten des Fehlers AUS war
- Soll eine Sperre erzeugt werden, wenn nicht ausreichend Leistung für eine AWE-Sequenz anliegt (gewöhnlich nicht, wenn kein Schaltversuch erfolgt ist)

In Abbildung 153 und Abbildung 154 zeigt die Logik, wie eine schaltende Sperrlogik mit dem Sperr-Relais als externem Relais, alternativ mit einer internen Sperre über die manuelle Schaltung durch die Funktion Synchro-Check ausgelegt werden kann. Sperrung durch ein externes Sperrrelais.

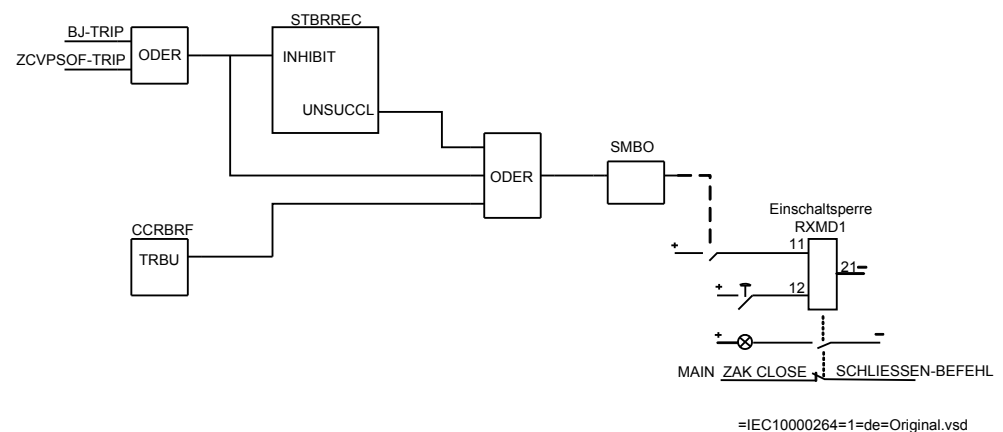


Abb. 153: Sperrung durch ein externes Sperrrelais

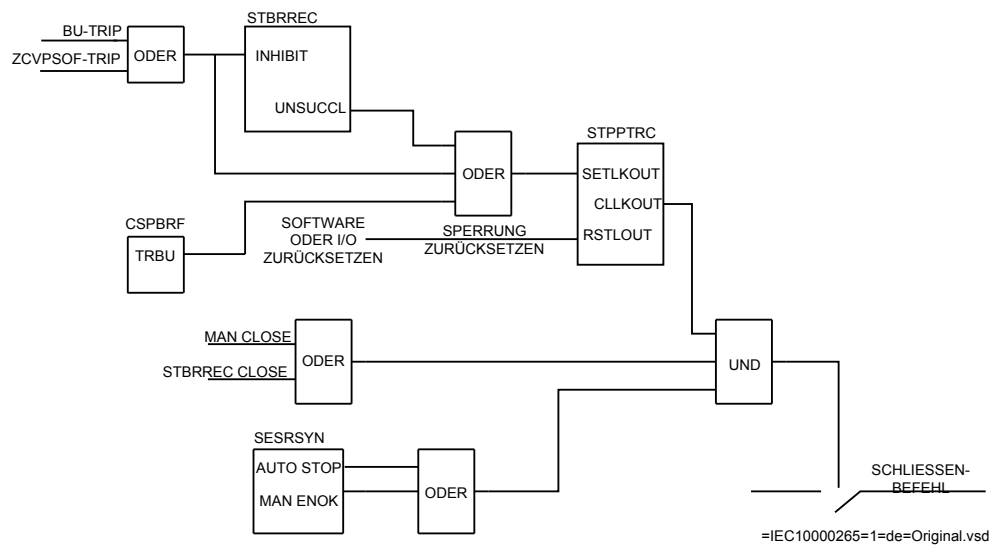


Abb. 154: Sperrung des manuellen Schließens beim Durchlaufen der internen Logik des IED

11.3.2.18

Automatische Fortsetzung der Wiedereinschaltsequenz

Die automatische Wiedereinschaltfunktion kann so programmiert werden, dass sie weiterhin Wiedereinschaltzyklen startet (falls gewählt), sogar dann, wenn keine Anregungssignale von den Schutzfunktionen empfangen werden, aber der Schalter immer noch nicht geschlossen ist. Dies wird durch Setzen des Parameters *AutoCont=On* und *tAutoContWait* auf die erforderliche Verzögerung für die Funktion zum Fortsetzen ohne neuen Start erreicht.

11.3.2.19

Unterdrückung der AWE-Funktion durch den thermischen Überlastschutz

Wenn der Eingang THOLHOLD (Unterdrückung der Wiedereinschaltung durch thermischen Überlastschutz) aktiviert ist, unterdrückt er die Wiedereinschaltfunktion bis zum entsprechenden Rücksetzen. Es kann daher zu einer beträchtlichen Verzögerung zwischen dem Anregen der Wiedereinschaltung und dem Wiedereinschaltbefehl für den Leistungsschalter kommen. Es kann eine externe Logik zur Zeitbegrenzung und zum Senden eines Sperrsignals an den Eingang INHIBIT eingesetzt werden. Der Eingang kann dazu verwendet werden, die automatische Wiedereinschaltung über längere oder kürzere Zeit zu verzögern.

11.3.3

Einstellrichtlinien

11.3.3.1

Konfiguration

Verwenden Sie das PCM600-Konfigurations-Tool, um Signale zu konfigurieren.

Die Parameter der automatischen Wiedereinschaltfunktion werden über die lokale HMI oder das Parametereinstellungs-Tool (PST) gesetzt. Das Parametereinstellungs-Tool ist Teil von PCM600.

11.3.3.2

Empfehlungen für Eingangssignale

Siehe Beispiele in Abbildung 155. Die Abbildung gilt ebenfalls für Ausgangssignale.

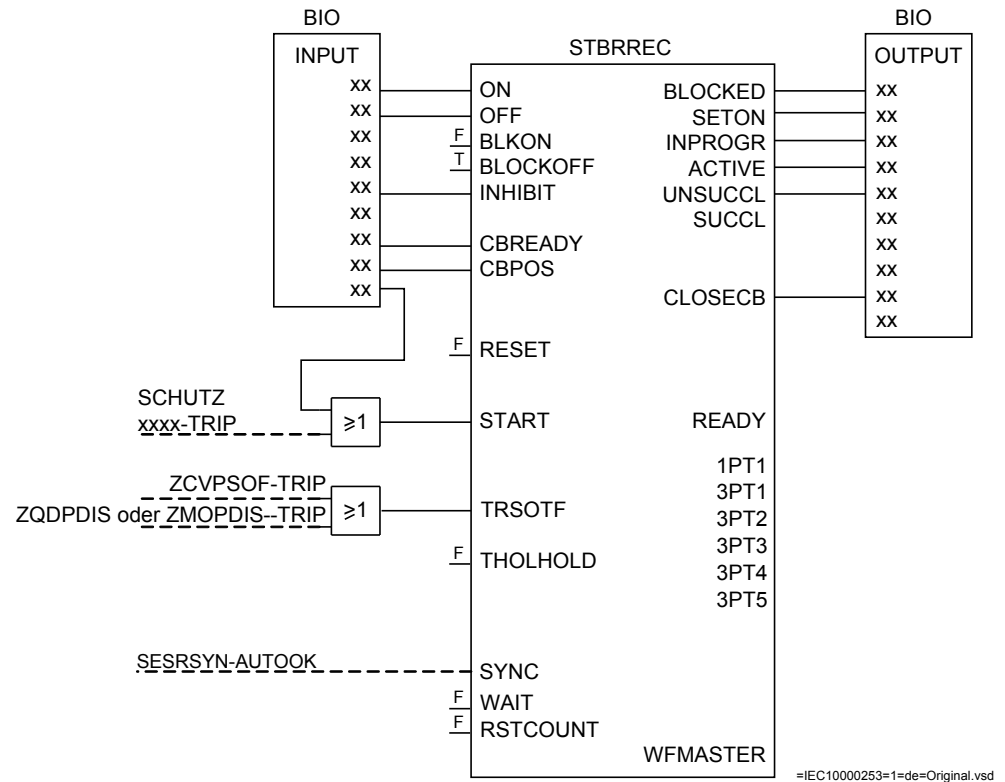


Abb. 155: Verbindungsdiagramm Beispiel für I/O-Signalverbindungen bei dreipoliger Wiedereinschaltfunktion

ON und OFF

Diese Eingänge können zur externen Steuerung mit binären Eingängen oder mit einem Kommunikationsschnittstellenblock verbunden werden.

START

Sollte verbunden sein mit der Auslöseausgangs-Schutzfunktion, welche die automatische Wiedereinschaltung startet. Kann ebenfalls mit einem binären Eingang zur Anregung von einem externen Kontakt aus verbunden werden. Ein logisches OR-Gate (ODER-Gatter) kann verwendet werden, um eine Reihe von Anregungsquellen zu kombinieren.



Wenn *StartByCBOpen* verwendet wird, kann die Leistungsschalter-Öffnungsbedingung ebenso mit dem Eingang START verbunden werden.

INHIBIT

Signale, die einen Wiedereinschaltungszyklus interpretieren oder verhindern, dass die Anregung akzeptiert wird, werden mit diesem Eingang verbunden. Solche Signale können vom Schutz für eine mit der Leitung verbundene Drosselspule, von der Freigabe-Signalübertragung, von Reserveschutzfunktionen, einer Sammelschienenschutz-Auslösung oder vom Leistungsschalterschutz kommen. Wenn die "CB open" (Leistungsschalter offen)-Position so gesetzt ist, dass die automatische Wiedereinschaltung gestartet wird, muss die manuelle Öffnung ebenfalls hiermit verbunden sein. Die Sperrung ist oft eine Kombination von Signalen von externen IEDs via IO und internen Funktionen. Ein OR-Gate wird dann für die Kombination verwendet.

CBPOS und CBREADY

Diese sollten mit binären Eingängen verbunden sein, um Informationen vom Leistungsschalter zu erhalten. Der Eingang CBPOS wird als "CB closed" (Leistungsschalter geschlossen) interpretiert, wenn der Parameter *CBAuxContType* auf *NormOpen* gesetzt ist, was der Standardeinstellung entspricht. Bei drei Auslösevorrichtungen im Leistungsschalter (einpolige Leistungsschalter) sollte die Verbindung "All poles closed" (Alle Pole geschlossen) (Reihenverbindung der NO-Kontakte) oder "At least one pole open" (Mindestens ein Pol offen) sein, wenn *CBAuxContType* auf *NormClosed* gesetzt ist. Das Signal "CB Ready" bedeutet, dass der Leistungsschalter bereit für eine AWE-Operation ist, entweder Close-Open (CO) oder Open-Close-Open (OCO). Wenn das verfügbare Signal vom Typ "CB not charged" (Leistungsschalterantrieb nicht aufgespannt) oder "not ready" (nicht bereit) ist, kann ein Inverter vor den CBREADY-Eingang gesetzt werden.

SYNC

Dieser ist verbunden mit der internen Synchrocheck-Funktion, falls erforderlich. Kann ebenfalls mit einem binären Eingang zur Synchronisierung von einem externen Gerät aus verbunden werden. Wenn weder die interne oder externe Synchronisierung oder die Einschaltprüfung erforderlich sind, kann er mit einer permanent aktiven Quelle, TRUE, verbunden werden. Das Signal ist erforderlich für die dreiphasigen Zyklen 1-5 .

TRSOTF

Dies ist das Signal "Trip by Switch Onto Fault" (Auslösen durch Schalten auf Kurzschluss). Wird normalerweise mit dem Ausgang der Funktion Schalten auf Kurzschluss des Leitungsschutzes verbunden, wenn mehrzyklige Wiedereinschaltversuche verwendet werden. Die Eingabe startet die Zyklen 2-5. Für Einzelzyklus-Anwendungen wird der Eingang auf FALSE gesetzt.

THOLHOLD

Signal "Thermal overload protection holding back Auto-Reclosing" (Thermischer Überlastschutz zur Blockierung der automatischen Wiedereinschaltung). Normalerweise auf FALSE gesetzt. Kann mit einem thermischen Überlastschutz-Auslösesignal verbunden werden, das nur zurückgesetzt wird, wenn der thermische Speicher auf einen akzeptablen Level zurückgegangen ist, z.B. 70 %. So lange das Signal aktiv ist, also solange die Leitung heiß ist, wird die automatische Wiedereinschaltung blockiert. Wenn das Signal zurückgesetzt wird, dann wird die Wiedereinschaltsequenz fortgesetzt. Bitte beachten Sie, dass dies zu einer erheblichen Verzögerung führen kann. Der Eingang kann ebenfalls für andere Zwecke verwendet werden, wenn die Wiedereinschaltsequenz aus irgendeinem Grund angehalten wird.

WAIT

Wird verwendet, um die Wiedereinschaltung der "Einheit mit niedriger Priorität" bei sequentieller Wiedereinschaltung zu blockieren. Siehe "Empfehlungen für Anordnung mit mehreren Leistungsschaltern" unten. Das Signal wird vom Ausgang WFMMASTER in der zweiten Schalter-Wiedereinschaltautomatik in einer Anordnung mit mehreren Leistungsschaltern aktiviert.

BLKON

Wird verwendet, um die Wiedereinschaltungsfunktion zu blockieren, z. B. wenn bestimmte "Special service"-Bedingungen auftreten. Der Eingang ist normalerweise auf FALSE gesetzt. Wenn dies verwendet wird, muss die Blockierung mit BLOCKOFF zurückgesetzt werden.

BLOCKOFF

Wird verwendet, um die Blockierung der Wiedereinschaltungsfunktion aufzuheben, wenn diese aufgrund der Aktivierung des Eingangs BLKON oder durch einen nicht erfolgreichen Wiedereinschaltungsversuch blockiert wurde, wenn die Einstellung *BlockUnsuc* auf "On" gesetzt wurde. Der Eingang ist normalerweise auf FALSE gesetzt.

RESET

Wird verwendet, um die Anhebungsbedingungen der Wiedereinschaltung zurückzusetzen. "Possible Thermal overload Hold" (Mögliche thermische Überlastungs-Blockierung) und so weiter werden zurückgesetzt. Positionen, Einstellung Ein-Aus usw. werden gestartet und anhand der eingestellten Zeiten überprüft. Der Eingang ist normalerweise auf FALSE gesetzt.

Empfehlungen für Ausgangssignale

SETON

Zeigt an, dass die Wiedereinschaltungsfunktion aktiviert und bereit ist.

BLOCKED

Zeigt an, dass die Wiedereinschaltungsfunktion zeitweise oder permanent blockiert ist.

ACTIVE

Zeigt an, dass STBRREC aktiv ist, vom Start bis zum Ende der Rücksetz- Zeit.

INPROGR

Zeigt, dass eine Sequenz abläuft, vom Start bis zum Wiedereinschaltbefehl.

UNSUCCL

Zeigt eine nicht erfolgreiche Wiedereinschaltung an.

CLOSECB

Verbindet einen binären Ausgang für den Leistungsschalter-Wiedereinschaltbefehl.

READY

Zeigt an, dass die Wiedereinschaltungsfunktion bereit ist für eine neue und vollständige Wiedereinschaltungssequenz. Kann mit der Übergreifstufe eines Leitungsschutzes verbunden werden, sollte die Übergreifstufe erreicht werden, bevor eine automatische Wiedereinschaltung notwendig wird.

1PT1

Zeigt an, dass eine einpolige Wiedereinschaltungssequenz im Gange ist. Wird verwendet, um einen Erd-Fehler und/oder eine Polunstimmigkeit während eines einpoligen Öffnungsintervalls zeitweise zu blockieren.

3PT1, 3PT2, 3PT3, 3PT4 und 3PT5

Zeigt an, dass drei-polige automatische Wiedereinschaltungssequenzen 1-5 im Gange sind. Die Signale können verwendet werden, um einen Prozess anzuzeigen oder für eine eigene Logik.

PREP3P

"Prepare three P" (Vorbereiten einer drei-poligen Auslösung) ist normalerweise verbunden mit dem Auslösungsblock, der erzwingt, dass eine kommende Auslösung drei-polig wird. Wenn die Funktion keine ein- oder zwei-polige Wiedereinschaltung auslösen kann, sollte die Auslösung drei-polig sein.

WFMASTER

"Wait from Master" (Wartesignal vom Master) wird in Einheiten mit hoher Priorität verwendet, um eine Wiedereinschaltung einer Einheit mit niedriger Priorität bei sequentieller Wiedereinschaltung zu blockieren.

Andere Ausgänge

Die anderen Ausgänge können zur Anzeige, für Störschriebe usw. wie erforderlich verbunden werden.

11.3.3.3

STBRREC - Parametereinstellungen der Wiedereinschaltung

Parametereinstellungen der automatischen Wiedereinschaltung

Funktion

Die Auslösung der Funktion zur Wiedereinschaltung (STBRREC, 79) kann auf *On* und *Off* gesetzt werden. Die Einstellung gestattet ein Schalten auf *On* oder *Off* mit einem externen Schalter über die EA oder Kommunikationsanschlüsse.

NoOfShots, Anzahl der Wiedereinschaltzyklen

Bei der Stromübertragung wird meist Zyklus 1 verwendet. In den meisten Fällen ist ein einziger Wiedereinschaltversuch ausreichend, da die meisten Lichtbogenfehler nach der ersten Wiedereinschaltung behoben sind. In Stromnetzen, in denen viele andere Fehlerarten vorkommen, die durch andere Einwirkungen – wie z.B. Wind – verursacht werden, kann eine größere Zahl von Wiedereinschaltversuchen sinnvoll sein.

Erster Wiedereinschaltversuch und Wiedereinschaltprogramm

Für die Auswahl eines Wiedereinschaltprogramms gibt es sechs verschiedene Möglichkeiten. Welche Art der Wiedereinschaltung bei den verschiedenen Fehlern eingesetzt wird, hängt von der Konfiguration des Stromversorgungssystems und der Praxis und den Vorlieben des Benutzers ab. Verfügen die Leistungsschalter lediglich über eine dreipolige Auslösung, dann muss eine dreipolige Wiedereinschaltung gewählt werden. Das ist in der Regel bei Übertragungs- und Verteilerleitungen der Fall. Dreiphasige Auslösungen und Wiedereinschaltungen für alle Fehlerarten sind in vollständig vermaschten Stromversorgungssystemen ebenfalls allgemein akzeptiert. In Übertragungsnetzen mit nur wenigen parallelen Schaltkreisen bietet sich bei einphasigen Fehlern alternativ eine einphasige Wiedereinschaltung an, um Versorgung und Systemstabilität aufrechtzuerhalten.

AWE-Pausenzeiten

Verzögerung dreipoliger Zyklus 1: Eine typische Pausenzeit für die dreipolige Schnellwiedereinschaltung (HSAR) sind 400 ms. Verschiedene lokale Phänomene, wie z. B. Feuchtigkeit, Salz, Verschmutzung, etc., können die erforderliche Pausenzeit beeinflussen. Manche Benutzer wenden eine verzögerte automatische Wiedereinschaltung (DAR) mit einer Verzögerung von 10 s oder mehr an. Die Verzögerung des zweiten und möglicher weiterer Wiedereinschaltversuche wird in der Regel auf 30 s oder mehr eingestellt. Es muss sichergestellt sein, dass der Leistungsschalter-Arbeitszyklus die gewählte Einstellung verarbeiten kann. Die Einstellung kann entsprechend nationalen Bestimmungen beschränkt sein. Für mehrere Versuche muss die Einstellung für die Zyklen 2-5 länger als die Leistungsschalter-Arbeitszykluszeit gewählt sein.

Extended t1 und tExtended t1

Erweiterte Pausenzeit der automatischen Wiedereinschaltung für Zyklus 1.

Es ist möglich, dass die Kommunikationsverbindung in einem selektiven (nicht strengen) Leitungsschutzkonzept, wenn sie z.B. über TFH erfolgt, nicht immer verfügbar ist. Ein Ausfall der Kommunikation kann die Auslösung an einem Ende der Leitung verzögern. Es besteht die Möglichkeit, die Pausenzeit der automatischen Wiedereinschaltung zu erweitern. Hierzu dient der Eingang in PLCLOST und die Einstellung der Parameter. Eine typische Einstellung für diesen Fall: *Extended t1 = ON* und *tExtended t1 = 0,5 s*.

tTrip, langer Auslöseimpuls

Auslösebefehl und initiieren normalerweise ein schnelles Rücksetzen des automatischen Wiedereinschaltsignals, sobald der Fehler beseitigt ist. Ein längerer Auslösebefehl kann darauf schließen lassen, dass ein Leistungsschalter den Fehler nicht beseitigen kann. Ein beim Wiedereinschalten des Leistungsschalters anliegendes Auslösesignal führt zu einer erneuten Auslösung. Je nach der Einstellung *Extended t1 = Off* oder *On* kann ein Auslöse/ Auslöseimpuls, der länger als die eingestellte Zeit *tTrip* die Pausenzeit der Wiedereinschaltung entweder blockieren oder erweitern. Bei die Einstellung etwas länger als die Pausenzeit der Wiedereinschaltung gewählt ist, wird diese Vorrichtung die Wiedereinschaltung nicht beeinflussen. Eine typische Einstellung von *tTrip* könnte nahe der AWE-Pausenzeit liegen.

tInhibit, Sperrsignal-Rücksetzzeit

Eine typische Einstellung für die zuverlässige Unterbrechung und vorübergehende Blockierung der Funktion ist *tInhibit = 5,0 s*. Die Funktion wird nach der Aktivierung von *tInhibit* während dieser Zeitspanne blockiert.

tReclaim, Sperr-

Die Sperrzeit gibt die Zeit bis zum Rücksetzen der Funktion in den Originalzustand an, nachdem ein Leitungsfehler und eine Auslösung als unabhängige neue Fälle mit einem neuen Wiedereinschaltzyklus behandelt werden. Z. B. bei einem Leistungsschalter-Bemessungszyklus, 0-0,3 s CO- 3 min. – CO. Die Wiederherstellungszeit von 3 Minuten (180 s) wird gewöhnlich nicht kritisch, da die Fehlerniveaus meist unter dem angegebenen Wert liegt und das Risiko eines weiteren Fehlers innerhalb kurzer Zeit vernachlässigt werden kann. Eine typische Zeit kann in Abhängigkeit der Fehlerniveaus und Leistungsschalter-Arbeitszyklus *tReclaimt = 60* oder *180 s* entsprechen.

StartByCBOpen

Die normale Einstellung ist *Off*. Sie wird verwendet, wenn die Funktion durch Schutzlösesignale *Follow CB = Off*, ausgelöst wird. *Follow CB = On*.

Follow CB

Die übliche Einstellung ist *Follow CB = Off*. Die Einstellung *On* dient zur verzögerten Wiedereinschaltung mit langer Verzögerung für den Fall, dass ein Leistungsschalter während der „AWE-Pausenzeit“ manuell geschlossen wird, bevor die automatische Wiedereinschaltfunktion den Befehl zum Schließen des Leistungsschalters gibt.

tCBClosedMin

Eine typische Einstellung ist 5,0 s. Wenn der Leistungsschalter nicht mindestens so lange geschlossen war, wird das Starten einer Wiedereinschaltung nicht zugelassen.

***CBAuxContType*, Art des Leistungsschalter-Hilfskontakts**

Dieser Parameter ist entsprechend dem verwendeten Leistungsschalter-Hilfskontakt einzustellen. Ein *NormOpen* Kontakt wird empfohlen, um bei geschlossenem Leistungsschalter ein positives Signal zu erzeugen.

***CBReadyType*, Art des angeschlossenen Signals, das die Bereitschaft des Leistungsschalters anzeigt**

Die Auswahl hängt von den Leistungsmerkmalen der Leistungsschalter-Auslösevorrichtung ab. Bei der Einstellung *OCO* (Leistungsschalter bereit für einen Öffnen-Schließen-Öffnen-Zyklus) wird die Bedingung nur bei Beginn des Wiedereinschaltzyklus geprüft. Obwohl das Signal nach der Auslösung abfällt, kann der Leistungsschalter noch die Schließen-Öffnen-Sequenz ausführen. Bei der Auswahl *CO* (Leistungsschalter bereit für einen Schließen-Öffnen-Zyklus) wird die Bedingung auch nach der eingestellten Pausenzeit des Wiedereinschaltzyklus geprüft. Diese Option ist vor allem bei einer Wiedereinschaltung mit mehreren Versuchen sinnvoll, um beim zweiten und bei weiteren Wiedereinschaltversuchen sicherzustellen, dass der Leistungsschalter für die Schließen-Öffnen-Sequenz bereit ist. Während der Wiedereinschaltung mit nur einem Zyklus kann die Auswahl *OCO* verwendet werden. Ein Leistungsschalter muss seinem Arbeitszyklus entsprechend immer über gespeicherte Energie für einen Schließen-Öffnen-Vorgang nach der ersten Auslösung verfügen. (IEC 56 Arbeitszyklus entspricht O-0,3 secCO-3minCO).

***tPulse*, Dauer des Schließbefehlimpulses des Leistungsschalters**

Der Impuls sollte so lang sein, dass ein zuverlässiger Betrieb des Leistungsschalters gewährleistet ist. Eine typische Einstellung könnte $t_{Pulse} = 200$ ms sein. Eine längere Impulseinstellung kann die dynamische Anzeige beim Testen erleichtern, z. B. im "Debug"-Modus des PCM600 Application Configuration Tools (ACT).

BlockByUnsucCI

Einstellung, ob ein gescheiterter automatischer Wiedereinschaltversuch die automatische Wiedereinschaltung in der Blockierung einstellt. Falls diese Funktion eingesetzt wird, müssen die Eingänge BLKOFF konfiguriert werden, um die

Funktion nach einem gescheiterten Wiedereinschaltversuch zu entriegeln. Die normale Einstellung ist *Off*.

***UnsucClByCBCheck*, erfolgloses Schließen gemäß Leistungsschalter-Überwachung**

Die normale Einstellung ist *NoCBCheck*. Das Ereignis "Automatische Wiedereinschaltung gescheitert" wird dann durch eine erneute Auslösung innerhalb der Sperrzeit nach dem ersten Wiedereinschaltzyklus beurteilt. Falls jemand das Signal UNSUCCL (fehlgeschlagenes Schließen) erhalten möchte, wenn der Leistungsschalter nicht auf den Befehl zum Schließen reagiert, CLOSECB, kann *UnsucClByCBCheck = CB Check* und *tUnsucCl* beispielsweise auf 1,0 s gesetzt werden.

Priority* und Zeit *tWaitForMaster

Bei Anwendungen mit einzelnen Leistungsschaltern, kann *Priority = None* gesetzt werden. Bei einer sequentiellen Wiedereinschaltung wird die Funktion des ersten Leistungsschalters z. B. bei der Sammelschiene auf *Priorität = Hoch* und für den zweiten Leistungsschalter auf *Priorität = Niedrig* gesetzt werden. Die Höchstwartzeit, *tWaitForMaster*, des zweiten Leistungsschalters wird auf einen Wert niedriger als die "Pausenzeit automatische Wiedereinschaltung" gesetzt, und eine Toleranz für den Synchrocheck am ersten Leistungsschalter wird eingestellt. Eine typische Einstellung ist *tWaitForMaster = 2 s*.

***AutoCont* und *tAutoContWait*, automatische Fortsetzung mit dem nächsten Versuch, wenn der Leistungsschalter nicht innerhalb der definierten Zeitspanne geschlossen wird**

Die normale Einstellung ist *AutoCont = Off*. Der Wert *tAutoContWait* ist die Dauer, die STBRREC abwartet, um zu sehen, ob der Leistungsschalter geschlossen ist, wenn *AutoCont* auf *On* gesetzt wird. Normalerweise kann die Einstellung *tAutoContWait = 2 s* betragen.

11.4 Gerätesteuerung

11.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Feldsteuerung	QCBAY	-	-
Ort/Fern	LOCREM	-	-
Ort-/Fern-Steuerung	LOCREMCTRL	-	-

11.4.2 Anwendung

Die Gerätesteuerung ist eine Funktion zur Steuerung und Überwachung der Leistungsschalter, Trenner und Erdungsschalter innerhalb eines Feldes. Die Betriebserlaubnis wird nach Evaluierung der Bedingungen von anderen Funktionen wie Verriegelung, Synchrocheck, Bedienerplatzauswahl und externen oder internen Blockierungen gegeben.



Die vollständige Gerätesteuerung ist in diesem Produkt nicht enthalten. Die nachfolgenden Informationen dienen dem Verständnis für die Verwendung der Funktionen QCBAY, LOCREM und LOCREMCTRL für die Auswahl des Benutzerstandortes.

Abbildung 156 vermittelt einen Überblick, von wo die Gerätesteuerung Befehle empfängt. Die Befehle an ein Gerät können von der Leitstelle aus initiiert werden (CC), von der Stations-HMI oder der LHMI auf der IED-Front.

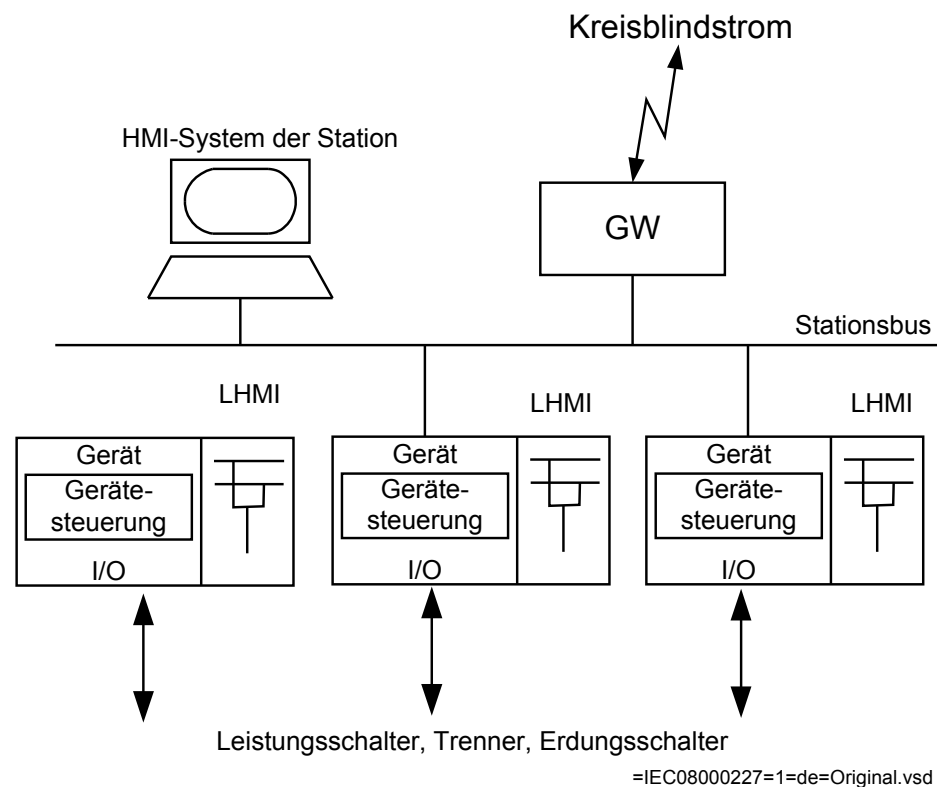


Abb. 156: Überblick über die Gerätesteuerung

Funktionen der Gerätesteuerung:

- Bedienung primärer Geräte
- Auswahl-/Ausführen-Prinzip, um eine hohe Sicherheit zu garantieren
- Auswahlfunktion, um simultane Auslösung zu verhindern
- Auswahl und Überwachung des Bediener-Standorts

-
- Befehlskreisüberwachung
 - Blockieren einer Funktion/Blockierung einer Funktion aufheben
 - Blockieren der Aktualisierung einer Positionsanzeige/Blockierung der Aktualisierung einer Positionsanzeige aufheben
 - Substitution von Positionsanzeigen
 - Aufheben der Verriegelungsfunktionen
 - Aufheben von Synchrocheck
 - Auslösezähler
 - Unterdrücken der Mittelposition

Die Gerätesteuerung wird mit einer Reihe von Funktionsbausteinen umgesetzt, die folgende Bezeichnungen haben:

- Schaltgerätesteuerung SCSWI
- Leistungsschalter SXCBR
- Trenner SXSXI
- Positionsauswertung POS_EVAL
- Auswahlfreigabe SELGGIO
- Feldsteuerung QCBAY
- Ort/Fern LOCREM
- Ort-Fern-Steuerung LOCREMCTRL

SCSWI, SXCBR, QCBAY, SXSXI und SELGGIO sind logische Knoten gemäß IEC 61850. Der Signalfluss zwischen diesen Funktionsbausteinen ist in [Abbildung 157](#) dargestellt. Die Verriegelungsfunktion für logische Knoten (SCILO) in [Abbildung 157](#) ist der logische Knoten für die Verriegelung.

Die Steueroperation kann von der LHMI aus erfolgen. Wenn der Administrator mithilfe des UM Tools (Benutzerverwaltungs-Tool) Benutzer definiert hat, unterliegt der Schalter Ort/Fern der Schaltberechtigung. Sind keine Benutzer definiert (Standardeinstellung), dann ist der Werksbenutzer der SuperUser, der Steuerfunktionen von der LHMI aus ohne Anmeldung vornehmen kann. Die Standardposition des Schalters Ort/Fern ist "Fern".

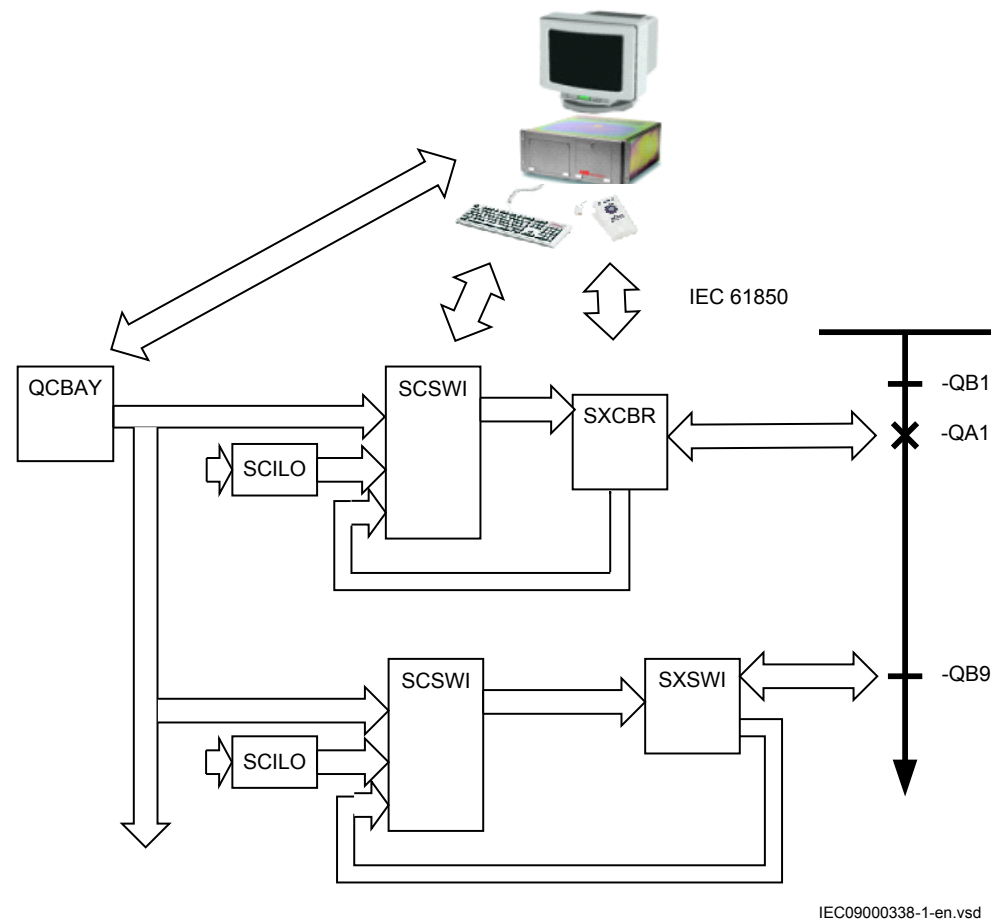


Abb. 157: Signalfluss zwischen den Funktionseinheiten der Gerätesteuerung

Feldsteuerung (QCBAY)

Die Feldsteuerfunktion (QCBAY) wird verwendet, um die Auswahl des Bediener-Standorts pro Feld auszuwählen. Die Funktion ermöglicht, von zwei Arten von Standorten aus zu bedienen, entweder von fernwirkenden, z. B. der Leitstelle oder einer Station, oder der lokalen Station (LHMI am IED) oder von beiden (lokal und fernwirkend). Die Position des Schalters Ort/Fern kann ebenfalls auf "Aus" gestellt werden, was bedeutet, dass kein Bediener-Standort ausgewählt ist, so dass lokal oder fernwirkend keine Bedienung möglich ist.

