

RELION® SCHUTZ UND STEUERUNG

REX640

Anwendungs-Handbuch





Dokument-ID: 2NGA000333
Herausgegeben: 2021-04-08
Revision: C

© Copyright 2021 ABB. Alle Rechte vorbehalten

Copyright

Dieses Dokument und seine Bestandteile dürfen ohne die ausdrückliche schriftliche Erlaubnis von ABB weder vervielfältigt noch kopiert werden und die Inhalte dürfen nicht an Dritte weitergegeben oder für nicht autorisierte Zwecke verwendet werden.

Die in diesem Dokument beschriebene Software und Hardware ist an eine Lizenzvereinbarung gebunden und darf nur in Einklang mit den in der Vereinbarung genannten Bedingungen verwendet, vervielfältigt oder weitergegeben werden.

Warenzeichen

ABB und Relion sind eingetragene Warenzeichen der ABB Group. Alle anderen in diesem Dokument erwähnten Marken- oder Produktnamen sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Inhaber.

Open Source Software

Dieses Produkt enthält Open Source Software. Informationen zur Lizenz finden Sie in der Produktdokumentation unter www.abb.com.

Gewährleistung

Wenden Sie sich bezüglich der Gewährleistungsbestimmungen bitte an Ihren ABB-Vertreter.

www.abb.com/mediumvoltage

Haftungsausschluss

Die in diesem Handbuch enthaltenen Daten, Beispiele und Diagramme dienen ausschließlich der Produktbeschreibung und sind nicht als Erklärung zu garantierten Eigenschaften zu verstehen. Alle Personen, die für die Anwendung der in diesem Handbuch beschriebenen Geräte verantwortlich sind, müssen sich überzeugen, dass die beabsichtigte Anwendung geeignet und akzeptabel ist, und dass zudem alle Sicherheits- oder Betriebsanforderungen eingehalten werden. Insbesondere liegen alle Risiken in Anwendungen, in denen ein Systemfehler und/oder ein Produktfehler Sach- oder Personenschäden (einschließlich Körperverletzung oder Tod) herbeiführen kann, in der alleinigen Verantwortung der Person oder des Unternehmens, die/das die Geräte verwendet, und diese Verantwortlichen werden hiermit aufgefordert, sicherzustellen, dass alle möglichen Maßnahmen ergriffen werden, um solche Risiken auszuschließen oder zu mindern.

Dieses Produkt wurde für die Verbindung und die Kommunikation von Daten und Informationen eine über Netzwerkschnittstelle konzipiert, die mit einem sicheren Netzwerk verbunden werden muss. Die für die Netzwerkadministration verantwortliche Person bzw. das verantwortliche Unternehmen ist verpflichtet, alle geeigneten Maßnahmen (wie z. B. die Installation von Firewalls, die Anwendung von Authentifizierungsmaßnahmen, die Verschlüsselung von Daten, die Installation von Antivirenprogrammen usw.) zum Schutz des Produkts, des Netzwerks, seines Systems und der Schnittstelle gegen jegliche Art von Sicherheitsverletzungen, unbefugten Zugriff, Störungen, Eindringen, Verlust und/oder Diebstahl von Daten oder Informationen einzurichten und aufrechtzuerhalten. ABB ist nicht haftbar für solche Schäden und/oder Verluste.

Dieses Dokument wurde mit großer Sorgfalt von ABB überprüft, allerdings können Abweichungen nicht vollständig ausgeschlossen werden. Falls Fehler gefunden werden sollten, wird der Leser gebeten, den Hersteller zu informieren. Mit Ausnahme der expliziten vertraglichen Zusagen und in keinem Fall kann ABB verantwortlich oder schadensersatzpflichtig gemacht werden für Verluste oder Schäden infolge der Verwendung dieses Handbuchs oder der Anwendung des Gerätes. Bei Abweichungen zwischen der englischen Fassung und der Fassung in einer beliebigen anderen Sprache hat die englische Fassung Vorrang.

Konformität

Dieses Produkt entspricht der Richtlinie des Rates der Europäischen Gemeinschaft zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV-Richtlinie 2014/30/EU) und betrifft elektrische Betriebsmittel innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU). Diese Konformität ist das Ergebnis von Tests, die vom externen Prüflabor Intertek in Übereinstimmung mit den Produktnormen EN 60255-1 und EN 60255-27 für die Niederspannungsrichtlinie durchgeführt wurden. Dieses Erzeugnis ist im Einklang mit den internationalen IEC 60255-Normen konzipiert.

Inhaltsverzeichnis

Abschnitt 1 Einführung.....	7
Dieses Handbuch.....	7
Zielgruppe.....	7
Produktdokumentation.....	8
Produktunterlagen.....	8
Dokument Änderungshistorie.....	8
Zugehörige Dokumentation.....	8
Symbole und Konventionen.....	9
Symbole.....	9
Dokumentkonventionen.....	9
Funktionen, Codes und Symbole.....	10
Abschnitt 2 REX640 Überblick.....	21
Überblick.....	21
PCM600 und Connectivity Package Version des Schutzrelais...	21
Anwendungspakete.....	22
Hardware des Geräts.....	27
Lokale HMI.....	30
Schaltanlagen HMI.....	34
Web-HMI.....	38
Benutzerautorisierung.....	39
Stationskommunikation.....	41
Modification Sales.....	41
Abschnitt 3 Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz.....	43
Einführung in die Anwendung.....	43
Beschreibung des Beispielfalls.....	44
Multifrequentes admittanzbasiertes Erdfehlerschutzrelais.....	45
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	45
Analoge Eingangssignale.....	46
Binäre Ausgangssignale.....	46
Empfohlene Alarmer.....	46
Relaiskonfiguration.....	46
Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	49
Abschnitt 4 Transformatorschutz.....	55
Einführung in die Anwendung.....	55
Beschreibung des Beispielfalls.....	57
Transformatorschutzrelais.....	58
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	58

Analoge Eingangssignale.....	59
RTD-Eingangssignale.....	60
mA-Eingangssignale.....	60
Binäre Eingangssignale.....	60
Binäre Ausgangssignale.....	61
Empfohlene Alarmer.....	61
Relaiskonfiguration.....	62
Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	66
Abschnitt 5 Transformatorspannungsregelung.....	73
Einführung in die Anwendung.....	73
Beispielfall 1- Einzeltransformatorsteuerung.....	74
Beschreibung des Beispielfalls.....	74
Transformator TR1 Spannungsregelrelais.....	75
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	75
Verwendung der Transformator- Spannungsregelungsanwendung.....	87
Erreichen der Transformatorspannungsregelung im manuellen Modus.....	87
Beispielfall 2 – Paralleltransformatorregelung im M/F-Modus.....	89
Beschreibung des Beispielfalls.....	89
Transformator TR1 Spannungsregelrelais (Master).....	90
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	90
Transformator TR2 Spannungsregelrelais (Follower 1).....	103
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	103
Transformator TR3 Spannungsregelrelais (Follower 2).....	114
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	114
Beispielfall 3 – Paralleltransformatorsteuerung im MCC-Modus....	124
Beschreibung des Beispielfalls.....	124
Transformator TR1 Spannungsregelrelais.....	125
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	125
Transformator TR2 Spannungsregelrelais.....	135
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	135
Transformator TR3 Spannungsregelrelais.....	145
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	145
Abschnitt 6 Lichtbogenschutz.....	157
Einführung in die Anwendung.....	157
Beschreibung des Beispielfalls.....	158
ARC-Schutz am Einspeiser +J1.....	161
Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik.....	161
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	163
Analoge Eingangssignale.....	165
Lichtbogensensoreingänge.....	165

Binäre Eingangssignale.....	165
Binäre Ausgangssignale.....	166
Empfohlene Alarmer.....	166
Relaiskonfiguration.....	166
Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	170
ARC-Schutz am Buskoppler +J4.....	171
Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik.....	171
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	172
Analoge Eingangssignale.....	173
Lichtbogensensoren.....	174
Binäre Eingangssignale.....	174
Binäre Ausgangssignale.....	174
Empfohlene Alarmer.....	175
Relaiskonfiguration.....	175
Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	178
ARC-Schutz am Abgang +J2.....	179
Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik.....	179
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	180
Analoge Eingangssignale.....	181
Lichtbogensensoren.....	182
Binäre Eingangssignale.....	182
Binäre Ausgangssignale.....	182
Empfohlene Alarmer.....	183
Relaiskonfiguration.....	183
Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	186
Abschnitt 7 Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation.....	189
Einführung in die Anwendung.....	189
Beschreibung des Beispielfalls.....	190
Lokales Endschutzrelais.....	191
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	191
Analoge Eingangssignale.....	192
Binäre Ausgangssignale.....	193
Empfohlene Alarmer.....	193
Relaiskonfiguration.....	194
Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	196
Abschnitt 8 Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz.....	205
Einführung in die Anwendung.....	205
Beschreibung des Beispielfalls.....	206
Lokales Endschutzrelais (A).....	206
Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	207

	Analoge Eingangssignale.....	208
	Binäre Eingangssignale.....	208
	Binäre Ausgangssignale.....	208
	Empfohlene Alarme.....	208
	Relaiskonfiguration.....	209
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	211
	Leitungsdifferentialschutz mit Leistungstransformator in der Zone	216
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	216
	Relaiskonfiguration.....	216
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	217
Abschnitt 9	Generatorschutz.....	221
	Einführung in die Anwendung.....	221
	Schutzschema für Generatoren	223
	Turbine - Generator: Auslöseschema.....	224
	Beschreibung des Beispielfalls.....	225
	Generatorschutzrelais.....	229
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	229
	Analoge Eingangssignale.....	231
	RTD-Eingangssignale.....	231
	Binäre Eingangssignale.....	231
	Binäre Ausgangssignale.....	232
	Empfohlene Alarme.....	232
	Relaiskonfiguration.....	234
	Funktionsblöcke und Einstellwert.....	239
Abschnitt 10	Asynchronmotorschutz.....	265
	Einführung in die Anwendung.....	265
	Beschreibung des Beispielfalls.....	266
	Motorschutzrelais.....	267
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	267
	Analoge Eingangssignale.....	269
	Binäre Eingangssignale.....	269
	Binäre Ausgangssignale.....	269
	Empfohlene Alarme.....	269
	Relaiskonfiguration.....	270
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	273
Abschnitt 11	Synchronmotorschutz.....	285
	Einführung in die Anwendung.....	285
	Beschreibung des Beispielfalls.....	286
	Motorschutzrelais.....	287
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	288

	Analoge Eingangssignale.....	290
	Binäre Eingangssignale.....	290
	Binäre Ausgangssignale.....	290
	Empfohlene Alarmer.....	290
	Relaiskonfiguration.....	291
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	296
Abschnitt 12	Generator-Leistungsschalter-Synchronisierung.....	313
	Einführung in die Anwendung.....	313
	Beschreibung des Beispielfalls.....	313
	Relais als Auto-Synchronisierer.....	314
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	314
	Analoge Eingangssignale.....	315
	Binäre Eingangssignale.....	316
	Binäre Ausgangssignale.....	316
	Empfohlene Alarmer.....	317
	Relaiskonfiguration.....	317
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	319
	Verwendung der Generator-Synchronisierungsanwendung.....	321
	Automatische Synchronisierung des Generator- Leistungsschalters.....	321
	Manuelle Synchronisierung des Generator- Leistungsschalters.....	325
Abschnitt 13	Nicht-Generator-Leistungsschalter- Autosynchronisierung.....	331
	Einführung in die Anwendung.....	331
	Beschreibung des Beispielfalls.....	331
	Relais als Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierer.....	332
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	333
	Analoge Eingangssignale.....	335
	Binäre Eingangssignale.....	335
	Binäre Ausgangssignale.....	335
	Empfohlene Alarmer.....	335
	Relaiskonfiguration.....	336
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	338
	IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration.....	340
	Relais als Generator-Leistungsschalter-Synchronisierer.....	341
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	341
	Analoge Eingangssignale.....	342
	Binäre Eingangssignale.....	343
	Binäre Ausgangssignale.....	344
	Empfohlene Alarmer.....	344

	Relaiskonfiguration.....	345
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	348
	IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration.....	350
	Verwendung der Nicht-Generator-Synchronisierungsanwendung.	351
	Automatische Synchronisierung des Leistungsschalters.....	351
	Automatische Synchronisierung über spannungsführende Leitung in das Netz.....	351
	Spannungslose Schiene zum Netz schließen.....	355
Abschnitt 14	Petersen-Spulensteuerung.....	359
	Einführung in die Anwendung.....	359
	Beschreibung des Beispielfalls.....	360
	ASC-Steuerung.....	362
	Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....	362
	Analoge Eingangssignale.....	364
	RTD-Eingangssignale.....	364
	Binäre Eingangssignale.....	364
	Binäre Ausgangssignale.....	365
	Empfohlene Alarmer.....	365
	Relaiskonfiguration.....	365
	Funktionsblöcke und Einstellwerte.....	368
	Verfahren vor dem Starten der Anwendung.....	370
	Verwendung der Anwendung.....	371
Abschnitt 15	Glossar.....	373

Abschnitt 1 Einführung

1.1 Dieses Handbuch

Das Anwendungshandbuch stellt verschiedene Schutz- und Steueranwendungen vor, die Sie mit dem Schutzgerät (Schutzrelais) ausführen können. Dabei werden ausgewählte Anwendungsfälle, einschließlich Gerätekonfiguration und empfohlener Parametereinstellwerte, ausführlich erläutert. In diesem Handbuch werden Anwendungsbeispiele vorgestellt, die bei der technischen Anwendung des Schutzgeräts für eine konkrete Anlage als Leitfaden dienen. Jeder einzelne Abschnitt des Handbuchs befasst sich ausschließlich mit den Anforderungen einer bestimmten Anwendung. Dabei wird nicht auf den gesamten Funktionsumfang des Schutzgeräts eingegangen.

1.2 Zielgruppe

Dieses Handbuch richtet sich an den für die Planung, die technischen Vorarbeiten und die Technik verantwortlichen Schutz- und Steuerungstechniker.

Der Schutz- und Steuerungstechniker muss Erfahrung mit Elektroenergietechnik und Kenntnisse über verwandte Techniken – z. B. Schutzmechanismen und -prinzipien – aufweisen.