QCCBAY bietet ebenfalls Blockierfunktionen, die an verschiedene Geräte innerhalb des Feldes weitergegeben werden können. Es gibt zwei verschiedene Blockieralternativen:

- Blockierung der Aktualisierung von Positionen
- Blockierung von Befehlen

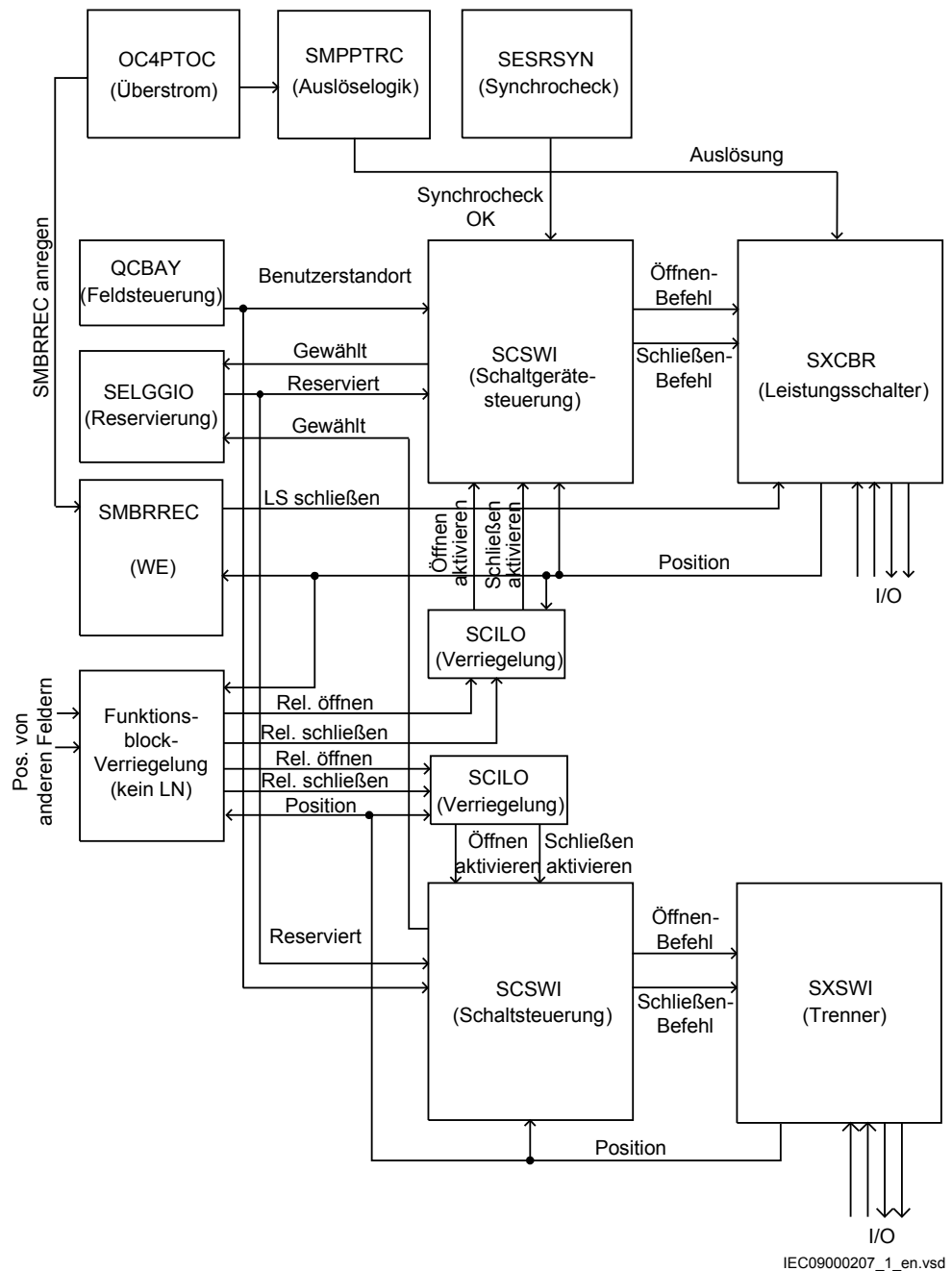
Die Funktion hat keine entsprechende Funktionalität gemäß den Definitionen nach IEC 61850, was bedeutet, dass diese Funktion als herstellerspezifischer logischer Knoten integriert ist.

11.4.3 Interaktionen zwischen den Modulen

Ein typisches Feld mit einer Gerätesteuerungsfunktion besteht aus einer Kombination von logischen Knoten oder Funktionen, die hier beschrieben werden:

- Die Schaltersteuerung (SCSWI) initiiert alle Funktionen für ein Gerät und führt die tatsächliche Schaltung aus und ist, im weiteren Sinne, die Schnittstelle zur Bedienung dieses Geräts. Sie beinhaltet Positionsbearbeitung und Positionssteuerung.
- Die Leistungsschalterfunktion (SXCBR) ist die Prozess-Schnittstelle zum Leistungsschalter für die Gerätesteuerungsfunktion.
- Die Trennschalterfunktion (SXSWI) ist die Prozess-Schnittstelle zum Trenn- oder Erdungsschalter für die Gerätesteuerungsfunktion.
- Die Feldsteuerungsfunktion (QCBAY) erfüllt die Funktionen für die Geräte auf Feldebene, wie die Auswahl des Bediener-Standorts und die Blockierungen für ein komplettes Feld.
- Die Funktion (SELGGIO) ist für die Reservierung des Feldes zuständig.
- Beim vierstufigen Überstromschutz (OC4PTOC) löst der Leistungsschalter aus.
- Die Schutzauslöselogik (SMPPTRC) verbindet die Auslöseausgänge einer oder mehrerer Schutzfunktionen mit einer gewöhnlichen Auslösung, die an SXCBR übermittelt wird.
- Die automatische Wiedereinschaltungsfunktion (SMBRREC) bietet einige Konfigurierungsmöglichkeiten hinsichtlich der Bedingungen für das Schließen eines ausgelösten Leistungsschalters.
- Die Verriegelungsfunktion für logische Knoten SCILO liefert Informationen darüber an SCSWI, ob SCILO laut der Schaltanlagen-Topologie betrieben werden kann. Die Verriegelungsbedingungen werden mit einer separaten Logik bewertet und mit SCILO verbunden.
- Synchrocheck, die Einschaltprüfung und die Synchronisierung (SESRSYN) berechnen die Phasenwinkeldifferenz von beiden Seiten eines geöffneten Schalters und vergleichen diese mit den vordefinierten Schaltungsbedingungen (Synchrocheck). Auch der Fall, dass auf einer Seite keine Spannung anliegt (Einschaltprüfung), wird berücksichtigt.
- Der logische Knoten "Generic Automatic Process Control" (GAPC) ist eine automatische Funktion, welche die Interaktion zwischen dem Bediener und dem System reduziert. Mit nur einem Befehl kann der Bediener eine Sequenz starten, die mit der Verbindung eines Prozessobjekts endet, beispielsweise einer Leitung zu einer der möglichen Sammelschienen.

Die nachfolgende Abbildung [158](#) vermittelt einen Überblick über die Interaktion zwischen diesen Funktionen.



IEC09000207_1_en.vsd

Abb. 158: Überblick mit Beispiel zu den Interaktionen zwischen Funktionen in einem typischen Feld

11.4.4

Einstellrichtlinien

Die Parameter für die Gerätesteuerung werden in der LHMI oder am PCM600 festgelegt.

11.4.4.1 Feldsteuerung (QCBAY)

Wenn der Parameter *AllPSTOValid* auf *Keine Priorität* eingestellt ist, werden alle Absender vom lokalen und entfernten Ende ohne irgendeine Priorität akzeptiert.

11.5 SLGGIO - Logikdrehschalter zur Funktionsauswahl und HMI-Darstellung

11.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Logik-Drehwählschalter zur Funktionsauswahl und LHMI-Darstellung	SLGGIO	-	-

11.5.2 Anwendung

Der Logikdrehschalter zur Funktionsauswahl und HMI-Darstellung (SLGGIO) (wird auch als Wahlschalterfunktionsblock bezeichnet) wird verwendet, um eine Wahlschalterfunktionalität ähnlich der eines echten Wahlschalters zu simulieren. Echte Wahlschalter werden sehr oft in Verteilnetzen eingesetzt, um verschiedene Funktionen auf voreingestellte Ventile anwenden zu können. Echte Schalter sind jedoch wartungsanfällig, bieten eine geringere Betriebssicherheit und erhöhen die Anschaffungskosten. Mit den virtuellen Wahlschaltern werden all diese Probleme beseitigt.

Der Funktionsblock SLGGIO hat zwei Betriebseingänge (UP und DOWN), einen Blockiereingang (BLOCK) und Eingang für die Bedienerposition (PSTO).

SLGGIO kann über die HMI und über externe Quellen (Schalter) mithilfe der Binäreingänge des IEDs aktiviert werden. Außerdem wird ein ferngesteuerter Betrieb unterstützt (wie am Stationscomputer). SWPOSN ist ein ganzzahliger Ausgang, der die tatsächliche Ausgangsnummer ausgibt. Da die Anzahl der Positionen des Schalters über Einstellungen festgelegt werden kann (siehe unten), müssen die Einstellungen sorgfältig mit der Konfiguration abgestimmt werden (wenn in den Einstellungen die Anzahl der Positionen auf x gestellt wird, stehen z. B. nur die ersten x Ausgänge des Blocks in der Konfiguration zur Verfügung). Auch die Frequenz der (UP oder DOWN) Impulse muss unter der Einstellung *tPulse* liegen.

Über die HMI stehen für den Schalter zwei Betriebsmodi zur Verfügung: über das Menü und über das Blindschaltbild.

11.5.3 Einstellrichtlinien

Die folgenden Einstellungen stehen für die Funktion Logikdreheschalter zur Funktionswahl und HMI Präsentation (SLGGIO) zur Verfügung:

Operation: Setzt die Funktion auf *Ein* oder *Aus*.

NrPos: Legt die Anzahl der Schalterpositionen fest (max. 32). Diese Einstellung beeinflusst das Verhalten des Schalters bei Änderungen zwischen der letzten und der ersten Position.

OutType: *Dauernd* oder *Gepulst*.

tPulse: Gibt im Falle eines gepulsten Ausgangs die Impulslänge (in Sekunden) an.

tDelay: Die Verzögerung zwischen der Aktivierung des Signals UP oder DOWN auf der Vorderseite und der Aktivierung des Ausgangs.

StopAtExtremes: Legt das Verhalten des Schalters in den Endstellungen fest – mit *Deaktiviert* springt der Schalter beim Betätigen von UP von der ersten Position auf die letzte Position und beim Betätigen von DOWN von der letzten auf die erste Position; mit *Aktiviert*, ist kein Sprung zulässig.

11.6 VSGGIO - Selektor Minischalter

11.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Selektor Minischalter	VSGGIO	-	-

11.6.2 Anwendung

Die Selektor-Minischalter-Funktion (VSGGIO) ist eine Mehrzweckfunktion die für verschiedene Anwendungen im Konfigurationstool im PCM600 als Allgemeinschalter verwendet wird. VSGGIO kann auf zweierlei Weise verwendet werden: für die Erfassung einer externen Schalterstellung (über die IPOS1 und IPOS2 Eingänge) und zur Darstellung dieser in einem Übersichtsschaltbild (oder Benutzung in der Konfiguration durch die Ausgänge POS1 und POS2; 2. Als Befehlsfunktion (gesteuert über PSTO Eingang), wobei Schaltbefehle über die Ausgänge CMDPOS12 und CMDPOS21 gegeben werden.

Der Ausgang POSITION ist ein Ausgang mit Integerwert, der die aktuelle Stellung als Ganzzahl (0 - 3) anzeigt.

Ein Anwendungsbeispiel mit der Konfiguration von VSGGIO zum Ein-/ Ausschaltender automatischen Wiedereinschaltung über ein Tastensymbol in der

HMI wird in [Abbildung 159](#) gezeigt. Die Tasten I und O in der HMI werden normalerweise für das Ein-/Aussschalten des Leistungsschalters verwendet.

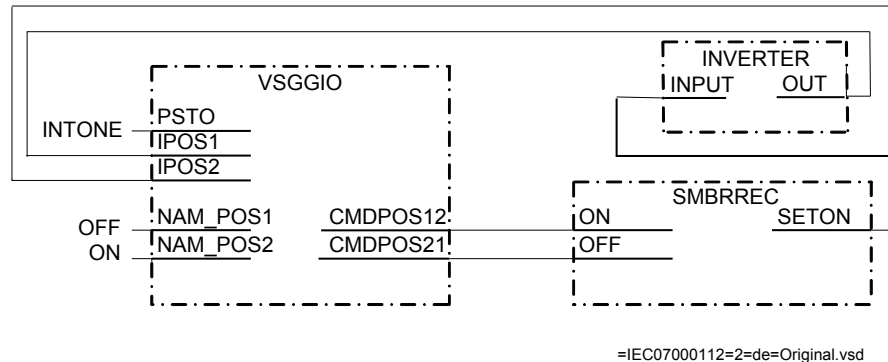


Abb. 159: Steuerung des automatischen Wiedereinschalters vom lokalen HMI über den Selektor-Miniswitcher aus

11.6.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion für den Mini-Wahlschalter (VSGGIO) kann gepulste Befehle oder Dauerbefehle erzeugen (über den Einstellparameter *Mode*). Wenn gepulste Befehle erzeugt werden, kann die Länge des Impulses über den Einstellparameter *tPulse* festgelegt werden. Dieser Funktionsblock kann über das Blindschaltbild aufgerufen werden und besitzt zwei Steuerungsmodi (über *CtlModel* einstellbar): *Dir Norm* und *SBO Enh*.

11.7 DPGGIO - Generische Kommunikations-I/O-Funktionen gemäß IEC 61850

11.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
E/A-Funktionen für generische Kommunikation gemäß IEC 61850	DPGGIO	-	-

11.7.2 Anwendung

Der Funktionsblock mit den allgemeinen E/A-Kommunikationsfunktionen nach IEC61850 (DPGGIO) wird dazu verwendet, drei logische Ausgangssignale an andere Systeme oder Ausrüstungsteile innerhalb der Schaltanlage zu senden. Die drei Eingänge lauten OPEN, CLOSE und VALID, da dieser Funktionsblock für den Einsatz als Positionsanzeigeblock bei Sperrlogik- und stationsweiten Reservelogikfunktionen vorgesehen ist.

11.7.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder dem PCM600.

11.8 SPC8GGIO - Generische Einzelsteuerung, 8 Signale

11.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Generische Einzelsteuerung, 8 Signale	SPC8GGIO	-	-

11.8.2 Anwendung

Der Funktionsblock Allgemeiner Einzelbefehl, 8 Signale (SPC8GGIO) ist eine Zusammenstellung von 8 Einzelbefehlen, mit denen auf einfache Weise Befehle von der Position REMOTE (SCADA) an die Teile der Logikkonfiguration übermittelt werden können, die ohne die Verwendung komplizierterer Funktionsblöcke für das Empfangen von Befehlen (z. B. SCSWI) auskommen. Dadurch können einfache Befehle direkt, ohne Bestätigung an die IED-Ausgänge gesendet werden. Die Bestätigung (Status) des Ergebnisses der Befehle kann anders erfolgen, etwa durch binäre Eingänge und SPGGIO-Funktionsblöcke.



PSTO ist der universelle Bedienerpositionsselektor für alle Steuerfunktionen. PSTO kann zwar so konfiguriert werden, dass lokale (LOCAL) oder alle (ALL) Bedienerpositionen möglich sind. In Verbindung mit dem Funktionsblock SP8GGIO ist allerdings ausschließlich die Position REMOTE nutzbar.

11.8.3 Einstellrichtlinien

Die Einstellwerte für die Funktion Allgemeiner Einzelbefehl, 8 Signale (SPC8GGIO) werden über die HMI oder im PCM600 gesetzt.

Operation: Die Funktion kann auf *Ein/Aus* gesetzt werden.

Für jeden Befehlsausgang existieren zwei Einstelloptionen (insgesamt 8):

Latchedx: Legt das Befehlssignal für den Ausgang *x* als *Gespeichert* (dauerhaft) oder als *Gepulst fest*.

tPulsex: Wenn *Latchedx* auf *Gepulst* gesetzt ist, bestimmt *tPulsex* die Impulslänge (in Sekunden).

11.9 AUTOBITS - Automatisierungs-Bits

11.9.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräte Nummer
AutomationBits, Befehlsfunktion für DNP3	AUTOBITS	-	-

11.9.2 Anwendung

Der Funktionsblock AUTOBITS (oder der Automatisierungsbit-Funktionsblock) wird innerhalb des PCM600 dazu verwendet, die aus dem DNP3-Protokoll stammenden Befehle in die Konfiguration zu übertragen. Der Funktionsblock AUTOBITS verfügt über 32 einzelne Ausgänge, die jeweils als ein Binärausgangspunkt im DNP3 abgebildet werden können. Der Ausgang wird in DNP3 von einem "Objekt 12" betrieben. Dieses Objekt enthält Parameter für Steuercode, Zählung, ON-Zeit und OFF-Zeit. Um einen AUTOBITS-Ausgangspunkt zu verwenden, wird ein Steuercode zu Sperre-Ein, Sperre-Aus, Impuls-Ein, Impuls-Aus, Auslösen oder Schließen gesendet. Die übrigen Parameter werden an geeigneter Stelle verwendet. Beispiele: Impuls-Ein, Ein-Zeit=100, Aus-Zeit=300, Zähler=5 gibt 5 positive 100-ms-Impulse, im Abstand von 300 ms.

Das Handbuch zum Kommunikationsprotokoll enthält detaillierte Beschreibung zum DNP3-Protokoll.

11.9.3 Einstellrichtlinien

Der Funktionsblock AUTOBITS hat eine Einstellung (*Operation: Ein/Aus*), über die die Funktion aktiviert bzw. deaktiviert werden kann. Diese Namen erscheinen am PCM600 im Konfigurations-Tool für die DNP-Kommunikation.

Abschnitt 12 Signalvergleich

12.1 Vergleichsschutz mit binärer Signalübertragung - Logik für Distanz- bzw. Überstromschutz - ZCPSCH

12.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Signalvergleichsverfahren für Distanz- und Überstromschutz	ZCPSCH	-	85

12.1.2 Anwendung

Die Zonen der Distanzschutzfunktion kann von einer Logik, die mit Kommunikationskanälen arbeitet, unterstützt werden, um so eine schnelle Behebung eines Fehlers an dem Teil der Leitung zu erreichen, der nicht von der Schnellzeit-Zone 1 abgedeckt wird.

Für jede Richtung wird ein Kommunikationskanal verwendet, der ein Ein-/Aus-Signal übertragen kann. Leistung und Sicherheit dieser Funktion stehen in direkter Abhängigkeit zur Geschwindigkeit und Sicherheit des Übertragungskanals bezüglich fehlerhafter oder fehlender Signale. Aus diesem Grund werden für diesen Zweck spezielle Kanäle verwendet. Bei einer Kommunikation über TFH werden diese speziellen Kanäle besonders empfohlen, da durch den primären Fehler Kommunikationsstörungen auftreten können.

Die Kommunikationsgeschwindigkeit bzw. die minimale Zeitverzögerung ist immer von höchster Bedeutung, da durch den Einsatz der Kommunikation die Auslösegeschwindigkeit des Schemas verbessert werden soll.

Um fehlerhafte Signale zu vermeiden, die eine fehlerhafte Auslösung bewirken könnten, muss auf die Sicherheit des Kommunikationskanals geachtet werden. Gleichzeitig ist auf die Zuverlässigkeit des Kommunikationskanals zu achten, um so zu gewährleisten, dass die Signale während eines Netzausfalls zuverlässig übermittelt werden. Dies ist die Zeit, in der die Schutzschemen ihre Aufgaben fehlerfrei ausführen müssen.

Die Logik unterstützt die folgenden Kommunikationsschemen: Blockierschema, Deblockierschema und direkte Auslösung.

Ein freigebendes Schema ist von sich aus schneller und bietet mehr Sicherheit gegen falsche Auslösung als ein blockierendes Schema. Andererseits ist ein

freigebendes Schema abhängig von einem empfangenen CR-Signal, um schnell auszulösen, weswegen seine Zuverlässigkeit geringer ist als die eines blockierenden Schemas.

12.1.2.1

Blockierverfahren

In Blockierverfahren wird eine rückwärts gerichtete Zone eingesetzt, um ein Blockiersignal an die Gegenseite zu senden und damit eine Überreich-Zone zu blockieren.

Da das Blockierverfahren das Blockiersignal unter Bedingungen sendet, in denen die geschützte Leitung intakt ist, wird in der Regel die Leitung selbst als Kommunikationsmedium genutzt (SPS). Das Schema kann mit allen Leitungslängen genutzt werden.

Das Blockierverfahren ist äußerst zuverlässig, da es bei jedem Fehler in der geschützten Leitung funktioniert, wenn der Kommunikationskanal außer Betrieb ist. Im Gegensatz hierzu ist es weniger sicher als das Freigabeverfahren, da es bei externen Fehlern in Reichweite der Auslösefunktion auslöst, wenn der Kommunikationskanal außer Betrieb ist.

Unangemessene Geschwindigkeiten oder Unzuverlässigkeit kann bei externen Fehlern zu falschen Auslösungen führen. Eine unangemessene Sicherheit kann bei internen Fehlern zu verzögerten Auslösungen führen.

Um sicher zu stellen, dass das gesendete Signal ankommt, bevor die im Kommunikationsschema verwendete Zone auslöst, wird die Auslösung erst freigegeben, wenn die Verzögerungszeit t_{Coord} verstrichen ist. Die Einstellung t_{Coord} muss länger eingestellt werden als die maximale Übertragungszeit des Kanals. Eine Sicherheitstoleranz von mindestens 10 sollte hierbei berücksichtigt werden.

Für das Zeitglied $t_{SendMin}$ zur Verlängerung des Sendesignals wird die Einstellung "Null" vorgeschlagen.

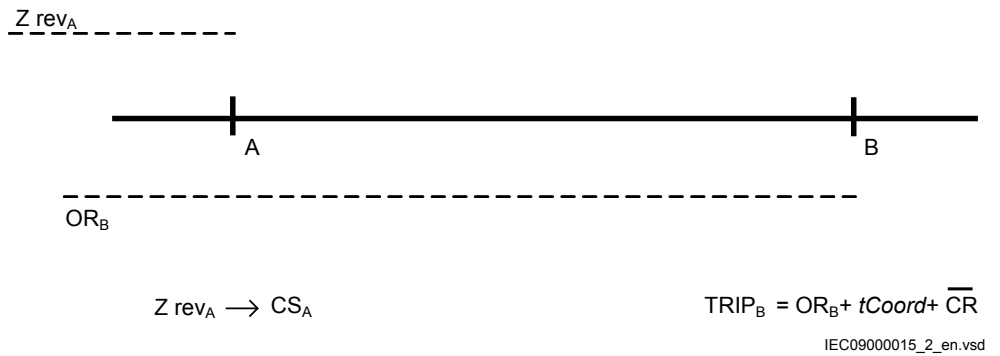


Abb. 160: Prinzip des Blockierverfahrens

- OR: Überreichweite
- CR: Kommunikationssignal empfangen
- CS: Kommunikationssignal gesendet
- $Z \text{ rev}_A$: Rückwärtszone

12.1.2.2

Freigabeverfahren

Bei dem Freigabeverfahren wird die Freigabe zur Auslösung der lokalen Seite und der Gegenseite gesendet, d. h. der Schutz an der lokalen Seite hat einen Fehler im geschützten Objekt ermittelt. Das empfangene Signal wird mit der Überreichweite kombiniert und liefert eine umgehende Auslösung, wenn das empfangene Signal dann eintritt, wenn in der gewählten Zone ein gerichteter Fehler erkannt wurde.

Jede Seite kann ein Freigabesignal (oder einen Befehl) senden, um die andere Seite auszulösen. Die Fernschutzgeräte müssen bei der Übertragung empfangsbereit sein.

Eine allgemeine Anforderung bei Freigabeverfahren ist, dass sie schnell und sicher sein müssen.

Je nachdem, ob das gesendete Signal von der Zone mit der Unter- oder Überreichweite gesendet wird, handelt es sich um das zulässige Mitnahme- oder Übergreifverfahren.

Mitnahmeverfahren mit Freigabesignal

Das zulässige Mitnahmeschaltung ist nicht für den Einsatz in kurzen Leitungen für die Messung des Distanzschutzes geeignet, um im Allgemeinen zwischen internen und externen Fehlern in diesen Anwendungen zu unterscheiden.

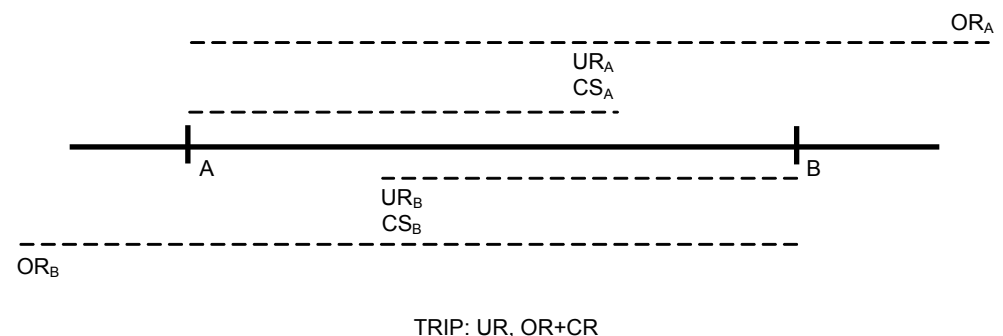
Die Zone mit der Unterreichweite an der lokalen Seite und Gegenseite müssen sich überschneiden, um eine Lücke zwischen den Schutzzonen zu vermeiden, in der Fehler nicht erkannt werden. Spricht die Zone mit der Unterreichweite auf Grunde der erforderlichen Empfindlichkeit nicht an, z. B. auf Grund der Fehlereinspeisung

von der Gegenseite, dann sollte eine Blockierung oder ein bedingtes Überreichschema erwägt werden.

Das empfangene Signal (CR) muss empfangen werden, wenn die Zone mit der Überreichweite bzw. Übergreifzone noch immer aktiv ist, um eine umgehende Auslösung zu erreichen. In einigen Fällen kann die Übergreifzone auf Grund der Fehlerstromverteilung erst auslösen, nachdem der Fehler an der Stelle, die dem Fehler am nächsten ist, behoben wurde. Es besteht aber die Gefahr, dass im Fall der Auslösung durch eine unabhängige Auslösezone, die Zone, die das Signal (CS) sendet vor dem Auslösen durch die Übergreifzone an der Gegenseite zurückgesetzt wird. Um eine ausreichende Dauer für das empfangene Signal (CR) zu gewährleisten, kann das gesendete Signal (CS) über ein Rückfall-Zeitglied $tSendMin$ verlängert werden. Die empfohlene Einstellung von $tSendMin$ ist 100 ms.

Da das empfangene Kommunikationssignal mit dem Ausgang einer Übergreifzone kombiniert wird, gibt es weniger Bedenken bezüglich der fehlerhaften Auslösung durch ein falsches Signal. Daher ist das Zeitglied $tCoord$ auf "Null" zu setzen.

Fehler im Kommunikationskanal beeinträchtigen die Selektivität nicht. Jedoch werden die Auslösungen an bestimmten Fehlerstellen am Ende der Leitungsstrecke verzögert.



IEC09000013-1-en.vsd

Abb. 161: Prinzip des zulässigen Unterreichschemas

- UR: Unterreichweite
- OR: Überreichweite
- CR: Kommunikationssignal empfangen
- CS: Kommunikationssignal gesendet

Freigabeverfahren mit Übergreifzone

In zulässigen Freigabeverfahren wird das Sendesignal von der Übergreifzone gebildet. An der Gegenstelle verursacht das empfangene Signal gemeinsam mit der Aktivierung der Übergreifzone eine umgehende Auslösung des geschützten Objekts. Die im Freigabeverfahren verwendete Übergreifzone muss gleichzeitig

aktiviert werden, wenn das Signal anliegt. Das Schema kann mit allen Leitungslängen genutzt werden.

In zulässigen Freigabeverfahren spielt der Kommunikationskanal eine bedeutende Rolle für eine schnelle Auslösung an beiden Enden. Ein Fehler im Kommunikationskanal könnte bei Fehlern auf der geschützten Leitungsstrecke die Selektivität beeinträchtigen und die Auslösung mindestens an einem Ende verzögern.

Der Signalvergleichsschutz in zulässigen Freigabeverfahren muss abgesehen von den allgemeinen Anforderungen für eine schnelle und sichere Auslösung auch die Zuverlässigkeit berücksichtigen. Eine unangemessene Sicherheit kann bei externen Fehlern zu verzögerten Auslösungen führen. Eine unangemessene Geschwindigkeit kann bei internen Fehlern zu Verzögerungen in der Auslösung oder sogar zu unerwünschten Auslösungen führen.

Beim zulässigen Freigabeverfahren kann das Sendesignal (CS) parallel aus einer Übergreifzone und einer unabhängigen Zone mit Unterreichweite gesendet werden. Das CS-Signal von der Übergreifzone darf nicht verlängert werden, wohingegen das CS-Signal aus Zone 1 verlängert werden kann.

Eine Verzögerung der Auslösung ist beim Empfangen des Signals nicht erforderlich. Das Zeitglied t_{Coord} kann also auf "Null" gesetzt werden.

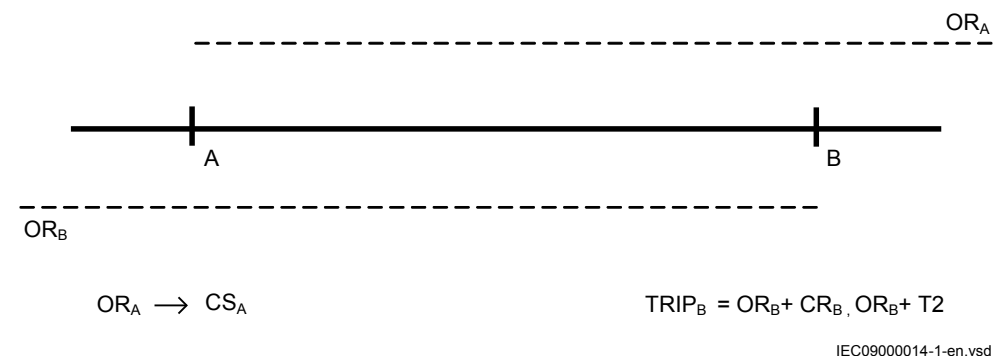


Abb. 162: Prinzip des zulässigen Überreichschemas

- OR: Überreichweite
- CR: Kommunikationssignal empfangen
- CS: Kommunikationssignal gesendet
- T2: Zeitglied Schritt 2

Deblockierverfahren

Metallische Kommunikationsleitungen werden durch Störeinstreuungen infolge von Fehlerzuständen beeinträchtigt und sind daher für konventionelle Selektivschutzschemata, bei denen eine korrekte Signalübertragung beim Auftreten eines Fehlerzustands in der geschützten Leitung äußerst wichtig ist,

möglicherweise nicht geeignet. Bei der Kommunikation über TFH z.B. kann der Fehler – insbesondere wenn er nahe am Leitungsende auftritt – das Kommunikationssignal dämpfen, so dass der Kommunikationskanal ausfällt.

Um die geringere Zuverlässigkeit von Selektivschutzschemata zu umgehen, kann eine Freigabefunktion angewendet werden. Diese Funktion bei älteren, weniger zuverlässigen TFH-Übertragungssystemen einsetzen, bei denen das Signal durch den Primärfehler gesendet wird. Die Deblockier-Funktion verwendet ein Überwachungssignal CRG, das immer vorhanden sein muss, auch wenn kein CR-Signal empfangen wird. Das Fehlen des CRG-Signals während der Sicherheitszeit wird als CR-Signal verwendet. Dies erlaubt ein Freigabeschema zu starten, selbst wenn der Leitungsfehler die Signalübertragung blockiert. Stellen Sie *tSecurity* auf 35 ms ein.

12.1.2.3

Direkte Mitnahmeverfahren

Bei manchen Anwendungen ist es erforderlich, Leistungsschalter an der Gegenseite über den lokalen Schutz umgehend auszulösen. Dies ist z. B. der Fall, wenn Transformatoren oder Drosselspulen ohne Leistungsschalter am System angeschlossen sind oder wenn eine Fernauslösung als Leistungsschalterschutz erforderlich ist.

In Auslösemitnahmeschemata wird das Sendesignal durch die Zone mit der Unterreichweite oder von einem externen Schutz angestoßen (Transformator- oder Drosselspulenschutz). An der Gegenseite stoßen die empfangenen Signale ohne weitere Schutzkriterien eine Auslösung an. Um das Risiko unerwünschter Auslösungen auf Grund fehlerhafter Signalübermittlungen zu vermeiden, sollte das Zeitglied *tCoord* je nach Art des Kommunikationskanals auf 10-30 ms eingestellt werden.

12.1.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für die Vergleichsverfahrenfunktion werden in der LHMI oder am PCM600 festgelegt.

Mit dem Konfigurations-Tool ACT konfigurieren Sie die Zonen für das Sendesignal CS und für das Auslösen des Signalvergleichs.

Die empfohlenen Einstellungen für das Zeitglied *tCoord* basieren auf der maximal empfohlenen Übertragungszeit für analoge Kanäle gemäß IEC 60834-1. Die vorgeschlagenen Einstellungen sollten mit der tatsächlichen Leistung der Fernschutzvorrichtungen abgestimmt werden, um so die optimalen Einstellungen zu ermitteln.

12.1.3.1**Blockierverfahren**

Setzen von <i>Operation</i>	= <i>Ein</i>
Setzen von <i>Scheme-Type</i>	= <i>Blockierfunktion</i>
Setzen von <i>tCoord</i>	25 ms (10 ms + maximale Übertragungszeit)
Setzen von <i>tSendMin</i>	= 0 s
Setzen von <i>Unblock</i>	= <i>Aus</i> (Wählen Sie <i>NoRestart</i> , wenn das Deblockierschema ohne Alarm bei Signalverlust verwendet wird. Wählen Sie <i>Neuanlauf</i> , wenn das Deblockierschema mit Alarm bei Signalverlust verwendet wird.)
Setzen von <i>tSecurity</i>	= 0,035 s

12.1.3.2**Mitnahmeverfahren mit Freigabesignal**

Setzen von <i>Operation</i>	= <i>Ein</i>
Setzen von <i>Scheme-Type</i>	= <i>Bedingt Unterr.</i>
Setzen von <i>tCoord</i>	= 0 ms
Setzen von <i>tSendMin</i>	= 0,1 s
Setzen von <i>Unblock</i>	= <i>Aus</i>
Setzen von <i>tSecurity</i>	= 0,035 s

12.1.3.3**Freigabeverfahren mit Übergreifzone**

Setzen von <i>Operation</i>	= <i>Ein</i>
Einstellung <i>Signalver-bindungsart</i>	= <i>Bedingt überreichend</i>
Setzen von <i>tCoord</i>	= 0 ms
Setzen von <i>tSendMin</i>	= 0,1 s (0 s bei Parallelleitungsanwendungen)
Setzen von <i>Unblock</i>	= <i>Aus</i>
Setzen von <i>tSecurity</i>	= 0,035 s

12.1.3.4**Deblockierverfahren**

Setzen von <i>Unblock</i>	= <i>Wiedereinschaltung</i> (Verlust des Überwachungssignals verursacht sowohl eine Auslösung als auch einen Alarm <i>NoRestart</i> nur wählen, wenn Auslösung erforderlich)
Setzen von <i>tSecurity</i>	= 0,035 s

12.1.3.5 Direkte Mitnahmeverfahren

Setzen von <i>Operation</i>	= <i>Ein</i>
Setzen von <i>Scheme-Type</i>	= <i>Auslösemitnahme</i>
Setzen von <i>tCoord</i>	50 ms (10 ms + maximale Übertragungszeit)
Setzen von <i>tSendMin</i>	= 0,1 s (0 s bei Parallelleitungsanwendungen)
Setzen von <i>Unblock</i>	= <i>Aus</i>
Setzen von <i>tSecurity</i>	= 0,015 s

12.2 Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz - ZCRWPSCH

12.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik (WEI-Logik) für Distanzschutz	ZCRWPSCH	-	85

12.2.2 Anwendung

12.2.2.1 Stromrichtungsumkehr-Logik

Wenn Parallelleitungen an beiden Enden an gemeinsame Sammelschienen angeschlossen sind, können Signalvergleichsverfahren mit Freigabeverfahren in Überreichweite aufgrund einer Stromumkehrung unselektiv auslösen. Die ungewollte Auslösung könnte zur Abschaltung der intakten Leitung führen, wenn ein Fehler auf der anderen Leitung zu beheben ist. Dieser Sicherheitsmangel hat einen Totalverlust der Verbindungen zwischen den beiden Schienen zur Folge.

Um diese Art von Störung zu verhindern, kann eine Fehlerstromumkehrlogik (kurzzeitige Blockierungslogik) verwendet werden.

Die möglicherweise auftretenden ungewollten Auslösungen lassen sich anhand der Abbildungen [163](#) und [164](#) erläutern. Zunächst erkennt der Schutz A:2 auf Seite A einen vorwärts gerichteten Fehler und sendet ein Kommunikationssignal an den Schutz B:2 auf der Gegenseite, der einen rückwärts gerichteten Fehler misst.

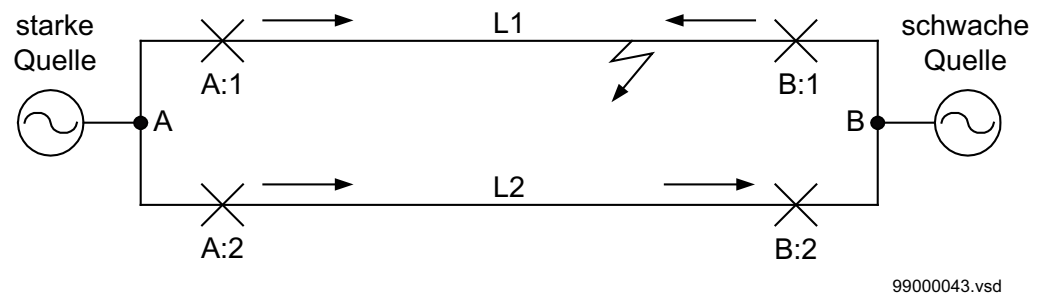


Abb. 163: Stromverteilung bei einem Fehler in der Nähe der Seite B, wenn alle Leistungsschalter geschlossen sind

Wenn der Leistungsschalter B:1 öffnet, um den Fehler zu beheben, wird der Fehlerstrom durch die Sammelschiene B:2 invertiert. Wenn mit dem Umschalten des Distanzschutzes im Fernschutzschema auf Vorwärtsrichtung nicht gleichzeitig das Kommunikationssignal zurückgesetzt wurde, kommt es zu einer ungewollten Auslösung des Leistungsschalters B:2 auf Seite B.

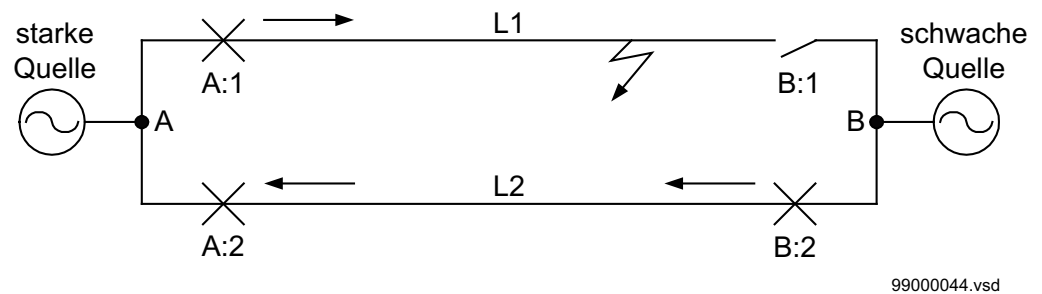


Abb. 164: Stromverteilung bei einem Fehler in der Nähe der Seite B, wenn der Leistungsschalter B:1 offen ist

In diesem Fall wird das Sendesignal CS von B:2 zurückgehalten, bis die Umkehrzone IRVL zurückgesetzt wurde und die Zeit $t_{DelayRev}$ abgelaufen ist. Zu diesem Zweck sind die Umkehrzone des Distanzschutzes mit dem Eingang IRV und der Ausgang IRVL mit dem Eingang BLKCS des Signalvergleichsschutz-Funktionsblocks ZCPSCH zu verbinden.

Die Funktion kann durch Aktivierung des Eingangs IRVBLK oder des generellen Eingangs BLOCK gesperrt werden.

12.2.2.2

Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic)

Signalvergleichsverfahren mit Freigabesignal sind grundsätzlich nur dann in der Lage auszulösen, wenn der Schutz des IED an der Gegenseite einen Fehler erkennt. Die Erkennung erfordert einen ausreichenden minimalen Fehlerstrom, normalerweise $> 20\%$ von I_r . Der Fehlerstrom kann aufgrund eines offenen Schalters oder eines Kurzschlusses der Quelle zu niedrig sein. Um diesen Bedingungen zu beherrschen, wird eine Schwacheinspeise-Echologik benutzt. Der Fehlerstrom kann ebenfalls anfänglich zu niedrig sein aufgrund der Fehlerstromverteilung. In diesem Fall steigt der Fehlerstrom, wenn der Schalter im

starken Ende geöffnet wird, und eine sequentielle Auslösung wird erreicht. Dies erforderte eine Erkennung des Fehlers durch eine unabhängige Auslösezone 1. Um eine sequentielle Auslösung wie beschrieben zu vermeiden, und wenn die Zone 1 nicht verfügbar ist, wird die Schwacheinspeise-Auslöselogik verwendet.

Die Schwacheinspeiselogik-Funktion (WEI) sendet das empfangene Signal zurück, wenn durch verschiedene Fehlererkennungselemente kein Fehler am schwachen Ende erkannt wurde (Distanzschutz nach vorne und rückwärts).

Die Schwacheinspeiselogik-Funktion kann erweitert werden, um auch den Schalter in der schwachen Seite auszulösen. Die Auslösung wird erreicht, wenn eine oder mehrere Leiter-Erde-Spannungen während einer Echofunktion niedrig sind.

Zusammen mit dem blockierenden Fernschutzverfahren gibt es einige Einschränkungen:

- Nur der auslösende Teil der Funktion kann zusammen mit dem Blockierverfahren verwendet werden. Es ist nicht möglich, die Echofunktion zu verwenden, um das Echosignal an das IED der entfernten Leitung zu senden. Das Echosignal würde die Ausführung des Distanzschutzes in der entfernten Leitung blockieren und so die korrekte Ausführung eines kompletten Schutzverfahrens.
- Ein separater direkter Auslösenmitnahme-Kanal muss von der entfernten Leitung aus zur Verfügung stehen, wenn hier eine Auslösung oder eine beschleunigte Auslösung auftritt. Das Auslösemitnahme-Empfangssignal wird mit dem Eingang CRL verbunden.

Die Verwendung der Funktion WEI an beiden Einspeisungen ist zu vermeiden. Sie soll demnach nur am schwachen Ende aktiviert werden.

12.2.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für Richtungsvergleich- und Schwacheinspeisungslogik für Erdfehlerüberstromschutz werden in der HMI oder am PCM600 festgelegt.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

12.2.3.1

Stromrichtungsumkehr-Logik

Stellen Sie *CurrRev* auf *Ein*, um die Funktion zu aktivieren.

Stellen Sie den Timer *tDelayRev* auf die maximale Rückfallzeit für die Kommunikationsvorrichtung, die das Trägerempfangssignal (CRL) sendet, plus 30 ms. Als Mindesteinstellung werden 40 ms empfohlen, typischerweise sind es 60 ms.

Eine lange *tDelayRev*-Einstellung erhöht die Sicherheit gegen eine ungewollte Auslösung, aber verzögert die Fehlerbehebung in dem Fall, dass sich ein Fehler von einer Leitung auf eine andere überträgt. Die Wahrscheinlichkeit solcher Fehler ist gering. Setzen Sie daher *tDelayRev* mit einer geeigneten Toleranz.

Stellen Sie die Ansprechverzögerung *tPickUpRev* auf <80% der Auslösezeit des Leistungsschalters, jedoch mindestens auf 20 ms.

12.2.3.2 Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic)

WEI auf *Echo* einstellen, um die Schwacheinspeisfunktion nur mit der Echo-Funktion einzustellen.

WEI auf *Echo&Trip* einstellen, um ein Echo mit Auslösung zu erhalten.

tPickUpWEI auf 10 ms einstellen; eine kurze Verzögerung wird empfohlen, um zu vermeiden, dass empfangene Träger-Scheinsignale WEI aktivieren und unerwünschte Kommunikation verursachen.

Das Spannungskriterium *UPP<* und *UPN<* für die Schwacheinspeiseauslösung auf 70% der System-Grundspannung *UBase* einstellen. Der eingestellte Wert muss unter der Mindestauslösespannung des Systems liegen, jedoch über der Spannung, die bei einem Fehler auf der geschützten Leitung auftritt. Die Leiter-Leiter-Elemente müssen überprüft werden um eine Auslösung für Leiter-Erde-Fehler zu vermeiden.

12.3 Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz ZCWSPSCH

12.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik (WEI-Logik) für Distanzschutz	ZCWSPSCH	-	85

12.3.2 Anwendung

12.3.2.1 Stromrichtungsumkehr-Logik

Wenn Parallelleitungen an beiden Enden an gemeinsame Sammelschienen angeschlossen sind, können Signalvergleichsverfahren mit Freigabeverfahren in Überreichweite aufgrund einer Stromumkehrung unselektiv auslösen. Die ungewollte Auslösung könnte zur Abschaltung der intakten Leitung führen, wenn

ein Fehler auf der anderen Leitung zu beheben ist. Dieser Sicherheitsmangel hat einen Totalverlust der Verbindungen zwischen den beiden Schienen zur Folge.

Um diese Art von Störungen zu verhindern, kann eine Fehlerstromumkehrlogik (kurzzeitige Blockierungslogik) verwendet werden.

Die möglicherweise auftretenden ungewollten Auslösungen lassen sich anhand der Abbildungen 165 und 166 erläutern. Zunächst erkennt der Schutz A:2 auf Seite A einen vorwärts gerichteten Fehler und sendet ein Kommunikationssignal an den Schutz B:2 auf der Gegenseite, der einen rückwärts gerichteten Fehler misst.

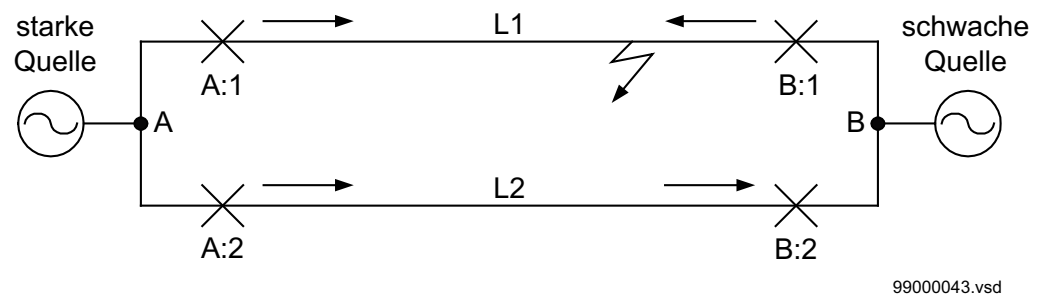


Abb. 165: Stromverteilung bei einem Fehler in der Nähe der Seite B, wenn alle Leistungsschalter geschlossen sind

Öffnet sich der Leistungsschalter B: 1 zum Löschen des Fehlers, dann kehrt sich der Fehlerstrom durch Feld B: 2 um. Wenn mit dem Umschalten des Distanzschutzes im Fernschutzschema auf Vorwärtsrichtung nicht gleichzeitig das Kommunikationssignal zurückgesetzt wurde, kommt es zu einer ungewollten Auslösung des Leistungsschalters B:2 auf Seite B.

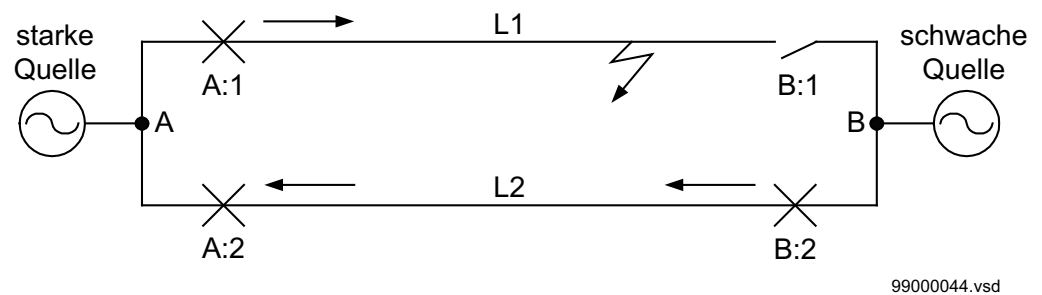


Abb. 166: Stromverteilung bei einem Fehler in der Nähe der Seite B, wenn alle Leistungsschalter B: 1 geöffnet ist

Um dies zu bewerkstelligen, wird das gesendete Signal CS von B: 2 zurückgehalten, bis das Rückwärtszonen IRVL zurück gesetzt wurde und die Zeit $t_{DelayRev}$ verstrichen ist. Zu diesem Zweck sind die Umkehrzone des Distanzschutzes mit dem Eingang IRV und der Ausgang IRVL mit dem Eingang BLKCS des Signalvergleichsschutz-Funktionsblocks ZCPSCH zu verbinden. Die Funktion kann durch die Aktivierung des Eingangs IRVBLK oder des allgemeinen Eingangs BLOCK blockiert werden.

12.3.2.2**Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic)**

Signalvergleichsverfahren mit Freigabesignal sind grundsätzlich nur dann in der Lage auszulösen, wenn der Schutz des IED an der Gegenseite einen Fehler erkennt. Die Erkennung erfordert einen ausreichenden minimalen Fehlerstrom, normalerweise $> 20\%$ von I_r . Der Fehlerstrom kann aufgrund eines offenen Schalters oder eines Kurzschlusses der Quelle zu niedrig sein. Um diese Bedingungen zu beherrschen, wird eine Schwacheinspeise-Echologik benutzt. Der Fehlerstrom kann ebenfalls anfänglich zu niedrig sein aufgrund der Fehlerstromverteilung. In diesem Fall steigt der Fehlerstrom, wenn der Schalter im starken Ende geöffnet wird, und eine sequentielle Auslösung wird erreicht. Dies erforderte eine Erkennung des Fehlers durch eine unabhängige Auslösezone 1.

Um eine sequentielle Auslösung wie beschrieben zu vermeiden, und wenn die Zone 1 nicht verfügbar ist, wird die Schwacheinspeise-Auslöselogik verwendet. Die Schwacheinspeiselogik-Funktion (WEI) sendet das empfangene Signal zurück, wenn durch verschiedene Fehlererkennungselemente kein Fehler am schwachen Ende erkannt wurde (Distanzschutz nach vorne und rückwärts).

Die Schwacheinspeiselogik-Funktion kann erweitert werden, um auch den Schalter in der schwachen Seite auszulösen. Die Auslösung wird erreicht, wenn eine oder mehrere Leiterspannungen während einer Echofunktion niedrig sind.

Zusammen mit dem blockierenden Fernschutzverfahren gibt es einige Einschränkungen:

- Nur der auslösende Teil der Funktion kann zusammen mit dem Blockierverfahren verwendet werden. Es ist nicht möglich, die Echofunktion zu verwenden, um das Echosignal an das IED der entfernten Leitung zu senden. Das Echosignal würde die Ausführung des Distanzschutzes in der entfernten Leitung blockieren und so die korrekte Ausführung eines kompletten Schutzverfahrens.
- Ein separater direkter Auslösenmitnahme-Kanal muss von der entfernten Leitung aus zur Verfügung stehen, wenn hier eine Auslösung oder eine beschleunigte Auslösung auftritt. Das Auslösemitnahme-Empfangssignal wird mit dem Eingang CRL verbunden.

Die Verwendung der Funktion WEI an beiden Einspeisungen ist zu vermeiden. Diese sollte nur am schwachen Ende verwendet werden.

12.3.3**Einstellrichtlinien**

Die Parameter für die Stromumkehrlogik und die Funktion der Schwacheinspeiselogik (WEI) werden über die HMI oder den Protection und Control Manager (PCM600) eingestellt. Die allgemeinen Basiswerte des IED für Primärstrom (Einstellparameter I_{Base}), Primärspannung (Einstellparameter U_{Base}) und Primärleistung (Einstellparameter S_{Base}) werden in der Funktion für global definierte Werte (GBASVAL) festgelegt. Der Einstellparameter GlobalBaseSel

wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

12.3.3.1

Stromumkehr-Logik

CurrRev: Setzt *CurrRev* auf *On*, um die Stromumkehr-Logik zu aktivieren.

tDelayRev: Setzt den Timer *tDelayRev* auf die maximale Rückfallzeit für die Kommunikationseinrichtung, die das CRL-Signal ausgibt, plus 30 ms. Als Mindesteinstellung werden 40 ms empfohlen, typischerweise sind es 60 ms.

Eine lange *tDelayRev*-Einstellung erhöht die Sicherheit gegen eine ungewollte Auslösung, aber verzögert die Fehlerbehebung in dem Fall, dass sich ein Fehler von einer Leitung auf eine andere überträgt. Die Wahrscheinlichkeit solcher Fehler ist gering. Setzen Sie daher *tDelayRev* mit einer geeigneten Toleranz.

tPickUpRev: Setzt die Ansprechverzögerung *tPickUpRev* auf $< 80\%$ der Leistungsschalter-Ansprechzeit, aber mit einem Minimum von 20 ms.

12.3.3.2

Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic)

WEI: *WEI* auf *Echo* einstellen, um die Schwacheinspeisfunktion nur mit der Echo-Funktion einzustellen. Zur Aktivierung von Echo mit Auslösung, *WEI* auf *Echo & Trip* einstellen.

tPickUpWEI: *tPickUpWEI* = 10 ms einstellen; eine kurze Verzögerung wird empfohlen, um zu vermeiden, dass empfangene Träger-Scheinsignale *WEI* aktivieren und unerwünschte Kommunikation verursachen.

UPP< und *UPN<*: Das Spannungskriterium *UPP<* und *UPN<* für die Schwacheinspeiseauslösung auf 70% der System-Grundspannung *UBase* einstellen. Der eingestellte Wert muss unter der Mindestauslösespannung des Systems liegen, jedoch über der Spannung, die bei einem Fehler auf der geschützten Leitung auftritt. Die Leiter-Leiter-Elemente müssen überprüft werden um eine Auslösung für Leiter-Erde-Fehler zu vermeiden.

12.4

ZCLCPLAL - Beschleunigungslogik

12.4.1

Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Lokale Beschleunigungslogik	ZCLCPLAL	-	-

12.4.2

Anwendung

Die lokale Beschleunigungslogik (ZCLCPLAL) wird in Anwendungen verwendet, wo herkömmliche Signalvergleichsschutzverfahren nicht verfügbar sind (kein Kommunikationskanal), jedoch der Benutzer eine schnelle Behebung von Fehlern auf der gesamten Leitungsstrecke benötigt.

Diese Logik ermöglicht eine schnelle Fehlerbeseitigung unter bestimmten Voraussetzungen, kann aber selbstverständlich ein Signalvergleichsschutzverfahren nicht vollständig ersetzen.

Die Logik kann entweder durch WE (Zonenerweiterung) oder durch Laststromwegfall (Lastwegfall-Beschleunigung) gesteuert werden.

Mit der Lastwegfall-Beschleunigung können ausgewählte Übergreifzonen unverzögert nach Prüfung der verschiedenen Stromkriterien Funktionen auslösen. Bei dreipoligen Fehlern können diese nicht auslösen.

12.4.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für die lokale Auswertelogik werden in der HMI oder am PCM600 festgelegt.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Stellen Sie *ZoneExtension* auf *On* ein, wenn die erste Auslösung von der ausgewählten Übergreifzone unverzögert und die endgültige Auslösung nach der automatischen Wiedereinschaltung eine normale zeitverzögerte Auslösung sein sollen.

Stellen Sie *LossOfLoad* auf *Ein* ein, wenn die Beschleunigung über den Lastwegfall in gesunden Phasen gesteuert werden soll.

Für *LoadCurr* muss ein Wert gewählt werden, der unter dem Stromwert liegt, der durch die gesunde Phase fließen wird, wenn eine oder zwei der anderen Phasen fehlerhaft ist/sind und der Leistungsschalter am entfernten Ende geöffnet wurde (drei Phasen). Berechnen Sie die Einstellung gemäß der Formel [193](#).

$$LoadCurr = \frac{0,5 \cdot I_{Load\ min}}{I_{Base}}$$

(Gleichung 193)

wobei

I_{Loadmin} der minimale Laststrom in der Leitung bei normalen Betriebsbedingungen ist.

Mit dem Timer *tLoadOn* wird die Sicherheit der Lastwegfallfunktion erhöht, um z. B. beim Erregen des Leitungstransformators eine unerwünschte Freigabe auf Grund des Einschaltstroms zu vermeiden. Die Lastwegfallfunktion wird freigegeben, sobald die Zeit des Timers *tLoadOn* zum gleichen Zeitpunkt abgelaufen ist, zu dem der Laststrom in allen drei Phasen über dem Wert der Einstellung *LoadCurr* liegt. Bei Anwendungen mit normaler Beschleunigung muss die Freigabe nicht verzögert werden, so dass Sie *tLoadOn* auf Null einstellen können.

Mit dem Abfallzeit-Timer *tLoadOff* wird das Fenster für die Stromfreigabebedingungen für den Lastwegfall bestimmt. Der Timer ist standardmäßig auf 300 ms eingestellt, was ausreichen sollte, um die Stromfreigabe zu gewährleisten.

Die Einstellung der Mindeststromerkennung *MinCurr* muss über dem Wert des unsymmetrischen Stroms liegen, der durch die nicht fehlerhafte Leitung fließen könnte, wenn der Leistungsschalter am entfernten Ende geöffnet wurde (drei Phasen). Dieser Parameter muss aber auch so eingestellt sein, dass er unter dem Wert des minimalen Laststroms liegt, der im Normalbetrieb durch die Leitung fließen kann. Standardmäßig ist *MinCurr* auf 5% des Wertes von *IBase* eingestellt.

Der Ansprech-Timer *tLowCurr* bestimmt das Fenster, das für das Ansprechen des minimalen Stromwertes benötigt wird, um die Funktion freizugeben. Der Timer ist standardmäßig auf 200 ms eingestellt, was ausreichen sollte, um eine unerwünschte Freigabe der Funktion zu verhindern (unerwünschte Auslösung verhindern).

12.5 Signalvergleich zur Gegenstation – Logik für Erdfehlerschutz ECPSCH

12.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Logik für Erdfehlerschutz	ECPSCH	-	85

12.5.2 Anwendung

Um eine schnelle Fehlerbeseitigung von Erdfehlern an dem Teil der Leitung zu erreichen, der nicht von der unverzögerten Stufe des Erdfehlerschutzes abgedeckt ist, kann der Erdfehlerschutz mit einer Logik zum Signalvergleichsschutz unterstützt werden, bei der Kommunikationskanäle verwendet werden.

Für jede Richtung wird ein Kommunikationskanal verwendet, der ggf. ein Ein-/Aus-Signal übertragen kann. Leistung und Sicherheit dieser Funktion stehen in direkter Abhängigkeit zur Geschwindigkeit und Sicherheit des Übertragungskanals bezüglich fehlerhafter oder fehlender Signale.

Im Richtungsschema müssen Informationen der Erdfehlerstromrichtung an das andere Leitungsende übertragen werden.

Mit dem Richtungsvergleich in Freigabeverfahren kann eine kurze Auslösezeit des Schutzes, einschließlich einer Kanalübertragungszeit, erreicht werden. Diese kurze Auslösezeit ermöglicht eine schnelle automatische Wiedereinschaltfunktion nach der Fehlerbeseitigung.

Das Vergleichsschutzverfahren unterstützt Blockierschemen als auch Freigabeschemen für Unter-/Überreichweite. Die Logik kann auch durch eine ergänzende Schwacheinspeisungs- und Richtungsvergleichslogik unterstützt werden, einschließlich der Richtungsvergleich- und Schwacheinspeisungslogik für Erdfehlerschutz (ECRWPSCH).

Hilfsadern werden durch Störeinstreuungen infolge von Fehlerzuständen beeinträchtigt und sind daher für konventionellen Signalvergleichsschutz, bei dem eine korrekte Signalübertragung beim Auftreten eines Fehlerzustands in der geschützten Leitung äußerst wichtig ist, möglicherweise nicht geeignet. Bei der Kommunikation über TFH z.B. kann der Fehler – insbesondere wenn er nahe am Leitungsende auftritt – das Kommunikationssignal dämpfen, so dass der Kommunikationskanal ausfällt.

Um die geringere Zuverlässigkeit von Vergleichsschutzverfahren zu umgehen, kann eine Freigabefunktion angewendet werden. Verwenden Sie diese Funktion bei einer älteren, weniger zuverlässigen TFH-Übertragung, wo das Signal über den Primärfehler zu senden ist. Die Freigabefunktion verwendet ein CRG-HF-Signal, was auch dann immer vorhanden sein muss, wenn kein CR-Signal empfangen wird. Bei Ausbleiben des CRG-Signals während der Sicherheitszeit wird ein CR-Signal aktiviert. Dies erlaubt ein Freigabeverfahren zu starten, selbst wenn der Leitungsfehler die Signalübertragung blockiert. Stellen Sie *tSecurity* auf 35 ms ein.

12.5.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für das Vergleichsschutzverfahren für Erdfehlerschutz werden in der LHMI oder am PCM600 festgelegt.

Für das Vergleichsschutzverfahren für Erdfehlerschutz können die folgenden Einstellungen vorgenommen werden:

Operation: Aus oder Ein

SchemeType: Dieser Parameter kann gesetzt werden auf *Aus*, *Auslösemitnahme*, *Bedingt unterr.*, *Bedingt überr.* oder *Blockierend*.

tCoord: Verzögerungszeit für die Auslösung der Funktion ECPSCH. Bei Freigabeschemen für Unter-/Überreichweite kann dieser Timer auf 0 gesetzt werden. Bei einem Blockierverfahren muss die Einstellung mindestens der maximalen Signalübertragungszeit + 10 ms entsprechen.

Unblock: Wählen Sie *Aus*, wenn das Deblockierverfahren ohne Alarm bei Signalverlust verwendet wird. Wählen Sie *Neuanlauf*, wenn das Deblockierverfahren mit Alarm bei Signalverlust verwendet wird.

12.6 Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik für Erdfehlerschutz ECRWPSCH

12.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Stromrichtungsumkehr und Schwacheinspeiselogik (WEI Logik) für Erdfehlerschutz	ECRWPSCH	-	85

12.6.2 Anwendung

12.6.2.1 Fehlerstromrichtungsumkehrlogik

In Abbildung 167 und Abbildung 168 wird eine typische Systembedingung dargestellt, die zu einer fehlerhaften Fehlerstromrichtungsumkehr führen kann.

Dies kann zu einer unselektiven Auslösung an Leitung L2 führen, wenn die Stromrichtungsumkehr-Logik nicht das Überreichtema im IED bei B:2 blockiert.

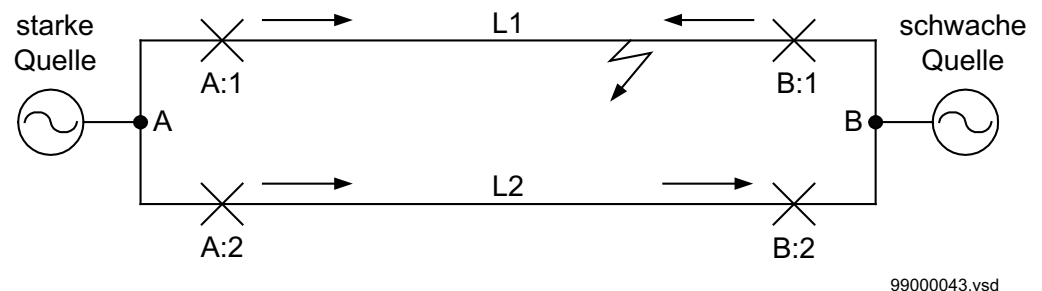


Abb. 167: Anfangsbedingung

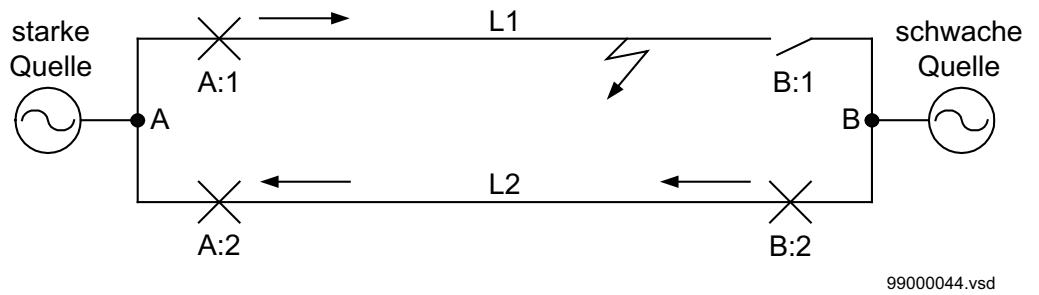


Abb. 168: Stromverteilung, nachdem der Schalter bei B:1 geöffnet wurde

Wenn der Schalter an der Parallelleitung auslöst, wird die Richtung des Fehlerstroms an der fehlerlosen Leitung umgekehrt. Das IED bei B:2 erkennt jetzt den Fehler in Vorwärtsrichtung. Zusammen mit dem restlichen Empfangssignal wird der Schalter in B:2 ausgelöst. Um sicherzustellen, dass dies nicht passiert, muss die Überreichfunktion durch IRVL solange blockiert werden, bis das Empfangssignal zurückgesetzt wird.

Das IED am entfernten Ende, wo das Vorwärtsrichtungselement ursprünglich aktiviert wurde, muss zurückgesetzt werden, bevor das Sendesignal von B:2 initiiert wird. Das verzögerte Zurücksetzen des Ausgangssignals IRVL stellt auch sicher, dass das Sendesignal von IED B:2 solange zurückgehalten wird, bis das Vorwärtsrichtungselement in IED A:2 zurückgesetzt wird.

12.6.2.2

Schwacheinspeiselogik (Weak End Infeed logic)

In Abbildung 169 ist ein typischer Systemzustand dargestellt, der zu einer fehlenden Auslösung führen kann. Dies führt dazu, dass das IED bei B keinen Fehler erkennen und den Leistungsschalter in B nicht auslösen kann. Um diese Situation zu bereinigen, steht eine auswählbare Schwacheinspeiselogik für das Übergreifverfahren zur Verfügung.

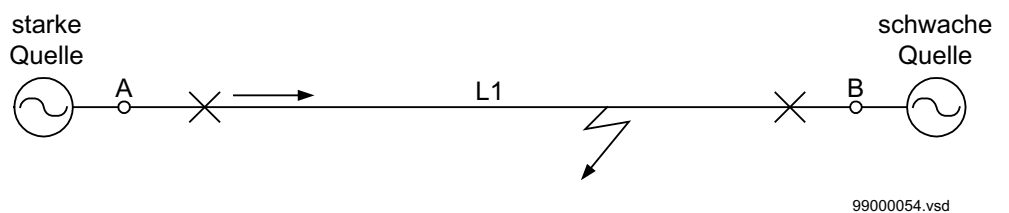


Abb. 169: Anfangsbedingung

12.6.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für Richtungsvergleich- und Schwacheinspeisungslogik für Erdfehlerschutz werden in der HMI oder am PCM600 festgelegt.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die

Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

12.6.3.1

Stromrichtungsumkehr

Um die Stromrichtungsumkehrfunktion ein- bzw. auszuschalten, wird der Parameter *CurrRev* auf *Ein* oder *Aus* gesetzt. Zeitverzögerungen sind für die Timer *tPickUpRev* und *tDelayRev* festzulegen.

Die Zeit für *tPickUpRev* muss kürzer sein (<80%) als die Schalter-Auslösezeit, jedoch mindestens 20 ms betragen.

tDelayRev muss mindestens auf die Summe aus Schutz-Rückfallzeit und Kommunikations-Rückfallzeit eingestellt werden. *tDelayRev* sollte mindestens auf 40 ms eingestellt werden.

Die Rückfallzeit des gerichteten Erdfehlerschutzes (EF4PTOC) beträgt typischerweise 25 ms. Wenn am entfernten Leitungsende eine andere Art von Nullstromschutz verwendet wird, ist dessen Rückfallzeit zu verwenden.

Bei den meisten Kommunikationsmedien liegt die Signalübertragungszeit zwischen 3 und 10 ms/km. Bei Kommunikationsnetzen sind kleinere Zeitverzögerungen durch Multiplexer und Repeater hinzuzurechnen. Diese Verzögerungen liegen pro Prozess unter 1 ms. Häufig wird angegeben, dass die gesamte Übertragungszeit unter 5 ms liegt.

Wenn ein Signal ankommt oder endet, ist eine Entscheidungszeit hinzuzurechnen. Diese Entscheidungszeit ist in hohem Maße von der Schnittstelle zwischen den verwendeten Kommunikations- und Schutzvorrichtungen abhängig. In vielen Fällen wird eine externe Schnittstelle verwendet (Fernschutzvorrichtung). Diese Vorrichtung trifft eine Entscheidung und sendet an die Schutzvorrichtung ein binäres Signal. Bei analogen Fernschutzvorrichtungen liegt die Entscheidungszeit typischerweise zwischen 10 und 30 ms. Bei digitalen Fernschutzvorrichtungen liegt diese Zeit zwischen 2 und 10 ms.

Wenn die Fernschutzvorrichtung in das Schutz-IED integriert ist, kann sich die Entscheidungszeit etwas verringern.

Nachfolgend ist der prinzipielle zeitliche Verlauf der Signalübertragung für die Stromrichtungsumkehr dargestellt.

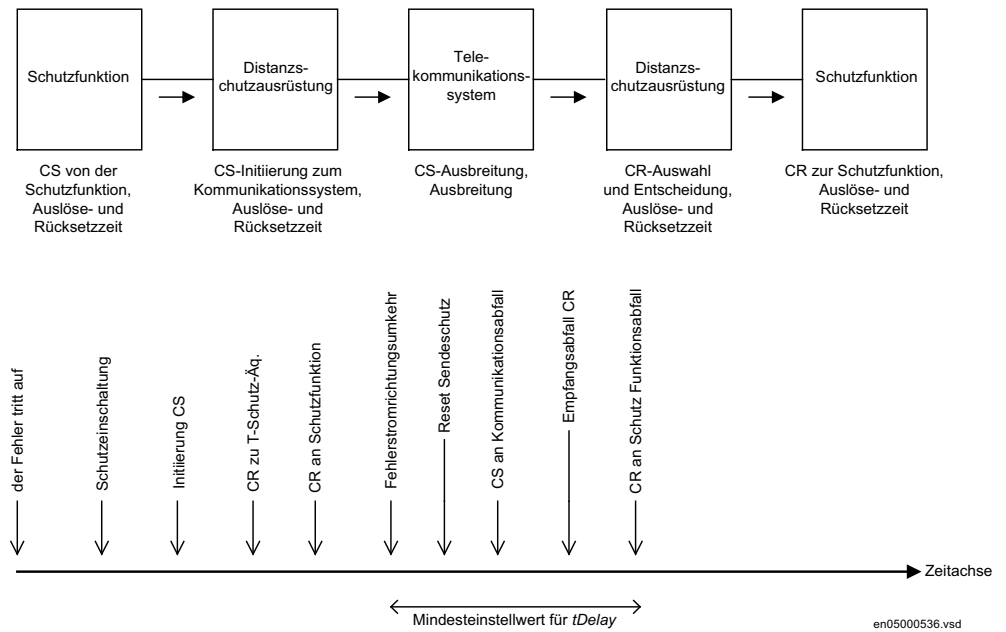


Abb. 170: Zeitlicher Verlauf der Signalübertragung bei Stromrichtungsumkehr

12.6.3.2

Schwacheinspeisung (Weak-End Infeed)

Die Schwacheinspeisung kann über den Parameter *WEI* auf *Aus*, *Echo* oder *Echo & Trip* eingestellt werden. Auslösende Nullspannung, wenn der Parameter *WEI* auf *Echo & Trip* und $3U_0 >$ eingestellt wird.

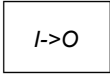
Die Nullspannung für einen Fehler an der Gegenseite und ein geeigneter Fehlerwiderstand werden berechnet.

Um eine unerwünschte Auslösung seitens der Schwacheinspeise-Logik zu vermeiden (wenn Störsignale auftreten sollten), ist der Auslösewert des schadhafte Deltaspannungs-Detektors ($3U_0$) höher eingestellt werden als die maximale fehlerhafte Nullspannung der Netzfrequenz einzustellen, die während des Normalbetriebs auftreten kann. Die empfohlene Mindesteinstellung ist doppelt so groß wie die fehlerhafte Nullspannung im Normalbetrieb.

Abschnitt 13 Logik

13.1 SMPPTRC - Auslöselogik

13.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräte Nummer
Auslöselogik	SMPPTRC		94

13.1.2 Anwendung

Alle Auslösesignale der verschiedenen Schutzfunktionen müssen durch die Auslöselogik geführt werden. Bei der einfachsten Alternative verknüpft die Logik lediglich das Auslösesignal TRIP und stellt sicher, dass es lange genug andauert.

Die Auslöselogik (SMPPTRC) im IED für Schutz, Steuerung und Überwachung bietet eine dreipolige Auslösung.

Die dreipolige Auslösung bei allen Fehlern bietet eine einfache Lösung und ist bei vermaschten Übertragungsnetzen sowie in Hochspannungssystemen (HV-Systemen) häufig ausreichend.

Pro Leistungsschalter ist ein SMPPTRC-Funktionsblock vorzusehen, sofern die Leitung über mehr als einen Leistungsschalter mit der Schaltanlage verbunden ist.

Um das Schließen eines Leistungsschalters nach einer Auslösung zu verhindern, kann das Schließen blockiert werden.

13.1.2.1 Dreipolige Auslösung

Bei einer einfachen Anwendung der dreipoligen Auslösung aus dem Logikblock wird ein Teil des Funktionsblocks genutzt. Verbinden Sie die Eingänge von den Schutzfunktionsblöcken mit dem Eingang TRIN. Sofern erforderlich (ist normalerweise der Fall) verwenden Sie einen logischen ODER (OR)-Baustein, um die verschiedenen Funktionsausgänge mit diesem Eingang zu verbinden. Verbinden Sie den Ausgang TRIP mit den digitalen Ausgängen der IO-Karte.

Für besondere Anwendungen, wie z.B. eine Sperre, beachten Sie den nachfolgenden getrennten Abschnitt. Eine typische Verbindung ist unten in Abbildung 171 dargestellt. Nicht verwendete Signale sind grau dargestellt.