1.3 Produktdokumentation

1.3.1 Produktunterlagen

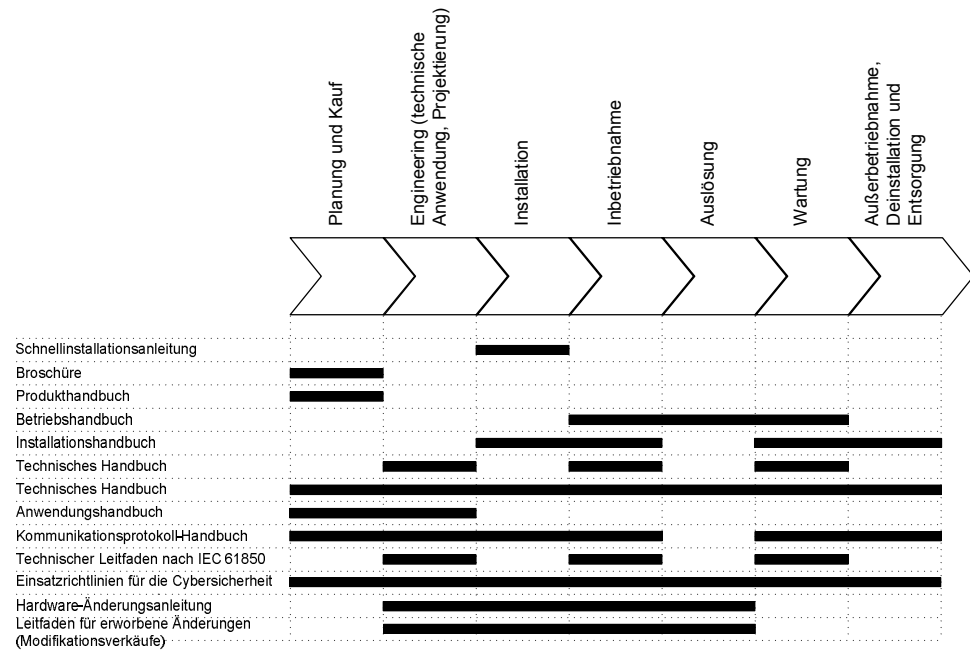


Abb. 1: Der vorgesehene Verwendungszweck der Dokumente während des Produktlebenszyklus

1.3.2 Dokument Änderungshistorie

Dokument Änderung/Datum	Product Connectivity Level (Produktkonnektivitätsebene)	Verlauf
A/20.04.2020	PCL1	Übersetzt aus dem Englischen Original Revision A
B/24.09.2020	PCL2	Übersetzt aus dem Englischen Original Revision B
C/08.04.2021	PCL3	Übersetzt aus dem Englischen Original Revision C

1.3.3 Zugehörige Dokumentation



Laden Sie die aktuellen Dokumente von der ABB-Webseite www.abb.com/mediumvoltage herunter.

1.4 Symbole und Konventionen

1.4.1 Symbole



Dieses Warnsymbol weist auf eine elektrische Gefahr hin, die zu einem Stromschlag führen kann.



Dieses Warnsymbol weist auf eine Gefahr hin, die zu Verletzungen führen kann.



Das Symbol „Achtung“ weist auf wichtige Informationen oder Warnhinweise in Bezug auf das im Text beschriebene Thema hin. Dieser Hinweis bezieht sich ggf. auf ein Gefahrenmoment, das zu Software-Korruption oder der Beschädigung von Ausrüstung bzw. Eigentum führen kann.



Das Symbol „Information“ weist auf relevante Daten und Bedingungen hin.



Das Symbol „Tipps“ verweist auf Ratschläge, wie Sie z. B. Ihr Projekt aufbauen oder bestimmte Funktionen benutzen können.

Die Warnhinweise beziehen sich auf Verletzungen. Es ist jedoch wichtig, zu verstehen, dass der Betrieb von schadhaften Einrichtungen unter bestimmten Bedingungen zu einer verschlechterten Systemleistung und somit zu Verletzungen bis hin zum Tod führen kann. Beachten Sie daher alle Warn- und Vorsichtshinweise sorgfältig.

1.4.2 Dokumentkonventionen

Eine bestimmte Konvention wird in diesem Handbuch ggf. nicht verwendet.

- Die verwendeten Abkürzungen und Akronyme werden im Glossar erläutert. Das Glossar enthält Definitionen von wichtigen Begriffen.
- Menüpfade sind in Fettdruck dargestellt. Wählen Sie **Hauptmenü/Einstellungen**.
- Parameterbezeichnungen sind kursiv dargestellt. Die Funktion kann mit dem Parameter *Operation* aktiviert und deaktiviert werden.
- Parameterwerte sind in Anführungszeichen dargestellt.

- Die entsprechenden Parameterwerte sind „On“ und „Off“.
- Eingabe-/Ausgabemeldungen und die Bezeichnung überwachter Daten werden in der Schriftart Courier angezeigt.
Beim Funktionsstart wechselt der START-Ausgang auf TRUE.
 - Größenwerte werden mit einer Zahl und einer SI-Einheit ausgedrückt. Die entsprechenden imperialen Maßeinheiten können in Klammern angegeben werden.
 - Dieses Dokument geht davon aus, dass die Sichtbarkeit der Parametereinstellungen „Advanced“ (Erweitert) ist.
 - In den Anwendungsbeispielen sind die Ein- und -ausgänge der Schutzgeräte mit allgemeinen Kennzeichnungen markiert, die sich nicht auf eine bestimmte Produktvariante beziehen.

1.4.3

Funktionen, Codes und Symbole

Tabelle 1: *In das Relais integrierte Funktionen*

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Schutz			
Distanzschutz	DSTPDIS	Z<	21P, 21N
Mitnahme über Messbereichserweiterung	DSTPLAL	LAL	21LAL
Signalvergleichsverfahren	DSOCPSCH	CL	85 21SCHLGC
Logik für Richtungs-umkehr und Schwachlastbetrieb	CRWPSCHE	CLCRW	85 21CREV,WEI
Signalvergleich für Erdfehlerschutz	RESCPSCH	CLN	85 67G/N SCHLGC
Logik für Richtungs-umkehr und Schwachlastbetrieb bei Erdfehlern	RCRWPSCH	CLCRWN	85 67G/N CREV,WEI
Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone	LNPLDF	3ld/I>	87L
Binärsignal-Übertragung	BSTGAPC	BST	BST
Schalten auf Kurzschluss	CVPSOF	CVPSOF	SOTF
Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe	PHLPTOC	3I>	51P-1
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>)	PHHPTOC	3I>>	51P-2
Unverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>>)	PHIPTOC	3I>>>	50P
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz ($I > \rightarrow$)	DPHLPDOC	3I $>$ \rightarrow	67P/51P-1
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz, hohe Stufe	DPHHPDOC	3I $>>$ \rightarrow	67P/51P-2
Erdfehlerschutz, niedrige Stufe	EFLPTOC	Io $>$	51G/51N-1
Erdfehlerschutz, hohe Stufe	EFHPTOC	Io $>>$	51G/51N-2
Ungerichteter Erdfehlerschutz, momentanstufe	EFIPTOC	Io $>>>$	50G/50N
Gerichteter Erdschutz, niedrige Stufe	DEFLPDEF	Io $>$ \rightarrow	67G/N-1 51G/N-1
Gerichteter Erdschutz, hohe Stufe	DEFHPDEF	Io $>>$ \rightarrow	67G/N-1 51G/N-2
Dreiphasiges Leistungsrichtungselement	DPSRDIR	I1 \rightarrow	67P-TC
Gegen- und Nullleistungsrichtungselement	DNZSRDIR	I2 \rightarrow , Io \rightarrow	67N-TC
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz	EFPADM	Yo $>$ \rightarrow	21NY
Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz	MFADPSDE	Io $>$ \rightarrow Y	67NYH
Wattmetrischer Erdfehlerschutz	WPWDE	Po $>$ \rightarrow	32N
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz	INTRPTEF	Io $>$ \rightarrow IEF	67NTEF/NIEF
Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingung	HAEFPTOC	Io $>$ HA	51NH
Schiefastschutz	NSPTOC	I2 $>$ M	46M
Leiterausfallschutz	PDNSPTOC	I2/I1 $>$	46PD
Verlagerungsspannungsschutz	ROVPTOV	Uo $>$	59G/59N
Unterspannungsschutz	PHPTUV	3U $<$	27
Überspannungsabweichungsschutz	PHVPTOV	3Urms $>$	59.S1
Überspannungsschutz	PHPTOV	3U $>$	59
Überspannungsschutz (Mitsystem)	PSPTOV	U1 $>$	59PS
Mitsystem-Unterspannungsschutz	PSPTUV	U1 $<$	27PS
Gegensystem-Überspannungsschutz	NSPTOV	U2 $>$	59NS
Frequenzschutz	FRPFRQ	f $>$ /f $<$,df/dt	81
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Spannungsabhängiger Überstromschutz	PHPVOC	3I(U)>	51V
Übererregungsschutz	OEPVPH	U/f>	24
Dreiphasiger thermischer Schutz für Abzweigungen, Kabel, und Verteilertransformatoren	T1PTTR	3Ith>F	49F
Thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten	T2PTTR	3Ith>T/G/C	49T/G/C
Überlastschutz für Nebenschluss-Kondensatorbänke	COLPTOC	3I> 3I<	51,37,86C
Unsymmetrieschutz für Nebenschluss-Kondensatorbänke	CUBPTOC	dI>C	60N
Drei-Phasen-Stromunsymmetrieschutz für Kondensatorbänke	HCUBPTOC	3dI>C	60P
Strombasierter Schutz für Einschaltresonanz von Kondensatorbänken	SRCPTOC	TD>	55ITHD
Kompensierter asymmetrischer Sternpunkt-Spannungsschutz	CNUPTOV	CNU>	59NU
Schiefastschutz (Gegensystem)	DNSPDOC	I2> ->	67Q
Unterspannungsschutz für Grenzkurvenspannungsverlauf	LVRTPTUV	UU	27RT
Vektorsprungschutz	VVSPAM	VS	78VS
Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz	DQPTUV	Q> -> ,3U<	32Q,27
Überleistungsschutz	DOPPDPR	P>/Q>	32R/32O
Unterleistungsschutz	DUPPDPR	P<	32U
Unterimpedanzschutz	UZPDIS	ZZ	21G
Untererregungsschutz	UEXPDIS	X<	40
Stator-Erdfehlerschutz basierend auf der 3. Harmonischen	H3EFPSEF	dUo>/Uo3H	64TN
Rotor-Erdfehlerschutz (Einspeisungsmethode)	MREFPTOC	Io>R	64R
Hochimpedanz- oder flussbasierter Differentialschutz für Maschinen	MHZPDIF	3dIHi>M	87HIM
Polschlupfschutz	OOSRPSB	OOS	78PS
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen	MNSPTOC	I2>M	46M
Leiterbruch, Unterstromschutz	PHPTUC	3I<	37
Unterlastschutz	LOFLPTUC	3I<	37
Motorlastsprungschutz	JAMPTOC	Ist>	50TDJAM
Motorstart Überwachung	STTPMSU	Is2t n<	49,66,48,50TDLR
Motoranlaufzähler	MSCPMRI	n<	66
Phasenumkehrschutz	PREVPTOC	I2>>	46R
Thermischer Überlastschutz für Motoren	MPTR	3Ith>M	49M
Motordifferentialschutz	MPDIF	3dI>M/G	87M/87G
Unterleistungsfaktor-schutz	MPUPF	PF<	55U
Transformatordifferentialschutz für Zwei- oder Dreiwickler	TR3PTDF	3dI>3W	87T3
Transformatordifferentialschutz für Zweiwickler	TR2PTDF	3dI>T	87T
Stromvergleichs-Erdfehlerdifferentialschutz	LREFPNDIF	dIoLo>	87NLI
Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz	HREFPDIF	dIoHi>	87NHI
Hochimpedanz-Differentialschutz für Phase A	HIAPDIF	dHi_A>	87_A
Hochimpedanz-Differentialschutz für Phase B	HIBPDIF	dHi_B>	87_B
Hochimpedanz Differentialschutz für Phase C	HICPDIF	dHi_C>	87_C
Schaltversager-schutz	CCBRBRF	3I>/Io>BF	50BF
Einschaltstromerkennung	INRPHAR	3I2f>	68HB
Master-Auslösung	TRPPTRC	Master-Auslösung	94/86
Lichtbogenschutz mit drei Lichtsensoren	ARCSARC	ARC	AFD
Hochimpedanz-Fehlererkennung	PHIZ	HIF	HIZ
Fehlerdiagnosesystem	SCEFRFLO	FLOC	FLOC
Lastabwurf und Wiederherstellung	LSHDPFRQ	UFLS/R	81LSH
Multifunktionsschutz	MAPGAPC	MAP	MAP