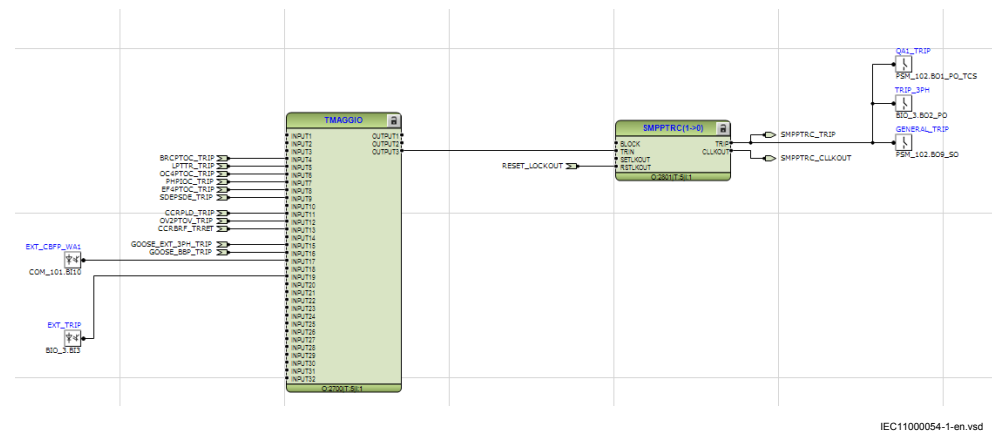


Abb. 171: Die Auslöselogik SMPPTRC wird für eine einfache dreipolige Auslöseanwendung verwendet

13.1.2.2

Sperrung

Dieser Funktionsblock verfügt über die Option, eine Sperre zu initiieren. Die Sperre kann so eingestellt werden, dass nur der Ausgang zur Einschaltblockierung CLLKOUT aktiviert wird, oder dass der Ausgang zur Einschaltblockierung initiiert wird und zugleich das Auslösesignal aufrecht erhalten wird (verriegelte Auslösung).

Die Sperrung kann dann nach der Überprüfung des primären Fehlers manuell zurück gesetzt werden, indem der Eingangsreset Lock-Out RSTLKOUT aktiviert wird.

Wenn externe Bedingungen erforderlich sind, um die Sperre zu initiieren, aber nicht die Auslösung, kann dies erreicht werden, indem der Eingang SETLKOUT aktiviert wird. Die Einstellung *AutoLock = Aus* bedeutet, dass die interne Auslösung die Sperrung nicht aktiviert, sodass nur durch die Initiierung des Eingangs SETLKOUT zu einer Sperre führt. Dies ist normalerweise bei Überlandleitungsschutz der Fall, wo die meisten Fehler transient sind. Eine fehlgeschlagene Wiedereinschaltung und eine wiederholte Bereichsauslösung kann in solchen Fällen zur Einleitung der Sperrung durch die Aktivierung des Eingangs SETLKOUT verbunden werden.

13.1.2.3

Blockieren des Funktionsblocks

Das Blockieren kann intern mittels Logik oder durch den Bediener über einen Kommunikationskanal ausgelöst werden. Die vollständige Blockierung der Auslösefunktion (SMPPTRC) erfolgt über die Aktivierung des Eingangs BLOCK und kann im Fall interner Fehler zur Blockierung des Ausgangs SMPPTRC eingesetzt werden.

13.1.3 Einstellrichtlinien

Die Einstellwerte für die Auslöselogik SMPPTRC werden über die HMI oder im PCM600 gesetzt.

Die folgenden Auslöseparameter können gesetzt werden, um die Auslösung zu regulieren.

Operation: Bestimmt den Funktionsmodus. *Aus* schaltet die Auslösung aus. Die normale Auswahl ist *Ein*.

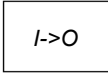
TripLockout: Setzt das Schema für Blockierung. Mit *Aus* wird nur der Sperrausgang aktiviert. Mit *Ein* werden die Sperr- und die Selbsthalte-Ausgangskontakte aktiviert. Die normale Auswahl ist *Aus*.

AutoLock: Setzt das Schema für Blockierung. Mit *Aus* wird nur die Sperrung durch den Eingang SETLKOUT aktiviert. Mit *Ein* wird auch die Aktivierung durch die Auslösefunktion selbst erlaubt und der Sperrausgang aktiviert. Die normale Auswahl ist *Aus*.

tTripMin: Setzt die erforderliche Mindestdauer des Auslöseimpulses. Der Einstellung ist so zu wählen, dass sichergestellt ist, dass der Leistungsschalter ausgelöst wird und das für die Anregung des Leistungsschalterversagerschutzes CCRBRF verwendete Signal länger andauert als die Verzögerung der Mitnahmeauslösung für CCRBRF. Die normale Einstellung ist *0,150 s*.

13.2 Auslöselogik SPTPTRC

13.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Auslöselogik	SPTPTRC		94

13.2.2 Anwendung

Alle Auslösesignale der verschiedenen Schutzfunktionen müssen durch die Auslöselogik geführt werden. Bei der einfachsten Alternative verknüpft die Logik lediglich das Auslösesignal TRIP und stellt sicher, dass es lange genug andauert.

Auslöselogik (SPTPTRC) im IED für Schutz, Steuerung und Überwachung bietet eine dreipolige Auslösung. Zwei unterschiedliche Auslösearten:

- Dreipolige Auslösung bei allen Fehlertypen (dreipoliger Auslösemodus)
- Einpolige Auslösung bei einpoligen Fehlern und dreipolige Auslösung bei Folgefehlern (einpoliger/dreipoliger Auslösemodus). Die Logik gibt außerdem einen dreipoligen Auslösebefehl aus, wenn die Leiterauswahl innerhalb der auslösenden Schutzfunktionen nicht möglich ist oder wenn äußere Bedingungen eine dreipolige Auslösung erfordern.

Die dreipolige Auslösung bei allen Fehlern bietet eine einfache Lösung und ist bei vermaschten Übertragungsnetzen sowie in Hochspannungssystemen (HV-Systemen) häufig ausreichend. Da es sich bei den meisten Fehlern, vor allem bei den höchsten Spannungsniveaus, um einpolige Erdfehler handelt, ist die einpolige Auslösung besonders wichtig. Wird ausschließlich der fehlerhafte Leiter ausgelöst, kann während der Pausenzeit vor der Wiedereinschaltung immer noch eine Leistungsübertragung über die Leitung erfolgen. Einpolige Auslösung bei einem einpoligen Fehler muss mit einer einpoligen Wiedereinschaltung verknüpft sein.

13.2.2.1

Ein- und/oder Dreipolige Auslösung

Die ein-/dreipolige Auslösung ermöglicht eine einpolige Auslösung für einpolige Fehler und dreipolige Auslösung für Fehler zwischen mehreren Leitern. Der Betriebsmodus wird immer zusammen mit einem einpoligen automatischen Wiedereinschaltungsschema verwendet.

Die einpolige Auslösung kann verschiedene Optionen und die Verwendung verschiedener Eingänge im Funktionsblock beinhalten.

Die Eingänge 1PTRZ und 1PTREF werden verwendet für einpolige Auslösung für Distanzschutz und gerichteten Erdfehlerschutz, je nach Erfordernissen.

Die Eingänge sind kombiniert mit der Leiterauswahllogik und die Anrege-Signalen von der Leiterwahl müssen verbunden sein mit den Eingängen PSL1, PSL2 und PSL3, um die Auslösung der jeweiligen einpoligen Auslöse-Ausgängen TRL1, TRL2 und TRL3 zu erreichen. Der Ausgang TRIP ist eine generelle Auslösung und wird unabhängig davon aktiviert, welcher Leiter involviert ist. Abhängig davon, welche Leiter involviert sind, werden auch die Ausgänge TR1P, TR2P und TR3P aktiviert.

Wenn einpolige Auslöseschemata verwendet werden, dann folgt ein einpoliger automatischer Wiedereinschaltungsversuch. In Fällen, in denen die automatische Wiedereinschaltung nicht bereit ist oder aus irgendeinem Grund nicht folgt, muss der Eingang zur Vorbereitung einer dreipoligen Auslösung P3PTR aktiviert werden. Dieser ist normalerweise mit dem entsprechenden Ausgang der automatischen Wiedereinschaltung verbunden, kann aber auch mit anderen Signalen verbunden sein, z. B. einem externen Logiksignal. Wenn zwei Leistungsschalter involviert sind, wird eine TR-Blockinstanz und eine Wiedereinschaltungsinstanz für jeden Leistungsschalter verwendet. Das stellt eine einwandfreie Funktion und ein korrektes Verhalten jedes Leistungsschalters sicher.

Der Ausgang Trip 3 Phase TR3P muss mit dem entsprechenden Eingang in SESRSYN zum Schalten von SESRSYN auf dreipolige Wiedereinschaltung verbunden sein. Wenn dieses Signal nicht aktiviert ist, verwendet SESRSYN die Pausenzeit der einpoligen Wiedereinschaltung.



Beachten Sie auch, dass, wenn ein zweiter Leitungsschutz den gleichen SESRSYN verwendet, das dreipolige Auslösesignal erzeugt werden muss, z. B. unter Verwendung des Dreifach-Auslösungsrelais-Kontakts in Reihe und dadurch, dass diese parallel mit dem TR3P-Ausgang aus dem Auslösesblock verbunden sind.

Die Auslöselogik hat auch die Eingänge TRINL1, TRINL2 und TRINL3, mit denen leiterselektierte Auslösesignale verbunden werden können. Beispiele können einzelne Leiter-Zwischenauslösungen von entfernten oder internen/externen leiterselektierten Auslösesignalen sein, die durch das Gerät geleitet werden, um z. B. SESRSYN, Leistungsschalter-Versagen usw. zu erreichen. Andere Reservefunktionen werden mit dem Eingang TRIN wie oben beschrieben verbunden. Eine typische Verbindung für ein einpoliges Auslöseschema wird gezeigt in Abbildung 172.

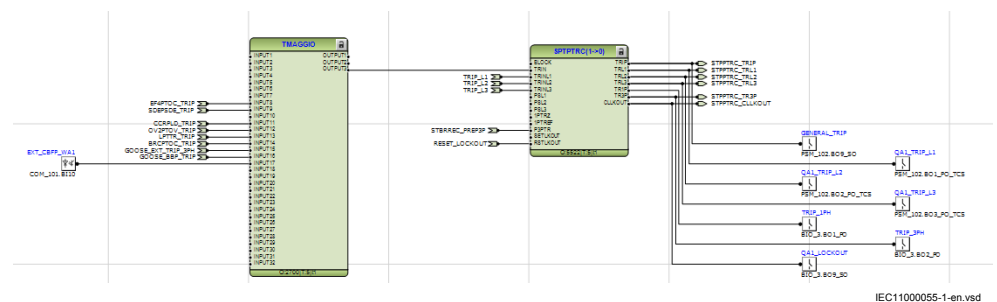


Abb. 172: Die Auslöselogik-Funktion SPTPTRC wird verwendet für einpolige Auslöseanwendungen.

13.2.2.2

Sperre

Dieser Funktionsblock verfügt über die Option eine Sperre zu initiieren. Die Sperre kann so eingestellt werden, dass nur der Ausgang zur Einschaltblockierung CLLKOUT aktiviert wird, oder dass der Ausgang zur Einschaltblockierung initiiert wird und zugleich das Auslösesignal aufrecht erhalten wird (verriegelte Auslösung).

Die Sperrung kann dann nach der Überprüfung des primären Fehlers manuell zurück gesetzt werden, indem der Eingangsreset Lock-Out RSTLKOUT aktiviert wird.

Wenn externe Bedingungen erforderlich sind, um die Sperre zu initiieren, aber nicht die Auslösung, kann dies erreicht werden, indem der Eingang SETLKOUT

aktiviert wird. Die Einstellung *AutoLock = Off* bedeutet, dass die interne Auslösung die Sperre nicht aktiviert, so dass nur die Initiierung des Eingangs SETLKOUT zu einer Sperre führt. Dies ist normalerweise bei Überlandleitungsschutz der Fall, wo die meisten Fehler transient sind. Eine nicht erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung und ein Auslösen der Reserveschutzzone kann in solchen Fällen verbunden werden, um eine Sperre durch Aktivieren des Eingangs SETLKOUT zu initiieren.

13.2.2.3

Blockieren des Funktionsblocks

Das Blockieren kann intern mittels Logik oder durch den Bediener über einen Kommunikationskanal ausgelöst werden. Die totale Blockierung der Auslöselogik SPTPTRC wird durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK realisiert und kann verwendet werden, um den Ausgang SPTPTRC im Falle interner Fehler zu blockieren.

13.2.3

Einstellrichtlinien

Die Parameter für die Auslöselogik SPTPTRC werden über die HMI oder am PCM600 eingestellt.

Die folgenden Auslöseparameter können gesetzt werden, um die Auslösung zu regulieren.

Programm

Stellen Sie das erforderliche Auslöseverfahren abhängig vom ausgewählten Wert *3 phase* oder *1Ph/3Ph* ein.

Funktion

Bestimmt den Funktionsmodus. *Aus* schaltet die Auslösung aus. Die normale Auswahl ist *Ein*.

TripLockout

Setzt das Schema für Blockierung. Mit *Aus* wird nur der Sperrausgang aktiviert. Mit *Ein* werden die Sperr- und die Selbsthalte-Ausgangskontakte aktiviert. Die normale Auswahl ist *Aus*.

AutoLock

Setzt das Schema für Blockierung. Mit *Aus* wird nur die Sperrung durch den Eingang SETLKOUT aktiviert. Mit *Ein* wird auch die Aktivierung durch die Auslösefunktion selbst erlaubt und der Sperrausgang aktiviert. Die normale Auswahl ist *Aus*.

tTripMin

Setzt die erforderliche Mindestdauer des Auslöseimpulses. Dieser Parameter ist einzustellen, um sicherzustellen, dass der Schalter auslöst, und wenn ein Signal für das Starten des Schalterversagerschutzes CSPRBRF verwendet wird, das länger ist als die mit dem Mitnahmeauslösungs-Timer in CSPRBRF festgelegte Zeit. Die normale Einstellung ist *0,150 s*.

13.3 TMAGGIO - Auslösematrixlogik

13.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Auslösematrixlogik	TMAGGIO	-	-

13.3.2 Anwendung

Die Auslösematrix-Logikfunktion TMAGGIO wird verwendet, um Auslösesignale und andere logische Ausgangssignale an verschiedene Ausgangskontakte am IED weiterzuleiten.

Die Ausgangssignale und die physischen Ausgänge von TMAGGIO gestatten dem Benutzer, die Signale entsprechend den spezifischen Bedürfnissen der Anwendung an die physischen Auslöseausgänge anzupassen.

13.3.3 Einstellrichtlinien

Operation: Operation der Funktion *Ein/Aus*.

PulseTime: Definiert den Impulszeitgeber. Wird der Impulszeitgeber für eine direkte Auslösung des/der Leistungsschalter verwendet, sollte er auf etwa 0,150 Sekunden eingestellt werden, um eine befriedigende Mindestdauer des Auslöseimpulses an die Leistungsschalterausslösespulen zu erhalten.

OnDelay: Verhindert, dass für Störsignale Ausgangssignale gesendet werden. Wird normalerweise auf 0 oder niedriger eingestellt.

OffDelay: Definiert eine Mindestdauer für die Ausgänge. Wird die Rückfallzeit für eine direkte Auslösung des/der Leistungsschalter verwendet, sollte er auf etwa 0,150 Sekunden eingestellt werden, um eine befriedigende Mindestdauer des Auslöseimpulses an die Leistungsschalterausslösespulen zu erhalten.

ModeOutputx: Definiert, ob das Ausgangssignal OUTPUTx (wobei x=1-3) auf *Dauernd* oder *Gepulst* gesetzt ist.

13.4 Konfigurierbare Logikblöcke

13.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
OR-Funktionsblock	OR	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Funktionsblock Inverter (NICHT)	INVERTER	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
PULSETIMER-Funktionsblock	PULSETIMER	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Steuerbarer Gate-Funktionsblock	GATE	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Exklusiver OR-Funktionsblock	XOR	-	-

Function description	IEC 61850 identification	IEC 60617 identification	ANSI/IEEE C37.2 device number
Funktionsblock SCHLEIFENVERZÖGERUNG (LOOP DELAY)	LOOPDELAY	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Zeitgliedfunktionsblock	TIMERSET	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
AND-Funktionsblock	AND	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Setz-Rücksetz-Funktionsblock mit Speicher	SRMEMORY	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Rücksetz-/Setz-Funktionsblock mit Speicherung	RSMEMORY	-	-

13.4.2

Anwendung

Ein Satz Standard-Logikblöcke, z. B. UND, ODER, etc. und ZEITGEBER stehen zur Verfügung, um die IED-Konfiguration den anwendungseigenen Anforderungen anzupassen.

Es liegen keine Einstellungen sowohl für UND GATTER, ODER GATTER, NICHT oder XOR GATTER.

Bei normalen Ein-/Aus-Verzögerungen und Impulszeitgebern werden die Verzögerungen und Impulslängen über die HMI oder das PST Tool eingegeben.

Beide ZEITGEBER im selben Logikblock (der eine mit Verzögerung beim Ansprechen und der andere mit Verzögerung beim Abfall) verfügen über die gleichen Einstellwerte.

Die Einstellparameter können für steuerbare GATTER, einstellbare ZEITGEBER und SETZ-RÜCKSETZ-Flipflops mit Speicher über die HMI oder das PST Tool gesetzt werden.

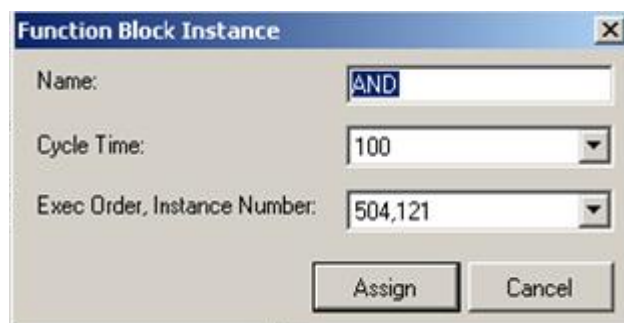
13.4.3.1

Konfiguration

Die Logik wird mit dem ACT Konfigurationstool konfiguriert.

Der Ablauf der Funktionen, wie im konfigurierbaren Logikblock definiert, erfolgt entsprechend einer festen Sequenz mit verschiedenen Zykluszeiten.

Für jede Zykluszeit ist im Funktionsblock eine Ausführungsnummer festgelegt. Diese wird beim Einsatz des ACT Konfigurationstools unter der Bezeichnung des Funktionsblocks und der Zykluszeit angezeigt, siehe Beispiel unten.



IEC09000695_2_en.vsd

Abb. 173: *Beispielbezeichnung, Ausführungsnummer und Zykluszeit der Logikfunktion*

Die Ausführung verschiedener Funktionsblöcke im gleichen Zyklus wird durch die Ordnung der Ausführungsnummern festgelegt. Bei der Verknüpfung zweier oder mehrerer logischer Funktionen zu Serien ist dies immer zu beachten.



Bei der Verknüpfung von Funktionsblöcken mit einer schnellen Zykluszeit und Funktionsblöcken mit einer langsamen Zykluszeit immer Vorsicht walten lassen.

Die logischen Kreise immer sorgfältig aufbauen und immer die Ausführungssequenzen der verschiedenen Funktionen überprüfen. In anderen Fällen muss eine zusätzliche Zeitverzögerung in die logischen Schemata integriert werden, um Fehler zu vermeiden, z. B. konkurrierende Funktionen.

Der Standardwert an allen vier Eingängen der AND Gatter ist 1. Dadurch kann der Benutzer genau die erforderliche Anzahl Eingänge verwenden und die übrigen unangeschlossen belassen. Der Ausgang OUT hat anfangs den Standardwert 0. Dieser unterdrückt einen Zyklusimpuls, wenn die Funktion in die falsche Ausführungsreihenfolge gesetzt wurde.

13.5 FXDSIGN - Festsignale

13.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Feste Signale	FXDSIGN	-	-

13.5.2 Anwendung

Die Festsignalfunktion (FXDSIGN) erzeugt verschiedene vordefinierte (feste) Signale, die zur Gerätekonfiguration genutzt werden können, um an ungenutzten Eingängen anderer Funktionsblöcke einen bestimmten Wert/Pegel zu erzwingen oder um eine bestimmte Logik zu erzeugen.

Zum Beispiel für die Verwendung des GRP_OFF Signals in FXDSIGN

Die Funktion für Erdfehler-Differentialschutz REFDPDIF kann für Spartransformatoren und Standardtransformatoren verwendet werden.

Bei der Verwendung für Spartransformatoren müssen der Funktion Informationen von beiden Wicklungsteilen und der Sternpunktstrom zur Verfügung stehen. Das heißt, dass drei Eingänge benötigt werden.

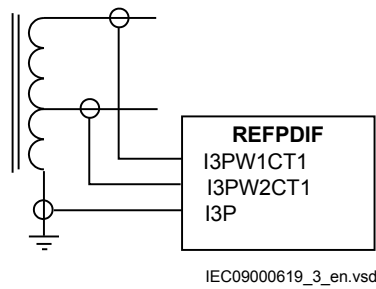


Abb. 174: Eingänge der Funktion REFPDIF für den Einsatz bei Spartransformatoren

Für Standardtransformatoren stehen nur eine Wicklung und der Sternpunkt zur Verfügung. Das heißt, dass nur zwei Eingänge verwendet werden. Da alle Gruppenverbindungen zwingend verbunden werden müssen, muss der dritte Eingang mit dem GRP_OFF Signal im FXDSIGN Funktionsblock verbunden werden.

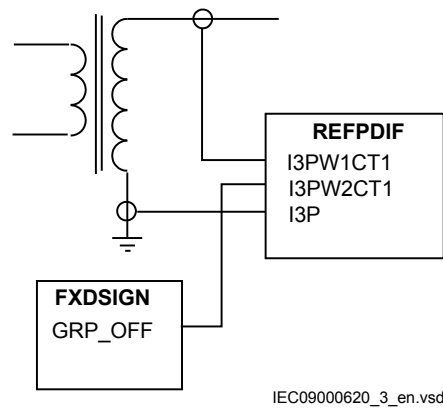


Abb. 175: Eingänge der Funktion REFPDIF für den Einsatz bei Standardtransformatoren

13.6

B16I - Umwandlung von Boolesche 16 zu Integer

13.6.1

Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Umwandlung von Boolesche 16 zu Integer	B16I	-	-

13.6.2 Anwendung

Der Funktionsblock B16I zur Umwandlung von Boolescher 16 zu Integer wird benutzt, um eine Reihe von 16 binären (logischen) Signalen in Integeren umzuwandeln. Er kann z. B. dazu verwendet werden, logische Ausgangssignale einer Funktion (wie etwa des Distanzschutzes) mit ganzzahligen Eingängen einer anderen Funktion (wie etwa des Leitungsdifferentialschutzes) zu verknüpfen. Der Funktionsblock B16I umfasst keine Abbildung der logischen Knoten.

13.6.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder im Bedien- und Parametriertool (PCM600).

13.7 B16IFCVI - Umwandlung von Boolesche 16 zu Integer mit Darstellung logischer Knoten

13.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Umwandlung von Boolesch 16 in Integer mit Darstellung logischer Knoten	B16IFCVI	-	-

13.7.2 Anwendung

Die Funktion B16IFCVI zur Umwandlung von Boolescher 16 in Integer mit Darstellung logischer Knoten wird benutzt, um eine Reihe von 16 binären (logischen) Signalen in Integeren umzuwandeln. B16IFCVI kann eine Ganzzahl von einem Stationscomputer empfangen – zum Beispiel über IEC 61850. Diese Funktionen sind sehr hilfreich, wenn Sie logische Befehle (für Wahlschalter oder Spannungsregelungen) durch Eingabe einer Ganzzahl erzeugen möchte. B16IFCVI umfasst eine Abbildung der logischen Knoten gemäß IEC 61850.

13.7.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder im Bedien- und Parametriertool (PCM600).

13.8 IB16A - Umwandlung von Integer zu Boolescher 16

13.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräte Nummer
Umwandlung von Integer zu Boolescher 16	IB16A	-	-

13.8.2 Anwendung

Der Funktionsblock zur Umwandlung von Integer in Boolesche 16 (IB16A) wird benutzt, um eine Ganzzahl in eine Reihe von 16 binären (logischen) Signalen umzuwandeln. Mit ihm können z. B. Ganzzahl-Ausgangssignale von einer Funktion (wie dem Distanzschutz) mit den binären (logischen) Eingängen einer anderen Funktion (wie dem Leitungsdifferentialschutz) verbunden werden. Die Funktion IB16A besitzt keine logische Knotenzuordnung.

13.8.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder im Bedien- und Parametrierungstool (PCM600).

13.9 IB16FCVB - Umwandlung von Integer zu Boolescher 16 mit Darstellung logischer Knoten

13.9.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräte Nummer
Umwandlung von Integer zu Boolesch 16 mit Darstellung logischer Knoten	IB16FCVB	-	-

13.9.2 Anwendung

Die Funktion zur Umwandlung einer Ganzzahl in Boolesche 16 mit Darstellung logischer Knoten (IB16FCVB) wird benutzt, um eine Ganzzahl in eine Reihe von 16 binären (logischen) Signalen umzuwandeln. IB16FCVB kann eine Ganzzahl von einem Stationscomputer empfangen – zum Beispiel über IEC 61850. Diese Funktionen sind sehr hilfreich, wenn der Benutzer logische Befehle (für Wahlschalter oder Spannungsregelungen) durch Eingabe einer Ganzzahl erzeugen möchte. Die Funktion IB16FCVB hat eine logische Knotenzuordnung gemäß IEC 61850.

13.9.3

Einstellungen

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder im Bedien- und Parametrierungstool (PCM600).

Abschnitt 14 Überwachung

14.1 SPGGIO - Generische Kommunikations-I/O-Funktionen gemäß IEC 61850

14.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
E/A-Funktionen für generische Kommunikation gemäß IEC 61850	SPGGIO	-	-

14.1.2 Anwendung

Die generische IEC 61850 E/A Signalübertragungsfunktion (SPGGIO), dient dazu, einen logischen Einzelausgang an andere Systeme oder Geräte in der Schaltanlage zu senden. Die Funktion hat einen sichtbaren Eingang, der mit dem Tool ACT verbunden sein muss.

14.1.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder im Bedien- und Parametrierwerkzeug (PCM600).

14.2 SP16GGIO - E/A-Funktionen mit 16 Eingängen für generische Kommunikation gemäß IEC 61850

14.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
E/A-Funktionen mit 16 Eingängen für generische Kommunikation gemäß IEC 61850	SP16GGIO	-	-

14.2.2 Anwendung

Die SP16GGIO-Funktionsblockierung wird verwendet, um bis zu 16 logische Signale an andere Systeme oder Geräte in der Substation zu übertragen. Die Eingänge sollten im ACT Tool angeschlossen sein.

14.2.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder im Bedien- und Parametriertool (PCM600).

14.3 MVGGIO - Generische Kommunikations-I/O-Funktionen gemäß IEC 61850

14.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
E/A-Funktionen für generische Kommunikation gemäß IEC 61850	MVGGIO	-	-

14.3.2 Anwendung

Die allgemeinen E/A-Kommunikationsfunktionen nach IEC61850 (MVGGIO) werden dazu verwendet, den Momentanwert eines Analogsausgangs an andere Systeme oder Ausrüstungsteile innerhalb der Schaltanlage zu senden. Er kann außerdem im gleichen IED verwendet werden, um einem analogen Wert einen BEREICH-Aspekt zuzuordnen, und um die Messwertüberwachung dieses Wertes zu ermöglichen.

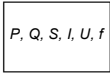
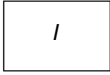
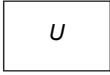
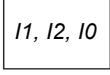
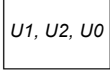
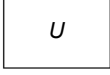
14.3.3 Einstellrichtlinien

Die für die generischen E/A-Kommunikationsfunktionen (MVGGIO) gemäß IEC61850 verfügbaren Einstellungen ermöglichen die Auswahl einer Totzone und einer Null-Totzone für das überwachte Signal. Werte innerhalb der Null-Totzone werden als Null betrachtet.

Die Einstellungen für den oberen und unteren Grenzwert liefern Begrenzungen für die Hoch-Hoch-, Hoch-, Normal-, Niedrig- und Niedrig-Niedrig-Bereiche des gemessenen Wertes. Der tatsächliche Bereich des gemessenen Wertes wird über den Bereichsausgang des Funktionsblocks angezeigt. Wenn ein Messwerterweiterungsblock (MVEXP) mit dem Bereichsausgang verbunden ist, werden die logischen Ausgänge von MVEXP entsprechend geändert.

14.4 Messungen

14.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Messungen	CVMMXN		-
Leiterstrommessung	CMMXU		-
Leiter-Leiter-Spannungsmessung	VMMXU		-
Messung symmetrische Stromkomponente	CMSQI		-
Symmetrische Spannungskomponenten	VMSQI		-
Leiter-Erde-Spannungsmessung	VNMMXU		-

14.4.2 Anwendung

Die Messfunktionen werden für Leistungsmessungen, Überwachungsaufgaben und Meldungen an das HMI (ein Überwachungstool im PCM600) oder auf Stationsebene, z.B. via IEC 61850, verwendet. Die Möglichkeit der kontinuierlichen Überwachung der Messwerte für Wirkleistung, Blindleistung, Ströme, Spannungen, Frequenz, Leistungsfaktoren usw. ist für die effiziente Produktion, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie von größter Bedeutung. Sie bietet dem Netzbetreiber einen schnellen und einfachen Überblick über den augenblicklichen Status des Stromsystems. Außerdem kann mit ihr während der Tests und der Inbetriebnahme der Schutz- und Steuerungs-IEDs die korrekte Funktion und Verbindung der Messwandler (Stromwandler und Spannungswandler) überprüft werden. Im normalen Betrieb kann durch regelmäßigen Vergleich der Messwerte im IED mit anderen unabhängigen

Messeinrichtungen der korrekte Betrieb der analogen Messkette verifiziert werden. Schließlich kann sie zur Verifikation der korrekten Ausrichtung bei richtungsabhängigen oder ferngesteuerten Überstrom-Schutzfunktionen eingesetzt werden.



Die verfügbaren Messwerte eines IED hängen von der tatsächlichen Hardware (TRM) und der logischen Konfiguration in PCM600 ab.

Alle Messwerte können mit vier einstellbaren Schwellenwerten überwacht werden: absolute Untergrenze, Untergrenze, Obergrenze und absolute Obergrenze. Eine Nullpunktunterdrückungs-Reduzierung wird ebenfalls unterstützt, d. h. der unterhalb eines einstellbaren Schwellenwerts liegende Messwert wird zwangsweise auf null reduziert, wodurch die Rausch Auswirkungen in den Eingängen verringert werden. Es gibt keine Zwischenverbindungen in Bezug auf irgendwelche Einstellungen oder Parameter, weder zwischen Funktionen noch zwischen Signalen innerhalb der einzelnen Funktionen.

Nullpunktunterdrückungen werden für jedes Signal getrennt und für jede Funktion von *ZeroDb* gehandhabt. Beispielsweise wird die Nullpunktunterdrückung von U12 durch *ULZeroDb* in VMMXU und die Nullpunktunterdrückung von I1 durch *ILZeroDb* in CMMXU gehandhabt.

Die Überwachung von Totzonen kann dazu verwendet werden, die Messwerte an die Stationsebene zu melden, wenn die Änderungen eines Messwertes einen eingestellten Schwellenwert überschreiten oder ein Zeitintegral aller Änderungen des Messwertes seit der letzten Aktualisierung den Schwellenwert überschreitet. Messwerte können auch in regelmäßigen Zeitabständen gemeldet werden.

Mit der Messfunktion CVMMXN stehen die folgenden Netzgrößen zur Verfügung:

- P, Q und S: dreiphasige Wirk-, Blind- und Scheinleistung
- PF: Leistungsfaktor
- U: Leiter-Leiter-Spannungs-Amplitude
- I: Leiter-Strom-Amplitude
- F: Netz-Frequenz

Die Ausgangswerte werden angezeigt im lokalen HMI unter **Hauptmenü/Tests/Funktionsstatus/Überwachung/CVMMXN/Ausgänge**

Mit den Messfunktionen CMMXU, VNMMXU und VMMXU stehen die folgenden physikalischen Messgrößen zur Verfügung:

- I: Leiterströme (Amplitude und Winkel) (CMMXU)
- U: Spannungen (Leiter-Erde und Leiter-Leiter-Spannung, Amplitude und Winkel) (VMMXU, VNMMXU)

Es ist möglich, die genannten Messfunktionen zu kalibrieren, um die Darstellung zu verfeinern. Dies wird durch die Kompensation von Winkel und Amplitude bei 5,

30 und 100% des Bemessungsstroms und bei 100% der Bemessungsspannung erreicht.



Die Verfügbarkeit der Netzgrößen hängt von der tatsächlichen Hardware (TRM) und der logischen Konfiguration in PCM 600 ab.

Über die Messfunktionen CMSQI und VMSQI stehen die Folgemessgrößen zur Verfügung:

- I: Komponentenströme (Positiv-, Null-, Negativsequenz, Amplitude und Winkel)
- U: Komponentenspannungen (Positiv-, Null-, Negativsequenz, Amplitude und Winkel).

Die Funktion CVMMXN berechnet dreiphasige Leistungsgrößen, indem Grundfrequenzzeiger (DFT-Werte) des gemessenen Stroms bzw. der Spannungssignale verwendet werden. Die gemessenen Leistungsgrößen sind je nach Einstellung entweder als sofort berechnete Größen oder Durchschnittswerte über eine Zeitspanne hinweg verfügbar.

14.4.3

Einstellrichtlinien

Die verfügbaren Einstellparameter der Messfunktion CVMMXN, CMMXU, VMMXU, CMSQI, VMSQI, VNMMXU hängen von der tatsächlichen Hardware (TRM) und der Logik-Konfiguration in PCM600 ab.

Die Parameter der Messfunktionen CVMMXN, CMMXU, VMMXU, CMSQI, VMSQI, VNMMXU werden über die HMI oder PCM600 eingestellt.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Aus/Ein Jede Funktionsinstanz (CVMMXN, CMMXU, VMMXU, CMSQI, VMSQI, VNMMXU) kann in Betrieb (*Ein*) oder außer Betrieb (*Aus*) genommen werden.

Die folgenden allgemeinen Einstellungen können für die **Messfunktion** (CVMMXN) vorgenommen werden.

PowAmpFact: Amplitudenfaktor zur Skalierung der Leistungsberechnungen.

PowAngComp: Winkelkompensation für Phasenverschiebung zwischen gemessenem I & U.

Mode: Wahl der Messgrößen für Strom und Spannung. Die überwachten dreiphasigen Werte können in Abhängigkeit der verfügbaren am IED

angeschlossenen VT-Eingänge auf neun unterschiedliche Weisen berechnet werden. Siehe Einstellungstabelle der Gruppenparameter.

k : Koeffizient des Tiefpassfilters für Leistungsmessung, U und I.

$UAmpCompY$: Amplitudenkompensation zur Kalibrierung der Spannungsmessungen bei Y% von U_r , mit Y gleich 5, 30 oder 100.

$IAmpCompY$: Amplitudenkompensation zur Kalibrierung der Strommessungen bei Y% von I_r , mit Y gleich 5, 30 oder 100.

$IAngCompY$: Winkelkompensation zur Kalibrierung der Winkelmessung bei Y % von I_r , wobei Y gleich 5, 30 oder 100 ist.

Die folgenden allgemeinen Einstellungen können für die **Leiter-Leiter-Strommessung** (CMMXU) vorgenommen werden.

$IAmpCompY$: Amplitudenkompensation zur Kalibrierung der Strommessungen bei Y% von I_r , mit Y gleich 5, 30 oder 100.

$IAngCompY$: Winkelkompensation zur Kalibrierung der Winkelmessung bei Y % von I_r , wobei Y gleich 5, 30 oder 100 ist.

Die folgenden allgemeinen Einstellungen können für die **Leiter-Leiter-Spannungsmessung** (VMMXU) vorgenommen werden.

$UAmpCompY$: Amplitudenkompensation zur Kalibrierung der Spannungsmessungen bei Y% von U_r , mit Y gleich 5, 30 oder 100.

$UAngCompY$: Winkelkompensation zur Kalibrierung der Winkelmessungen bei Y % von U_r , mit Y gleich 5, 30 oder 100.

Die folgenden allgemeinen Einstellungen können für **alle überwachten Größen** einschließlich der Funktionen (CVMMXN, CMMXU, VMMXU, CMSQL, VMSQL, VNMMXU) vorgenommen werden. X in den unten aufgeführten Einstellungsbezeichnungen gleich S, P, Q, PF, U, I, F, IL1-3, UL1-3UL12-31, I1, I2, 3I0, U1, U2 oder 3U0.

X_{min} : Mindestwert für Analogsignal X.

X_{max} : Maximalwert für Analogsignal X.



X_{min} und X_{max} Werte werden direkt in der anwendbaren Messeinheit eingestellt, V, A, usw. Dies ist für alle Funktionen der Fall. Ausgenommen sind CVMMXN wo die Werte X_{min} und X_{max} in % von S_{Base} eingestellt werden.

$XZeroDb$: Nullpunktunterdrückung. Für einen Signalwert unter $XZeroDb$ wird Null erzwungen.

XRepTyp: Übertragungsverfahren. Zyklisch (*Cyclic*), Amplitudentotzone (*Totzone*) oder Integral-Totzone (*Int. Totzone*). Das Übertragungsintervall wird über den Parameter *XDbRepInt* geregelt.

XDbRepInt: Totzone Übertragungseinstellung. Zyklische Übertragung ist der Einstellwert und das Übertragungsintervall erfolgt in Sekunden. Amplitudentotzone ist der Einstellwert in % des Messbereichs. Die Einstellung Integral-Totzone beschreibt den integralen Bereich, d. h. der Messwert in % des Messbereichs, multipliziert mit der Dauer zwischen zwei Messwerten.



Die Begrenzungen werden für alle Funktionen direkt in der anwendbaren Messeinheit eingestellt, V, A, usw. Eine Ausnahme bildet die Funktion CVMMXN, bei der die Grenzen in % von *SBase* angegeben werden.

XHiHiLim: Zweiter oberer Grenzwert.

XHiLim: Erster oberer Grenzwert.

XLowLim: Erster unterer Grenzwert.

XLowLowLim: Zweiter unterer Grenzwert.

XLimHyst: Hysteresewert in % des Messbereiches, gültig für alle Grenzwerte.

Alle Phasenwinkel werden bezogen auf einen definierten Referenzkanal dargestellt. Der Parameter *PhaseAngleRef* definiert die Referenz, siehe Einstellungen für analoge Eingangsmodule PCM600.

Kalibrierkurven

Es ist möglich, die Funktionen (CVMMXN, CMMXU, VNMMXU und VMMXU) zu kalibrieren, um verfeinerte Darstellungen der Ströme, Spannungen und Leistungen zu erhalten. Dies wird durch die Kompensation von Amplitude und Winkel bei 5, 30 und 100% von Bemessungsstrom und -spannung erreicht. Die Kompensationskurve hat die Charakteristik für Amplituden- und Winkelkompensation der Ströme, wie in Abbildung [176](#) (Beispiel) dargestellt. Die erste Phase wird als Referenzkanal verwendet und mit der Kurve zur Berechnung der Faktoren verwendet. Die Faktoren werden dann für alle verbundenen Kanäle eingesetzt.

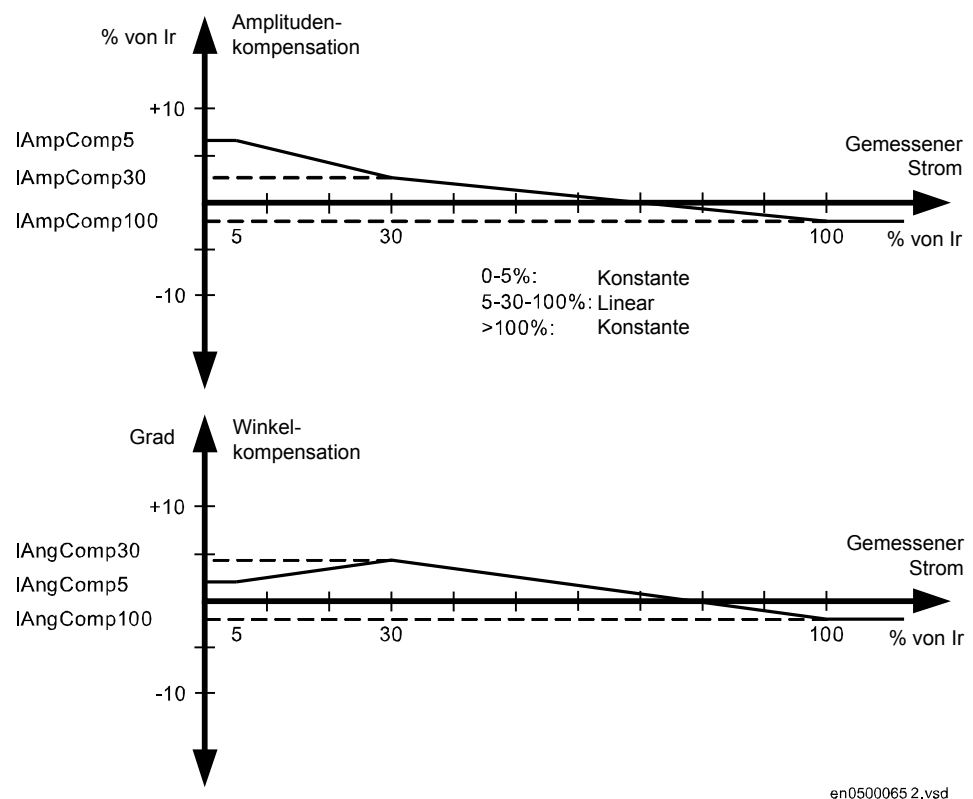


Abb. 176: Kalibrierkurven

14.4.4

Einstellungsbeispiele

Es stehen drei Einstellungsbeispiele in Verbindung mit der Messfunktion (CVMMXN) zur Verfügung:

- Anwendung der Messfunktion (CVMMXN) bei einer 400-kV-Überlandleitung
- Anwendung der Messfunktion (CVMMXN) auf der Sekundärseite eines Transformators
- Anwendung der Messfunktion (CVMMXN) bei einem Generator

Für jedes Beispiel stehen detaillierte Erläuterungen und endgültige Listen mit den ausgewählten Einstellparametern zur Verfügung.



Die verfügbaren Messwerte eines IED hängen von der tatsächlichen Hardware (TRM) und der logischen Konfiguration in PCM600 ab.

14.4.4.1

Messfunktionsanwendung für eine 400-kV-Überlandleitung

Das Blindschaltbild zu dieser Anwendung finden Sie in Abbildung [177](#):

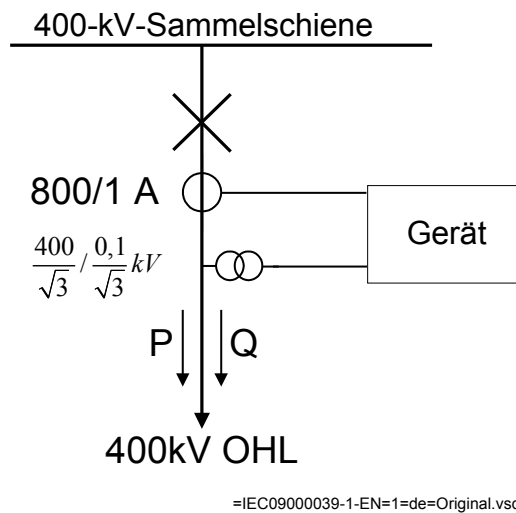


Abb. 177: Blindschaltbild für Anwendung mit einer 400-kV-Überlandleitung

Für die Überwachung, Kontrolle und Kalibrierung der Wirk- und Blindleistung, wie in Abbildung [177](#) angegeben, ist Folgendes durchzuführen:

1. Stellen Sie den Daten- und Phasenwinkelreferenzkanal für Strom- und Spannungstransformatoren *PhaseAngleRef* (siehe Einstellungen für Analogeingangsmodule im PCM600) am PCM600 für Analogeingangskanäle ein.
2. Verbinden Sie im PCM600 die Messfunktion mit den dreiphasigen Eingängen der Strom- und Spannungstransformatoren.
3. Stellen Sie unter "Allgemeine Einstellungen" die Parameter für die Messfunktion ein:
 - Allgemeine Einstellungen gemäß Tabelle [26](#).
 - Pegelüberwachung für Wirkleistung gemäß Tabelle [27](#).
 - Kalibrierungsparameter gemäß Tabelle [28](#).

Tabelle 26: Allgemeine Einstellparameter für die Messfunktion

Einstellungen	Kurzbeschreibung	Gewählter Wert	Anmerkungen
<i>Funktion</i>	Operation <i>Aus/Ein</i>	<i>Ein</i>	Die Funktion muss auf <i>Ein</i> gesetzt sein
<i>PowAmpFact</i>	Amplitudenfaktor zur Skalierung der Leistungsberechnungen	1,000	Er kann während der Inbetriebnahme dazu verwendet werden, eine höhere Messgenauigkeit zu erzielen. Für gewöhnlich ist keine Skalierung erforderlich.
<i>PowAngComp</i>	Winkelkompensation für Phasenverschiebung zwischen gemessenem I & U.	0,0	Er kann während der Inbetriebnahme dazu verwendet werden, eine höhere Messgenauigkeit zu erzielen. Für gewöhnlich ist keine Winkelkompensation erforderlich. Ebenso weist die hier erforderliche Richtung der Messung von P und Q auf das geschützte Objekt (gemäß IED-interner Fehlerrichtung).
<i>Modus</i>	Wahl der Messgrößen für Strom und Spannung	<i>L1, L2, L3</i>	Es sind alle drei Leiter-Erde-Eingänge der Spannungstransformatoren verfügbar
<i>k</i>	Koeffizient des Tiefpassfilters für Leistungsmessung, Spannung und Strom	0,00	Für gewöhnlich ist keine zusätzliche Filterung erforderlich.

Tabelle 27: Einstellparameter für Pegelüberwachung

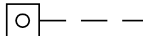
Einstellungen	Kurzbeschreibung	Gewählter Wert	Anmerkungen
<i>PMin</i>	Kleinster Wert	-750	Minimal erwartete Last
<i>PMax</i>	Kleinster Wert	750	Maximal erwartete Last
<i>PZeroDb</i>	Nullpunktunterdrückung in 0,001% des Messbereiches	3000	Nullpunktunterdrückung auf 45 MW einstellen, d. h., 3% von 1.500 MW
<i>PRepTyp</i>	Übertragungsverfahren	db	Bei der Überwachung der Totzone amplitude auswählen
<i>PDbReplnt</i>	Cycl: Interval (s), Tb: In % des Messbereiches, Tb-Int: In %s	2	$\pm\Delta db=30$ MW einstellen, d. h., 2% (größere Veränderungen als 30 MW werden gemeldet)
<i>PHiHiLim</i>	Zweiter Oberer Grenzwert (physikalischer Wert)	600	Oberer Alarmgrenzwert, d. h. Alarm für extreme Überlastung
<i>PHiLim</i>	Erster Oberer Grenzwert (physikalischer Wert)	500	Oberer Warngrenzwert, d. h. Warnung für Überlastung
<i>PLowLim</i>	Erster Unterer Grenzwert (physikalischer Wert)	-800	Unterer Warngrenzwert Nicht aktiv
<i>PLowLowLim</i>	Zweiter Unterer Grenzwert (physikalischer Wert)	-800	Unterer Alarmgrenzwert Nicht aktiv.
<i>PLimHyst</i>	Hysterese in % des Messbereichs (gültig für alle Grenzwerte)	2	$\pm\Delta$ Hysterese MW einstellen, d. h. 2%

Tabelle 28: Einstellungen für Kalibrierungsparameter

Einstellungen	Kurzbeschreibung	Gewählter Wert	Anmerkungen
<i>IAmpComp5</i>	Amplitude Faktor, um Strom auf 5% von I_r zu kalibrieren	0,00	
<i>IAmpComp30</i>	Amplitude Faktor, um Strom auf 30% von I_r zu kalibrieren	0,00	
<i>IAmpComp100</i>	Amplitude Faktor, um Strom auf 100% von I_r zu kalibrieren	0,00	
<i>UAmpComp5</i>	Amplitude Faktor, um Spannung auf 5% von U_r zu kalibrieren	0,00	
<i>UAmpComp30</i>	Amplitude Faktor, um Spannung auf 30% von U_r zu kalibrieren	0,00	
<i>UAmpComp100</i>	Amplitude Faktor, um Spannung auf 100% von U_r zu kalibrieren	0,00	
<i>IAngComp5</i>	Winkelkalibrierung für Strom auf 5% von I_r	0,00	
<i>IAngComp30</i>	Winkelvorkalibrierung für Strom auf 30% von I_r	0,00	
<i>IAngComp100</i>	Winkelvorkalibrierung für Strom auf 100% von I_r	0,00	

14.5 CNTGGIO - Ereigniszähler

14.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Ereigniszähler	CNTGGIO		-

14.5.2 Anwendung

Der Ereigniszähler (CNTGGIO) hat sechs Zähler, in denen gespeichert wird, wie oft jeder Zähler aktiviert wurde. Mit CNTGGIO kann gezählt werden, wie oft eine bestimmte Funktion, z. B. die Auslöselogik, ein Auslösesignal gesendet hat. Alle sechs Zähler haben eine gemeinsame Blockier- und Rücksetzfunktion.

14.5.3 Einstellrichtlinien

Operation: Setzt die Funktion des Ereigniszählers (CNTGGIO) auf *Ein* oder *Aus*.

14.6 Störbericht

14.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Störbericht	DRPRDRE	-	-
Analoge Eingangssignale	A1RADR	-	-
Analoge Eingangssignale	A2RADR	-	-
Analoge Eingangssignale	A3RADR	-	-
Analoge Eingangssignale	A4RADR	-	-
Binäre Eingangssignale	B1RBDR	-	-
Binäre Eingangssignale	B2RBDR	-	-
Binäre Eingangssignale	B3RBDR	-	-
Binäre Eingangssignale	B4RBDR	-	-
Binäre Eingangssignale	B5RBDR	-	-
Binäre Eingangssignale	B6RBDR	-	-

14.6.2 Anwendung

Um schnelle, vollständige und zuverlässige Informationen über Störungen im Primär- und/oder Sekundärsystem zu erhalten, ist es sehr wichtig, Informationen zu Fehlerströmen, Fehlerspannungen und Ereignissen zu sammeln. Außerdem ist eine kontinuierliche Ereignisprotokollierung unerlässlich, um eine Übersicht über die Funktion der Anlage zu erhalten und diese zu überwachen. Diese Aufgaben werden von der Stördatenaufzeichnung DRPRDRE übernommen, um das Verständnis des Systemverhaltens und der zugehörigen Primär- und Sekundäreinrichtungen während und nach einer Störung zu erleichtern. Eine Analyse der protokollierten Daten bietet wertvolle Informationen, mit denen eine Störung nachvollzogen werden kann. Diese Informationen können aber auch als Basis für eine Änderung des IED-Einstellungsplans, zur Verbesserung der bestehenden Einrichtungen etc. dienen. Außerdem können diese Informationen langfristig für die Planung und Auslegung neuer Installationen verwendet werden, wobei der Störschrieb auch Teil einer Funktionsanalyse sein kann (FA).

Die Stördatenaufzeichnung DRPRDRE, die immer im IED enthalten ist, erfasst Abtastdaten aller ausgewählten Analog- und Binärsignale, die am Funktionsblock anliegen, d. h. von

- maximal 30 externen Analogsignalen,
- 10 intern abgeleiteten Analogsignalen und
- 96 Binärsignalen.

Die Stördatenaufzeichnung vereint in sich die Funktionen Meldungen, Ereignisschreiber, Ereignisliste, , Auslösewert-Aufzeichnung, Störschreiber und Fehlerorter (FL).

Die Stördatenaufzeichnung ist durch eine hohe Flexibilität hinsichtlich Konfiguration, Startbedingungen und Aufzeichnungszeiten sowie durch eine hohe Speicherkapazität gekennzeichnet. Daher ist die Störungsaufzeichnung nicht von der Funktionalität von Schutzfunktionen abhängig und kann Störungen aufzeichnen, die von den Schutzfunktionen aus verschiedenen Gründen nicht erkannt wurden. Die Stördatenaufzeichnung kann als erweiterte, unabhängige Störschreibfunktion verwendet werden.

Jede Stördatenaufzeichnung wird im IED gespeichert. Mehrere aufeinanderfolgende Ereignisse werden in einem Ringspeicher kontinuierlich gesichert. Über die HMI können Informationen zu den Aufzeichnungen abgerufen werden, wobei die Dateien mit den Stördatenaufzeichnungen mithilfe des Störungshandhabungs-Tools auf das PCM600 hochgeladen können, um gelesen oder einer weiteren Analyse (mittels WaveWin, das sich auf der Installations-CD zum PCM600 befindet) unterzogen werden zu können. Außerdem kann der Benutzer Dateien mit Stördatenaufzeichnungen mittels FTP- oder MMS-Clients (über 61850) hochladen.

Wenn das IED mit einem Stationsbus verbunden ist (IEC 61850-8-1), sind der Störschrieb (Aufzeichnung und Fehlernummer) sowie die Fehlerorter-Informationen als GOOSE- oder Report-Control-Daten verfügbar.

14.6.3

Einstellrichtlinien

Die Einstellparameter für die Stördatenaufzeichnungs-Funktionen DRPRDRE werden über die HMI oder PCM600 eingestellt.

Die Behandlung von bis zu 40 Analog- und 96 Binärsignalen ist möglich. Dabei kann es sich um interne Signale oder Signale von externen Eingängen handeln. Die Binärsignale entsprechen einander in allen Funktionen, d.h. die Funktionen zur Störschreiber, Ereignisschreiber, Meldungen, Auslösewerteschreiber und Ereignisliste.

Benutzerdefinierte Bezeichnungen von Binär- und Analogeingangssignalen werden mit PCM600 eingestellt. Die Analog- und Binärsignale werden mit ihren benutzerdefinierten Bezeichnungen angezeigt. Die Bezeichnung wird auch in allen verbundenen Funktionen verwendet (Störschreiber, Ereignisschreiber, Meldungen, Auslösewerteschreiber und Ereignisliste).

Abbildung [178](#) zeigt die Verbindungen zwischen Störschrieb, enthaltenen Funktionen und Funktionsblöcken. Ereignisliste, Ereignisschreiber und Meldungen verwenden Informationen aus den Binäreingangs-Funktionsblöcken (BxRBDR). Der Auslösewerteschreiber verwendet analoge Informationen aus den Analogeingangs-Funktionsblöcken (AxRADR), die vom Fehlerorter nach der Einschätzung der Auslösewerteschreiber eingesetzt werden. Die Funktion

Stördatenaufzeichnung ermittelt Informationen sowohl aus AxRADR als auch BxRBDR

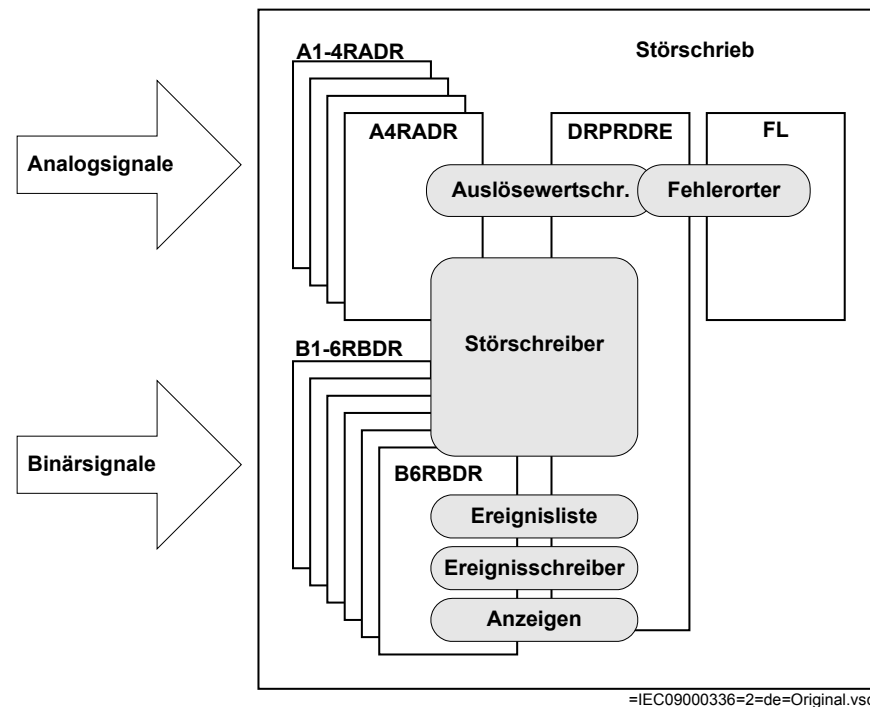


Abb. 178: Störschriebfunktionen und einhergehende Funktionsblock

Die Funktion Stördatenaufzeichnung verfügt über eine Reihe von Einstellungen, die ebenfalls die Unterfunktionen beeinflussen.

Drei LED Anzeigen sind oberhalb des LCD-Bildschirms angebracht und ermöglichen eine schnelle Statusinformation zum IED.

Grüne LED:	Dauerlicht Blinklicht Dunkel	In Betrieb Innerer Fehler Keine Stromversorgung
Gelbe LED:	Die Funktion wird durch die Einstellung SetLEDn in der Störberichtsfunction gesteuert.	
Rote LED:	Die Funktion wird durch die Einstellung SetLEDn in der Störberichtsfunction gesteuert.	

Funktion

Die Auslösung der Stördatenaufzeichnungs-Funktion DRPRDRE muss auf *Ein* oder *Aus* eingestellt werden. Wurde *Aus* ausgewählt, dann ist zu beachten, dass

keine Stördatenaufzeichnung registriert und keine Unterfunktion ausgelöst wird (der einzige allgemeine Parameter, der die Ereignisliste beeinflusst).

Operation = Aus:

- Stördatenaufzeichnungen werden nicht gespeichert.
- LED Informationen (gelb - Auslösung, rot - Auslösung) werden nicht gespeichert oder verändert.

Operation = Ein:

- Stördatenaufzeichnungen werden gespeichert, Störungsdaten können an der HMI und am PC mit PCM600 abgelesen werden.
- LED Informationen (gelb - Auslösung, rot - Auslösung) werden gespeichert.

Jede Aufzeichnung erhält eine Nummer (0 bis 999), die zur Identifizierung verwendet wird (HMI, Störungshandhabungs-Tool und IEC 61850). Als Alternative zur Identifizierung der Aufzeichnung dienen das Datum, die Zeit und die Ordnungsnummer. Die Ordnungsnummer wird bei jeder neuen Aufzeichnung automatisch um einen Zähler inkrementiert und um Mitternacht auf Null zurück gesetzt. Die Höchstanzahl an Aufzeichnungen, die im IED gespeichert werden können, liegt bei 100. Die älteste Aufzeichnung wird beim Eintreffen einer neuen Aufzeichnung überschrieben (FIFO).



Zum Löschen von Störschrieben muss der Parameter *Operation* auf *Ein* eingestellt sein.



Die Höchstanzahl der Aufzeichnungen hängt von der Gesamtaufzeichnungszeit jeder Aufzeichnung ab. Lange Aufzeichnungszeiten verringern die Anzahl der speicherbaren Aufzeichnungen auf weniger als 100 Stück.



Das IED Flash-Laufwerk darf NIE zum Speichern anderer Benutzerdaten verwendet werden. Hierdurch kann es zu Löschnungen der Störungs-Aufzeichnungen auf Grund mangelnden Speicherplatzes kommen.

Aufzeichnungslängen

Die unterschiedlichen Aufzeichnungszeiten für die Stördatenaufzeichnung werden eingestellt (vor und nach einem Fehler sowie Grenzzeit). Diese Aufzeichnungszeiten beeinflussen als Unterfunktionen mehr oder weniger jedoch nicht die Funktion Ereignisliste.

Die Aufzeichnungszeit vor dem Fehler (*PreFaultRecT*) ist die Aufzeichnungszeit vor dem Startpunkt des Auftretens der Störung. Die Einstellung sollte mindestens 0,1 s betragen, um ausreichend Abtastwerte für die Schätzung von Werten vor dem Auftreten eines Fehlers in der Funktion Auslösewerteschreiber sicher zu stellen.

Die Aufzeichnungszeit nach dem Fehler (*PostFaultRecT*) ist die Höchstdauer der Aufzeichnung nach Verschwinden des Auslösesignals (beeinflusst die Funktion Auslösewerteschreiber nicht).

Die Aufzeichnungszeit-Grenze (*TimeLimit*) ist die Aufzeichnungs-Höchstdauer nach der Auslösung. Der Parameter begrenzt die Aufzeichnungszeit, sofern bestimmte Auslösebedingungen (Fehlerzeit) sehr lang oder permanent eingestellt werden (beeinflusst die Funktion Auslösewerteschreiber nicht).

Erneutes Auslösen (*PostRetrig*) kann auf *Ein* oder *Aus* gesetzt werden. Dies gestattet eine Auswahl der Leistungsfähigkeit der Funktion Stördatenaufzeichnung, wenn ein neues Auslösesignal in einem Nach-Fehler-Fenster angezeigt wird.

PostRetrig = Aus

Die Funktion reagiert während der Zeit nach dem Fehler nicht auf neue Auslösesignale.

PostRetrig = Ein

Die Funktion vervollständigt den aktuellen Bericht und beginnt einen vollständig neuen. Der letzte beinhaltet:

- neue Zeiten vor und nach dem Fehler (welche sich mit dem vorherigen Bericht überschneiden)
- Ereignisse und Angaben können wegen der Überschneidungen ebenfalls im vorherigen Bericht gespeichert werden
- neue Fehlerorter und Auslösewertberechnungen sofern installiert, betriebsbereit und gestartet

Betrieb im Testmodus

Wenn sich das IED im Testmodus befindet und *OpModeTest = Aus*: Es werden keine Daten von der Stördatenaufzeichnungsfunktion erfasst, und die LED-Anzeige ist deaktiviert.

Wenn sich das IED im Testmodus befindet und *OpModeTest = Ein*: Die Stördatenaufzeichnungsfunktion arbeitet normal, und in den gespeicherten Aufzeichnungen ist der Status vermerkt.

14.6.3.1

Binäre Eingangssignale

Bis zu 96 Binärsignale können aus den internen logischen und binären Eingangssignalen ausgewählt werden. Das Konfigurationstool wird verwendet, um die Signale zu konfigurieren.

Für jedes der 96 Signale ist es auch möglich auszuwählen, ob das Signal als Auslöser für den Beginn der Stördatenaufzeichnung verwendet wird und ob der Auslöser bei positiver (1) oder negativer (0) Steigung aktiviert werden soll.

OperationN: Die Stördatenaufzeichnung kann am Binäreingang N (*Ein*) auslösen oder nicht (*Aus*).

TrigLevelN: Auslösung bei positiver (*Auslösung bei 1*) oder negativer (*Auslösung bei 0*) Steigung für Binäreingang N.

14.6.3.2

Analoge Eingangssignale

Es können bis zu 40 Analogsignale aus den internen Analog- und Analog-Eingangssignalen ausgewählt werden. PCM600 wird verwendet, um die Signale zu konfigurieren.

Der Analogauslöser für die Stördatenaufzeichnung wird nicht beeinflusst, wenn der Analogeingang M in den Störschrieb aufgenommen wird oder nicht (*OperationM = Ein/Aus*).

Wenn *OperationM = Aus*, werden keine Wellenformen (Abtastwerte) aufgezeichnet und in der grafischen Darstellung dokumentiert. Es werden jedoch Auslösewert, Vorfehler und Fehlerwerte aufgezeichnet und berichtet. Der Eingangskanal kann immer noch verwendet werden, um den Störfehlerschreiber auszulösen.

Wenn *OperationM = Ein*, werden auch Wellenformen (Abtastwerte) aufgezeichnet und in der grafischen Darstellung dokumentiert.

NomValueM: Nennwert für den Eingang M.

OverTrigOpM, *UnderTrigOpM*: Funktion der Über- oder Unterauslösung, Stördatenaufzeichnung kann bei hohem/niedrigen Niveaus am Analogeingang M (*Ein*) ausgelöst werden oder nicht (*Aus*).

OverTrigLeM, *UnderTrigLeM*: Niveau der Über- oder Unterauslösung, Auslösung bei hohem/niedrigem relativen Nennwert für Analogeingang M in Prozent des Nennwerts.

14.6.3.3

Unterfunktionsparameter

Solange die Stördatenaufzeichnung erfolgt, sind alle Funktionen verfügbar.

Meldungen

IndicationMaN: Anzeigemaskierung für binären Eingang N. Wenn eingestellt (*Anzeigen*), werden Statusänderungen an diesem Eingang erfasst und in der Störungsübersicht an der HMI angezeigt. Wenn nicht eingestellt (*Verbergen*), werden Statusänderungen nicht angezeigt.

SetLEDN: Setzt gelbe *Anregung*- und rote *Auslösung*-LED an der HMI des IED, wenn sich der Status am binären Eingang N ändert.

Störschreiber

OperationM: Analogkanal M wird von Störschreiber erfasst (*Ein*) oder nicht erfasst (*Aus*).

Wenn *OperationM = Aus*, werden keine Wellenformen (Abtastwerte) aufgezeichnet und in der grafischen Darstellung dokumentiert. Es werden jedoch Auslösewert, Vorfehler und Fehlerwerte aufgezeichnet und berichtet. Der Eingangskanal kann immer noch verwendet werden, um den Störfehlerschreiber auszulösen.

Wenn *OperationM = Ein*, werden auch Wellenformen (Abtastwerte) aufgezeichnet und in der grafischen Darstellung dokumentiert.

Ereignisschreiber

Die Funktion Ereignisschreiber besitzt keine dedizierten Parameter.

Auslösewert-Aufzeichnung

ZeroAngleRef: Der Parameter legt fest, welches Analogsignal als Phasenwinkelreferenz für alle anderen analogen Eingangssignale verwendet wird. Dieses Signal wird zudem für Frequenzmessungen verwendet, die wiederum zur Berechnung von Auslösewerten erforderlich sind. Es wird empfohlen, ein gemessenes Spannungseingangssignal zu wählen, z. B. eine Leitungs- oder Sammelschienen-Leiter-Erde-Spannung (Kanal 1-30).

Ereignisliste

Die Funktion Ereignisliste besitzt keine dedizierten Parameter.

14.6.3.4

Berücksichtigung

Die Zahl der Aufzeichnungssysteme in Stromsystemen geht stetig nach oben, da auch die Zahl moderner IEDs mit integrierten Schreibern zunimmt. Dies führt im Fall einer Störung zu einer Vielzahl von Aufzeichnungen. Bei nicht ordnungsgemäß eingestellten Aufzeichnungsfunktionen steigt die Informationsmenge enorm an. Das Ziel ist es, die Einstellungen in jedem IED so zu optimieren, dass ausschließlich relevante Störungen erfasst und möglichst viele Aufzeichnungen im IED gespeichert werden.

Die Aufzeichnungslänge sollte auf die wirklich notwendige Dauer beschränkt sein (*PostFaultrecT* und *TimeLimit*).

- Sollte die Funktion nur Fehler am geschützten Objekt abdecken oder darüber hinausgehen?
- Wie hoch ist die größte Dauer bis zur Fehlerbeseitigung?
- Ist es erforderlich, Wiedereinschaltungen bei der Aufzeichnung zu erfassen, oder sollte ein anhaltender Fehler eine zweite Aufzeichnung veranlassen (*PostRetrig*)?

Minimieren der Anzahl an Aufzeichnungen:

- Binäre Signale: Nutzen Sie nur die wirklich wichtigen Signale zum Start von Aufzeichnungen, wie Schutzauslösung, Trägerempfangs- und/oder Startsignale.
- Analoge Signale: Die Ansprechwerte sollten mit großer Vorsicht gewählt werden, da falsche Einstellungen die Zahl der Aufzeichnungen enorm erhöhen kann. Wenn dennoch eine Analogeingangsauslösung verwendet wird, wählen Sie Einstellungen mit einem ausreichenden Abstand zu den normalen Betriebswerten. Leiter-Erde-Spannungen empfehlen sich nicht für eine Auslösung.

Beachten Sie, dass Parameterwerte, egal wo sie eingestellt wurden, mit den Berichtsinformationen verknüpft sind. Solche Parameter sind beispielsweise Stations- und Objektidentifikatoren oder Stromwandler- und Spannungswandlerverhältnisse.

14.7 MVEXP - Messwert-Expansionsblock

14.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Messwert-Expansionsblock	MVEXP	-	-

14.7.2 Anwendung

Die Strom- und Spannungsmessfunktionen (CVMMXN, CMMXU, VMMXU und VNMMXU), die Strom- und Spannungsfolgemessfunktionen (CMSQI und VMSQI) und die generischen E-/A-Kommunikationsfunktionen gemäß IEC 61850 (MVGGIO) stehen mit einer Messüberwachungsfunktionalität zur Verfügung. Alle Messwerte können mit vier einstellbaren Schwellenwerten überwacht werden: absolute Untergrenze, Untergrenze, Obergrenze und absolute Obergrenze. Der Messwerverweiterungsblock (MVEXP) übersetzt das Integerwert-Ausgangssignal der Messfunktionen in fünf Binärsignale (unterhalb der untersten Grenze, unterhalb der unteren Grenze, normal, oberhalb der oberen Grenze und oberhalb der obersten Grenze). Die Ausgangssignale können in der konfigurierbaren Logik als Bedingungen verwendet werden.

14.7.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder im Bedien- und Parametrierwerkzeug (PCM600).

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die

Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

14.8 LMBRFLO - Fehlerortung

14.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Nummer
Fehlerorter	LMBRFLO	-	-

14.8.2 Anwendung

Hauptziel der Leitungsschutz- und Überwachungs-IEDs ist eine schnelle, selektive und zuverlässige Erfassung und Abschaltung von Fehlern in dem geschützten Leitungsabschnitt. Zusätzlich ist für diejenigen, die für Betrieb und Wartung verantwortlich sind, die Angabe der Distanz zum Fehler äußerst wichtig. Zuverlässige Informationen zur Fehlerortung verringern die Ausfallzeit der geschützten Leitungen erheblich und verbessern die gesamte Verfügbarkeit eines Netzes.

Der Fehlerorter beginnt am Eingang CALCDIST, mit dem Auslösesignale verbunden sind, die Störungen in der Leitung anzeigen. Dies sind typischerweise der Distanzschutz Zone 1 und die Beschleunigungszone. Die Stördatenaufzeichnung muss ebenfalls für die gleichen Störungen gestartet werden, da die Funktion vor und nach Auftreten der Störung festgehaltene Informationen von der Auslösewertaufzeichnungsfunktion verwendet.

Neben diesen Informationen benötigt die Funktion Informationen über fehlerhafte Leiter, um die Schleifenauswahl korrekt vorzunehmen. Die folgenden Schleifen werden für verschiedene Fehlerarten verwendet:

- bei dreipoligen Fehlern: Schleife L1 - L2.
- bei zweipoligen Fehlern ohne Erdberührung: die Schleife zwischen den gestörten Leitern.
- oder zweipoligen Fehlern mit Erdberührung: die Schleife zwischen den gestörten Leitern.
- bei Leiter-Erde-Fehlern: die entsprechende Leiter-Erdschleife.

Der Abstand zum Fehler, der mit hoher Genauigkeit berechnet wird, wird zusammen mit den aufgezeichneten Störungen gespeichert. Diese Informationen können an der HMI angezeigt und auf das PCM600 hochgeladen werden und stehen am Stationsbus gemäß IEC 61850 zur Verfügung.

Mit dem Messalgorithmus für verschiedene Fehlerschleifen oder für veränderte Systemparameter kann der Abstand zum Fehler an der HMI neu berechnet werden.

14.8.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter für die Fehlerorter-Funktion werden in der HMI oder am PCM600 festgelegt.

Der Fehlerorter-Algorithmus verwendet Leiter-Erde-Spannungen, Leiterströme und Nullstrom in überwachten Feldern (geschützte Leitung) und Nullstrom aus einem Parallelfeld (Leitung, die mit der geschützten Leitung gekoppelt ist).

Der Fehlerorter ist mit der Stördatenaufzeichnung eng verbunden. Alle externen Analogeingänge (Kanal 1 - 30), die mit der Stördatenaufzeichnung verbunden sind, stehen dem Fehlerorter zur Verfügung, und die Funktion verwendet Informationen, die von der Auslösewert-Aufzeichnung berechnet werden. Nach Zuordnung der Analogeingänge zu der Stördatenaufzeichnung muss der Benutzer festlegen, welche Analogeingänge vom Fehlerorter verwendet werden sollen. Bei den Standardeinstellungen sind den ersten vier Analogeingängen Ströme und den nächsten drei Eingängen Spannungen im überwachten Feld zugeordnet (keine Parallelleitung erwartet, da der gewählte Eingang auf Null gesetzt ist). Verwenden Sie das Tool für Parametereinstellungen im PCM600, um die Analogkonfiguration zu ändern.

In der Liste der Parameter sind die Abkürzungen erläutert. Abbildung 179 enthält auch eine grafische Darstellung dieser Systemparameter. Beachten Sie, dass sich alle Impedanzwerte auf ihre primären Werte und auf die Gesamtlänge der geschützten Leitung beziehen.

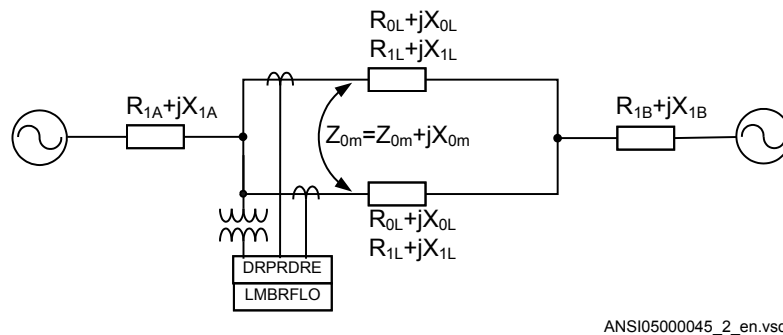


Abb. 179: Vereinfachte Netzwerkkonfiguration mit Netzwerkdaten, notwendig für die Einstellung der Fehlerortungs-Messfunktion

Bei einer Einfachleitung werden die Werte für die gegenseitige Nullimpedanz (X_{0M} , R_{0M}) und der Analogeingang auf Null gesetzt.

Die in Tabelle 2 angegebenen, netzspezifischen Parametereinstellungen sind keine allgemeinen Einstellungen, sondern spezifische Einstellungen in den Parametersätzen. D.h., durch diese können die Bedingungen für den Fehlerorter mit kurzer Mitteilung durch Ändern des Parametersatzes geändert werden.

Die Quellimpedanz ist im Netz nicht konstant. Dies wirkt sich jedoch nur geringfügig auf die Genauigkeit der Berechnung der Fehlerentfernung aus, da die Genauigkeit nur vom Phasenwinkel des Verteilungsfaktors beeinflusst wird. Der Phasenwinkel des Verteilungsfaktors ist normalerweise sehr niedrig und nahezu konstant, da dieser über die Leitungsimpedanz im Mitsystem mit einem Winkel fast 90° bestimmt wird. Stellen Sie den Quellimpedanzwiderstand immer auf Werte ungleich Null. Wenn die tatsächlichen Werte nicht bekannt sind, führen Werte, die bei der Quellimpedanz einem Winkel von 85° entsprechen zu zufriedenstellenden Ergebnissen.

14.8.3.1

Anschluss von Analogströmen

Anschlussplan für Analogströme ist in Abbildung [180](#) dargestellt.