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Schutz bei unbeabsichtigter Erregung	GAEPVOC	U<,I>	27/50
Steuerung			
Leistungsschaltersteuerung	CBXCBBR	I <-> O CB	52
Dreistufige Trennersteuerung	P3SXSWI	I<->O P3S	29DS/GS
Trennersteuerung	DCXSWI	I <-> O DCC	29DS
Erdungsschaltersteuerung	ESXSWI	I <-> O ESC	29GS
Dreistufige Trennerstellungsanzeige	P3SSXSWI	I<->O P3SS	29DS/GS
Trennerstellungsanzeige	DCSXSWI	I <-> O DC	29DS
Erderstellungsanzeige	ESSXSWI	I <-> O ES	29GS
Notstartoption	ESMGAPC	ESTART	EST,62
Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter	DARREC	O -> I	79
Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter	ASGCSYN	AUTOSYNCG	25AUTOSYNCG
Auto-Synchronisierer für Netz-Leistungsschalter	ASNSCSYN	AUTOSYNCBT/T	25AUTOSYNCBT/T
Auto-Synchronisierer-Koordinator	ASCGAPC	AUTOSYNC	25AUTOSYNC
Synchronkontrollautomatik	SECRSYN	SYNC	25
Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung	OL5ATCC	COLTC	90V
Transformatordaten-Kombinierer	OLGAPC	OLGAPC	OLGAPC
Petersen-Spulensteuerung	PASANCR	ANCR	90
Zustandsüberwachung			
Leistungsschalterzustandsüberwachung	SSCBBR	CBCM	52CM
Hot-Spot und Isolationsalterung	HSARSPTR	3Ihp>T	26/49HS
Auskreisüberwachung	TCSSCBBR	TCS	TCM
Stromkreisüberwachung	CCSPVC	MCS 3I	CCM
Stromwandlerkreisüberwachung	CTSRCTF	MCS 3I,12	CCM 3I,12
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Stromwandler-Überwachung für Hochimpedanz-Schutzsystem für Phase A	HZCCASPVC	MCS I_A	CCM_A
Stromwandler-Überwachung für Hochimpedanz-Schutzsystem für Phase B	HZCCBSPVC	MCS I_B	CCM_B
Stromwandler-Überwachung für Hochimpedanz-Schutzsystem für Phase C	HZCCCSPVC	MCS I_C	CCM_C
Automatenfallüberwachung (Fuse Failure)	SEQSPVC	FUSEF	VCM, 60
Überwachung der Schutzkommunikation	PCSITPC	Kanäle	Kanäle
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte	MDSOPT	OPTS	OPTM
Dreiphasige Remanenz-Unterspannungsüberwachung	MSVPR	3U<R	27R
Messung			
Dreiphasige Strommessung	CMMXU	3I	IA, IB, IC
Symmetrische Stromkomponentenmessung	CSMSQI	I1, I2, I0	I1, I2, I0
Summenstrommessung	RESCMMXU	Io	IG
Drei-Phasen-Spannungsmessung	VMMXU	3U	VA, VB, VC
Einphasige Spannungsmessung	VAMMXU	U_A	V_A
Verlagerungsspannungsmessung	RESVMMXU	Uo	VG/VN
Symmetrische Komponenten der Spannung	VSMSQI	U1, U2, U0	V1, V2, V0
Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung	PEMMXU	P, E	P, E
Lastprofilrekorder	LDPRLRC	LOADPROF	LOADPROF
Frequenzmessung	FMMXU	f	f
Anzeige der Stufen-schalterposition	TPOSYLTC	TPOSM	84T
Stromqualität			
Gesamtstrombedarf, harmonische Verzerrung, DC-Komponente (TDD, THD, DC) und einzelne Oberschwingungen	CHMHAI	PQM3IH	PQM ITHD, IDC
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Gesamte Oberschwingungsverzerrung, DC-Komponente (THD, DC) und einzelne Oberschwingungskomponenten der Spannung	VHMHAI	PQM3VH	PQM VTHD,VDC
Spannungsunsymmetrie	PHQVVR	PQMU	PQMV SWE,SAG,INT
Spannungsungleichgewicht	VSQVUB	PQUUB	PQMV UB
Traditionelle LED-Anzeige			
LED-Anzeigensteuerung	LEDPTRC	LEDPTRC	LEDPTRC
Individuelle virtuelle LED-Steuerung	LED	LED	LED
Protokollfunktionen			
Störschreiber (allgemeine Funktionen)	RDRE	DR	DFR
Störschreiber, analoge Kanäle 1-12	A1RADR	A1RADR	A1RADR
Störschreiber, analoge Kanäle 13-24	A2RADR	A2RADR	A2RADR
Störschreiber, binäre Kanäle 1-32	B1RBDR	B1RBDR	B1RBDR
Störschreiber, binäre Kanäle 33-64	B2RBDR	B2RBDR	B2RBDR
Fehlerschreiber	FLTRFRC	FAULTREC	FR
Sonstige Funktionen			
Parametersätze	SCHUTZ	SCHUTZ	SCHUTZ
Zeit-Master-Überwachung	GNRLTMS	GNRLTMS	GNRLTMS
Überwachung des seriellen Anschlusses	SERLCCH	SERLCCH	SERLCCH
IEC 61850-1 MMS	MMSLPRT	MMSLPRT	MMSLPRT
IEC 61850-1 GOOSE	GSELPRT	GSELPRT	GSELPRT
IEC 60870-5-103-Protokoll	I3CLPRT	I3CLPRT	I3CLPRT
IEC 60870-5-104-Protokoll	I5CLPRT	I5CLPRT	I5CLPRT
DNP3-Protokoll	DNPLPRT	DNPLPRT	DNPLPRT
Modbus-Protokoll	MBSLPRT	MBSLPRT	MBSLPRT
OR-Gate mit zwei Eingängen	OR	OR	OR
OR-Gate mit sechs Eingängen	OR6	OR6	OR6
OR-Gate mit 20 Eingängen	OR20	OR20	OR20
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
AND-Gate mit zwei Eingängen	AND	AND	AND
AND-Gate mit sechs Eingängen	AND6	AND6	AND6
AND-Gate mit 20 Eingängen	AND20	AND20	AND20
XOR-Gate mit zwei Eingängen	XOR	XOR	XOR
NOT-Gate	NOT (NICHT)	NOT (NICHT)	NOT (NICHT)
Auswahl Real-Maximumwert	MAX3R	MAX3R	MAX3R
Auswahl Real-Minimumwert	MIN3R	MIN3R	MIN3R
Flanken-Erkennung (steigend)	R_TRIG	R_TRIG	R_TRIG
Flanken-Erkennung (fallend)	F_TRIG	F_TRIG	F_TRIG
Schaltauswahl für Real	SWITCHR	SWITCHR	SWITCHR
Schaltauswahl für 32-Bit-Integer	SWITCHI32	SWITCHI32	SWITCHI32
SR-Speicher, flüchtig	SR	SR	SR
RS Rücksetzen/ Setzen-Kippschaltung (flüchtig)	RS	RS	RS
Min. Impulszeitglied (2 Kanäle)	TPGAPC	TP	62TP
Min. Impulszeitglied (2 Kanäle sekundenbasiert)	TPSGAPC	TPS	62TPS
Min. Impulszeitglied (2 Kanäle minutenbasiert)	TPMGAPC	TPM	62TPM
Impulszähler für die Energiemessung	PCGAPC	PCGAPC	PCGAPC
Zeitglied (8 Kanäle)	PTGAPC	PT	62PT
Ausschaltverzögerung (8 Kanäle)	TOFGAPC	TOF	62TOF
Einschaltverzögerung "AN" (8 Kanäle)	TONGAPC	TON	62TON
Tagzeitglied	DTMGAPC	DTM	DTM
Kalenderfunktion	CALGAPC	CAL	CAL
SR-Speicher, acht Kanäle, nicht-flüchtig	SRGAPC	SR	SR
Ereigniserstellung mit booleschem Wert	MVGAPC	MV	MV
Ereigniserstellung mit Ganzzahl	MVI4GAPC	MVI4	MVI4
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Ereigniserstellung mit Skalierung von Analogwerten	SCA4GAPC	SCA4	SCA4
Allgemeine Steuerungssubjekte	SPCGAPC	SPC	SPCG
Allgemeines Zählobjekt	UDFCNT	UDCNT	UDCNT
Lokale/Fernsteuerung	STEUERUNG	STEUERUNG	STEUERUNG
Externes HMI-Aufwecken	EIHMI	EIHMI	EIHMI
Addition realer Signale	ADDR	ADDR	ADDR
Subtraktion realer Signale	SUBR	SUBR	SUBR
Multiplikation realer Signale	MULR	MULR	MULR
Division realer Signale	DIVR	DIVR	DIVR
Gleich-Komparator für reale Signale	EQR	EQR	EQR
Ungleich-Komparator für reale Signale	NER	NER	NER
Größer-gleich-Komparator für reale Signale	GER	GER	GER
Kleiner-gleich-Komparator für reale Signale	LER	LER	LER
Spannungsschalter	VMSWI	VSWI	VSWI
Stromsumme	CMSUM	CSUM	CSUM
Stromschalter	CMSWI	CMSWI	CMSWI
Leiterstromvorverarbeitung	ILTCTR	ILTCTR	ILTCTR
Nullstromvorverarbeitung	RESTCTR	RESTCTR	RESTCTR
Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung	UTVTR	UTVTR	UTVTR
SMV-Datenstromempfänger (IEC 61850-9-2LE)	SMVRCV	SMVRCV	SMVRCV
SMV-Datenstromsender (IEC 61850-9-2LE)	SMVSENDER	SMVSENDER	SMVSENDER
Redundante Ethernet-Kanalüberwachung	RCHLCCH	RCHLCCH	RCHLCCH
Ethernet-Kanalüberwachung	SCHLCCH	SCHLCCH	SCHLCCH
HMI-Ethernet-Kanalüberwachung	HMILCCH	HMILCCH	HMILCCH
Empfangene GOOSE-Binär-Informationen	GOOSERCV_BIN	GOOSERCV_BIN	GOOSERCV_BIN
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Empfangene GOOSE-Doppel-Binär-Informationen	GOOSERCV_DP	GOOSERCV_DP	GOOSERCV_DP
Empfangene GOOSE-Messwert-Informationen	GOOSERCV_MV	GOOSERCV_MV	GOOSERCV_MV
Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert.	GOOSERCV_INT8	GOOSERCV_INT8	GOOSERCV_INT8
Empfangene GOOSE-32-Bit-Ganzzahl-Informationen	GOOSERCV_INT32	GOOSERCV_INT32	GOOSERCV_INT32
Empfangene GOOSE-Verriegelungsinformationen	GOOSERCV_INTL	GOOSERCV_INTL	GOOSERCV_INTL
Empfangene GOOSE-Messwert- (Zeiger) Informationen	GOOSERCV_CMV	GOOSERCV_CMV	GOOSERCV_CMV
Empfangene GOOSE-Aufzählungswert-Informationen	GOOSERCV_ENUM	GOOSERCV_ENUM	GOOSERCV_ENUM
Schlechte Signalqualität	QTY_BAD	QTY_BAD	QTY_BAD
Gute Signalqualität	QTY_GOOD	QTY_GOOD	QTY_GOOD
Empfangener GOOSE-Testmodus?	QTY_GOOSE_TEST	QTY_GOOSE_TEST	QTY_GOOSE_TEST
GOOSE Kommunikationsqualität	QTY_GOOSE_COMM	QTY_GOOSE_COMM	QTY_GOOSE_COMM
GOOSE Datenzustand	T_HEALTH	T_HEALTH	T_HEALTH
Fehlerrichtungsbestimmung	T_DIR	T_DIR	T_DIR
Umwandlung Aufzählung in boolesch	T_TCMD	T_TCMD	T_TCMD
Umwandlung von 32-Bit-Ganzzahl in Binärbefehl	T_TCMD_BIN	T_TCMD_BIN	T_TCMD_BIN
Umwandlung von Binärbefehl in 32-Bit-Ganzzahl	T_BIN_TCMD	T_BIN_TCMD	T_BIN_TCMD
Schaltgerät-Statusdekodierer - Position CLOSE	T_POS_CL	T_POS_CL	T_POS_CL
Schaltgerät-Statusdekodierer - Position OFFEN	T_POS_OP	T_POS_OP	T_POS_OP
Schaltgerät-Statusdekodierer - Status OK	T_POS_OK	T_POS_OK	T_POS_OK
Steuerbares Gate, 8 Kanäle	GATEGAPC	GATEGAPC	GATEGAPC
Sicherheitsanwendung	GSAL	GSAL	GSAL
Hotline-Tag	HLTGAPC	HLTGAPC	HLTGAPC
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
16 einstellbare 32-Bit-Ganzzahlenwerte	SETI32GAPC	SETI32GAPC	SETI32GAPC
16 einstellbare reelle Werte	SETRGAPC	SETRGAPC	SETRGAPC
Umwandlung von boolesch in 32-Bit-Ganzzahl	T_B16_TO_I32	T_B16_TO_I32	T_B16_TO_I32
Umwandlung von 32-Bit-Ganzzahl in boolesch	T_I32_TO_B16	T_I32_TO_B16	T_I32_TO_B16
Umwandlung von 32-Bit-Ganzzahl in reell	T_I32_TO_R	T_I32_TO_R	T_I32_TO_R
Umwandlung von reell in 8-Bit-Ganzzahl	T_R_TO_I8	T_R_TO_I8	T_R_TO_I8
Umwandlung von reell in 32-Bit-Ganzzahl	T_R_TO_I32	T_R_TO_I32	T_R_TO_I32
Konstant FALSE	FALSCH	FALSCH	FALSCH
Konstantes TRUE-Signal	WAHR	WAHR	WAHR

Abschnitt 2 REX640 Überblick

2.1 Überblick

REX640 ist ein leistungsstarkes umfassendes Schutz- und Steuergerät für den Einsatz in modernen Energieverteilungs- und Energieerzeugungsanlagen mit einer unvergleichlichen Flexibilität über den gesamten Lebenszyklus des Geräts – von der Bestellung des Geräts über Tests und Inbetriebnahme bis hin zur Erweiterung der Funktionen der modularen Soft- und Hardware bei sich ändernden Anwendungsanforderungen.

Durch den modularen Aufbau von Hard- und Softwareelementen lassen sich alle komplexen Anforderungen an Schutzanwendungen abdecken, die sich im Laufe des gesamten Lebenszyklus von Gerät und Station ergeben können.

Dank der einfachen Umsetzung von Änderungen und Erweiterungen durchbricht das REX640 die bisherigen Grenzen der Möglichkeiten, die ein einziges Gerät bietet.

2.1.1 PCM600 und Connectivity Package Version des Schutzrelais

- Schutz und Steuerung IED Manager PCM600 Ver.2.10 Hotfix 3 oder höher
- REX640 Connectivity Package Version 1.2.0 oder höher
 - Handhabung von Störungen
 - Event Viewer
 - Parametereinstellung
 - Applikationskonfiguration
 - Signalmatrix
 - Graphischer Display-Editor
 - Schaltanlagen HMI-Konfiguration
 - HMI-Ereignisfilter
 - Konfiguration migrieren
 - Geräte-Benutzer
 - Gerätvergleich
 - IEC 61850-Konfiguration
 - Kommunikationsmanagement
 - Ethernet-Konfiguration
 - Geräte-Zusammenfassung
 - Account-Management
 - Gerät aktualisieren
 - Lizenz-Update
 - Fehleraufzeichnungen

- Lastprofile
- Differentialcharakteristiken
- Lebenszyklus-Handhabung
- Konfigurationsassistent
- AR-Sequenz-Visualizer



Laden Sie Connectivity Packages von der ABB-Website www.abb.com/mediumvoltage oder direkt über den Update Manager in PCM600 herunter.

2.2 Anwendungspakete

REX640 bietet bereits umfassende Basisfunktionen. Das Produkt lässt sich aber durch beliebige Kombination der optional verfügbaren Anwendungspakete individuell anpassen und so zu einer REX640-Schutzeinheit erweitern, die den jeweiligen Anforderungen passgenau entspricht. Die Funktionalität der gewählten Anwendungspakete lässt sich durch Einbinden der jeweiligen Zusatzpakete erweitern. Das REX640 Connectivity Package führt den Techniker durch die Optimierung der Anwendungskonfiguration und Leistung.