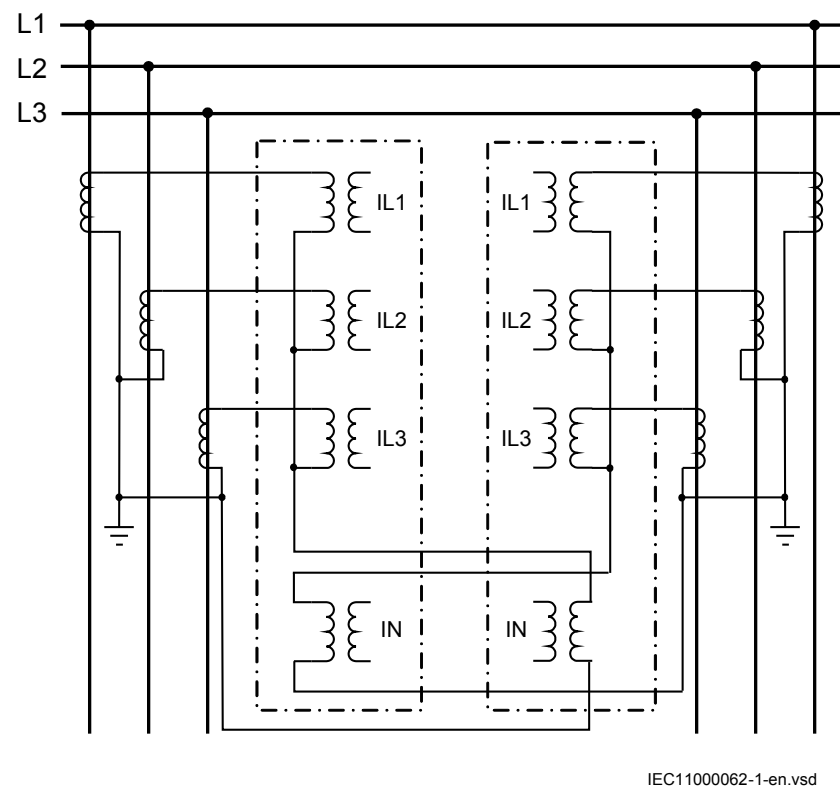


Abb. 180: Anschlussbeispiel einer Parallelleitung IN für Fehlerortler LMBRFLO

14.9

Stationsbatterieüberwachung SPVNZBAT

14.9.1

Identifikation

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Stationsbatterieüberwachungsfunktion	SPVNZBAT	U<>	-

14.9.2 Anwendung

Normalerweise handelt es sich bei der Last eines Gleichstromsystems um einen konstanten Widerstand, beispielsweise Lampen, LEDs, elektronische Geräte und elektromagnetische Schütze in einem konstant stabilen Zustand. Eine vorübergehende Lasterhöhung (RL) liegt vor, wenn die Schalter auslösen oder offen sind.

Die Batteriespannung muss fortlaufend überwacht werden, da die Batterien einer moderaten Über- oder Unterspannung nur für einen kurzen Zeitraum standhalten können.

- Wenn die Batterie einer länger anhaltenden oder häufig auftretenden Überspannung ausgesetzt ist, führt dies zu einer schnelleren Alterung der Batterie, wodurch diese früher als üblich ausfallen kann. Andere Möglichkeiten sind Überhitzung, Wärmeentwicklung oder erhöhte Menge an Wasserstoffgas und Flüssigkeitsabnahme bei ventilgesteuerten Batterien.
- Wenn die Ladespannung unter die empfohlene Mindest-Floatspannung der Batterie fällt, wird die Batterie nicht mit ausreichend Ladestrom versorgt, um den internen Verlust auszugleichen. Das führt wiederum zu einem schleichenden Kapazitätsverlust.
 - Wenn an einer Bleibatterie fortlaufend eine Unterspannung anliegt, tritt an den Platten eine starke Verschwefelung auf, die zum Verlust der Batteriekapazität führt.

14.10 SSIMG - Isoliertgasüberwachungsfunktion

14.10.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Isoliertgasüberwachungsfunktion	SSIMG	-	63

14.10.2 Anwendung

Isoliertgasüberwachungsfunktion (SSIMG) wird zur Überwachung des Leistungsschalterzustands eingesetzt. Das korrekte Löschen des Lichtbogens an den Leistungsschaltern mithilfe des Druckgases ist äußerst wichtig. Wird der Druck im Vergleich zum erforderlichen Wert zu niedrig, wird der Leistungsschalterbetrieb blockiert, um Unglücksfälle zu verhindern. Die auf Grundlage des Gasdrucks im Leistungsschalter ermittelten Binärdaten werden als

Eingangssignale der Funktion benutzt. Zusätzlich erzeugt die Funktion Alarme basierend auf der erhaltenen Information.

14.11 SSIML - Isolierflüssigkeitsüberwachungsfunktion

14.11.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Isolierflüssigkeit-Überwachungsfunktion	SSIML	-	71

14.11.2 Anwendung

Die Isolierungsflüssigkeits-Überwachungsfunktion (SSIML) wird für die Überwachung der Leistungsschalter-Bedingung verwendet. Eine korrekte Auslöschung von Störlichtbogen durch das Drucköl im Leistungsschalter ist sehr wichtig. Wenn der Pegel zu niedrig wird, verglichen mit dem erforderlichen Wert, dann wird die Funktion des Leistungsschalters blockiert, um einen Störfall zu vermeiden. Binäre Informationen, basierend auf dem Ölpegel im Leistungsschalter, werden als Eingangssignale für die Funktion verwendet. Zusätzlich erzeugt die Funktion Alarme basierend auf der erhaltenen Information.

14.12 Schalterzustandsüberwachung SSCBR

14.12.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Leistungsschalter-Zustandsüberwachung	SSCBR	-	-

14.12.2 Anwendung

SSCBR enthält verschiedene Mess- und Überwachungsunterfunktionen.

Leistungsschalterzustand

Die Funktion Leistungsschalterzustand überwacht die Position des Leistungsschalters, d.h. ob sich der Schalter in einer offenen, geschlossenen oder einer Zwischenstellung befindet.

Leistungsschalterfunktionsüberwachung

Aufgabe der Unterfunktion Leistungsschalterfunktionsüberwachung ist es anzuzeigen, ob der Leistungsschalter längere Zeit nicht mehr betätigt wurde. Das Modul berechnet die Anzahl der Tage, an denen der Leistungsschalter inaktiv war, d.h. unverändert im geschlossenen oder offenen Zustand geblieben ist. Zudem besteht die Möglichkeit, einen Anfangswert für die Anzahl der inaktiven Tage einzugeben.

Schalterkontaktlaufzeit

Hohe Schaltzeiten deuten darauf hin, dass der Leistungsschaltermechanismus gewartet werden muss. Deshalb ist die Erkennung übermäßig hoher Schaltzeiten wichtig. Während des Öffnungszyklus beginnt das Öffnen des Hauptkontakts. Der Hilfskontakt A wird geöffnet, der Hilfskontakt B geschlossen und der Hauptkontakt erreicht die geöffnete Stellung. Während des Schließzyklus beginnt das Schließen des ersten Hauptkontakts. Der Hilfskontakt B wird geöffnet, der Hilfskontakt A geschlossen und der Hauptkontakt erreicht die geschlossene Stellung. Die Schaltzeiten werden auf Basis der Zustandsveränderungen der Hilfskontakte und eines aufaddierten Korrekturfaktors berechnet, um die Zeitdifferenz zwischen dem Stellungswechsel des Hauptkontakts und der Hilfskontakte zu berücksichtigen.

Betriebszähler

Das Intervall für die Durchführung routinemäßiger Wartungsarbeiten am Schalter, wie z.B. das Schmieren des Schaltmechanismus, richtet sich im Allgemeinen nach der Anzahl der Betätigungen. Die Eingabe eines geeigneten Grenzwertes zur Auslösung eines Alarms bei Überschreitung einer bestimmten Anzahl an Betriebszyklen hilft bei der Präventivwartung. Bei Öl-Leistungsschaltern kann dieser Grenzwert auch verwendet werden, um anzuzeigen, wann die Entnahme einer Ölprobe zur Durchführung einer dielektrischen Prüfung erforderlich ist.

Eine Zustandsveränderung kann am binären Eingang des Hilfskontakts festgestellt werden. Es besteht die Möglichkeit, einen Anfangswert für den Zähler einzustellen, der zur Initialisierung dieser Funktion nach einer Betriebsphase oder bei überholten Primärschaltgeräten verwendet werden kann.

Summe aus $I^y t$

Aus der Summe aus $I^y t$ ergibt sich die akkumulierte Energie $\Sigma I^y t$, wobei der Faktor y der sogenannte Stromexponent ist. Der Faktor y hängt von der Art des Leistungsschalters ab. Für Öl-Leistungsschalter beträgt der Faktor y in der Regel 2. Bei heutigen Hochspannungs-Leistungsschaltern kann der Faktor y 1,4...1,5 betragen.

Verbleibende Betriebslebensdauer des Leistungsschalters

Bei jeder Betätigung des Leistungsschalters verringert sich seine Betriebslebensdauer aufgrund von Abnutzung. Die Abnutzung des Schalters hängt vom Ansprechstrom ab und die verbleibende Lebensdauer des Schalters kann

anhand der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Leistungsschalter-Auslösekurve bestimmt werden.

Beispiel zur Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer eines Leistungsschalters

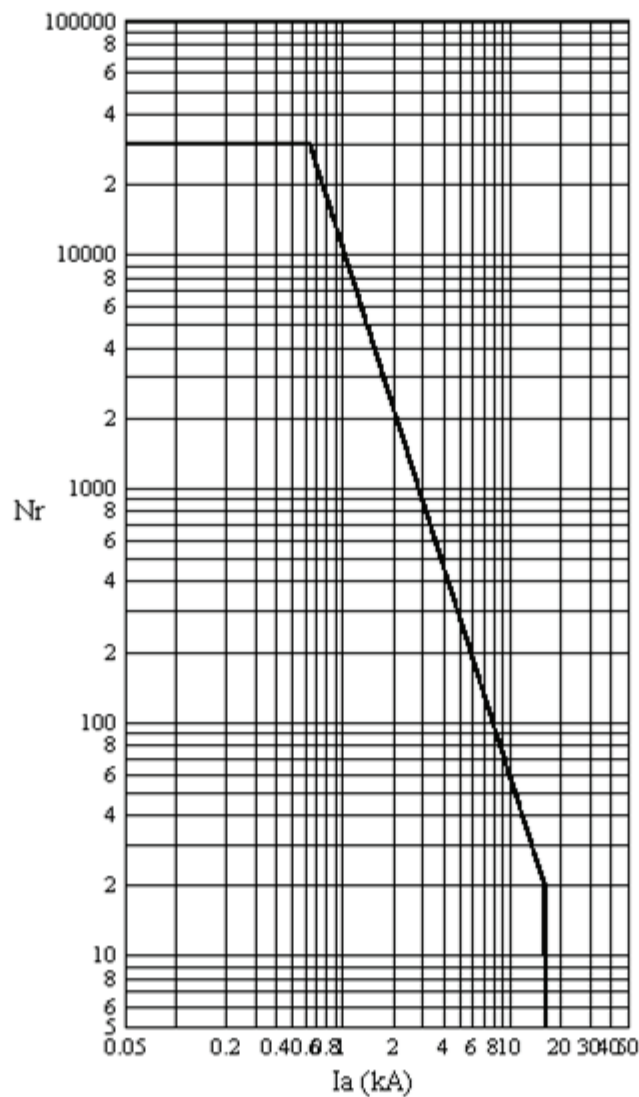


Abb. 181: Auslösekurven für einen typischen 12 kV, 630 A, 16 kA Vakuumschalter

N_r die Anzahl der erlaubten AUS-EIN-Zyklen (Schaltspiele) des Leistungsschalters

I_a der Strom zum Auslösezeitpunkt des Leistungsschalters

Berechnung des gerichteten Koeffizienten

Der gerichtete Koeffizient wird nach folgender Formel berechnet:

$$Directional\ Coef = \frac{\log\left(\frac{B}{A}\right)}{\log\left(\frac{I_f}{I_r}\right)} = -2.2609$$

(Gleichung 194)

I_r	Nenn-Betriebsstrom = 630 A
I_f	Nenn-Fehlerstrom = 16 kA
A	Schaltspiele bei Nennstrom = 30000
B	Schaltspiele bei Nenn-Fehlerstrom = 20

Berechnung zur Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer

Die Gleichung zeigt, dass 30.000 Betätigungen bei einem Bemessungs-Auslösestrom von 630 A und 20 Betätigungen bei einem Nenn-Fehlerstrom von 16 kA möglich sind. Wenn also der Auslösestrom 10 kA beträgt, dann entspricht eine Betätigung bei 10 kA $30.000/500=60$ Betätigungen bei Nennstrom. Zudem wird davon ausgegangen, dass die verbleibende Lebensdauer des Leistungsschalters vor dieser Auslösung bei 15.000 Betätigungen liegt. Also beträgt die verbleibende Lebensdauer des Leistungsschalters nach einer Betätigung mit 10 kA $15.000-60=14.940$ bei Nenn-Betriebsstrom.

Federaufzugsanzeige

Bei normalem Betrieb des Leistungsschalters sollte die Leistungsschalterfeder innerhalb einer bestimmten Zeit aufgezo-gen sein. Deshalb weisen lange Federspannzeiten darauf hin, dass der Leistungsschalter gewartet werden muss. Der letzte Federspannzeitwert kann als Wertungswert verwendet werden.

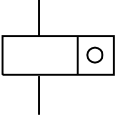
Überwachung des Gasdrucks

Die Unterfunktion zur Überwachung des Gasdrucks überwacht den Gasdruck im Inneren der Lichtbogenkammer (SF6-Schalter). Wenn der Druck verglichen mit dem erforderlichen Wert zu gering wird, wird der Leistungsschalterbetrieb blockiert. Ein druckniveaubasierter binärer Eingang ist in der Funktion verfügbar, und basierend auf diesen Eingängen werden Alar-me ausgelöst.

Abschnitt 15 Messung

15.1 PCGGIO - Impulszähler

15.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Impulszähler	PCGGIO		-

15.1.2 Anwendung

Die Impulszähler-Funktion (PCGGIO) zählt extern erzeugte Binärimpulse, z. B. von externen Energiemessgeräten, um die Energieverbrauchswerte zu berechnen. Die Impulse werden vom binären Eingangsmodul (BIO) erfasst und von der Funktion PCGGIO gelesen. Anschließend wird die Anzahl der Impulse im Zähler entweder über den Stationsbus an das Automatisierungssystem der Substation übertragen oder über das Stationsüberwachungssystem als Servicewert angezeigt. Bei der Anwendung von IEC 61850, steht über den Stationsbus ein skaliertes Servicewert zur Verfügung.

Der eigentliche Zweck dieser Funktion ist das Zählen der Energieimpulse aus den externen Energiemessgeräten. Zu diesem Zweck kann eine optionale Anzahl von Eingängen aus dem binären Eingangsmodul im IED mit einer Frequenz von bis zu 10 Hz verwendet werden. PCGGIO kann auch als Zähler für allgemeine Zwecke verwendet werden.

15.1.3 Einstellrichtlinien

Am PCM600 können diese Parameter für jeden Impulszähler einzeln eingestellt werden:

- *Operation: Aus/Ein*
- *tReporting: 0-3600s*
- *EventMask: NoEvents/ReportEvents*

Die Konfiguration der Ein- und Ausgänge des Funktionsblocks PCGGIO erfolgt am PCM600.

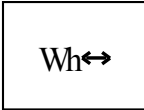
Am binären Ein-/Ausgangsmodul (BIO) ist für den Entprellfilter standardmäßig die Zeit auf 5 ms eingestellt, d.h., der Zähler unterdrückt Impulse mit einer Impulslänge kleiner 5 ms. Die binären Eingangskanäle am binären Ein-/Ausgangsmodul (BIO) verfügen über individuelle Einstellungen für Entprellzeit, Schwingungszählung und Schwingungszeit. Die Werte können Sie in der HMI und am PCM600 ändern unter **Hauptmenü/Konfiguration/E/A-Module**



Die Einstellung ist für alle Eingangskanäle an dem binären Ein-/Ausgangsmodul (BIO) individuell, d.h., wenn die Grenzwerte für die Eingänge geändert werden, die nicht mit dem Impulszähler verbunden sind, wirkt sich dies nicht auf die Eingänge aus, die für die Impulszählung verwendet wird.

15.2 EPTMMTR - Energieberechnung und Bedarfshandling

15.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Energieberechnung und Bedarfshandling	ETPMTR		-

15.2.2 Anwendung

Die Funktion für die Energieberechnung und Bedarfshandling ETPMTR ist für die Statistik der Wirk- und Blindenergie in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung vorgesehen. Sie bietet grundsätzlich dank der Messfunktion (CVMMXN) eine hohe Genauigkeit. Diese Funktion bietet die Möglichkeit einer Kalibrierung vor Ort, um die Gesamtgenauigkeit weiter zu verbessern.

Die Funktion ist mit den unverzögerten Ausgängen von (CVMMXN) verbunden, wie in Abb. [182](#) dargestellt.

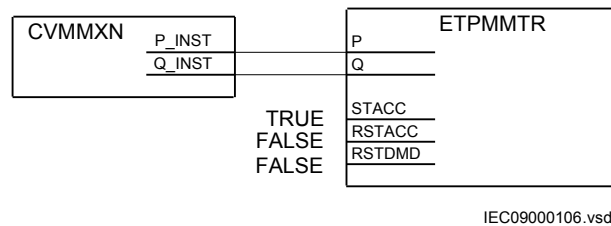


Abb. 182: Verbindung der Funktion für die Energieberechnung und Bedarfshandling ETPMMTR mit der Messfunktion (CVMMXN)

Die Energiewerte können über die Kommunikation im Überwachungstool des PCM600 in MWh und MVarh abgelesen und/oder alternativ auf der HMI dargestellt werden. Die grafische Anzeige auf der HMI wird mithilfe des Graphical Display Editor (GDE) des PCM600 mit einem nach Wunsch auswählbaren Messwert für die Wirk- und die Blindkomponente konfiguriert. Es können auch alle vier Werte dargestellt werden.

Ebenso werden die maximalen Bedarfswerte in MWh oder MVarh dargestellt.

Alternativ können die Werte mithilfe der Pulszählerfunktion (PCGGIO) dargestellt werden. Die Ausgangswerte werden gemäß den Impulsausgang-Einstellwerten *EAFAccPlsQty*, *EARAccPlsQty*, *ERFAccPlsQty* und *ERRAccPlsQty* der Energiezählfunktion skaliert, und der Pulszähler kann dann so eingerichtet werden, dass er die Werte dieser Funktion durch Skalieren korrekt darstellt. Die Pulszählerwerte können in derselben Weise auf der HMI dargestellt und/oder über die Kommunikation an das SA-System gesendet werden, in dem dann die Gesamtenergie durch Aufsummieren der Energieimpulse berechnet wird. Dieses Prinzip eignet sich für sehr hohe Energiewerte, da andernfalls die Energieintegration zahlenmäßig auf ca. ein Jahr bei 50 kV und 3000 A begrenzt ist. Danach beginnt die Summierung wieder bei null.

15.2.3

Einstellrichtlinien

Die Einstellwerte werden über die HMI oder im PCM600 gesetzt.

Für die Funktion für die Energieberechnung und Bedarfshandling ETPMMTR können die folgenden Einstellungen vorgenommen werden:

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*IBase*), Primärspannung (*UBase*) und Primärleistung (*SBase*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

Operation: Aus/Ein

tEnergy: Zeitintervall für die Energiemessung.

StartAcc: Mit *Aus/Ein* wird die Energiezählung ein- und ausgeschaltet.



Mit dem Eingangssignal STACC wird die Zählung gestartet. Mit dem Eingangssignal STACC kann die Zählung nicht angehalten werden. Der Energieinhalt wird bei jeder Aktivierung von STACC zurückgesetzt. STACC kann z. B. eingesetzt werden, wenn eine externe Uhr verwendet wird, um zwei Funktionsblöcke für die Messung der Wirkenergie ein- und auszuschalten und so zwei verschiedene Tarife anzeigen zu lassen.

tEnergyOnPls: Gibt für die Pulslänge die Zeit an, während der der Impuls EIN ist. Diese sollte bei Anschluss an den Pulszähler-Funktionsblock mindestens 100 ms betragen. Ein typischer möglicher Wert ist 100 ms.

tEnergyOffPls: Gibt die AUS-Zeit zwischen den Impulsen an. Ein typischer möglicher Wert ist 100 ms.

EAFAccPlsQty und *EARAccPlsQty*: Geben den Wirkenergiewert jedes Impulses in MWh an. Dies muss zusammen mit der Einstellung des Impulszählers (PCGGIO) ausgewählt werden, um einen korrekten Gesamtimpulswert anzugeben.

ERFAccPlsQty und *ERRAccPlsQty*: Geben den Wirkenergiewert jedes Impulses in MVarh an. Dies muss zusammen mit der Einstellung des Impulszählers (PCGGIO) ausgewählt werden, um einen korrekten Gesamtimpulswert anzugeben.

Für fortgeschrittene Benutzer steht eine Reihe von Parametern für Richtung, Nullpunktunterdrückung, oberen Grenzwert etc. zur Verfügung. In der Regel können die Standardwerte dieser Parameter verwendet werden.

Abschnitt 16 Stationskommunikation

16.1 Kommunikationsprotokoll IEC 61850-8-1

16.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Kommunikationsprotokoll gemäß IEC 61850-8-1	IEC 61850-8-1	-	-

16.1.2 Anwendung

Das Kommunikationsprotokoll IEC 61850-8-1 ermöglicht eine vertikale Kommunikation mit den HSI-Clients sowie eine horizontale Kommunikation zwischen zwei oder mehr intelligenten elektronischen Geräten (IEDs) eines oder mehrerer Hersteller, um Informationen auszutauschen, ihre Funktionen auszuführen und eine korrekte Kooperation zu gewährleisten.

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) ermöglicht den IEDs als Teil von Standard IEC 61850-8-1, mithilfe eines Publish/Subscribe-Mechanismus untereinander Status- und Steuerungsinformationen auszutauschen. Das bedeutet, dass ein IED bei der Erkennung eines Ereignisses mithilfe einer Multi-Cast-Übertragung die anderen Geräte, die für den Empfang dieser Daten registriert sind, darüber informiert. Ein IED kann durch die Bekanntgabe einer GOOSE-Meldung seinen Status melden. Außerdem kann es jedem beliebigen Gerät im Netz eine Steuerungsmaßnahme auferlegen.

[Abbildung 183](#) zeigt die Topologie einer Konfiguration gemäß IEC 61850-8-1. IEC 61850-8-1 beschreibt nur die Schnittstelle zum LAN der Substation. Das LAN selbst gehört dem Systemintegrator an.

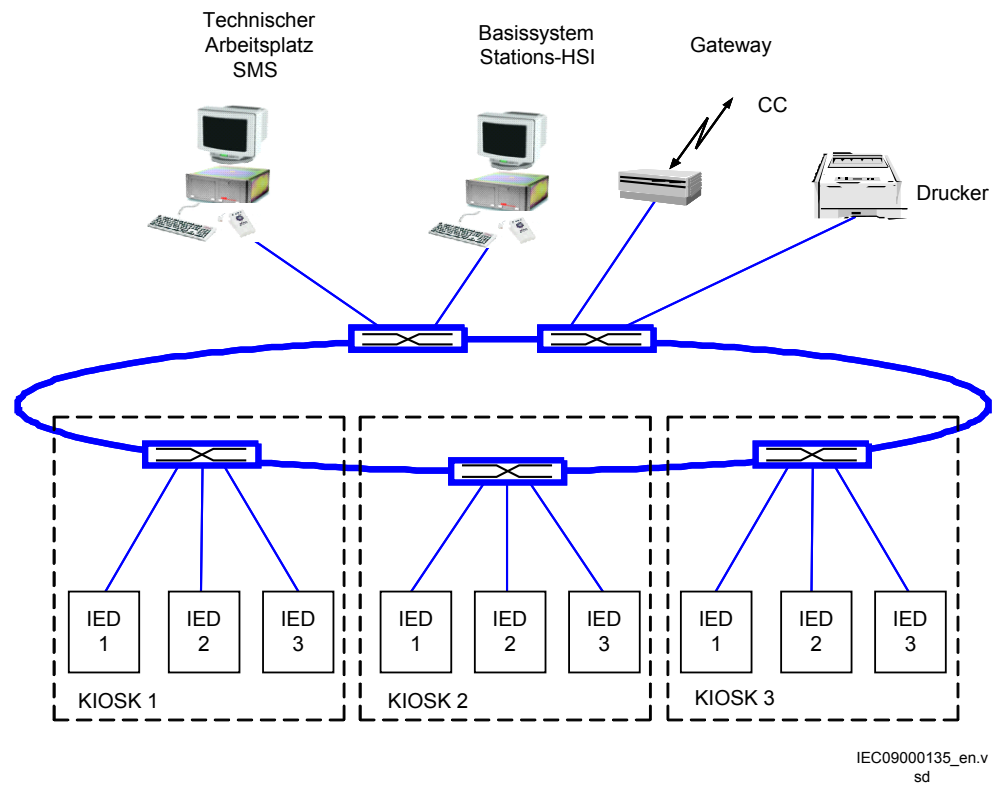


Abb. 183: Beispiel eines Kommunikationssystems gemäß IEC 61850

Abbildung 184 zeigt die GOOSE Peer-to-Peer-Kommunikation.

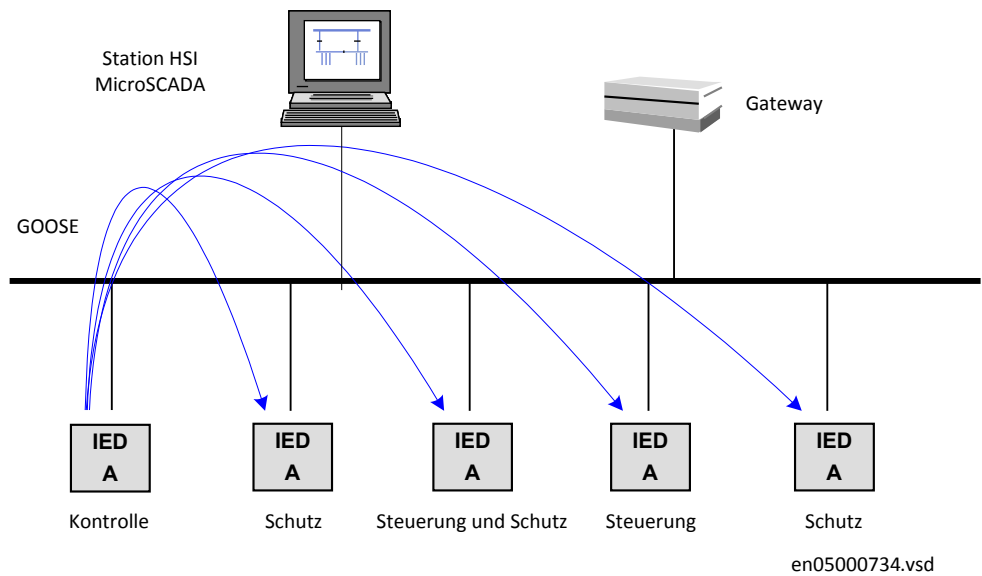


Abb. 184: Beispiel einer verbreiteten GOOSE-Meldung

16.1.2.1 Horizontale Kommunikation über GOOSE

Bei einer horizontalen Kommunikation werden zwischen den IEDs GOOSE-Meldungen übertragen. Die ausgetauschten Informationen werden für stationsweite Verriegelungen, Schutzvorrichtungen gegen Leistungsschalterausfälle, Sammelschienenspannungsselektion usw. verwendet.

Das vereinfachte Prinzip ist in [Abbildung 185](#) dargestellt und kann folgendermaßen beschrieben werden. Wenn IED1 einen Datensatz übertragen möchte, erzwingt es eine Übertragung über den Stationsbus. Alle anderen IEDs erhalten diesen Datensatz, aber nur diejenigen, die diesen Datensatz in ihrer Adressliste haben, nehmen ihn auf und speichern ihn in einem Eingangsspeicher. Die Funktionalität wurde so festgelegt, dass das empfangende IED den Inhalt des empfangenen Datensatzes speichert und der Anwendungskonfiguration zur Verfügung stellt.

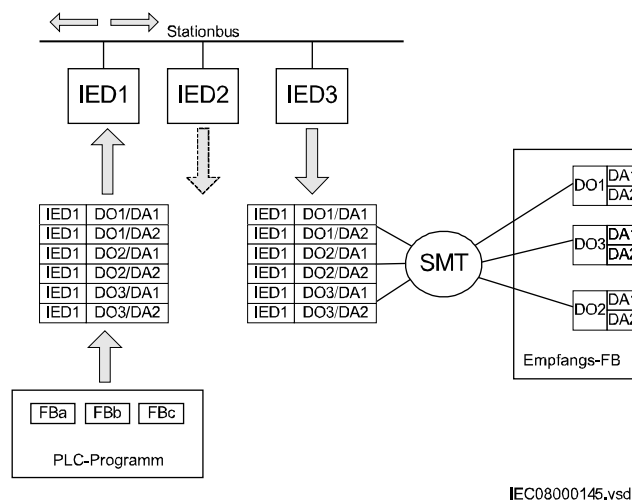


Abb. 185: SMT: GOOSE-Prinzip und Signalverfolgung mit SMT

Spezielle Funktionsblöcke übernehmen den Datensatz und stellen ihn über den Funktionsblock als Ausgangssignal für Anwendungsfunktionen in der Anwendungskonfiguration zur Verfügung. Für verschiedene Aufgaben stehen auch verschiedene GOOSE-Funktionsblöcke zur Verfügung.

Das SMT verbindet die verschiedenen Datenobjektattribute (z. B. stVal oder Betrag) mit dem Ausgangssignal, um es für verschiedene Funktionen in der Anwendungskonfiguration bereitzustellen. Ist ein Matrixzellen-Array rot markiert, stimmt der IEC-61850-Datenattributtyp nicht überein, auch dann nicht, wenn der GOOSE-Funktionsblock der Partner ist. Das SMT überprüft dies im Inhalt des empfangenen Datensatzes. Siehe [Abbildung 186](#)

BP1 - Signal Matrix		Ied: E4_173, Logical Device: LDO			
		LN: S1GGIO1	LN: DPGGIO1	LN: SCSWI5	LN: SCSWI4
GooseBinRcv:5 (5)	TagBinOut1	X			
	TagBinOut2				
	TagBinOut3				
	TagBinOut4				
	TagBinOut5				
	TagBinOut6				
	TagBinOut7				
	TagBinOut8				
	TagBinOut9				
	TagBinOut10				
	TagBinOut11				
	TagBinOut12				
	TagBinOut13				
	TagBinOut14				
	TagBinOut15				
	TagBinOut16				
IntlReceive:1 (1)	TagReservReq				
	TagReservGrant				
	TagApparatus1		X		
	TagApparatus2				X
	TagApparatus3			X	

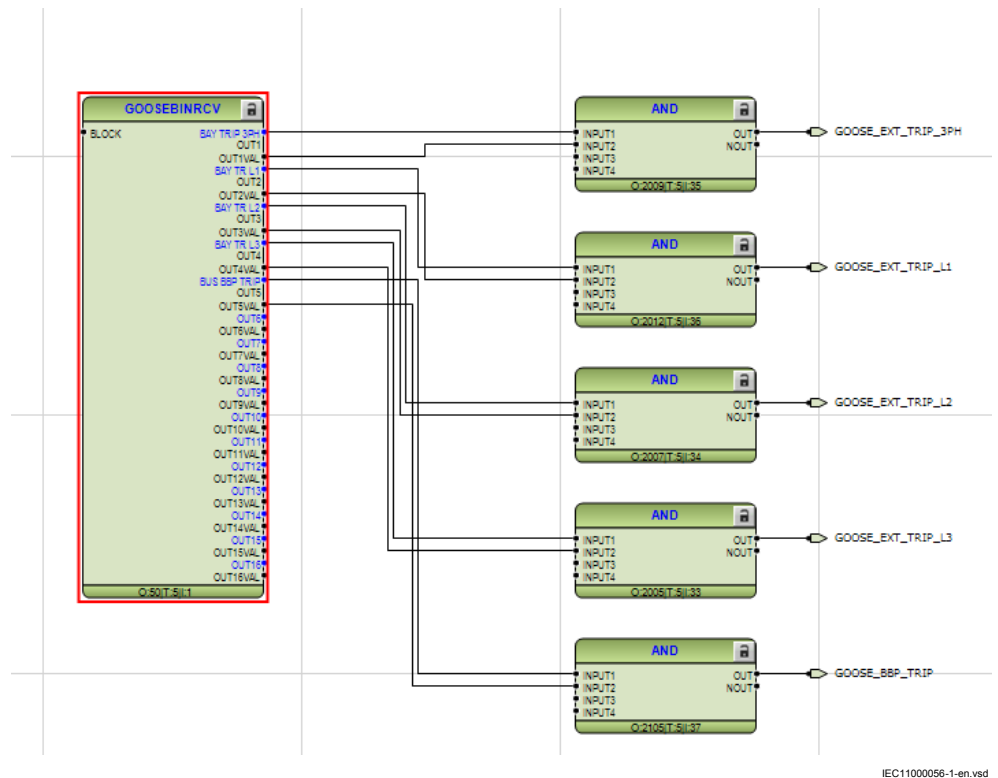
IEC08000174.vsd

Abb. 186: SMT: GOOSE-Bereitstellung mit SMT

Die GOOSE-Empfangsfunktionsblocks ziehen Prozessinformationen aus dem Datensatz und stellen sie als einzelne Attributinformationen bereit, die innerhalb der Anwendungskonfiguration verwendet werden können. Überschneidungen in der SMT-Matrix verbinden die empfangenen Werte mit dem entsprechenden Funktionsblocksignal im SMT, siehe hierzu [Abbildung 187](#)



Das entsprechende Qualitätsattribut wird automatisch vom SMT verbunden. Dieses Qualitätsattribut ist über die Ausgänge der GOOSE-Funktionsblocks im ACT verfügbar.



IEC11000056-1-en.vsd

Abb. 187: SMT: GOOSE-Empfangsfunktionsblock mit konvertierten Signalen

16.1.3

Einstellrichtlinien

Für das IEC 61850–8–1 Protokoll gibt es zwei Einstellungen:

Operation Benutzer kann die IEC 61850 Kommunikation auf *Ein* oder *Aus* einstellen.

GOOSE muss auf den Ethernet-Link eingestellt werden, wobei die GOOSE-Daten gesendet und empfangen werden müssen.



Spezifische IEC 61850–8–1 Daten (logische Knoten usw.) für jede in einem IED enthaltene Funktion sind im Handbuch für das Kommunikationsprotokoll gemäß IEC 61850 enthalten.

16.2

DNP3-Protokoll

Beim DNP3 (Distributed Network Protocol) handelt es sich um einen Komplex von Kommunikationsprotokollen für die Vermittlung von Daten zwischen Komponenten von Prozessautomatisierungssystemen. Eine ausführliche

Beschreibung des DNP3-Protokolls finden Sie im DNP3-Kommunikationsprotokoll-Handbuch.

16.3 **Kommunikationsprotokoll gemäß IEC 60870-5-103**

Die Norm IEC 60870-5-103 beschreibt ein unsymmetrisches (Master-Slave-)Protokoll für die serielle, binärkodierte Kommunikation mit einem Steuerungssystem bei einer Datenübertragungsrate bis zu 38400 Bit/s. In der IEC-Terminologie ist die Primärstation der Master und eine Sekundärstation der Slave. Die Kommunikation basiert auf einem Punkt-zu-Punkt-Prinzip. Der Master muss über eine Software verfügen, die Kommunikationsnachrichten gemäß IEC 60870-5-103 interpretieren kann.

Das Handbuch zum Kommunikationsprotokoll gemäß IEC 60870-5-103 beinhaltet die herstellereigene Implementierung von IEC 60870-5-103 für die 650er Serie.

Abschnitt 17 Grundfunktionen des IEDs

17.1 Selbstüberwachung mit interner Ereignisliste

17.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Internes Fehlersignal	INTERRSIG	-	-
Interne Ereignisliste	SELSUPEVLST	-	-

17.1.2 Anwendung

Die Schutz- und Steuerungs-IEDs verfügen über viele integrierte Funktionen. Die Selbstüberwachung mit interner Ereignisliste (SELSUPEVLST) und internen Fehlersignalen (INTERRSIG) wird zur Überwachung des IED verwendet. Die Fehlersignale erleichtern die Analyse und die Ortung eines Fehlers.

Es steht sowohl eine Hardware- als auch eine Software-Überwachung zur Verfügung. Außerdem können mögliche Fehler über einen Hardware-Kontakt auf dem Stromversorgungsmodul und/oder über die Software-Kommunikation angezeigt werden.

Interne Ereignisse werden über die eingebauten Überwachungsfunktionen generiert. Die Überwachungsfunktionen überwachen den Status von verschiedenen Modulen im IED und generieren im Fall eines Fehlers ein entsprechendes Ereignis. Ebenso wird ein Ereignis generiert, wenn der Fehler behoben wurde.

Neben der eingebauten Überwachungsfunktion für die verschiedenen Module werden auch dann Ereignisse generiert, wenn sich der Status der folgenden Komponenten ändert:

- eingebaute Echtzeituhr (in Betrieb/funktionslos).
- externe Zeitsynchronisation (in Betrieb/funktionslos).
- Änderungssperre (ein/aus)

Ereignisse werden auch generiert:

- wenn eine Einstellung im IED geändert wurde.

Interne Ereignisse sind mit einer Auflösung von 1 ms zeitmarkiert und werden in einer Liste gespeichert. Diese Liste kann bis zu 40 Ereignisse speichern. Die Liste

basiert auf dem FIFO-Prinzip: Wenn sie voll ist, wird das älteste Ereignis überschrieben. Die Liste kann über die HMI gelöscht werden.

Die interne Ereignisliste liefert wertvolle Informationen, die im Rahmen der Inbetriebnahme und zur Fehlersuche verwendet werden können.

Die interne Ereignisliste kann mithilfe des Ereignisanzeige-Tools auf der HMI oder dem PCM600 angezeigt werden.

17.2 Zeitsynchronisierung

17.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zeitsynchronisierung	TIMESYNCH-GEN	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zeitsystem, Sommerzeit beginnt	DSTBEGIN	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zeitsystem, Sommerzeit endet	DSTEND	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zeitsynchronisation via IRIG-B	IRIG-B	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Zeitsynchronisierung über SNTP	SNTP	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
UTC-Zeitzone	TIMEZONE	-	-

17.2.2

Anwendung

Unter Anwendung der Zeitsynchronisation wird eine allgemeine Zeitbasis für die IEDs in einem Schutz- und Steuerungssystem geschaffen. Dadurch können die Ereignis- und Störungsdaten aller IEDs im System verglichen werden.

Die Vergabe von Zeitstempeln an interne Ereignisse und Störungen ist eine hervorragende Hilfe bei der Bewertung von Fehlern. Ohne eine Zeitsynchronisation können nur die Ereignisse innerhalb eines IED miteinander verglichen werden. Mit einer Zeitsynchronisation dagegen können die Ereignisse und Störungen in der gesamten Anlage und sogar zwischen den Leitungsenden verglichen und bewertet werden.

In einem IED kann die interne Zeit über verschiedene Quellen synchronisiert werden:

- SNTP
- IRIG-B
- DNP
- IEC 60870-5-103



Micro-SCADA-OPC-Server sollten nicht als Quelle für eine Zeitsynchronisation verwendet werden.

17.2.3

Einstellrichtlinien

Systemzeit

Die Zeit wird mit Jahr, Monat, Tag, Stunde, Minute und Sekunde eingestellt.

Synchronisierung

Die Einstellparameter für die Echtzeituhr mit externer Zeitsynchronisierung (TIME) werden an der HMI oder im PCM600 festgelegt.

Zeitsynchronisierung

Der für die Auswahl der Zeitsynchronisierungsquelle an der HMI erforderliche Parameter heißt *Zeitsynchronisierung*. Die Zeitsynchronisierungsquelle kann auch im PCM600 festgelegt werden. Die Einstellungsalternativen sind:

FineSyncSource – kann die folgenden Werte haben:

- *Aus*
- *SNTP*
- *IRIG-B*

CoarseSyncSrc – kann die folgenden Werte haben:

- *Aus*
- *SNTP*
- *DNP*
- *IEC 60870-5-103*

Die Systemzeit kann manuell über das lokale Human Machine Interface (HMI) oder eine Kommunikationsschnittstelle eingestellt werden. Die Zeitsynchronisierung sorgt für eine hohe Genauigkeit der Uhr.

IEC 60870-5-103 Zeitsynchronisierung

Ein IED mit IEC 60870-5-103 Protokoll kann für die Zeitsynchronisierung verwendet werden. Aus Gründen der Genauigkeit wird dies jedoch nicht empfohlen. In bestimmten Fällen wird jedoch diese Art der Synchronisierung benötigt. Beispielsweise dann, wenn keine andere Synchronisierung verfügbar ist.

Stellen Sie zuerst das via IEC 60870-5-103 zu synchronisierende IED entweder unter **IED Configuration/Time/Synchronization/TIMESYNCHGEN:1** im PST oder über die HMI ein.

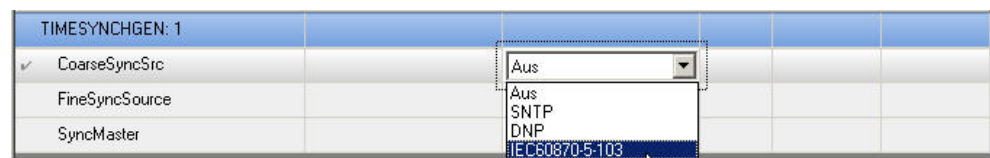


Abb. 188: Einstellungen unter *TIMESYNCHGEN:1* im PST

Nur *CoarseSyncSrc* kann auf IEC 60870-5-103 eingestellt werden, nicht *FineSyncSource*.

Nachdem die Quelle für die Zeitsynchronisierung eingerichtet wurde, muss der Benutzer die spezifischen Einstellungen für die Zeitsynchronisierung mit IEC 60870-5-103 unter der folgenden Auswahl prüfen und modifizieren: **IED Configuration/Kommunikation/Stationskommunikation/IEC60870-5-103:1**.

- *MasterTimeDomain* legt das Format für die vom Master gesendete Zeit fest. Das Format kann lauten:
 - Koordinierte Weltzeit (*UTC*)
 - Im Master eingestellte lokale Uhrzeit (*Lokal*)
 - Im Master eingestellte lokale Zeit, die an die Sommerzeit angepasst ist (*Lokal mit Sommerzeit*)
- *TimeSyncMode* legt die Zeit fest, die vom IED gesendet wird. Die Zeitsynchronisierung erfolgt anhand der folgenden Möglichkeiten:
 - *IEDTime*: Das IED sendet die Nachrichten mit seiner eigenen Zeit.
 - *LinMasTime*: Das IED ermittelt den Unterschied zwischen seiner eigenen Zeit und der Zeit des Masters und berücksichtigt den gleichen Zeitunterschied bei gesendeten Nachrichten wie in *IEDTimeSkew*. In

- LinMasTime* werden jedoch die Zeitänderungen berücksichtigt, die zwischen zwei synchronisierten Nachrichten auftreten.
- *IEDTimeSkew*: Das IED ermittelt den Unterschied zwischen seiner eigenen Zeit und der Zeit des Masters und berücksichtigt den gleichen Zeitunterschied bei gesendeten Nachrichten.
 - *EvalTimeAccuracy* wertet die Genauigkeit der Zeit für unzulässige Zeiten aus. Legt die Genauigkeit der Synchronisierung fest (5, 10, 20 oder 40 ms). Wenn die Genauigkeit schlechter als der festgelegte Wert ist, erscheint die Meldung "Bad Time". Um die Master anzupassen, die tatsächlich eine falsche Zeitsynchronisierung aufweisen, kann *EvalTimeAccuracy* auf *Aus* eingestellt werden.

Gemäß dem Standard wird die Meldung "Bad Time" immer dann ausgegeben, wenn die Synchronisierung in der Schutzvorrichtung länger als 23 Stunden ausbleibt.

17.3 Umgang mit Parametersätzen

17.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Parametersatzhandhabung	SETGRPS	-	-
Parametersätze	ACTVGRP	-	-

17.3.2 Anwendung

Für die Funktionsoptimierung des IED für verschiedene Systembedingungen stehen vier Einstellungsgruppen zur Verfügung. Nach der Schaffung angepasster Einstellungsgruppen, entweder über die lokale HMI oder über konfigurierbare Binäreingänge, erhalten Sie durch den Wechsel zwischen den Einstellungsgruppen ein äußerst anpassungsfähiges IED für eine Vielzahl von Systemszenarien.

Unterschiedliche Bedingungen in Stromnetzen mit unterschiedlichen Spannungspegeln erfordern äußerst anpassungsfähige Steuerungseinheiten, um Zuverlässigkeit, Sicherheit und Selektivität zu gewährleisten. Schutzeinheiten arbeiten mit einem höheren Verfügbarkeitsgrad, insbesondere dann, wenn die Einstellwerte ihrer Parameter kontinuierlich den Bedingungen im Stromnetz angepasst werden.

Operative Abteilungen können so verschiedenen Betriebsbedingungen in den Primärgeräten planen. Der für die Schutzvorrichtungen zuständige Ingenieur kann für unterschiedliche Schutzfunktionen die erforderlichen optimierten und vorab getesteten Einstellungen im Voraus vornehmen. Im IED sind vier verschiedene Einstellungsgruppen mit Einstellparametern verfügbar. Jede einzelne kann mithilfe

von externen oder internen Steuerungssignalen über die verschiedenen programmierbaren Binäreingänge aktiviert werden.

17.3.3 Einstellrichtlinien

Mit der Einstellung *ActiveSetGrp* wird ausgewählt, welche Parametergruppe aktiv ist. Die aktive Gruppe kann auch über den konfigurierten Eingang für den Funktionsblock ACTVGRP ausgewählt werden.

Der Parameter *MaxNoSetGrp* legt die maximale Anzahl der Parametersätze fest, zwischen denen gewechselt werden kann. Im Tool für Parametereinstellungen (PST) steht für die Aktivierung mit dem Funktionsblock ACTVGRP nur die ausgewählte Anzahl an Parametersätzen zur Verfügung.

17.4 TESTMODE - Prüfmodus-Funktion

17.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Prüfmodus-Funktionalität	TESTMODE	-	-

17.4.2 Anwendung

Die Schutz- und Steuerungs-IEDs verfügen über viele integrierte Funktionen. Um das Vorgehen bei Tests zu vereinfachen, bieten die IEDs die Möglichkeit, individuell einzelne, mehrere oder alle Funktionen zu blockieren.

Somit lässt es sich erkennen, wenn eine Funktion angeregt oder ausgelöst wird. Außerdem kann der Benutzer auch die Auslösung mehrerer verwandter Funktionen verfolgen, um die ordnungsgemäße Funktionsweise zu überwachen, Teile der Konfiguration zu überprüfen etc.

17.4.3 Einstellrichtlinien

Beachten Sie stets, dass es zwei Möglichkeiten gibt, um das IED in den Zustand "Testmodus: Ein" zu versetzen. Wenn sich das IED im normalen Betriebsmodus befindet (*TESTMODUS = Aus*), jedoch für die Funktionen immer noch angezeigt wird, dass sich diese im Testmodus befinden, ist in der Konfiguration ggf. das Eingangssignal INPUT im Funktionsblock TESTMODUS aktiviert.

Das Erzwingen von binären Ausgangssignalen ist nur möglich, wenn sich das IED im Testmodus befindet.

17.5 CHNGLCK - Änderungssperre

17.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Änderungssperrfunktion	CHNGLCK	-	-

17.5.2 Anwendung

Die Änderungssperrfunktion CHNGLCK wird verwendet, um weitere Änderungen an der Gerätekonfiguration zu blockieren, wenn die Inbetriebnahme abgeschlossen ist. Der Zweck ist, versehentliche Änderungen an der Gerätekonfiguration nach einem bestimmten Zeitpunkt unmöglich zu machen.

Ist die Funktion aktiviert, können noch immer folgende Änderungen am Gerätestatus vorgenommen werden, die keine Neukonfiguration des Gerätes nach sich ziehen:

- Überwachung
- Ereignisse lesen
- Ereignisse zurücksetzen
- Stördaten lesen
- Störungen löschen
- LEDs zurücksetzen
- Zähler und andere Laufzeitkomponentenstatus zurücksetzen
- Steuerungsmaßnahmen
- Systemzeit einstellen
- Testmodus aktivieren und deaktivieren
- Aktuellen Parametersatz ändern

Der binäre Eingang, der die Funktion steuert, ist definiert in ACT oder SMT. Die Funktion CHNGLCK wird unter Verwendung von ACT konfiguriert.

LOCK	Binäres Eingangssignal, das die Funktion aktiviert/deaktiviert, definiert in ACT oder SMT.
ACTIVE	Ausgangs-Statussignal
OVERRIDE	Setzen, wenn Funktion überschrieben ist.

Wenn CHNGLCK logisch 1 am Eingang hat, dann werden alle Versuche, die Gerätekonfiguration zu ändern, durch folgende Meldung verweigert: "Error: Changes blocked" (Fehler: Änderungen blockiert) wird in der HMI angezeigt; im PCM600 lautet die Meldung "Operation denied by active ChangeLock" (Funktion verweigert durch aktives ChangeLock). Die CHNGLCK-Funktion sollte so

konfiguriert werden, dass sie von einem Signal von der binären Eingabekarte gesteuert werden kann. Dadurch wird sichergestellt, dass CHNGLCK deaktiviert wird, wenn das Signal auf logisch 0 gesetzt wird. Wenn auf dem Pfad zum CHNGLCK-Eingang eine Logik enthalten ist, muss diese Logik so ausgelegt sein, dass sie nicht kontinuierlich ein logisches Signal an den CHNGLCK-Eingang legt. Wenn aber eine solche Situation trotz der entsprechenden Vorkehrungen auftritt, kontaktieren Sie bitte Ihren lokalen ABB-Vertreter für weitere Maßnahmen.

17.5.3 Einstellrichtlinien

Die Änderungssperrfunktion CHNGLCK verfügt über keine Parameter in der HMI oder dem PCM600.

17.6 TERMINALID - Gerätekennungen

17.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
IED-Identifikatoren	TERMINALID	-	-

17.6.2 Anwendung

17.6.2.1 Kundenspezifische Einstellungen

Die kundenspezifischen Einstellungen dienen dazu, dem IED einen individuellen Namen und eine individuelle Adresse zu geben. Die Einstellungen werden von einem zentralen Steuersystem für die Kommunikation mit dem IED verwendet. Die kundenspezifischen Bezeichnungen befinden sich in der HMI unter **Konfiguration/Basisparameter/Bezeichnung/TERMINALID**

Die Einstellungen können auch mit dem PCM600-Tool vorgenommen werden. Weitere Informationen zu den Bezeichnungen, siehe technisches Handbuch.



Nur die Zeichen A-Z, a-z und 0-9 für Stations-, Objekt- und Gerätebezeichnungen verwenden.

17.7 PRODINF - Produktinformationen

17.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Geräteummer
Produktinformationen	PRODINF	-	-

17.7.2 Anwendung

17.7.2.1 Werkseinstellungen

Werkseinstellungen sind für die Identifizierung einer bestimmten Version sehr nützlich und sehr hilfreich bei Wartungen, Reparaturen, dem Austausch von IEDs zwischen verschiedenen Schaltanlagen-Automationssystemen und Aktualisierungen. Werkseinstellungen können vom Benutzer nicht verändert werden. Sie können nur angezeigt werden. Die Einstellungen befinden sich in der HMI unter **Hauptmenü/Diagnostics/IED Status/Product identifiers**

Folgende Identifikatoren stehen zur Verfügung:

- IEDProdTyp
 - Beschreibt den Typ von IED (wie REL, REC oder RET. Beispiel: *REL650*)
- ProduktDef
 - Beschreibt die Freigabenummer von der Produktion. Beispiel: *1.1.0.A1*
- ProductVer
 - Beschreibt die Produktversion. Beispiel: *1.1.0*
- Serien-Nr
- Bestell-Nr
- Produktionsdatum

17.8 PRIMVAL - Primärsystemwerte

17.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Primärsystemwerte	PRIMVAL	-	-

17.8.2 Anwendung

Die Nenn-Systemfrequenz und die Zeigerrotationen werden unter **Hauptmenü/ Konfiguration/ Basisparameter/ Basisdaten Primär/PRIMVAL** im Parametereinstellungsbaum in der HMI und am PCM600 festgelegt.

17.9 SMAI - Signalmatrix für Analogeingänge

17.9.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Signalmatrix für Analogeingänge	SMAI_20_1	-	-

17.9.2 Anwendung

Die Signalmatrix für die Funktion SMAI für Analogeingänge (oder die Vorverarbeitungsfunktion) wird im PCM600 in direkter Verbindung mit dem Signalmatrix-Tool oder dem Tool für die Anwendungskonfiguration verwendet. Das Signalmatrix-Tool bestimmt die Art und Weise, wie Analogeingänge für eine IED-Konfiguration geführt werden.

17.9.3 Einstellrichtlinien

Die Parameter der Funktionen der Signalmatrix für Analogeingänge (SMAI) werden über die HMI, PCM600 eingestellt eingestellt.

Jeder SMAI-Funktionsblock kann vier Analogsignale empfangen (drei Phase und ein neutraler Wert) entweder Spannung oder Strom. SMAI-Ausgänge bieten Informationen über jeden Aspekt der erfassten 3ph-Analogsignale an (Phasenwinkel, RMS-Wert, Frequenz, Frequenzableitungen usw. – insgesamt 244 Werte). Außer dem "Gruppennamen", können der analoge Eingangstyp (Spannung oder Strom) und der analoge Eingangsname direkt in ACT eingegeben werden.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

DFTRefExtOut: Parameter nur gültig für Funktionsblock SMAI_20_1:1, SMAI_20_1:2 und SMAI_80_1. Referenzblock für externe Ausgänge (SPFCOUT Funktionsausgang).

DFTReference: Referenz DFT für den Block.

Diese DFT Referenzblock-Einstellungen entscheiden über DFT Referenzen für DFT Berechnungen (*InternalDFTRef* verwendet eine feste DFT Referenz auf der Grundlage der eingestellten Systemfrequenz. *DFTRefGrpn* verwendet eine DFT Referenz vom ausgewählten Gruppenblock, wenn die ausgewählte adaptive DTF Referenz der eigenen Gruppe auf der Grundlage der berechneten Signalfrequenz der eigenen Gruppe eingesetzt wird. *ExternalDFTRef* verwendet die Referenz auf der Grundlage des Eingangs DFTSPFC.

ConnectionType: Anschlusstyp der spezifischen Instanz (n) der SMAI (wenn er *Ph-N* oder *Ph-Ph* ist). Die nicht angeschlossenen Ausgänge *Ph-N* oder *Ph-Ph* werden in Abhängigkeit des Anschlusstyps berechnet.

Invertierung: Möchte der Benutzer das 3ph Signal invertieren, ist es möglich, eine ausschließliche Invertierung der Phasensignale *Negate3Ph*, des neutralen Signals *NegateN* oder beider *Negate3Ph+N* zu wählen; Invertierung bedeutet: eine Drehung der Vektoren um 180°.

MinValFreqMeas: Der Mindestwert der Spannung für den die Frequenz berechnet wurde in Prozent von *GlobeBasUaGrp(n)* ausgedrückt (für jede Instanz n).



Sind keine VT Eingänge verfügbar, sollten die Einstellungen *DFTRefExtOut* und *DFTRefence* auf den Standardwert *InternalDFTRef* gesetzt werden.

Beispiel der adaptiven Frequenzverfolgung

Aufgabenzeitgruppe 1	
SMAI-Instanz	Dreiph. Gruppe
SMAI_20_1:1	1
SMAI_20_2:1	2
SMAI_20_3:1	3
SMAI_20_4:1	4
SMAI_20_5:1	5
SMAI_20_6:1	6
SMAI_20_7:1	7
SMAI_20_8:1	8
SMAI_20_9:1	9
SMAI_20_10:1	10
SMAI_20_11:1	11
SMAI_20_12:1	12

Aufgabenzeitgruppe 2	
SMAI-Instanz	Dreiph. Gruppe
SMAI_20_1:2	1
SMAI_20_2:2	2
SMAI_20_3:2	3
SMAI_20_4:2	4
SMAI_20_5:2	5
SMAI_20_6:2	6
SMAI_20_7:2	7
SMAI_20_8:2	8
SMAI_20_9:2	9
SMAI_20_10:2	10
SMAI_20_11:2	11
SMAI_20_12:2	12

IEC09000029_1_en.vsd

DFTRefGrp7

Abb. 189: SMAI Instanzen in unterschiedliche Arbeitszeitgruppen untergliedert mit den dazugehörigen Parameternummern

Die Beispiel verdeutlicht eine Situation mit adaptiver Frequenzverfolgung mit einer ausgewählten Referenz für alle Instanzen. In der Praxis kann jede Instanz an die Bedürfnisse der aktuellen Anwendung angepasst werden.

Beispiel 1

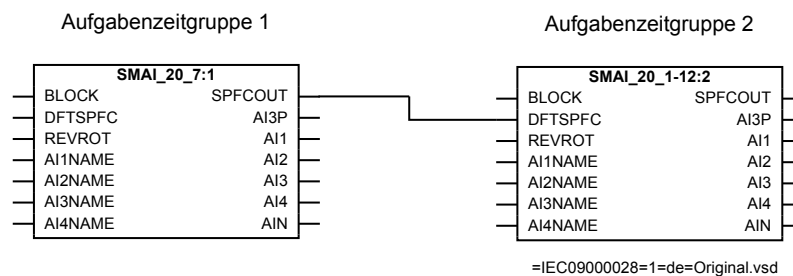


Abb. 190: Konfiguration für den Einsatz einer Instanz in Aufgabenzeitgruppe 1 als DFT Referenz

Angenommen, die Instanz SMAI_20_7:1 in Aufgabenzeitgruppe 1 wurde in der Konfiguration zur Steuerung der Frequenzverfolgung ausgewählt (für die SMAI_20_x Aufgabenzeitgruppen). Es ist zu beachten, dass die ausgewählte Referenzinstanz ein Spannungstyp sein muss.

Für Aufgabenzeitgruppe 1 ergeben sich die folgenden Einstellungen (zur Nummerierung siehe Abbildung 189):

SMAI_20_7:1: *DFTRefExtOut* = *DFTRefGrp7* zum Leiten der SMAI_20_7:1 Referenz an den Ausgang SPFCOUT, *DFTRefence* = *DFTRefGrp7* für SMAI_20_7:1 zum Einsatz von SMAI_20_7:1 als Referenz (siehe Abbildung 190).

SMAI_20_2:1 - SMAI_20_12:1 *DFTRefence* = *DFTRefGrp7* für SMAI_20_2:1 - SMAI_20_12:1 zum Einsatz von SMAI_20_7:1 als Referenz.

Für Aufgabenzeitgruppe 2 ergeben sich die folgenden Einstellungen:

SMAI_20_1:2 - SMAI_20_12:2 *DFTRefence* = *ExternalDFTRef* zum Einsatz des Eingangs DFTSPFC als Referenz (SMAI_20_7:1)

17.10 3PHSUM - Dreiphasiger Summierungsblock

17.10.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Dreiphasiger Summierungsblock	3PHSUM	-	-

17.10.2 Anwendung

Die Funktion 3PHSUM mit Summierungsblock für 3 Leiter wird verwendet, um die Summe von zwei Sätzen 3-phasiger Analogsignale (des gleichen Typs) für die IED-Funktionen, die sie eventuell benötigen, zu erhalten.

17.10.3 Einstellrichtlinien

Der Summierungsblock empfängt die dreiphasigen Signale von den SMAI-Blöcken. Der Summierungsblock hat mehrere Einstellungen.

Allgemeine Geräte-Bezugswerte für den Primärstrom (*I_{Base}*), Primärspannung (*U_{Base}*) und Primärleistung (*S_{Base}*) sind in den globalen Bezugswerten für die Einstellfunktion GBASVAL eingestellt. Der Einstellparameter *GlobalBaseSel* wird verwendet, um eine GBASVAL-Funktion als Referenz für die Basiswerte auszuwählen.

SummationType: Summierungstyp (*Gruppe 1 + Gruppe 2*, *Gruppe 1 - Gruppe 2*, *Gruppe 2 - Gruppe 1* oder *-(Gruppe 1 + Gruppe 2)*).

DFTRefence: Der DFT-Referenzblock (*InternalDFT Ref*, *DFTRefGrp1* oder *Externe DFT ref*).

FreqMeasMinVal: Der Mindestwert der Spannung, für die die Frequenz berechnet wird, ausgedrückt als Prozentwert von *UBase* (für jede Instanz x).

17.11 Global definierte Werte GBASVAL

17.11.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Global definierte Werte	GBASVAL	-	-

17.11.2 Anwendung

Die Funktion für global definierte Werte (GBASVAL) stellt globale Werte bereit, die für alle anwendbaren Funktionen im IED gleich sind. Ein Satz globaler Werte besteht aus den Werten für Strom, Spannung und Scheinleistung, wobei sechs verschiedene Wertsätze bereitgestellt werden können.

Dies ist ein großer Vorteil, da alle anwendbaren Funktionen des IED dieselbe Quelle für ihre Basisdaten verwenden. Dies ermöglicht mehr Konsistenz im IED und sorgt dafür, dass bei Bedarf beim Aktualisieren der Werte nur eine Quelle aktualisiert werden muss.

Jede anwendbare Funktion im IED hat einen Parameter, *GlobalBaseSel*, der einen der sechs Sätze von GBASVAL definiert.

17.11.3 Einstellrichtlinien

UBase: Leiter-Leiter-Spannungswerte, die als Grundwerte für die anwendbaren Funktionen im IED eingesetzt werden.

IBase: Leiter-Stromwert, der als Grundwert für die anwendbaren Funktionen im IED eingesetzt werden.

SBase: Standardwert der Scheinleistung, die als Grundwert für die anwendbaren Funktionen im IED eingesetzt werden, typischerweise $SBase = \sqrt{3} \cdot UBase \cdot IBase$.

17.12 ATHCHCK - Autorisierungsprüfung

17.12.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850 Identifizierung	IEC 60617 Identifizierung	ANSI/IEEE C37.2 Gerätenummer
Autoritätsprüfung	ATHCHCK	-	-

17.12.2 Anwendung

Um die Interessen unserer Kunden zu wahren, sind sowohl das IED als auch die Tools, die auf das IED zugreifen, über Zugriffsrechte geschützt. Der Zugriffsschutz ist am IED und PCM600 an beiden Zugriffspunkten implementiert:

- den lokalen Zugang über die lokale HMI und
- den Fernzugang über die Kommunikationsanschlüsse.


17.12.2.1 Handhabung der Autorisierung im Gerät





Bei Lieferung ist der SuperUser der standardmäßige Benutzer. Um das IED zu bedienen, ist so lange keine Anmeldung erforderlich, bis ein Benutzer mit dem User Management Tool eingerichtet wurde.

Nachdem ein Benutzer erstellt und in das IED geschrieben wurde, kann dieser Benutzer eine Anmeldung vornehmen und das im Tool zugeordnete Passwort benutzen. Der standardmäßige Benutzer ist dann 'Gast'.

Wurde noch kein Benutzer erstellt, führt ein Anmeldeversuch zu dem folgenden Hinweis: "Kein Benutzer definiert!"

Verlässt ein Benutzer das IED, ohne sich abzumelden, folgt nach einer gewissen Timeout-Zeit (festgelegt unter **Hauptmenü/Konfiguration/HMI/Darstellung/1:SCREEN**) eine Rückschaltung des IED in den Gaststatus, in dem nur Lesen möglich ist. Werkmäßig ist das Anzeige-Timeout auf 60 Minuten eingestellt.

Nachdem mit dem User Management Tool ein oder mehrere Benutzer eingerichtet und in das IED geschrieben wurden, öffnet sich immer das Anmeldefenster, wenn ein Benutzer versucht, sich durch Drücken der Taste  anzumelden oder eine passwortgeschützte Funktion auszuführen.

Der Cursor steht im Feld "Benutzeridentität", sodass durch Drücken der Taste  der Benutzernamen verändert werden kann; das geschieht durch Scrollen der Benutzerliste mit den Tasten "Nach oben" und "Nach unten". Nachdem der richtige Name angewählt wurde, muss der Benutzer nochmals die Taste  drücken. Wird das Passwort abgefragt, erscheint bei Betätigung der Taste  die Zeichenfolge "*****". Der Benutzer muss für jeden Buchstaben im Passwort hin- und herscrollen. Nachdem Sie alle Zeichen des Passwortes (unter Berücksichtigung von Groß- und Kleinschreibung) eingegeben haben, wählen Sie "OK" und drücken Sie nochmals die Taste .

Bei einer erfolgreichen Anmeldung zeigt die HMI den neuen Benutzernamen in der Statusleiste am unteren Rand der LCD-Anzeige. Wenn bei einer beabsichtigten Anmeldung z.B. eine passwortgeschützte Einstellung verändert werden soll, dann schaltet das lokale HMI zum tatsächlichen Einstellordner zurück. Ist der Anmeldeversuch fehlgeschlagen, erscheint die Meldung "Fehler – Zugang

verweigert". Gibt ein Benutzer drei Mal ein falsches Passwort ein, wird dieser Benutzer für 10 Minuten gesperrt bevor ein neuer Anmeldeversuch erfolgen kann. Die Anmeldung des Benutzers ist dann sowohl an der HMI als auch am PCM600 blockiert. Andere Benutzer können sich jedoch in dieser Zeit weiter anmelden.

17.13 ATHSTAT - Autorisierungsstatus

17.13.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Autoritätsstatus	ATHSTAT	-	-

17.13.2 Anwendung

Der Autorisierungsstatus (ATHSTAT) ist ein Anzeigefunktionsblock, der über zwei Ereignisse bezüglich IED und Benutzerberechtigung informiert:

- die Tatsache, dass mindestens ein Benutzer versucht hat, unberechtigt in den IED einzuloggen und dass dieser Versuch blockiert wurde (Ausgang USRBLKED)
- die Tatsache, dass mindestens ein Benutzer eingeloggt ist (Ausgang LOGGEDON)

Die beiden Eingänge der Funktion ATHSTAT können in der Konfiguration für verschiedene Anzeige- und Alarmursachen verwendet oder auch für den gleichen Zweck an die Stationssteuerung gesendet werden.

17.14 Denial of service (Dienstverweigerung)

17.14.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Dienstverweigerung, Framerate-Kontrolle für vorderen Anschluss	DOSFRNT	-	-

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Identifikation	IEC-60617-Identifikation	ANSI/IEEE-C37.2-Nummer
Dienstverweigerung, Framerate-Kontrolle für LAN1-Anschluss	DOSLAN1	-	-

17.14.2 Anwendung

Die "Denial-of-service" (Dienstverweigerung)-Funktionen (DOSFRNT, DOSLAN1 und DOSSCKT) dienen dazu, die CPU-Belastung zu begrenzen, die durch den Ethernet-Netzwerkverkehr auf dem Gerät entstehen kann. Die Kommunikationseinrichtungen dürfen die primäre Funktionalität des Geräts nicht beeinträchtigen. Der gesamte Netzwerkverkehr wird quotenkontrolliert, sodass zu starke Netzwerklasten besser kontrolliert werden können. Ein starker Netzwerkverkehr kann beispielsweise das Ergebnis von defekten Geräten sein, die an das Netzwerk angeschlossen sind.

DOSFRNT, DOSLAN1 und DOSSCKT messen die Gerätelast durch Kommunikation und begrenzen diese, falls erforderlich, damit die Steuer- und Schutzfunktion der Geräte aufgrund der hohen CPU-Belastung nicht gefährdet wird. Die Funktion hat folgende Ausgänge:

- LINKUP zeigt den Ethernet-Verbindungsstatus an.
- WARNING zeigt an, dass die Kommunikation (Framerate) höher ist als normal
- ALARM zeigt an, dass das IED die Kommunikation begrenzt

17.14.3 Einstellrichtlinien

Die Funktion verfügt über keine Parameter in der lokalen HMI oder dem PCM600.

Abschnitt 18 Anforderungen

18.1 Anforderungen an den Stromwandler

Das Verhalten einer Schutzfunktion hängt von der Qualität des gemessenen Stromsignals ab. Eine Sättigung des Stromwandlers (CT) führt zu einer Verzerrung des Stromsignals und kann zu einem Nichtansprechen oder einem ungewünschten Auslösen von gewissen Funktionen führen. Folglich kann sich eine CT-Sättigung auf die Zuverlässigkeit und die Sicherheit des Schutzes auswirken. Dieses Schutz-IED wurde entwickelt, um einen ordnungsgemäßen Betrieb trotz starker Wandler sättigung zu ermöglichen.

18.1.1 Einteilung der Stromwandler

Um einen ordnungsgemäßen Betrieb zu gewährleisten, müssen Stromwandler in der Lage sein, den Strom über eine Mindestzeitdauer korrekt zu reproduzieren, bevor die Sättigung des Stromwandlers beginnt. Um die Anforderung einer bestimmten Zeitdauer bis zur Sättigung zu erfüllen, müssen Stromwandler den nachfolgend beschriebenen Anforderungen an eine minimale Sekundärnenn-EMK genügen.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten für die Spezifikation von Stromwandlern. Konventionelle Stromwandler mit Magnetkern werden in der Regel nach internationalen oder nationalen Normen beschrieben und gefertigt, in denen auch unterschiedliche Schutzklassen festgelegt sind. Es existieren viele unterschiedliche Normen und zahlreiche Klassen. Grundsätzlich gibt es jedoch drei Arten von Stromwandlern:

- Stromwandler mit hoher Restmagnetisierung
- Stromwandler mit niedriger Restmagnetisierung
- Stromwandler ohne Restmagnetisierung

Stromwandler mit hoher Restmagnetisierung bieten keine Begrenzung des Remanenzflusses. Sie besitzen einen Magnetkern ohne Luftspalt, so dass ein Remanenzfluss beinahe unbegrenzt lange erhalten bleiben könnte. Bei solchen Stromwandlern kann die Restmagnetisierung bis zu ca. 80 % des Sättigungsflusses betragen. Typische Beispiele für Stromwandler mit hoher Restmagnetisierung sind die Klassen P, PX, TPS und TPX nach IEC, die Klassen P und X nach BS (alter britischer Standard) sowie die Klassen C und K nach ANSI/IEEE.

Stromwandler mit niedriger Restmagnetisierung haben eine definierte Begrenzung des remanenten Remanenzflusses. Sie werden mit einem kleinen Luftspalt gefertigt, um die Restmagnetisierung auf ein Niveau von höchstens 10 %

des Sättigungsflusses zu verringern. Der kleine Luftspalt besitzt nur sehr begrenzte Auswirkungen auf die übrigen Eigenschaften des Stromwandlers. Die Klassen PR und TPY nach IEC sind Stromwandler mit niedriger Restmagnetisierung.

Stromwandler ohne Restmagnetisierung haben einen praktisch vernachlässigbaren Remanenzfluss. Sie besitzen relativ große Luftspalte, um die Restmagnetisierung praktisch auf null zu reduzieren. Gleichzeitig verringern diese Luftspalte die Auswirkungen der Gleichstromkomponente des primären Fehlerstroms. Die Luftspalte reduzieren außerdem die Messgenauigkeit im nicht gesättigten Betriebsbereich. Die Klasse TPZ nach IEC bezeichnet Stromwandler ohne Restmagnetisierung.

Die Sättigungs-EMK wird in verschiedenen Normen und Klassen auf unterschiedliche Weise festgelegt. Ein approximativer Vergleich der Werte verschiedener Klassen ist jedoch möglich. Zur Beschreibung der Stromwandler-Anforderungen an das IED dient die begrenzende äquivalente Sekundärnenn-EMK E_{al} nach IEC 60044-6. Die Anforderungen sind außerdem nach weiteren Normen definiert.

18.1.2

Bedingungen

Die Anforderungen sind ein Ergebnis der Untersuchungen in unserem Netzsimulator. Die Stromwandlermodelle sind repräsentativ für Stromwandler mit hoher und Stromwandler mit niedriger Restmagnetisierung. Auf Stromwandler ohne Restmagnetisierung sind die Ergebnisse möglicherweise nicht in jedem Fall anwendbar (TPZ).

Die Leistungsfähigkeit der Schutzfunktionen wurde im Bereich symmetrischer bis vollkommen unsymmetrischer Fehlerströme überprüft. Bei den Tests wurden Primärzeitkonstanten von mindestens 120 ms berücksichtigt. Die nachstehenden Stromanforderungen gelten daher sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehlerströme.

In Abhängigkeit von der jeweiligen Schutzfunktion beinhalteten die Tests Leiter-Erde-, Leiter-Leiter- und dreipoliger Fehler mit verschiedenen relevanten Fehlerorten – z.B. stationsnahe Fehler in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung, Fehler in Reichweite von Zone 1, interne und externe Fehler. Die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Schutzes wurde z.B. durch eine Überprüfung auf Verzögerungen, unerwünschte Auslösungen, Richtungsabhängigkeit, Überreichweite und Stabilität verifiziert.

Die Restmagnetisierung im Stromwandlerkern kann bei bestimmten Schutzfunktionen unerwünschte Auslösungen oder geringfügige zusätzliche Verzögerungen hervorrufen. Da unerwünschte Auslösungen definitiv nicht akzeptabel sind, wurde für sicherheitskritische Fehlerfälle – wie z.B. Fehler in Rückwärtsrichtung und externe Fehler – die maximale Restmagnetisierung berücksichtigt. Angesichts der Tatsache, dass das Risiko zusätzlicher Verzögerungen beinahe vernachlässigbar ist und kein Risiko eines Auslöseversagens besteht, wurde die Restmagnetisierung bei der Überprüfung der

Zuverlässigkeit nicht berücksichtigt. Die nachstehenden Anforderungen sind daher für alle normalen Anwendungsfälle umfassend gültig.

Es ist schwierig, allgemeine Empfehlungen für zusätzliche Toleranzen für die Restmagnetisierung zu geben, um das geringe Risiko einer zusätzlichen Verzögerung zu vermeiden. Diese Zuschläge hängen von den Anforderungen in Bezug auf Leistung und Wirtschaftlichkeit ab. Bei Verwendung von Stromwandlern mit niedriger Restmagnetisierung (z.B. TPY, PR) ist normalerweise keine zusätzliche Toleranz erforderlich. Bei Stromwandlern mit hoher Restmagnetisierung (z.B. P, PX, TPS, TPX) ist bei der Entscheidung über eine zusätzliche Toleranz zu berücksichtigen, dass eine geringe Wahrscheinlichkeit für das Auftreten vollkommen unsymmetrischer Fehler in Verbindung mit einer hohen Restmagnetisierung in Richtung des fehlerbedingten Flusses besteht. Ein vollkommen unsymmetrischer Fehlerstrom wird erreicht, wenn der Fehler ungefähr bei Nullspannung (0°) auftritt. Untersuchungen haben gezeigt, dass 95 % der Fehler im Netz bei einem Spannungswinkel zwischen 40° und 90° auftreten. Darüber hinaus existiert ein vollkommen unsymmetrischer Fehlerstrom nicht in allen Leitern gleichzeitig.