Tabelle 2: Anwendungspakete

Beschreibung	ID
Erweiterungspaket für den Abgangsschutz gegen Erdfehler	APP1
Abgangsfehlerortungs-Paket	APP2
Leitungsdistanzschutz-Paket	APP3
Leitungsdifferentialschutz-Paket	APP4
Shunt-Kondensatorbankschutz-Paket	APP5
Verbindungsschutz-Paket	APP6
Maschinenschutz-Paket	APP7
Transformatorschutz-Paket	APP8
Sammelschienenschutz-Paket	APP9
Stufenschaltersteuerungs-Paket	APP10
Auto-Synchronizer-Paket für Generator	APP11
Auto-Synchronizer-Paket für Netzwerk	APP12
Petersen-Spulen-Steuerungs-Paket	APP13
Synchronmaschinen-Zusatzpaket	ADD1
Dreiwickler-Zusatzpaket	ADD2

Tabelle 3: Basisfunktionen und optionale Funktionen

IEC 61850	Kanäle	Basis	APP 1	APP 2	APP 3	APP 4	APP 5	APP 6	APP 7	APP 8	APP 9	APP 10	APP 11	APP 12	APP 13	HINZUFÜGEN 1	HINZUFÜGEN 2
Schutz																	
DSTPDIS	1				•												
DSTPLAL	1				•												
DSOCPSCH	1				•												
CRWPSCH	1				•												
RESCPSCH	1				•												
RCRWPSCH	1				•												
LNPLDF	1					•											
BSTGAPC	2				•	•											
CVPSOF	1	•															
PHLPTOC	3	•															
PHHPTOC	3	•															
PHIPTOC	3	•															
DPHLPDOC	3	•															
DPHHPDOC	3	•															
EFLPTOC	3	•															
EFHPTOC	3	•															
EFIPTOC	3	•															
DEFLPDEF	4	•															
DEFHPDEF	4	•															
DPSRDIR	2							•				•					
DNZSRDIR	2		•														
EFPADM	3		•														
MFADPSDE	3		•														
WPWDE	3		•														
INTRPTEF	1		•														
HAEFPTOC	1		•														
NSPTOC	3	•															
PDNSPTOC	1	•															
ROVPTOV	4	•															
PHPTUV	4	•															
PHVPTOV	2							•									
PHPTOV	4	•															
PSPTOV	4	•															
PSPTUV	4	•															
NSPTOV	4	•															
FRPFRQ	12	•															
PHPVOC	2	•															
OEPVPH	2									•						•	
T1PTTR	1	•															
T2PTTR	1									•						•	
COLPTOC	1							•									
CUBPTOC	3							•									
HCUBPTOC	2							•									
SRCPTOC	1							•									
CNUPTOV	2							•									
DNSPDOC	2	•															
LVRTPTUV	3							•									

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

IEC 61850	Ka- nä- le	Ba- sis	APP 1	APP 2	APP 3	APP 4	APP 5	APP 6	APP 7	APP 8	APP 9	APP 10	APP 11	APP 12	APP 13	HIN- ZU- FÜ- GE N 1	HIN- ZU- FÜ- GE N 2
VVSPAM	1							•									
DQPTUV	2							•									
DOPDPDR	3							•	•	•							
DUPDPDR	3									•						•	
UZPDIS	2									•						•	
UEXPDIS	2															•	
H3EFPSEF	1															•	
MREFPTOC	2															•	
MHZPDIF	1								•								
OOSRPSB	1				•											•	
MNSPTOC	2								•								
PHPTUC	3	•															
LOFLTUC	1								•								
JAMPTOC	1								•								
STTPMSU	1								•								
MSCPMRI	1								•								
PREVPTOC	1								•								
MPTTR	1								•								
MPDIF	1								•								
MPUPF	2							•								•	
TR3PTDF	1																•
TR2PTDF	1									•							
LREFPNDF	2	•															
HREFPDIF	2	•															
HIAPDIF	3								•	•	•						
HIBPDIF	3								•	•	•						
HICPDIF	3								•	•	•						
CCBRBRF	3	•															
INRPHAR	2	•															
TRPPTRC	6	•															
ARCSARC	4	•															
PHIZ	1		•														
SCEFRFLO	1			•													
LSHDFFRQ	6	•															
MAPGAPC	24	•															
GAEPVOC	1															•	
Steuerung																	
CBXCBR	3	•															
P3SXSWI	6	•															
DCXSWI	8	•															
ESXSWI	3	•															
P3SSXSWI	6	•															
DCSXSWI	8	•															
ESSXSWI	3	•															
ESMGAPC	1								•								
DARREC	2	•															
ASGCSYN	1												•				
ASNCSYN	3													•			
ASCGAPC	1	•															

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

IEC 61850	Kanäle	Basis	APP 1	APP 2	APP 3	APP 4	APP 5	APP 6	APP 7	APP 8	APP 9	APP 10	APP 11	APP 12	APP 13	HINZUFÜGEN 1	HINZUFÜGEN 2
SECRSYN	3	•															
OL5ATCC	1											•					
OLGAPC	5											•					
PASANCR	1														•		
Zustandsüberwachung																	
SSCBR	3	•															
HSARSPTR	1									•							
TCSSCBR	6	•															
CCSPVC	5	•															
CTSRCTF	1									•							
HZCCASPVC	3											•					
HZCCBSPVC	3											•					
HZCCSPVC	3											•					
SEQSPVC	7	•															
PCSITPC	1				•	•											
MDSOPT	2	•															
MSVPR	2	•															
Messung																	
MSVPR	8	•															
CSMSQI	8	•															
RESCMMXU	8	•															
VMMXU	8	•															
VAMMXU	4	•															
RESVMMXU	8	•															
VSMSQI	8	•															
PEMMXU	3	•															
LDPRLRC	1	•															
FMMXU	5	•															
TPOSYLTC	1									•		•					
Stromqualität																	
CHMHAI	1	•															
VHMHAI	1	•															
PHQVVR	2	•															
VSQVUB	2	•															
Traditionelle LED-Anzeige																	
LEDPTRC	1	•															
LED	33	•															
Protokollfunktionen																	
RDRE	1	•															
A1RADR	1	•															
A2RADR	1	•															
B1RBDR	1	•															
B2RBDR	1	•															
FLTRFRC	1	•															
Sonstige Funktionen																	
SCHUTZ	1	•															
GNRLLTMS	1	•															
SERLCCH	2	•															
MMSLPRT	1	•															

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

IEC 61850	Kanäle	Basis	APP 1	APP 2	APP 3	APP 4	APP 5	APP 6	APP 7	APP 8	APP 9	APP 10	APP 11	APP 12	APP 13	HINZUFÜGEN 1	HINZUFÜGEN 2
GSELPRT	1	•															
I3CLPRT	2	•															
I5CLPRT	5	•															
DNPLPRT	5	•															
MBSLPRT	5	•															
OR (ODER)	400	•															
OR6	400	•															
OR20	20	•															
AND (UND)	400	•															
AND6	400	•															
AND20	20	•															
XOR	400	•															
NOT (NICHT)	400	•															
MAX3R	20	•															
MIN3R	20	•															
R_TRIG	10	•															
F_TRIG	10	•															
SWITCHR	30	•															
SWITCHI32	30	•															
SR	10	•															
RS	10	•															
TPGAPC	4	•															
TPSGAPC	2	•															
TPMGAPC	2	•															
PCGAPC	4	•															
PTGAPC	5	•															
TOFGAPC	5	•															
TONGAPC	5	•															
DTMGAPC	4	•															
CALGAPC	4	•															
SRGAPC	4	•															
MVGAPC	10	•															
MVI4GAPC	4	•															
SCA4GAPC	4	•															
SPCGAPC	5	•															
MVGAPC	12	•															
STEUERUNG	1	•															
EIHMI	1	•															
ADDR	10	•															
SUBR	10	•															
MULR	10	•															
DIVR	10	•															
EQR	10	•															
NER	10	•															
GER	10	•															
LER	10	•															
VMSWI	3	•															
CMSUM	1	•															
CMSWI	3	•															

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

IEC 61850	Kanäle	Basis	APP 1	APP 2	APP 3	APP 4	APP 5	APP 6	APP 7	APP 8	APP 9	APP 10	APP 11	APP 12	APP 13	HINZUFÜGEN 1	HINZUFÜGEN 2
ILTCTR	8	•															
RESTCTR	8	•															
UTVTR	8	•															
SMVRCV	4	•															
SMVSENDER	1	•															
RCHLCCH	1	•															
SCHLCCH	5	•															
HMILCCH	1	•															
GOOSERCV_BIN	200	•															
GOOSERCV_DP	100	•															
GOOSERCV_MV	50	•															
GOOSERCV_INT8	50	•															
GOOSERCV_INT32	50	•															
GOOSERCV_INTL	100	•															
GOOSERCV_CMV	9	•															
GOOSERCV_ENUM	100	•															
QTY_BAD	20	•															
QTY_GOOD	20	•															
QTY_GOOSE_COMM	100	•															
T_HEALTH	100	•															
T_DIR	50	•															
T_TCMD	100	•															
T_TCMD_BIN	100	•															
T_BIN_TCMD	100	•															
T_POS_CL	150	•															
T_POS_OP	150	•															
T_POS_OK	150	•															
GATEGAPC	1	•															
GSAL	1	•															
HLTGAPC	1	•															
SETI32GAPC	2	•															
SETRGAPC	2	•															
T_B16_TO_I32	10	•															
T_I32_TO_B16	10	•															
T_I32_TO_R	10	•															
T_R_TO_I8	10	•															
T_R_TO_I32	10	•															
FALSCH	10	•															
WAHR	10	•															

2.3 Hardware des Geräts

Das Gerät verfügt über eine Bereitschafts-LED am Stromversorgungsmodul, die den Status des Geräts anzeigt. Im Normalfall leuchtet die Bereitschafts-LED konstant grün. Alle anderen Situationen, die die Aufmerksamkeit des Bedieners erfordern, werden durch ein Blinklicht angezeigt.

Das Relais verfügt über obligatorische und optionale Steckplätze. In einem obligatorischen Steckplatz befindet sich immer ein Modul, während ein optionaler Steckplatz je nach bestellter Zusammenstellungsvariante auch leer bleiben kann.

Tabelle 4: Modulsteckplätze

Modul	Steckplatz A1	Steckplatz A2	Steckplatz B	Steckplatz C	Steckplatz D	Steckplatz E	Steckplatz F	Steckplatz G
ARC1001	o							
COM1001		•						
COM1002		•						
COM1003		•						
COM1004		•						
COM1005		•						
BIO1001			•	o	o			
BIO1002			•	o	o			
BIO1003						o		
BIO1004						o		
RTD1001				o	o			
AIM1001						o	•	
AIM1002						o	•	
SIM1901						o	•	
PSM1001								•
PSM1002								•
PSM1003								•

• = Obligatorisch – im Steckplatz muss sich zwingend eines der zugeordneten Module befinden.
o = Optional – im Steckplatz kann sich optional eines der zugeordneten Module befinden. Die Anordnung (Reihenfolge) der Module in den optionalen Steckplätzen ist von der bestellten Zusammenstellungsvariante abhängig.

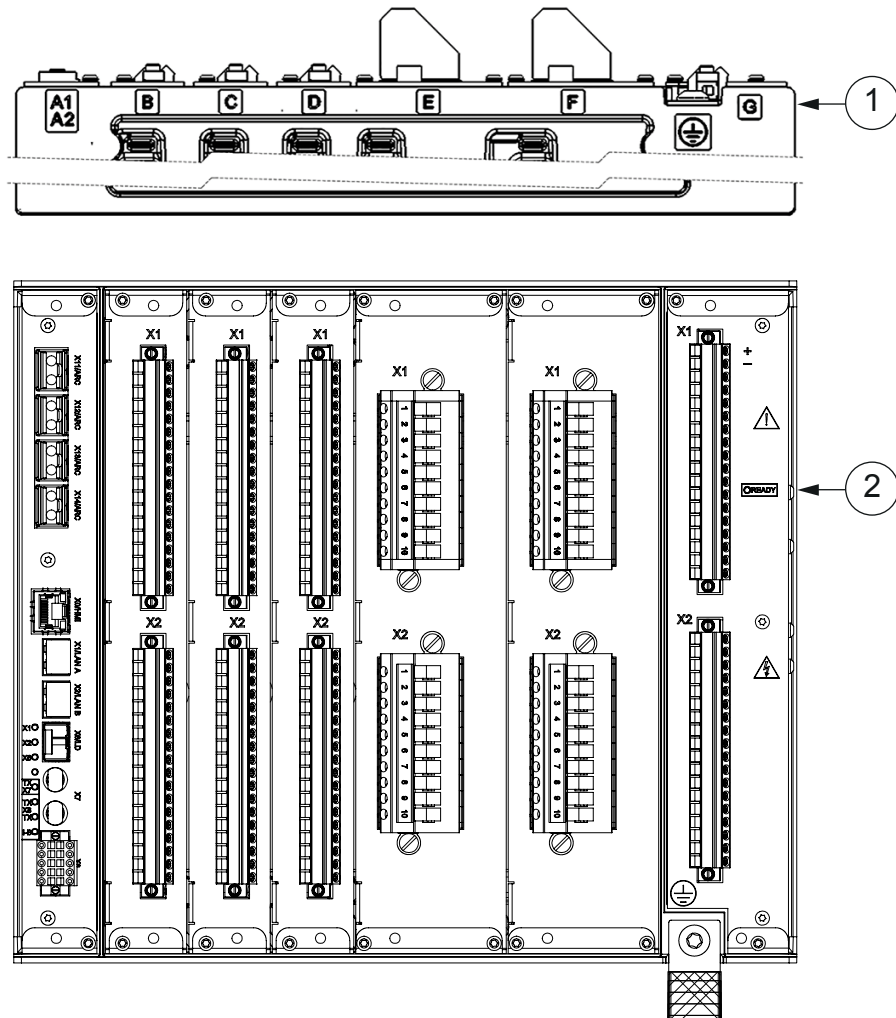


Abb. 2: Übersicht der Steckplätze im Hardwaremodule des REX640-Geräts

- 1 Steckplatzmarkierungen im Gehäuse (oben und unten)
- 2 Bereitschafts-LED

Tabelle 5: Beschreibung der Module

Modul	Beschreibung
ARC1001	4 × ARC-Sensoreingänge (Linse, Schleife oder kombiniert)
COM1001	1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 3 × RJ-45 + 1 × LD-SFP ¹⁾
COM1002	1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 2 × LC + 1 × RJ-45 + 1 × LD-SFP
COM1003	1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 3 × LC + 1 × LD-SFP
COM1004	1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 2 × RJ-45 + 1 × LD-SFP + 1 × RS-485/IRIG-B + 1 × FO UART

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Modul	Beschreibung
COM1005	1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 2 × LC + 1 × LD-SFP + 1 × RS-485/IRIG-B + 1 × FO UART
BIO1001/ BIO1003	14 × BI + 8 × SO
BIO1002/ BIO1004	6 × SPO + 2 × SPO (TCS) + 9 × BI
RTD1001	10 × RTD-Kanäle + 2 × mA-Kanäle (Eingang/Ausgang)
AIM1001	4 × CT + 1 × CT (empfindlich, nur für Summenstrom) + 5 × VT
AIM1002	6 × CT + 4 × VT
SIM1901	3 × Kombi-Sensoreingänge (RJ-45) + 1 × CT (empfindlich, nur für Summenstrom) + 1 × VT
PSM1001	24...60 V DC, 3 × PO (TCS) + 2 × PO + 3 × SO + 2 × SSO
PSM1002	48...250 V DC / 100...240 V AC, 3 × PO (TCS) + 2 × PO + 3 × SO + 2 × SSO
PSM1003	110/125 V DC (77...150 V DC), 3 × PO (TCS) + 2 × PO + 3 × SO + 2 × SSO
PO = Leistungsausgang SO = Signalausgang SPO = Statischer Leistungsausgang SSO = Statischer Signalausgang	

- 1) Kommunikation des Leitungsdistanz-/Leitungsdifferentialschutzes + Übertragung von Binärsignalen, Multimode- oder Singlemode-LWL-LC-Anschluss für SFP-Transceiver (Small Form-Factor Pluggable)

Das Gerät verfügt über einen nichtflüchtigen Speicher, der keine regelmäßige Wartung erfordert. Der nichtflüchtige Speicher speichert alle Ereignisse, Aufzeichnungen und Protokolle in einem Speicher, in dem die Daten auch im Falle eines vorübergehenden Verlustes der Hilfsspannungsversorgung im Gerät erhalten bleiben.

2.4 Lokale HMI

Die LHMI wird für das Einstellen, Überwachen und Steuern des Schutzgeräts und des zugehörigen Prozesses genutzt. Sie umfasst einen 7-Zoll-Farbbildschirm mit kapazitiver Berührungserkennung und einer Home-Taste am unteren Teil der LHMI.



Die LHMI muss mit dem Schutzgerät gekoppelt werden, um den vollen Funktionsumfang nutzen zu können. Informationen zum Kopplungsvorgang enthält das Benutzerhandbuch.



Die LHMI ist eine Zubehörkomponente für das Schutzgerät, das auch ohne die LHMI voll funktionsfähig ist.

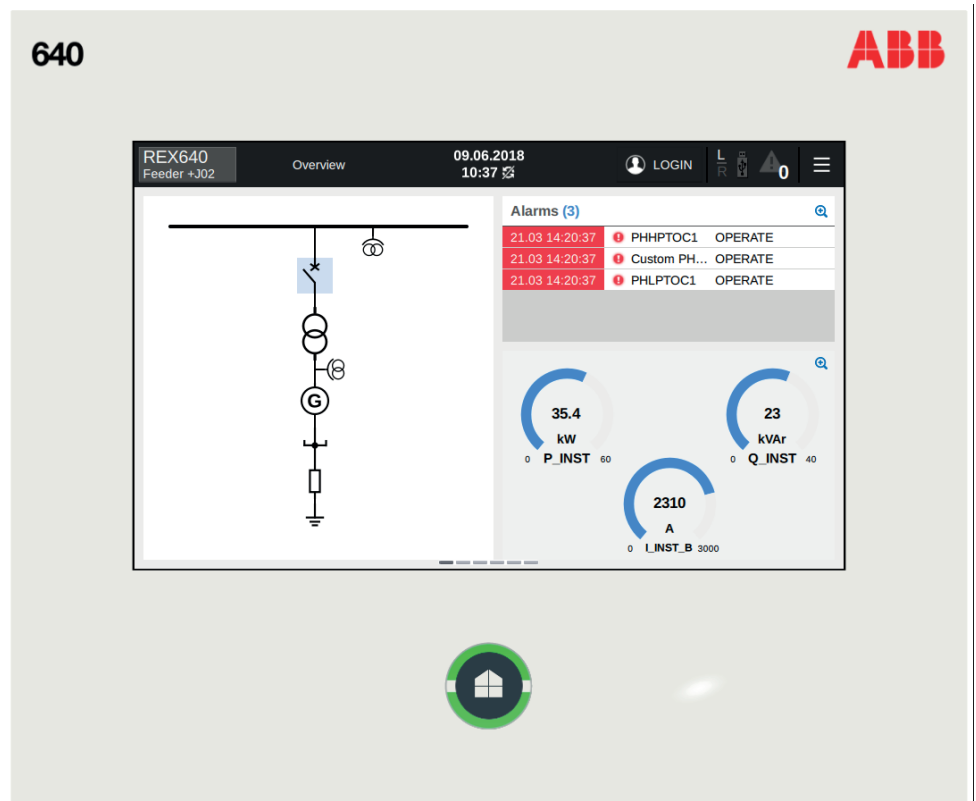


Abb. 3: Beispiel einer Seite der lokalen HMI

In der LHMI sind die Seiten in zwei Kategorien unterteilt.

- Benutzerseiten werden üblicherweise im Rahmen des gewöhnlichen Tätigkeitsbereichs eines Benutzers benötigt, wie z. B. Übersichtsschaltbilder, Bedienelemente, Messungen, Ereignisse, Alarmer usw.
- Technikerseiten sind eigens zur Unterstützung bei der Parametrierung, Fehlersuche, Prüfung und Inbetriebnahme mit dem Schutzgerät konzipiert.

Das Blättern auf den Benutzerseiten kann entweder durch Drücken der Home-Taste oder durch Streichen über die jeweiligen Seiten erfolgen. Die Technikerseiten können durch Tippen auf die Menüschaltfläche in der Menüleiste am oberen Rand des LHMI-Displays aufgerufen werden.

Die Home-Taste zeigt den Status des Schutzgeräts auf einen Blick an. In normalen Situationen leuchtet die Home-Taste konstant grün. Alle anderen Situationen, welche die Aufmerksamkeit des Benutzers erfordern, werden durch ein Blinklicht, ein rotes Licht oder eine Kombination aus beiden angezeigt.

Tabelle 6: *Bereitschafts-LED des Stromversorgungsmoduls und LED der Home-Taste der lokalen HMI*

Status	Bereitschafts-LED des Stromversorgungsmoduls	Home-Taste der LHMI	Alarm quittiert
Schutzgerät im Normalbetrieb und mit LHMI verbunden	Konstant grün	Konstant grün	Keine Angabe
IRF des Schutzgeräts aktiviert, kommuniziert aber mit der LHMI	Blinkt schnell grün ¹⁾	Blinkt schnell rot ¹⁾	Keine Angabe
Kommunikation zwischen Schutzgerät und LHMI unterbrochen, aber kein IRF	Konstant grün	Blinkt schnell grün ¹⁾	Keine Angabe
LHMI funktioniert nicht ordnungsgemäß oder befindet sich in der Initialisierungsphase des Startvorgangs	Konstant grün	Blinkt schnell grün ¹⁾	Keine Angabe
Prozessbezogener Alarm aktiv	Konstant grün	Blinkt langsam grün ²⁾	Nein
Prozessbezogener Alarm aktiv	Konstant grün	Konstant rot	Ja
Prozessbezogener Alarm war bereits früher aktiv, ist aber nicht mehr aktiv.	Konstant grün	Blinkt langsam rot ²⁾	Nein
Prozessbezogener Alarm war bereits früher aktiv, ist aber nicht mehr aktiv.	Konstant grün	Konstant grün	Ja
Schutzgerät auf Testmodus eingestellt	Blinkt langsam grün ²⁾	Blinkt langsam grün ²⁾	Nein

1) hohe Frequenz = 3 Hz

2) niedrige Frequenz = 1 Hz

Die Benutzerseiten können unverändert genutzt oder mit dem grafischen Display-Editor in PCM600 an die projektindividuellen Anforderungen angepasst werden. Die Technikerseiten sind nicht veränderbar und können daher nicht angepasst werden.

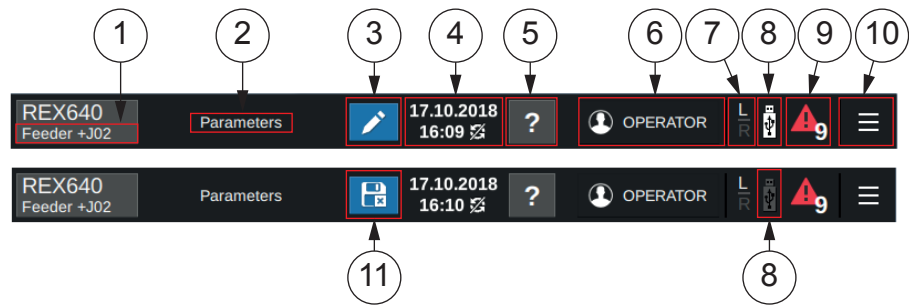


Abb. 4: Elemente der Menüleiste

- 1 Feldname für das Schutzgerät
- 2 Name der Seite
- 3 Bearbeitungsmodus aktiv (Parameterbearbeitung)
- 4 Datums-, Zeit- und Zeitsynchronisierungsstatus
- 5 Hilfe zur Seite (sichtbar, wenn Hilfe zur Seite verfügbar ist)
- 6 Anmeldeschaltfläche / Anzeige des angemeldeten Benutzers
- 7 Anzeige Ort/Fern
- 8 USB-Speicher nicht angeschlossen/angeschlossen (nur sichtbar, wenn der USB-Anschluss aktiviert ist)
- 9 Anzahl der aktiven Alarme
- 10 Menüschtfläche für Technikerseiten
- 11 Anzeige für das Speichern oder Verwerfen geänderter Parameter

Tabelle 7: Standardseiten der lokalen HMI

Seitenkategorie	Seiten	Unterseiten
Benutzerseiten	Überblick	Alarme
	Ereignisse	
	Fehleraufzeichnung	
	Zeitachse	
	Messungen	Zeiger Lastprofilaufzeichnungen
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Seitenkategorie	Seiten	Unterseiten
Technikerseiten	Parameter	
	Prüfung und Inbetriebnahme	Funktionen erzwingen Ausgänge erzwingen Eingänge simulieren E/A anzeigen Ereignisse senden Überwachung der sekundären Einspeisung Schutzmessrichtung Inbetriebnahme der Spulensteuerung ¹⁾ GOOSE-Senden anzeigen GOOSE-Empfangen anzeigen SMV-Senden anzeigen SMV-Empfangen anzeigen
	Schutzgerätestatus	Überwachung
	Löschen	
	Störschriebe	
	Alarmer	
	Geräteinformation	
	USB-Aktivitäten	

1) Mit dem Anwendungspaket Resonanzregler von Petersen verfügbar.

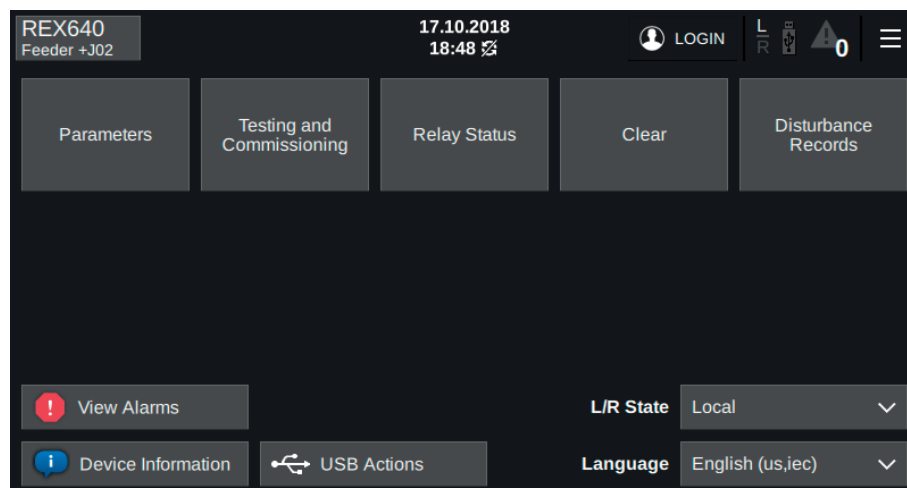


Abb. 5: Menü auf den Technikerseiten

2.5 Schaltanlagen HMI

Die SHMI wird für die Einstellungen, Überwachung und Steuerung von bis zu 20 REX640-Schutzrelais und deren verwandten Prozessen verwendet. Sie umfasst einen 7-Zoll-Farbbildschirm mit kapazitiver Berührungserkennung und einer Home-Taste am Boden der SHMI. Alle Funktionen der standardmäßigen HMI sind auch in der SHMI verfügbar.



Die SHMI ist eine Zubehörkomponente für das Schutzgerät, das auch ohne die SHMI voll funktionsfähig ist.

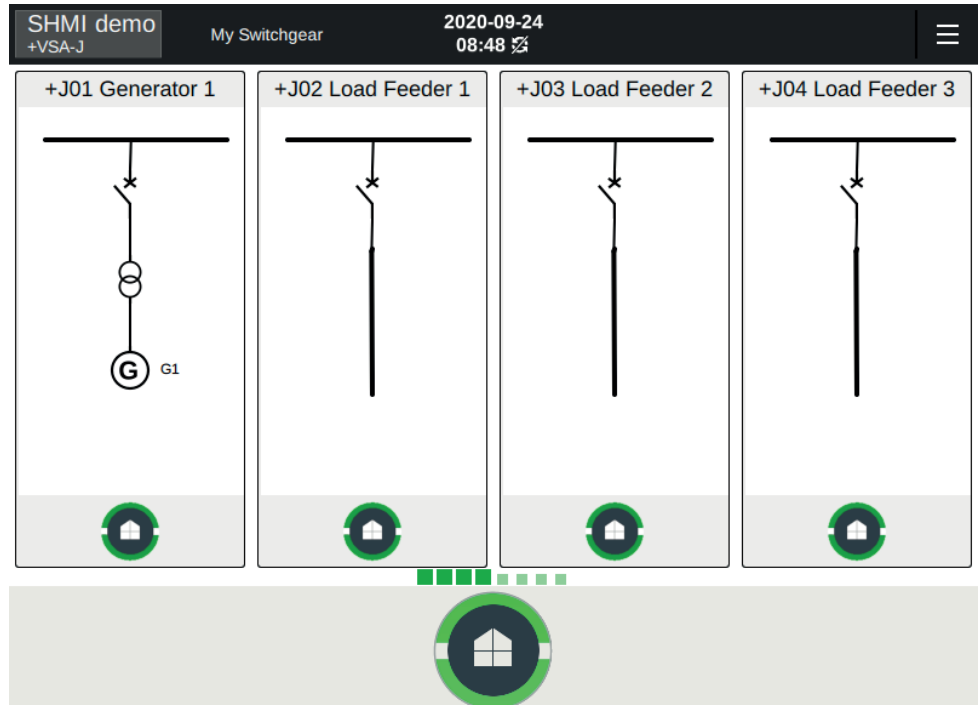


Abb. 6: Beispiel einer Seite der lokalen HMI

Der SHMI verfügt über eine Navigationsseite, die die Installation der physischen Schaltanlagenanordnung anzeigt und den Status jeder REX640 innerhalb des Systems anzeigt. Der Bereich eines einzelnen Schaltfeldes verfügt über einen kleinen benutzerdefinierbaren Feldübersichtsbereich und eine Schaltfläche „Virtual Home“ zeigt den Status des angeschlossenen Relais an. Durch Tippen auf den gewählten Feldübersichtsbereich wird die SHMI mit der zugehörigen REX640 verbunden und funktioniert wie die normale LHMI für dieses Relais.