18.1.3 Fehlerstrom

Die Anforderungen an Stromwandler basieren auf dem maximalen Fehlerstrom an unterschiedlichen Orten. Ein maximaler Fehlerstrom tritt bei dreipoligen Fehlern oder bei einpoligen Erdfehlern auf. Bei einem Erdfehler ist die Stromstärke höher als bei einem dreipoligen Fehler, wenn die Nullimpedanz in der Gesamtfehlerschleife niedriger ist als die Mitimpedanz.

Bei der Berechnung der Anforderungen an Stromwandler ist der maximale Fehlerstrom für den jeweiligen Fehlerort zu verwenden. Daher sind beide Fehlerarten zu berücksichtigen.

18.1.4 Sekundärer Zuleitungswiderstand und Zusatzbürde

Die Spannung an den Sekundärklemmen des Stromwandlers wirkt sich direkt auf dessen Sättigung aus. Diese Spannung baut sich in einer Schleife auf, die die Sekundärleiter und die Bürde aller Relais im Stromkreis umfasst. Bei Erdfehlern umfasst die Schleife den fehlerhaften Leiter und die Erde als Rückleiter, d.h. in der Regel das Doppelte des Widerstands eines einzelnen Leiters. Bei dreipoligen Fehlern ist der Nullstrom gleich null und es muss nur der Widerstand bis zu dem Punkt berücksichtigt werden, an dem der fehlerhafte Leiter mit der gemeinsamen Erde verbunden sind. Meist werden vieradrige Sekundärleitungen verwendet, so dass es normalerweise ausreicht, für den Fall eines dreipoligen Fehlers nur einen einzelnen Sekundärleiter zu berücksichtigen.

Folglich ist zur Berechnung für Leiter-Erde-Fehler der Schleifenwiderstand, d.h. das Doppelte des Widerstands eines einzelnen Sekundärleiters zu verwenden, während zur Berechnung für dreipolige Fehler normalerweise der

Leiterwiderstand, d.h. der Widerstand eines einzelnen Sekundärleiters, verwendet werden kann.

Da die Bürde bei dreipoligen Fehlern erheblich von der Bürde bei Leiter-Erde-Fehlern abweichen kann, ist es wichtig, beide Fälle zu berücksichtigen. Sogar wenn der Leiter-Erde-Fehlerstrom kleiner ist als der Fehlerstrom bei dreipoligen Fehlern, kann in Abhängigkeit von der höheren Bürde der Leiter-Erde-Fehler die Dimensionierung des Stromwandlers bestimmen.

In isolierten oder hochohmig geerdeten Netzen ist der Leiter-Erde-Fehler nicht der für die Dimensionierung ausschlaggebende Fehlerfall. Daher kann der Berechnung in diesem Fall immer der Widerstand eines einzelnen Leiters der Sekundärleitung zugrunde gelegt werden.

18.1.5

Allgemeine Anforderungen an Stromwandler

Das Stromwandlerverhältnis wird hauptsächlich auf der Basis von Netzdaten wie z.B. der Maximallast gewählt. Allerdings sollte überprüft werden, ob der Strom zur Schutzeinrichtung höher ist als der als der minimale Auslösestrom für alle Fehler, die innerhalb der gewählten Stromwandlerverhältnisses erkannt werden sollen. Der minimale Auslösestrom ist je nach Schutzfunktion unterschiedlich und in der Regel einstellbar. Daher sollte jede Funktion überprüft werden.

Aufgrund des Stromfehlers des Stromwandlers ist es evtl. nur begrenzt möglich, für einen sensiblen Nullstromschutz eine sehr empfindliche Einstellung zu verwenden. Wenn für diesen Schutz eine sehr empfindliche Einstellung verwendet werden soll, ist ein Stromwandler mit einer Genauigkeitsklasse zu empfehlen, die beim Primärnennstrom einen Stromfehler von weniger als $\pm 1\%$ aufweist (z.B. Klasse 5P). Bei Verwendung eines Stromwandlers mit geringerer Genauigkeit ist es ratsam, bei der Inbetriebnahme den tatsächlichen unerwünschten Nullstrom zu überprüfen.

18.1.6

Anforderungen an die Nenn-Ersatz-Sekundär-EMK

In Bezug auf die Sättigung des Stromwandlers können alle Stromwandler mit hoher und niedriger Restmagnetisierung verwendet werden, die die Anforderungen für die unten genannte Nenn-Ersatz-Sekundär-EMK E_{al} erfüllen. Die Eigenschaften der Stromwandler ohne Restmagnetisierung (TPZ) sind nicht ausreichend im Hinblick auf den Phasenwinkelfehler definiert. Wenn keine ausdrückliche Empfehlung für eine spezifische Funktion vorliegt, empfehlen wir, ABB zu kontaktieren, um zu bestätigen, dass ein Stromwandler ohne Restmagnetisierung verwendet werden kann.

Die Anforderungen an Stromwandler für die verschiedenen, unten beschriebenen Funktionen werden als (genauigkeits-)begrenzende Nenn-Ersatz-Sekundär-EMK E_{al} gemäß der Norm IEC 60044-6 spezifiziert. Anderweitig spezifizierte Anforderungen an Stromwandler finden Sie am Ende dieses Abschnitts.

18.1.6.1 Distanzschutz

Die Stromwandler müssen über eine äquivalente Sekundärbemessungs-EMK E_{al} verfügen, die größer als die maximal erforderliche Sekundär-EMK E_{alreq} ist; siehe unten:

$$E_{al} \geq E_{alreq} = \frac{I_{kmax} \cdot I_{sn}}{I_{pn}} \cdot a \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

(Gleichung 195)

$$E_{al} \geq E_{alreq} = \frac{I_{kzone1} \cdot I_{sn}}{I_{pn}} \cdot k \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

(Gleichung 196)

wobei

I_{kmax}	Maximaler primärer nennfrequenter Strom bei stationsnahen vorwärts und rückwärts gerichteten Fehlern (A)
I_{kzone1}	Maximaler primärer nennfrequenter Strom bei Fehlern am Ende der Reichweite von Zone 1 (A)
I_{pn}	Der Primärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
I_{sn}	Der Sekundärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
I_r	Der Bemessungsstrom des Schutz-IED (A)
R_{CT}	Der Sekundärwiderstand des Stromwandlers (Ω)
R_L	Der Widerstand der Sekundärleitung und der zusätzliche Lastwiderstand (Ω). In starr geerdeten Systemen ist für Leiter-Erde-Fehler der Schleifenwiderstand aus der Zuleitung und der Rückleitung und für dreipolige Fehler der Widerstand der Zuleitung zu verwenden. In isolierten oder hochohmig geerdeten Netzen kann immer der Widerstand der Zuleitung verwendet werden.
S_R	Die Belastung eines IED-Stromeingangskanals (VA). $S_R = 0,010$ VA/Kanal für $I_r = 1$ A und $S_r = 0,250$ VA/Kanal für $I_r = 5$ A
a	Dieser Faktor ist von der Primärzeitkonstante für die Gleichstromkomponente des Fehlerstroms abhängig. $a = 2$ für die Primärzeitkonstante $T_p \leq 50$ ms $a = 3$ für die Primärzeitkonstante $T_p > 50$ ms
k	Ein Faktor der Primärzeitkonstante für die Gleichstromkomponente des Fehlerstroms bei einem Dreiphasenfehler in der eingestellten Reichweite von Zone 1. $k = 4$ für die Primärzeitkonstante $T_p \leq 30$ ms $k = 6$ für die Primärzeitkonstante $T_p > 30$ ms

18.1.6.2 Schalterversagerschutz

Die Stromwandler müssen über eine äquivalente Sekundärbemessungs-EMK E_{al} verfügen, die größer oder gleich der erforderlichen Sekundär-EMK E_{alreq} ist; siehe unten:

$$E_{al} \geq E_{alreq} = 5 \cdot I_{op} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

(Gleichung 197)

wobei

- I_{op} Der primäre Auslösewert (A)
- I_{pn} Der Primärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
- I_{sn} Der Sekundärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
- I_r Der Bemessungsstrom des Schutz-IED (A)
- R_{CT} Der Sekundärwiderstand des Stromwandlers (Ω)
- R_L Der Widerstand der Sekundärleitung und der zusätzliche Lastwiderstand (Ω). Der Schleifenwiderstand der Zuleitung und der Rückleitung muss für Fehler in starr geerdeten Netzen verwendet werden. Der Widerstand der Zuleitung allein muss für Fehler in hochohmig geerdeten Netzen verwendet werden.
- S_R Die Belastung eines IED-Stromeingangskanals (VA). $S_R=0,010$ VA/Kanal für $I_r = 1$ A und $S_R=0,250$ VA/Kanal für $I_r = 5$ A

18.1.6.3

Ungerichteter unverzögerter Leiter-Überstrom- und Erdfehlerschutz mit unabhängiger Charakteristik

Die Stromwandler müssen über eine äquivalente Sekundärbemessungs-EMK E_{al} verfügen, die größer oder gleich der erforderlichen Sekundär-EMK E_{alreq} ist; siehe unten:

$$E_{al} \geq E_{alreq} = 1,5 \cdot I_{op} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

(Gleichung 198)

wobei

- I_{op} Der primäre Auslösewert (A)
- I_{pn} Der Primärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
- I_{sn} Der Sekundärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
- I_r Der Bemessungsstrom des Schutz-IED (A)
- R_{CT} Der Sekundärwiderstand des Stromwandlers (Ω)
- R_L Der Widerstand der Sekundärleitung und der zusätzliche Lastwiderstand (Ω). Der Schleifenwiderstand der Zuleitung und der Rückleitung muss für Fehler in starr geerdeten Netzen verwendet werden. Der Widerstand der Zuleitung allein muss für Fehler in hochohmig geerdeten Netzen verwendet werden.
- S_R Die Belastung eines IED-Stromeingangskanals (VA). $S_R=0,010$ VA/Kanal für $I_r = 1$ A und $S_R=0,250$ VA/Kanal für $I_r = 5$ A

18.1.6.4

Ungerichteter verzögerter Leiter-Überstrom- und Erdfehlerschutz mit abhängiger Charakteristik

Bei Verwendung der hochgesetzten unverzögerten oder unabhängigen Zeitstufe braucht die Anforderung gemäß Gleichung 199 und Gleichung 200 nicht erfüllt zu sein. In diesem Fall stellt die Gleichung 198 die einzige notwendige Anforderung dar.

Wenn als einzige Überstromschutzfunktion der verzögerte Schutz mit abhängiger Charakteristik verwendet wird, müssen die Stromwandler über eine äquivalente Sekundärnenn-EMK E_{al} verfügen, die größer oder gleich der erforderlichen Sekundär-EMK E_{alreq} ist; siehe unten:

$$E_{al} \geq E_{alreq} = 20 \cdot I_{op} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

(Gleichung 199)

wobei

I_{op}	Der Einstellwert für den Primärstrom der abhängigen Zeitfunktion (A)
I_{pn}	Der Primärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
I_{sn}	Der Sekundärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
I_r	Der Bemessungsstrom des Schutz-IED (A)
R_{CT}	Der Sekundärwiderstand des Stromwandlers (Ω)
R_L	Der Widerstand der Sekundärleitung und der zusätzliche Lastwiderstand (Ω). Der Schleifenwiderstand der Zuleitung und der Rückleitung muss für Fehler in starr geerdeten Netzen verwendet werden. Der Widerstand der Zuleitung allein muss für Fehler in hochohmig geerdeten Netzen verwendet werden.
S_R	Die Belastung eines IED-Stromeingangskanals (VA). $S_R=0,010$ VA/Kanal für $I_r = 1$ A und $S_R=0,250$ VA/Kanal für $I_r = 5$ A

Unabhängig vom Wert von I_{op} ist die maximal erforderliche E_{al} folgendermaßen festgelegt:

$$E_{al} \geq E_{alreq\ max} = I_{k\ max} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

(Gleichung 200)

wobei

I_{kmax}	Maximaler primärer nennfrequenter Strom bei stationsnahen Fehlern (A)
------------	---

18.1.6.5

Gerichteter Leiter-Überstrom- und Erdfehlerschutz

Bei Verwendung des gerichteten Überstromschutzes müssen die Stromwandler über eine äquivalente Sekundärnenn-EMK E_{al} verfügen, die größer oder gleich der erforderlichen Sekundärnenn-EMK E_{alreq} ist; siehe unten:

$$E_{al} \geq E_{alreq} = I_{kmax} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

(Gleichung 201)

wobei

- I_{kmax} Maximaler primärer nennfrequenter Strom bei stationsnahen vorwärts und rückwärts gerichteten Fehlern (A)
- I_{pn} Der Primärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
- I_{sn} Der Sekundärbemessungsstrom des Stromwandlers (A)
- I_r Der Bemessungsstrom des Schutz-IED (A)
- R_{CT} Der Sekundärwiderstand des Stromwandlers (Ω)
- R_L Der Widerstand der Sekundärleitung und der zusätzliche Lastwiderstand (Ω). Der Schleifenwiderstand der Zuleitung und der Rückleitung muss für Fehler in starr geerdeten Netzen verwendet werden. Der Widerstand der Zuleitung allein muss für Fehler in hochohmig geerdeten Netzen verwendet werden.
- S_R Die Belastung eines IED-Stromeingangskanals (VA). $S_r = 0,010$ VA/Kanal für $I_r = 1$ A und $S_r = 0,250$ VA/Kanal für $I_r = 5$ A

18.1.7

Anforderungen an Stromwandler gemäß anderer Normen

Für die Verwendung zusammen mit IEDs kommen alle Arten konventioneller Stromwandler mit Magnetkern infrage, sofern sie die oben beschriebenen Anforderungen an die äquivalente Sekundärnenn-EMK E_{al} nach IEC 60044-6 erfüllen. Anhand verschiedener Normen und den verfügbaren Daten zu Relaisanwendungen lässt sich näherungsweise eine mit E_{al} vergleichbare Sekundär-EMK des Stromwandlers berechnen. Durch den Vergleich dieses Werts mit der erforderlichen Sekundär-EMK E_{alreq} kann beurteilt werden, ob der Stromwandler die Anforderungen erfüllt. Im Folgenden sind die Anforderungen gemäß einigen weiteren Normen definiert.

18.1.7.1

Stromwandler gemäß IEC 60044-1, Klasse P, PR

Ein Stromwandler gemäß IEC 60044-1 wird durch die (genauigkeits-)begrenzende Sekundär-EMK E_{2max} spezifiziert. Der Wert von E_{2max} entspricht ungefähr E_{al} gemäß IEC 60044-6. Deshalb müssen Stromwandler gemäß Klasse P und PR eine begrenzende Sekundär-EMK E_{2max} haben, die Folgendes erfüllt:

$$E_{2\max} > \text{maximum of } E_{\text{alreq}}$$

(Gleichung 202)

18.1.7.2**Stromwandler entsprechend IEC 60044-1, Klasse PX, IEC 60044-6, Klasse TPS (und alter Britischer Standard, Klasse X)**

Stromwandler dieser Klassen werden fast genau so durch eine Nenn-Kniepunktspannung EMK E_{knee} (E_k für Klasse PX, E_{kneeBS} für Klasse X und die sekundäre Begrenzungsspannung U_{al} für TPS) definiert. Der Wert von E_{knee} liegt unter der entsprechenden E_{al} nach IEC 60044-6. Es ist unmöglich, eine allgemeine Beziehung zwischen E_{knee} und E_{al} zu liefern, jedoch gewöhnlich liegt E_{knee} bei etwa 80% von E_{al} . Daher müssen Stromwandler der Klassen PX, X und TPS über eine Nenn-Kniepunktspannung EMK E_{knee} verfügen, die die folgenden Bedingungen erfüllt:

$$E_{\text{knee}} \approx E_k \approx E_{\text{kneeBS}} \approx U_{\text{al}} > 0.8 \cdot (\text{maximum of } E_{\text{alreq}})$$

(Gleichung 203)

18.1.7.3**Stromwandler entsprechend ANSI/IEEE**

Stromwandler entsprechend ANSI/IEEE werden teilweise unterschiedlich beschrieben. Eine Nenn-Sekundärklemmenspannung U_{ANSI} wird für einen Stromwandler der Klasse C angegeben. U_{ANSI} ist die Sekundärklemmenspannung, die der Stromwandler bei 20-fachem angegebenem Sekundärstrom ohne Überschreitung der 10%igen Verhältniskorrektur an eine Standardlast leitet. Es bestehen eine Reihe standardisierter U_{ANSI} Werte, z. B. U_{ANSI} ist 400 V bei einem C400 Stromwandler. Eine entsprechende Nenn-Äquivalenzspannung zur Begrenzung der EMK E_{alANSI} kann folgendermaßen geschätzt werden:

$$E_{\text{alANSI}} = |20 \cdot I_{\text{sn}} \cdot R_{\text{CT}} + U_{\text{ANSI}}| = |20 \cdot I_{\text{sn}} \cdot R_{\text{CT}} + 20 \cdot I_{\text{sn}} \cdot Z_{\text{bANSI}}|$$

(Gleichung 204)

wobei

Z_{bANSI} Die Impedanz (d. h. komplexe Menge) der Standard-ANSI-Last für die besondere C Klasse (Ω)

U_{ANSI} Die Sekundärklemmenspannung für die besondere C Klasse (V)

Stromwandler entsprechend der C Klasse bedürfen einer berechneten Nenn-Äquivalenzspannung zur Begrenzung der EMK E_{alANSI} , die die folgenden Bedingungen erfüllt:

$$E_{alANSI} > \text{maximum of } E_{alreq}$$

(Gleichung 205)

Ein Stromwandler entsprechend ANSI/IEEE wird ebenfalls durch die Kniepunktspannung $U_{kneeANSI}$ bestimmt, die grafisch aus einer Erregungskurve definiert wird. Die Kniepunktspannung $U_{kneeANSI}$ besitzt gewöhnlich einen niedrigeren Wert als die Kniepunktspannung EMK entsprechend IEC und BS. $U_{kneeANSI}$ kann nach IEC 60044 6 näherungsweise auf 75% der entsprechenden E_{al} geschätzt werden. Daher bedürfen die Stromwandler entsprechend ANSI/IEEE eine Kniepunktspannung $U_{kneeANSI}$, die die folgenden Bedingungen erfüllt:

$$E_{kneeANSI} > 0.75 \cdot (\text{maximum of } E_{alreq})$$

(Gleichung 206)

18.2 Anforderungen an Spannungswandler

Die Leistungsfähigkeit einer Schutzfunktion hängt von der Qualität des gemessenen Eingangssignals ab. Transienten, die durch kapazitive Spannungswandler (CVTs) verursacht werden, können bestimmte Schutzfunktionen beeinträchtigen.

Es können induktive oder kapazitive Spannungswandler verwendet werden.

Kapazitive Spannungswandler (CVTs) müssen die Anforderungen der Norm IEC 60044-5 bezüglich Ferroresonanz und Transienten erfüllen. Die Anforderungen an CVTs in Hinblick auf Ferroresonanz sind in Kapitel 7.4 der Norm festgelegt.

Das Einschwingverhalten in den drei verschiedenen Standardklassen T1, T2 und T3 beschreibt Kapitel 15.5 der Norm. Es können CVTs aller Klassen verwendet werden.

Das Selektivschutz-IED verfügt über effektive Filter für diese Transienten, die einen sicheren und ordnungsgemäßen Betrieb in Verbindung mit CVTs gewährleisten.

18.3 Anforderungen an den SNTP-Server

18.3.1 Anforderungen an den SNTP-Server

Der zu verwendende SNTP-Server ist an das lokale Netz anzuschließen, also nicht mehr als 4 bis 5 Switches/Router vom IED entfernt. Der SNTP-Server muss für seine Aufgabe dediziert oder zumindest mit einem Echtzeit-Betriebssystem ausgestattet sein, darf also nicht schlicht ein PC mit SNTP-Server-Software sein.

Der SNTP-Server muss stabil sein, also entweder synchronisiert mit einer stabilen Quelle wie GPS oder lokal, also ohne Synchronisierung. Die Verwendung eines lokalen SNTP-Servers (also ohne Synchronisierung) als primärer oder sekundärer Server in einer redundanten Konfiguration wird nicht empfohlen.

Abschnitt 19 Glossar

AC	Alternating Current - Wechselstrom
ACT	Applikationskonfigurations-Tool im PCM600
A/D-Konverter	Analog-Digital-Wandler
ADBS	Amplitudenüberwachung der Totzone
AI	Analog Input - Analogeingang
ANSI	American National Standards Institute - Amerikanische Norm
AR	Auto-Reclosing - Automatische Wiedereinschaltung (AWE)
ASCT	Auxiliary Summation Current Transformer - Hilfssummenstromwandler
ASD	Adaptive Signal Detection - Adaptive Signalerkennung
AWG	American Wire Gauge Standard - Amerikanische Norm für Drahtquerschnitte
BI	Binary Input - Binärer Eingang
BOS	Binary Outputs Status - Binärausgangsstatus
BR	External Bistable Relay - Externes bistabiles Relais
BS	British Standard - Britische Norm
CAN	Controller Area Network - ISO-Norm (ISO 11898) für die serielle Kommunikation
CB	Circuit Breaker - Leistungsschalter
CCITT	Consultative Committee for International Telegraph and Telephony - Internationaler Ausschuss von Fernmeldeverwaltungen und -gesellschaften zur Ausarbeitung von Normungsvorschlägen. Ein von den Vereinten Nationen gesponsertes Normierungsgremium innerhalb der International Telecommunications Union.
CCVT	Capacitive Coupled Voltage Transformer - Kapazitativ gekoppelter Spannungswandler
Klasse C	Schutzstromwandlerklasse gemäß IEEE/ANSI
CMPPS	Combined Megapulses Per Second - Kombinierte Megapulse pro Sekunde
CMT	Communication Management Tool in PCM600 - Kommunikation Management Tool in PCM600

CO-Zyklus	Close-Open Cycle - Ein- Aus-Zyklus bei der automatischen Wiedereinschaltung
Kodirektional	Methode der Übertragung von G.703 über eine kompensierte Leitung. Enthält zwei verdrehte Doppelleitungen, die es ermöglichen, Informationen in beide Richtungen zu übertragen.
COMTRADE	Standardformat gemäß IEC 60255-24
Kontra-gerichtet	Art der Übertragung von G.703 über eine symmetrische Leitung. Umfasst vier verdrehte Paare, von denen zwei für die Übertragung von Daten in beide Richtungen und zwei für die Übertragung von Taktsignalen verwendet werden.
CPU	Central Processor Unit - Zentrale Recheneinheit
CR	Carrier Receive - TFH Empfang
CRC	Cyclic Redundancy Check - Zyklische Redundanzprüfung
CROB	Control Relay Output Block - Steuerung des Ausgangsrelaisblocks
CS	Carrier Send - TFH Sendung
CT	Current Transformer - Stromwandler
CVT	Capacitive Voltage Transformer - Kapazitiver Spannungswandler
DAR	Delayed Autoreclosing - Verzögerte automatische Wiedereinschaltung
DARPA	Defense Advanced Research Projects Agency (der US-amerikanische Entwickler des TCP/IP-Protokolls usw.)
DBDL	Dead Bus Dead Line - Netzwiederaufbau über spannungslose Sammelschiene und Leitung
DBLL	Dead Bus Live Line - Netzwiederaufbau über spannungslose Sammelschiene und unter Spannung stehende Leitung
DC	Direct Current - Gleichstrom
DFC	Data Flow Control - Datenstromsteuerung
DFT	Discrete Fourier Transformation - Diskrete Fourier Transformation
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol
DIP-Schalter	Ein auf einer Leiterplatte montierter kleiner Schalter
DI	Digital Input - Binäreingang
DLLB	Dead Line Live Bus - Netzwiederaufbau über spannungslose Leitung und unter Spannung stehende Sammelschiene

DNP	Distributed Network Protocol gemäß IEEE/ANSI-Standard 1379-2000
DR	Disturbance Recorder - Störschreiber
DRAM	Dynamic Random Access Memory - Dynamischer Arbeitsspeicher
DRH	Disturbance Report Handler - Stördatenaufzeichnungsroutine
DSP	Digital Signal Processor - Digitaler Signalprozessor
DTT	Direct Transfer Trip - Direkte Mitnahme beim Signalvergleichsschutz
EHV-Netz	Extra High Voltage system - Höchstspannungsnetze
EIA	Electronic Industries Association
EMC	Electromagnetic Compatibility - Elektromagnetische Verträglichkeit
EMF	Electromotive Force - Elektromotorische Kraft
EMI	Electromagnetic Interference - Elektromagnetische Interferenz
EnFP	End Fault Protection - Erdfehlerschutz
EPA	Enhanced Performance Architecture
ESD	Electrostatic Discharge - Elektrostatische Entladung
FCB	Frame Count Bit - Flusssteuer-Bit
FOX 20	Modulares 20-Kanal-Telekommunikationssystem für Sprach-, Daten- und Schutzsignale
FOX 512/515	Zugangs-Multiplexer
FOX 6Plus	Kompakter Zeitmultiplexer für die Übertragung von bis zu sieben Duplexkanälen mit digitalen Daten über optische Fasern
G.703	Elektrische und Funktionsbezeichnung für digitale Leitungen wie sie von den lokalen Telefongesellschaften verwendet werden. Können über kompensierte und nicht kompensierte Leitungen transportiert werden.
GCM	Communication interface module with carrier of GPS receiver module - Kommunikationsschnittstellenmodul mit Träger von GPS-Empfängermodul
GDE	Graphical display editor within PCM600 - Grafischer Display-Editor im PCM600
GI	General Interrogation Command - Allgemeiner Abfragebefehl
GIS	Gas-Insulated Switchgear - Gasisolierte Schaltanlage

GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event - Generisches objektorientiertes Schaltanlagenereignis
GPS	Global Positioning System - Globales Positionsbestimmungssystem
HDLC-Protokoll	High-Level Data Link Control (Netzwerkprotokoll), beruht auf dem HDLC-Standard
HFBR-Steckverbindertyp	Lichtwellenleiter-Steckverbinder
HMI	Human Machine Interface - Mensch/Maschine-Schnittstelle
HSAR	High Speed Auto-Reclosing - Hochgeschwindigkeits-Wiedereinschaltung
HV	High Voltage - Hochspannung
HVDC	High-Voltage Direct Current - Hochspannung Gleichstrom
IDBS	Integrating Deadband Supervision - Integrierende Überwachung der Totzone
IEC	International Electrical Committee - Internationale Elektrotechnische Kommission
IEC 60044-6	IEC-Norm, Instrumentenwandler – Teil 6: Anforderungen an das transiente Verhalten von Stromwandlern für Schutzzwecke
IEC 61850	Substation Automation Communication Standard - Norm für Stationsautomatisierung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEEE 802.12	Ein Netztechnologie-Standard, der 100 Mbits/s bei verdrehten Doppelleitungen bzw. Lichtwellenleitern bietet
IEEE P1386.1	PMC (PCI Mezzanine Card)-Standard für lokale Busmodule. Bezieht sich auf den CMC-Standard (IEEE P1386, auch bekannt als Common Mezzanine Card) für Mechanik und die PCI-Spezifikationen der PCI SIG (Special Interest Group) für die elektrische EMF Electro Motive Force - Kraft der Elektronenbewegung.
IED	Intelligent Electronic Device - Intelligentes elektronisches Gerät
I-GIS	Intelligent Gas-Insulated Switchgear - Intelligente gasisolierte Schaltanlagen
Instanz	Sind im IED verschiedene Fälle derselben Funktion verfügbar, werden sie als Komponente dieser Funktion bezeichnet. Eine Instanz einer Funktion ist mit einer anderen der selben Art identisch, hat aber eine unterschiedliche Nummer in den IED-Benutzerschnittstellen. Das Wort Instanz wird manchmal definiert als eine Informationseinheit, die für einen Typ

	steht. So steht eine Instanz einer Funktion im IED für einen Funktionstyp.
IP	1. Internetprotokoll, die Vermittlungsschicht für die TCP/IP-Protokollsuite, die in Ethernet-Netzwerken weit verbreitet ist. IP ist ein verbindungsloses, best-effort paketvermittelndes Protokoll, das nach dem Best-Effort-Prinzip arbeitet. Es bietet Paketrouting, Fragmentierung und Reassembling über die Sicherungsschicht. 2. Schutzgrad gemäß IEC-Norm
IP 20	Schutzgrad gemäß IEC-Norm, Klasse 20
IP 40	Schutzgrad gemäß IEC-Norm, Klasse 40
IP 54	Schutzgrad gemäß IEC-Norm, Klasse 54
IRF	Internal Failure Signal - Internes Fehlersignal
IRIG-B	InterRange Instrumentation Group, Zeitcode-Format B, Standard 200
ITU	International Telecommunications Union - Internationale Fernmeldeunion
LAN	Local Area Network - Lokales Netzwerk
LIB 520	Hochspannungs-Software-Modul
LCD	Liquid Crystal Display - Flüssigkristallanzeige
LDD	Local Detection Device - Lokales Erkennungsgerät
LED	Light-Emitting Diode - Leuchtdiode
MCB	Miniature Circuit Breaker - Sicherungsautomat
MCM	Mezzanine Carrier Module - Mezzanine-Trägermodul
MVB	Multifunction Vehicle Bus - Multifunktions-Fahrzeugbus - Standardisierter serieller Bus, der ursprünglich für die Nutzung in Zügen entwickelt worden war
NCC	Network Control Centre - Netzleitstelle
OCO-Zyklus	Open-Close-Open cycle - Aus-Ein-Aus-Zyklus bei der automatischen Wiedereinschaltung
OCP	Overcurrent Protection - Überstromschutz
OLTC	On Load Tap Changer - Stufenschalter
OV	Overvoltage - Überspannung
Überreichweite bzw. Übergreifen	Ein Begriff, der verwendet wird, um zu beschreiben, wie das Relais während einer Fehlerbedingung reagiert. So liegt z. B. beim Distanzrelais eine Überreichweite vor, wenn die ihm zugeordnete Impedanz kleiner ist als die Scheinimpedanz des Fehlers am Abgleichpunkt, das heißt die eingestellte Reichweite. Das Relais "sieht" den Fehler, sollte ihn jedoch vielleicht nicht gesehen haben.

PCI	Peripheral Component Interconnect - ein lokaler Datenbus
PCM	Pulse Code Modulation - Pulscode-Modulation
PCM600	Protection and Control IED Manager - IED-Manager Schutz und Steuerung
PC-MIP	Mezzanine-Kartenstandard
PISA	Process Interface for Sensors & Actuators - Prozessschnittstelle für Sensoren und Stellglieder
PMC	PCI Mezzanine Card - PCI-Mezzanine-Karte
POR	Permissive Overreach - Signalvergleichsverfahren mit Überreichweite bzw. Übergreifen
POTT	Permissive Overreach Transfer Trip - Freigabe- bzw. Blockierverfahren beim Signalvergleichsschutz
Prozessbus	Auf der Prozessebene genutzter Bus bzw. genutztes LAN, d. h. in unmittelbarer Nähe der gemessenen und/oder gesteuerten Komponenten.
PSM	Power Supply Module - Stromversorgungsmodul
PST	Parameter Setting Tool within PCM600 - Tool für die Parametereinstellung in PCM600
PT- Übersetzungsverhält nis	Potential transformer - Spannungswandler- Übersetzungsverhältnis
PUTT	Permissive Underreach Transfer Trip - Mitnahmeschaltung beim Signalvergleichsschutz
RASC	Synchrocheck-Relais, COMBIFLEX
RCA	Relay Characteristic Angle - charakteristischer Winkel für die Richtungsbestimmung
RFPP	Resistance for phase-to-phase faults - Widerstand bei Leiter- Leiter-Fehler
RFPE	Resistance for phase-to-earth faults - Widerstand bei Leiter- Erde-Fehler
RISC	Reduced Instruction Set Computer - Rechner mit reduziertem Anweisungssatz
RMS value	Root Mean Square value - Effektivwert
RS422	Eine serielle Schnittstelle für die Datenübertragung in Punkt- Punkt-Verbindungen
RS485	Serielle Verbindung gemäß EIA-Standard RS 485
RTC	Real Time Clock - Echtzeituhr
RTU	Remote Terminal Unit - Fernwirkunterstation

SA	Substation Automation - Automatisierung von elektrischen Schaltanlagen
SBO	Select-before-operate - Auswahl vor Ausführung
SC	Switch or push button to close - Schalter oder Drucktaster zum Schließen
SCS	Station Control System - Stationssteuerungssystem
SCADA	Supervision Control And Data Aquisition system - System für Überwachung, Steuerung und Datensammlung in Anlagen
SCT	System configuration tool according to standard IEC 61850 - Tool für die Systemkonfiguration gemäß IEC-Standard 61850
SDU	Service data unit - Service-Dateneinheit
SMA-Steckverbinder	Subminiatur-Version A. Ein Gewindesteckverbinder mit konstanter Impedanz.
SMT	Signal Matrix Tool within PCM600 - Signalmatrix-Tool im PCM600
SMS	Station Monitoring System - Stationsüberwachungssystem
SNTP	Simple Network Time Protocol – wird für die Synchronisierung von Rechneruhren in lokalen Netzwerken genutzt. Damit wird die Notwendigkeit, in allen eingebundenen Systemen eines Netzwerks genaue Hardware-Uhren haben zu müssen, verringert. Statt dessen kann jeder eingebundene Knoten mit einer entlegenen Uhr, die die geforderte Genauigkeit bietet, synchronisiert werden.
SRV	Switch for CB ready condition - Schalter für den Zustand "Leistungsschalter bereit"
ST	Schalter oder Drucktaster zum Auslösen
Sternpunkt	Sternpunkt eines Generatortransformators
SVC	Static VAr Compensation - Statische VAr-Kompensation
TC	Trip Coil - Ausspule
TCS	Trip Circuit Supervision - Auskreis-Überwachung
TCP	Transmission control protocol - Übertragungskontrollprotokoll Das gängigste Transportschichtprotokoll, das im Ethernet und Internet verwendet wird.
TCP/IP	Transmission Control Protocol over Internet Protocol. Die als Quasi-Standard in 4.2BSD Unix eingebundenen Ethernetprotokolle. TCP/IP wurde von DARPA für die Internetarbeit entwickelt und umfasst sowohl

	Vermittlungsschicht- als auch Transportschichtprotokolle. Während TCP und IP zwei Protokolle auf spezifischen Protokollschichten spezifizieren, wird TCP/IP oft verwendet, um auf die gesamte darauf beruhende Protokollsuite des US Department of Defense zu verweisen, einschließlich Telnet, FTP, UDP und RDP.
TNC-Steckverbinder	Neill Concelman mit Außengewinde, eine konstante Impedanzversion eines BNC-Steckverbinders mit Außengewinde
TPZ, TPY, TPX, TPS	Stromwandler-Klassen gemäß IEC
UMT	User Management Tool - Tool für Benutzermanagement
Unterreichweite	Ein Begriff, der verwendet wird, um zu beschreiben, wie das Relais während einer Fehlerbedingung reagiert. So liegt z. B. beim Distanzrelais eine Unterreichweite vor, wenn die ihm zugeordnete Impedanz größer ist als die Scheinimpedanz des Fehlers am Abgleichpunkt, das heißt die eingestellte Reichweite. Das Relais "sieht" den Fehler nicht, sollte ihn jedoch vielleicht gesehen haben. Siehe auch Überreichweite.
U/I-PISA	Prozessschnittstellenkomponenten, die gemessene Spannungs- und Stromwerte liefern
UTC	Coordinated Universal Time - Koordinierte Weltzeit. Vom Bureau International des Poids et Mesures (BIPM) errechnete Zeitskala, die die Basis für eine koordinierte Verbreitung von Normalfrequenzen und Zeitsignalen bildet. UTC wird abgeleitet von der Internationalen Atomzeit (TAI) durch die Addition von ganzzahligen "Schaltsekunden" zur Synchronisation mit Weltzeit 1 (UT1), was so die Exzentrizität des Erdkreises und die Rotationsachsenneigung (23,5 Grad) zulässt, aber weiterhin die irreguläre Erdrotation anzeigt, auf der UT1 basiert. Die Koordinierte Weltzeit wird unter Verwendung einer 24-Stunden-Uhr und des Gregorianischen Kalenders ausgedrückt. Sie wird für die Flug- und Schiffsnavigation verwendet, wo sie manchmal auch unter dem militärischen Namen "Zulu-Zeit" bekannt ist. "Zulu" steht im phonetischen Alphabet für "Z", was für den Null-Längengrad steht.
UV	Undervoltage - Unterspannung
WEI	Weak End Infeed-Logik - schwache Einspeisung
VT	Voltage Transformer - Spannungswandler
X.21	Eine digitale Signalisierungsschnittstelle, die vorrangig für Telekom-Technik genutzt wird

$3I_0$	Dreifacher Erdstrom. Oft als Summenstrom, Fehler- oder Erdfehlerstrom bezeichnet.
$3U_0$	Dreifache Nullspannung. Wird oft als Summenspannung oder Verlagerungsspannung bezeichnet.

Kontakt

ABB AB

Substation Automation Products

SE-721 59 Västerås, Schweden

Telefon +46 (0) 21 32 50 00

Fax +46 (0) 21 14 69 18

www.abb.com/substationautomation

ABB AG

Energietechnik

Postfach 10 03 51

68128 Mannheim, DEUTSCHLAND

Telefon +49 (0) 6 21 381 -30 00

Fax +49 (0) 6 21 381 -26 45

E-Mail powertech@de.abb.com

<http://www.abb.de>