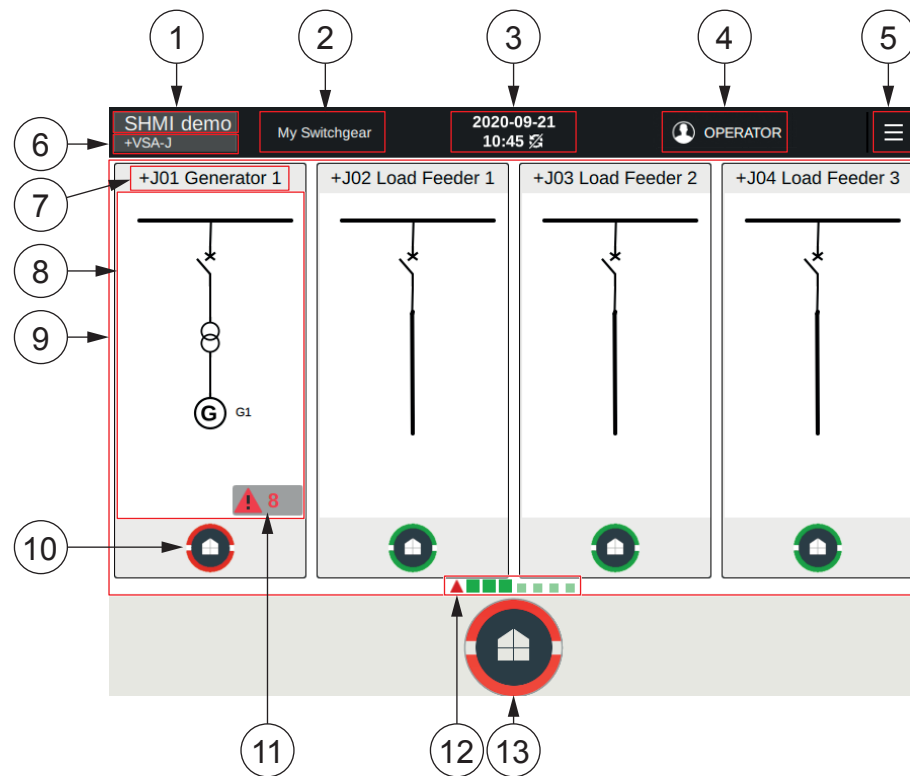


Abb. 7: Navigationsseienelemente

- 1 Benutzerdefinierter Stationsname
- 2 Benutzerdefinierter Name für die Schaltanlage oder den Unterabschnitt der Schaltanlagen-Anordnung, die von der SHMI gesteuert wird
- 3 Datums-, Zeit- und Zeitsynchronisierungsstatus
- 4 Logout-Taste und Authentifizierungsstatus
- 5 Menü-Taste
- 6 Benutzerdefinierter Name der Spannungsebene
- 7 Benutzerdefinierter Feldname und Spannungsebenenenerweiterung
- 8 Feldübersichtsbereich mit statischen oder dynamischen Informationen für ein Feld und als Navigationspunkt, um die HMI-Ansicht für das jeweilige Relais zu starten; benutzerdefinierter Inhalt
- 9 SHMI-Navigationsseite
- 10 Die Schaltfläche „Virtual Home“, die den Status der jeweiligen Relais-Schaltfläche zeigt, stellt die physische Home-Schaltfläche des jeweiligen Relais dar.
- 11 Anzahl der aktiven Alarme
- 12 Panel-Anordnungsübersicht, die den aktuellen Status aller angeschlossenen Relais und die aktuelle Position der Navigationsseite anzeigt
- 13 Physische Home-Schaltfläche der SHMI

Feldübersichtsbereich

Der Feldübersichtsbereich besteht entweder aus einem statischen Bild oder einem dynamischen SLD. Sie werden mit dem grafischen Display-Editor im PCM600 konfiguriert. Ein Relais kann zwei Übersichtsseiten haben.

Ein statisches Bild kann z. B. eine Zeichnung oder ein Foto der Schaltanlagenanordnung sein. Die maximale Bildgröße beträgt 186 x 320 px.

SLD unterstützt keine Steuerungsoperationen. Die folgenden Funktionen sind verfügbar.

- Statische Symbole wie Anschlüsse, Messgeräte, Transformatoren und Drosselspulen
- Dynamischer Zustand für Schaltgeräte, jedoch keine Steuerungsoperationen
- Dynamische und statische Textobjekte
 - Boolesch Text
 - Ganzzahl Text
 - Etikett (Übersetzung nicht unterstützt)
 - Numerischer Wert
 - Zeichenfolgenwert
- Benutzerdefinierte Symbole
- Sammelschienenfarbe

Physische und virtuelle Home-Schaltflächen

Auf der SHMI-Navigationsseite zeigt die virtuelle Home-Schaltfläche den Status jedes Relais ebenso an, wie dies mit der physischen Home-Schaltfläche auf einem normalen LHMI-Panel angezeigt werden würde. Im Normalfall leuchtet die virtuelle Home-Schaltfläche statisch grün. Alle anderen Situationen, welche die Aufmerksamkeit des Benutzers erfordern, werden durch ein Blinklicht, ein rotes Licht oder eine Kombination kenntlich gemacht.

Die physische Home-Schaltfläche der SHMI hat zwei Betriebsarten.

- Auf der SHMI-Navigationsseite zeigt die Home-Schaltfläche den kombinierten Zustand aller angeschlossenen Relais an. Wenn mehrere Relais unterschiedliche Status haben, zeigt die Home-Schaltfläche jenes mit der höchsten Priorität an.
- In der HMI-Ansicht zeigt die Home-Schaltfläche den Status des jeweiligen Relais an, wie in [Tabelle 6](#) beschrieben.

Navigation

Die Navigationsseite ist die Standardansicht für die SHMI. Die Navigationsseite zeigt die Bereiche der Feldübersichten gemäß der tatsächlichen Panelinstallationen. Die Navigationsseite kann durch horizontales Wischen über den Bildschirm oder durch Antippen der physischen Home-Taste gescrollt werden, so dass stets eine Feldübersicht von links nach rechts bewegt werden kann.

Der Feldübersichtsbereich ist die konfigurierte Ansicht für ein Relais. Es können statische oder dynamische Informationen angezeigt werden, allerdings sind alle Steuerungsvorgänge deaktiviert. Der gesamte Feldübersichtsbereich dient als Navigationspunkt zur HMI-Ansicht des Relais. Wenn Sie auf diesen Bereich tippen, wird die HMI-Ansicht des entsprechenden Relais geöffnet.

Die Panel-Anordnungsübersicht zeigt die Position der Navigationsseite durch Markieren der sichtbaren Feldübersichten. Er zeigt auch den Status aller angeschlossenen Relais und hilft bei der Identifizierung, welches Relais die Aufmerksamkeit des Bedieners erfordert, wenn die Feldübersicht auf der Navigationsseite nicht sichtbar ist.

Wenn die HMI-Ansicht für ein Relais geöffnet ist, funktioniert die SHMI genau wie eine normale HMI. Alle Funktionen sind verfügbar und die Home-Schaltfläche schaltet zwischen den konfigurierten Startseiten um und zeigt den Alarmstatus für das entsprechende Relais an.

Der Navigationsbereich links oben in der HMI-Ansicht wird verwendet, um zurück zur Navigationsseite des SHMI-Fensters zu navigieren. Der Navigationsbereich zeigt den Feldnamen auf der Schaltfläche an. Auf diese Weise kann ermittelt werden, welche Relais-HMI geöffnet ist.

2.6

Web-HMI

Mit der WHMI hat der Benutzer über einen Webbrowser sicheren Zugriff auf das Schutzgerät. Die WHMI wird über Google Chrome, Mozilla Firefox, Internet Explorer 11.0 und Microsoft Edge verifiziert.

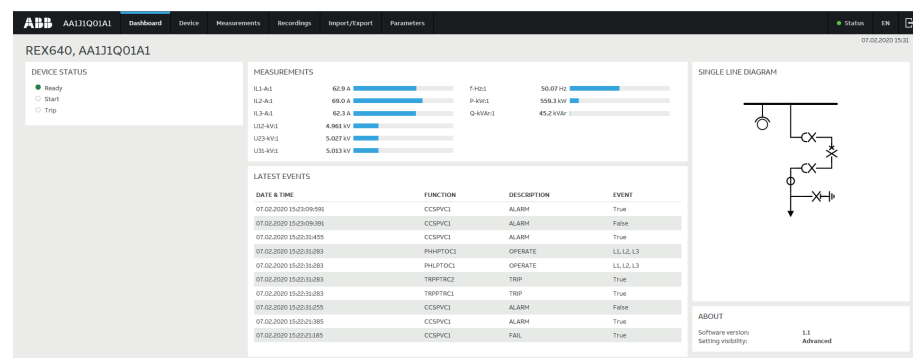


Abb. 8: Beispielansicht der Web-HMI

Die WHMI bietet verschiedene Funktionen. Die Menüstruktur der WHMI und der LHMI sind nahezu identisch.

Tabelle 8: Hauptgruppen und Untermenüs der WHMI

Hauptgruppen	Untermenüs	Beschreibung
Dashboard		Zum Anzeigen einer Übersicht über das Schutzgerät einschließlich Status, Messungen, Übersichtsschaltbilder und aktueller Ereignisse.
Gerät	Überwachung Information Selbstüberwachung Übersichtsschaltbild Löschen Passwort ändern Info	Zum Navigieren zu den Seiten für Überwachung, Informationen, Selbstüberwachung, Übersichtsschaltbild oder Löschen.
Messungen	Messungen Zeigerdiagramme	Zum Navigieren zu den Messungen oder Zeigerdiagrammen.
Aufzeichnungen	Ereignisse Störschriebe Fehlerspeicher Lastprofilaufzeichnung Alarmliste	Zum Anzeigen von Ereignissen, Störschrieben, Fehleraufzeichnungen, Lastprofilaufzeichnungen und Alarmen.
Importieren/Exportieren	Berichtszusammenfassung Import-/Exporteinstellungen Parameterliste	Zum Exportieren einer Parameterliste oder einer Berichtszusammenfassung sowie zum Importieren und Exportieren von Einstellungen.
Parameter		Zum Anzeigen der Menüstruktur für die Einstellparameter des Schutzgeräts.
Sprachauswahl		Zum Ändern der Sprache.
Logout		Zum Beenden der Sitzung.

Die WHMI kann lokal oder ferngesteuert aufgerufen werden:

- lokal durch Anschließen des Laptops an das Schutzgerät
- ferngesteuert über LAN/WAN

2.7

Benutzerautorisierung

Es gibt zwei Möglichkeiten der Benutzerverwaltung für das Schutzrelais. Im Schutzrelais kann stets nur eine Art der Benutzerverwaltung aktiviert werden.

Weitere Informationen finden Sie in den Richtlinien zur Umsetzung der Cyber-Sicherheit.

Lokale Benutzerkontenverwaltung

Vier werkseitig voreingestellte Benutzerkonten (VIEWER, OPERATOR, ENGINEER und ADMINISTRATOR) wurden für die LHMI und die WHMI mit

jeweils unterschiedlichen Rechten und Standardpasswörtern definiert. Die Rollen für diese Benutzerkonten sind dieselben wie der Benutzername. Zusätzliche Benutzerkonten können für das Schutzrelais hinzugefügt werden.

Die Verwaltung der Benutzerkonten erfolgt mit „IED Users“ in PCM600. Jedes Schutzrelais unterstützt acht feste Rollen und 50 Benutzerkonten, die zu einer beliebigen dieser Funktionen gehören. Jedem Benutzerkonto können maximal acht Rollen zugeordnet werden.

Die werkseitigen Standardpasswörter können mit Administratorrechten oder von den Benutzern selbst geändert werden. Relais-Benutzerpasswörter können über die LHMI, „IED Users“ in PCM600 oder die WHMI geändert werden. Nur ein Administrator kann Benutzerkonten erstellen und die Zuordnung von Rollen zu Rechten aktualisieren. Der Administrator kann auch die Passwörter der Benutzer zurücksetzen.

Die Benutzerautorisierung ist für die LHMI standardmäßig deaktiviert und kann mit dem Parameter *Local override* über den Menüpfad **Konfiguration/Autorisierung/Passwörter** aktiviert werden. WHMI erfordert immer eine Authentifizierung. Änderungen in den Einstellungen der Benutzerverwaltung führen nicht zum Neustart des Schutzrelais. Die Änderungen werden sofort nach der Übernahme der geänderten Einstellungen übernommen.

Zentrale Kontenverwaltung

Die Benutzerkonten und Rollen können zentral auf einem CAM-Server erstellt und authentifiziert werden. CAM muss im Schutzrelais aus dem Account Management in PCM600 aktiviert werden.

Ein CAM-Server kann ein Tool sein, beispielsweise SDM600 oder ein Active Directory-Server, wie das Windows AD. Es kann auch ein sekundärer oder redundanter CAM-Server konfiguriert werden, der als Backup-CAM-Server dienen kann, wenn auf den primären CAM-Server nicht zugegriffen werden kann.

Das Schutzrelais ist der CAM-Client und kann die eigene replizierte Datenbank der auf dem CAM-Server konfigurierten Benutzerkonten und -rollen pflegen. Diese replizierte CAM-Datenbank dient als Backup-Authentifizierungsmechanismus, wenn primäre und sekundäre CAM-Server vom Schutzrelais aus nicht zugänglich sind.

Jedes Schutzrelais unterstützt acht Rollen und 50 Benutzerkonten in der replizierten CAM-Datenbank. Jedem Benutzerkonto können maximal acht Rollen zugeordnet werden.



Weitere Informationen zur Benutzerverwaltung finden Sie in den Richtlinien zur Umsetzung der Cyber-Sicherheit.



Informationen zur Benutzerautorisierung für PCM600 finden Sie in der PCM600-Dokumentation.

2.8 Stationskommunikation

Betriebsinformationen und -steuerungen stehen über eine Vielzahl von Kommunikationsprotokollen zur Verfügung, darunter IEC 61850 Edition 2, IEC 61850-9-2 LE den IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, Modbus® und DNP3. Umfassende Kommunikationsmöglichkeiten, wie etwa die horizontale Kommunikation zwischen Geräten, werden jedoch erst durch die Norm IEC 61850 möglich.

Das Relais bietet die Möglichkeit einer zweiten IP-Adresse und eines zweiten Subnetzes, wenn die Kommunikationsmodule mit drei Ethernet-Ports (COM1001...1003) verwendet werden. Als Standardroute kann jedoch nur ein IP-Netzwerk verwendet werden. Unter Verwendung von zwei IP-Adressen können Kommunikationsnetzwerke getrennt werden, je nachdem, welche Benutzeranforderungen sie haben. Eine IP-Adresse kann zum Beispiel den Dispatchern dienen, die andere dem Bedarf der Servicetechniker.

Das IEC 61850-Protokoll ist eine zentrale Komponente des Relais, da die Schutz- und Steuerungsanwendung vollständig auf der Auslegung der Norm basiert. Das Relais unterstützt die Versionen Edition 1 und Edition 2 der Norm. Durch die Unterstützung von Edition 2 verfügt das Relais über die neueste Funktionalität für Schaltanlagenanwendungen und die beste Interoperabilität für moderne Schaltanlagen. Das Relais unterstützt die flexible Produktnamenzuordnung (FPN), welche die Zuordnung des IEC 61850-Datenmodells des Relais zum anwenderdefinierten IEC 61850-Datenmodell vereinfacht.

2.9 Modification Sales

Modification Sales ist ein Konzept, das Änderungen an bereits gelieferten Geräten unterstützt. Mit Modification Sales ist es möglich, den Leistungsumfang sowohl der Hardware als auch der Software eines vorhandenen Geräts zu verändern. Es stehen die gleichen Optionen zur Verfügung wie bei der Konfiguration und Bestellung einer neuen Gerätevariante ab Werk: So können beispielsweise neue Hardwaremodule in freie Steckplätze eingesetzt, die in den Steckplätzen vorhandenen Module durch andere Modultypen ersetzt oder die Softwarefunktionen durch Hinzufügen von Anwendungs- und ggf. Zusatzpaketen erweitert werden. Wenn Sie die Möglichkeiten des Modification Sales Konzepts nutzen möchten, wenden Sie sich bitte an Ihre lokale ABB-Vertretung.

Abschnitt 3 Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz

3.1 Einführung in die Anwendung

Die Erkennung von Erdfehlern und Richtung gestalten sich wegen der vielen möglichen Fehlerbedingungen schwierig. Die weitverbreitete Erdschlusskompensation mit dem Ziel der Verbesserung von Qualität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung kompliziert dieses zudem. Erdfehler in kompensierten Netzen mit Erdkabeln haben häufig eine intermittierende Charakteristik und typischerweise sind sie niederohmig. Zudem trägt die gemischte Nutzung von Freileitungen und Erdkabeln in modernen Leistungsnetzen zu hochohmigen Erdfehlern bei. Damit die verschiedenen Arten von Erdfehlern erkannt werden und ein umfassender Schutz erreicht werden kann, ist es häufig erforderlich mehrere Relais oder Schutzfunktionen parallel zu verwenden.

Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz MFADPSDE ist eine Einzelfunktionslösung für den Erdschlusschutz MFADPSDE bietet eine extrem sicheren, zuverlässigen und selektiven Schutz vor gerichtetem Erdschluss für mit höherer Impedanz geerdete Netze, das heißt, kompensierte, nicht geerdete und niederohmig geerdete Anlagen. Dank der hohen Zuverlässigkeit und Empfindlichkeit entfällt mit MFADPSDE die Notwendigkeit mehrerer spezifischer paralleler Relais oder Funktionen für die Erkennung von Erdfehlern, insbesondere in kompensierten Netzen. Er kann für die den Erdschlusschutz von Freileitungen und Erdkabeln verwendet werden oder bei nieder- und hochohmigen Erdfehlern mit permanenter oder intermittierender Charakteristik.

Die Transientenerkennung von MFADPSDE trägt auch zur wirksamen Erkennung von Transienten-, intermittierenden und wiederzündenden Erdfehlern bei. Deshalb kann dieser Schutz als Alternative für Transienten/intermittierenden Erdfehlerschutz INTRPTEF genutzt werden.

Tabelle 9: *Typische Erdschlussbedingungen in Einspeisern und Schutzfunktionen*

Fehler und Bedingungen	Schutzfunktionen
Niederohmige Fehler	Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz MFADPSDE
Transienten-, intermittierende und wiederzündende Erdfehler	
Kabelabschlussfehler	
Doppelerdschluss	Ungerichteter Erdfehlerschutz ($I_{0>>}$), hohe Stufe EFHPTOC
Hochohmige Fehler	Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz MFADPSDE, Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV als Reserve

3.2 Beschreibung des Beispielfalls

Als Beispiel für die Erläuterung der Anwendung von MFADPSDE wird ein allgemeines Netz herangezogen. [Abbildung 9](#) zeigt eine repräsentative Netzwerkkonfiguration (20 kV, 50-Hz-System) mit fünf zentral an der Station kompensierten Einspeisern. Das Netzwerk hat einen Resonanzstrom bei 50 A und ist überkompensiert bei 5 A. Ein dauerhaft verbundener Parallelwiderstand in der Hilfsstromwicklung der Petersenspule schleift 8,6 A des Widerstandsstrom bei Primärspannung ein. Die natürlichen Verluste des Netzwerks entsprechend ungefähr 2,4 A. Die Restspannung im gesunden Zustand U_0 sind 5 % der nominalen Leiter-Erde-Spannung.

Der Beispielfall konzentriert sich auf den Multifrequenz admittanzbasierten Erdfehlerschutz von Einspeiser J1. Andere Einspeiser lassen sich mit denselben Einstellungen mit MFADPSDE in vergleichbarer Weise schützen. [Abbildung 9](#) zeigt einen kernsymmetrischen Stromwandler (CBCT) (empfohlene Klasse: 0.5S/5P10, 1VA) für die Messung des Summenstroms I_0 von Einspeiser J1 und Phasen-Stromwandlern (CT) und Spannungswandlern (VT) in offener Dreieckschaltung für die Messung des Summenstroms U_0 . Mit den Phasen-Stromwandlern im Beispielfall wird der berechnete Summenstrom ermittelt, der für den Doppelerdschlusschutz benötigt wird. Zum Schutz der einzelnen Einspeiser sollten vergleichbare Anordnungen für die Messung von Summenstrom, Leiterströmen und Restspannung mit Relais (in der Abbildung nicht dargestellt) gewählt werden.

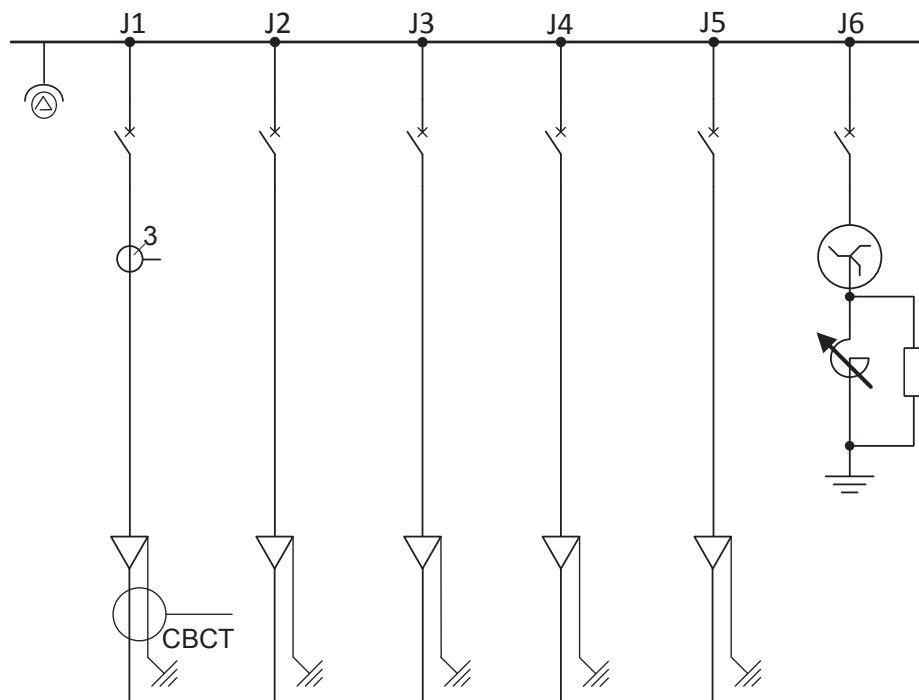


Abb. 9: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls

3.3 Multifrequentes admittanzbasiertes Erdfehlerschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Parametereinstellungen und Informationen dazu, wie der MFADPSDE-Schutz im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

3.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 10](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) und die Binärausgänge (BO) des Relais. Die erforderlichen CT- und VT-Anschlüsse für die Realisierung des Beispielfalls werden ebenfalls in der Abbildung für den MFADPSDE-Schutz von Einspeiser J1 gezeigt. Für die Messung des Summenstroms sollt ein CBCT verwendet werden. Die Verlagerungsspannung U_0 wird typischerweise mit offener Spannungswandler-Dreieckschaltung gemessen.

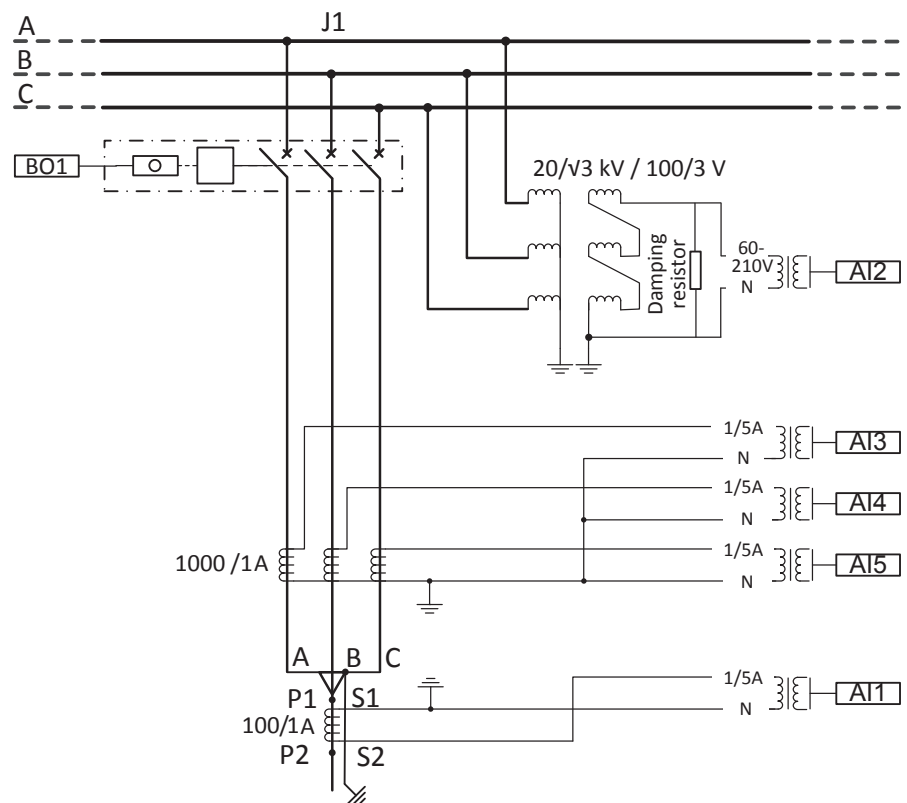


Abb. 10: Relais-Schnittstellen und Strom-/Spannungswandleranschlüsse für den Beispielfall

3.3.1.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 10: *Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Einspeiser J1 Summenstrom
AI2	Bus offen Dreiecksspannung
AI3	Einspeiser J1 I_A Strom
AI4	Einspeiser J1 I_B Strom
AI5	Einspeiser J1 I_C Strom

3.3.1.2 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 11: *Physisches binäres Ausgangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Öffnen des Einspeiser-Leistungsschalters

3.3.1.3 Empfohlene Alarmlisten

Tabelle 12: *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
MFADPSDE1	OPERATE	Auslösesignal
MFADPSDE1	START	Startsignal
MFADPSDE1	INTR_EF	Intermittierende Erdfehlererkennung
MFADPSDE2	OPERATE	Auslösesignal
MFADPSDE2	START	Startsignal
MFADPSDE2	INTR_EF	Intermittierende Erdfehlererkennung
ROVPTOV1	OPERATE	Auslösesignal
EFHPTOC1	OPERATE	Auslösesignal

3.3.1.4 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 13: *In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke*

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR1 UTVTR1 RESTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
TRPPTRC1	Auslösebefehlssammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion
MFADPSDE1 MFADPSDE2	Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz
ROVPTOV1	Überspannungsschutz der Verlagerungsspannung. Diese Funktion wird als Reserve für Erdschlussschutz verwendet.
EFHPTOC1	Ungerichteter Erdfehlerrichtungsschutz. Diese Funktion wird für den Erdschlussschutz des Einspeiser verwendet (insbesondere Doppelerdschluss).

Tabelle 14: *Physikalische Analogkanäle der Funktion*

Funktionsblock	Einspeiser-Summenstrom, AI1	Bus offene Dreiecksspannung, AI2	Einspeiser-Leiterströme, AI3, AI4, AI5
MFADPSDE1	x	x	
MFADPSDE2			x ¹⁾
ROVPTOV1		x	
EFHPTOC1			x ¹⁾

1) I_0 wird vom ILTCTR1-Block aus den Phasenströmen berechnet

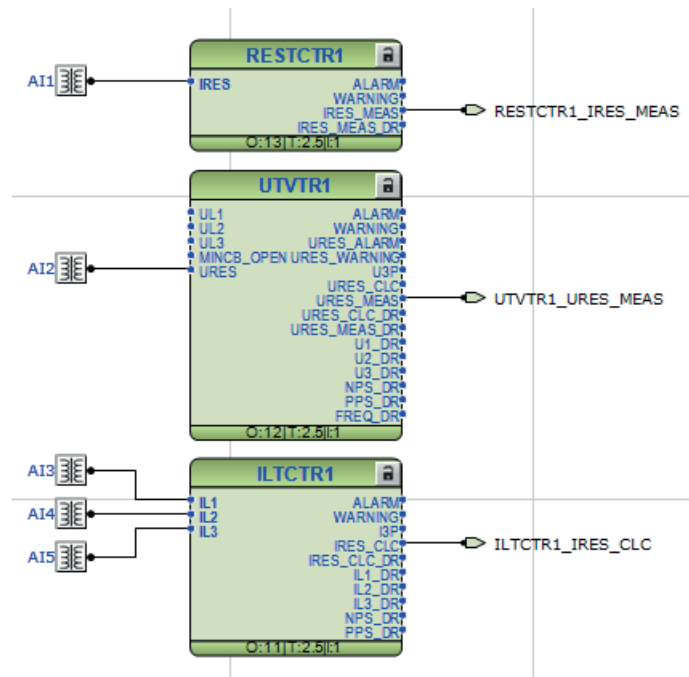


Abb. 11: Relaiszugang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

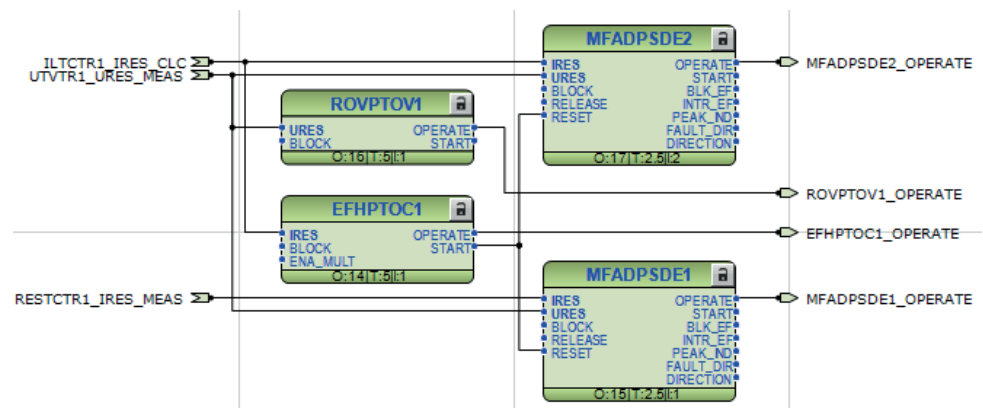


Abb. 12: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

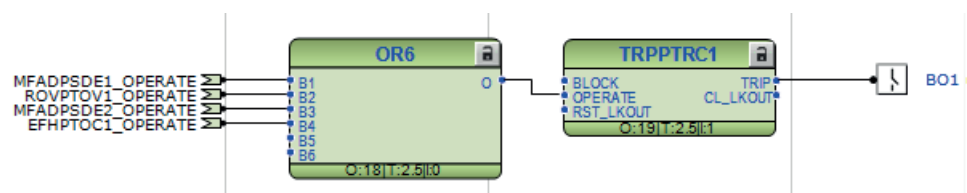


Abb. 13: Relais-Ausgangsanschlüsse

3.3.1.5

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 15](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 15: *ILTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	Primärstromwert
Sekundärstrom	1	Sekundärstromwert

RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal. Die [Tabelle 16](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 16: *RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	100 A	Primärstrom
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstrom

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 17](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 17: *UTVTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11,547 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	100 V	Sekundäre Nennspannung

TRPPTRC1 – Hauptauslösung

Die Hauptauslösung TRPPTRC1 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen der TRPPTRC1-Funktionsblöcke werden als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten.

ROVPTOV1 – Verlagerungsspannungsschutz

ROVPTOV1 bietet Erdfehlerschutz durch die Erkennung eines abnormalen Pegels der Verlagerungsspannung. Im Anwendungsbeispiel wird er als Reserveschutz verwendet. Die [Tabelle 18](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 18: ROVPTOV1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	$0,08 \times U_n^{1)}$	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	600 ms ²⁾	Auslöseverzögerungszeit
Rücksetzen Verzögerungszeit	500 ms ³⁾	Rücksetzen Verzögerungszeit

- 1) Weil ROVPTOV1 eine Reserve für MFADPSDE1 ist, sollte der Einstellwert *Startwert* über den Einstellwert von *Voltage start value* (Spannung Startwert) von MFADPSDE1 gesetzt werden. Im Beispielfall ist der MFADPSDE1 *Spannung Startwert* auf $0,07 U_n$, somit wird der ROVPTOV1 *Startwert* als $0,08 U_n$ festgelegt.
- 2) Der Standardwert der *Auslöseverzögerungszeit* für MFADPSDE1 ist 500 ms. Weil ROVPTOV1 die Reserve für diese Funktion ist, sollte die Einstellung *Auslöseverzögerungszeit* höher sein, somit werden 600 ms beibehalten.
- 3) *Reset delay time* (Rücksetzen Verzögerungszeit) für ROVPTOV1 ist identisch mit MFADPSDE1, d.h., 500 ms.

EFHPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, hohe Stufe

EFHPTOC1 bietet Schutz gegen Doppelerdschluss oder Querschluss in Insel- oder kompensierten Netzen. Der resultierende Fehlerstrom ist üblicherweise höher als der Fehlerstrom eines einzelnen Phase-zu-Erde-Fehlers, normalerweise jedoch niedriger als der Fehlerstrom in Zusammenhang mit einem Kurzschluss mit Nullfehlerwiderstand an dem der einspeisenden Station nächstliegenden Fehlerort.

Das START-Signal von EFHPTOC1 wird mit dem RESET-Eingang der Funktionsblöcke MFADPSDE1 und MFADPSDE2 verbunden, um den Drehzeiger während Doppelerdschluss oder Querschluss zurückzusetzen. Dies unterstützt die rapide Anpassung an eine mögliche Änderung der Fehlerrichtung, wenn der einphasige Erdschluss im System nach Auslösen des Querschlusses anhalten sollte.

EFHPTOC1 nutzt den aus den Phasenströmen errechneten Summenstrom.

Die [Tabelle 19](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 19: EFHPTOC1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	$0,12 \times I_n^{1)}$	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	200 ms ²⁾	Auslöseverzögerungszeit

- 1) Der *Startwert* von EFHPTOC1 sollte höher sein als jener von MFADPSDE2, d.h. unverändert bei $0,12 \cdot I_n$.
- 2) Der Standardwert der *Auslöseverzögerungszeit* für MFADPSDE1 und MFADPSDE2 ist 500 ms. Weil EFHPTOC1 schneller reagieren sollten, sollte die Einstellung *Auslöseverzögerungszeit* niedriger sein, somit werden 200 ms beibehalten.

Es ist wichtig, dass alle unterschiedlichen Erdschluss-Funktionen im Relais richtig koordiniert werden.

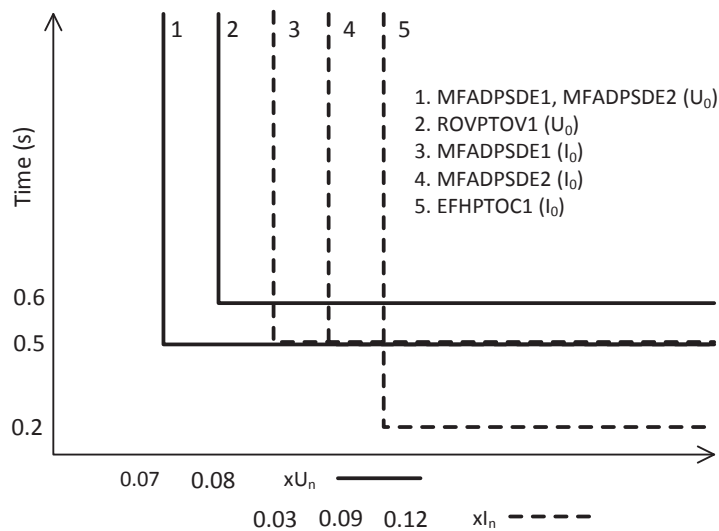


Abb. 14: Empfohlene Koordinierung der Erdschluss-Funktionen im Anwendungsbeispiel.

MFADPSDE1 - Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz

MFADPSDE1 ist eine sichere, empfindliche und selektive Funktion für die Erkennung von Erdfehlern, die verlässlich in kompensierten Netzen sowie in gemischten Freileitungs- und Erdkabelnetzen arbeitet.

Hier wird die Betriebsart "General EF" (Standard) für Erdschlüsse in nicht geerdeten und kompensierten Netzen verwendet. Der Beispielfall stellt ein kompensiertes Netz dar. Daher sollte die *Operating quantity* (Auslösemessgröße) mit "Adaptiv" (Standard) festgelegt werden.

Die Funktion startet die Fehleranzeige und Richtungserkennung, sobald die Grundfrequenz der Nullsystemspannung U_0 den *Voltage start value* (Spannungsstartwert) überschreitet. Somit definiert diese Einstellung die Empfindlichkeit der Funktion und muss höher festgelegt werden als die maximale Verlagerungsspannung im gesunden Zustand. Hierbei müssen mögliche Veränderungen der Netztopologie, des Spulen- und parallelen Widerstandsschaltstatus sowie der Grad der Kompensationsveränderungen berücksichtigt werden. Im vorliegenden Beispiel ist die Verlagerungsspannung im gesunden Zustand 5 % der Nennspannung. Daher sollte der *Voltage start value* (Spannungsstartwert) über diesem Wert festgelegt werden. Wenn ein externer RELEASE-Eingang aktiviert ist, überschreibt dieser die Einstellung *Parameterstartwert* und löst die Richtungsbestimmung und die Fehleranzeige unabhängig vom Wert der Verlagerungsspannung aus.

Mit der Einstellung *Tilt angle* (Neigungswinkel) wird die Neigung des Betriebsabschnitts angepasst. Diese Einstellung soll zudem die Messfehler der Summenstrom- und Spannungsmessungen ausgleichen. Die Standardeinstellung "5 Grad" wird für den Beispielfall beibehalten, sollte jedoch stets die tatsächlichen erwarteten Messfehler von CT und VT berücksichtigen.

Min operate current (Min. Ansprechstrom) wird mit $p I_{RTot}$ festgelegt, wobei „p“ ein Sicherheitsfaktor ist und I_{RTot} der Gesamtwiderstandsstrom im Netz, einschließlich Netzverlusten und Parallelwiderstandstrom. Ein typischer *Min. Ansprechstrom* liegt zwischen 3 und 5 A primär. Im Beispielfall beläuft sich der gesamte Widerstandsstrom im Netz, einschließlich Netzverlusten und Parallelwiderstandstrom, auf 2,4 A bzw. 8,6 A bei 20 kV.

Der Ausgang $INTR_EF$ zeigt einen wiederzündenden oder intermittierenden Erdfehler im Netz an. Dieser Ausgang wird aktiviert, wenn die Anzahl der erkannten Transienten die Einstellung *Peak counter limit* (Spitzenzählergrenze) auch im Modus "General EF" überschreitet. Für diesen Beispielfall kann der Standardeinstellwert der *Spitzenzählergrenze* verwendet werden. Der Ausgang $INTR_EF$ ist nicht gerichtet, d.h. in Vorwärts- und Rückwärtsfehlern aktiviert. Ein wiederzündender oder Intermittierender Erdfehler im geschützten Einspeiser wird durch die Kombination der Ausgänge $START$ und $INTR_EF$ mit einem logischen AND-Operator angezeigt.

Die [Tabelle 20](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 20: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Spannungsstartwert	$0,07 \times U_n^{(1)}$	Spannungsstartwert
Min. Ansprechstrom	$0,03 I_n^{(2)}$	Min. Ansprechstrom

- 1) Verlagerungsspannung im gesunden Zustand 5% + Marge. 1 pu ist 100 V in der offenen Dreieckswicklung und $20/\sqrt{3}$ kV primär.
- 2) Mit einem theoretischen Sicherheitsfaktor von 0,3 kann die Einstellung für den Mindestansprechstrom als $0,3 (8,6 + 2,4) \approx 3$ A berechnet werden, was 0,03 pu mit 100/1 A CBCT entspricht. 1 pu ist 100 A in Primär, 1 A in Sekundär.

MFADPSDE2 - Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz

MFADPSDE2 wird im Anwendungsbeispiel für den Kabelklemmenschutz verwendet und arbeitet mit berechnetem I_0 anstelle des Summenstroms. Bei Fehlern am Kabelabschluss ist die I_0 -Berechnung aus Leiterströmen genauer. Die Phasen-Stromwandler-Kerne sind gegebenenfalls nicht identisch und somit sollte der Einstellwert *Min operate current* (Min. Ansprechstrom) etwas höher beibehalten werden als für MFADPSDE1.

Die Einstellvorgaben für MFADPSDE1 können auch für MFADPSDE2 angewendet werden. Die [Tabelle 21](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 21: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Spannungsstartwert	$0,07 \times U_n^{1)}$	Spannungsstartwert
Min. Ansprechstrom	$0,09 \times I_n^{2)}$	Min. Ansprechstrom

- 1) Verlagerungsspannung im gesunden Zustand 5% + Marge. 1 pu ist 100 V in der offenen Dreieckswicklung und $20/\sqrt{3}$ kV primär.
- 2) Unter Berücksichtigung der nicht identischen Kerne von Phasen-Stromwandlern muss der Einstellwert *Min. Ansprechstrom* etwas höher als gehalten werden für MFADPSDE1, d.h., $0,03 \cdot 3 = 0,09 I_n$, was in einer geringeren Empfindlichkeit resultiert als für MFADPSDE1.

Abschnitt 4 Transformatorschutz

4.1 Einführung in die Anwendung

Die Transformatorschutz- und Steuerungsfunktionen in diesem Relais sind für den Schutz von Leistungstransformatoren mit zwei oder drei Wicklungen, für Spartransformatoren sowie für Generator-Transformatorblöcke ausgelegt. Der Transformator ist eine unerlässliche Leistungssystemkomponente und, in den meisten Fällen, die teuerste, somit sollte er beispielsweise vor Kurzschlüssen, Überlasten und Erdschluss geschützt werden.

Während des Betriebs unterliegen Transformatoren einer Reihe von Fehlern und abnormalen Bedingungen, die sich alle nachteilig auf die Leistung und die Lebensdauer auswirken können. Zu den Hauptkategorien der Transformatorfehler gehören Wicklungsfehler, die auf die dielektrische, thermische und mechanische Beanspruchung zurückzuführen sind. Diese können als Kurzschlüsse, lokale Überhitzungen (Hot Spots) oder Brechen der Wicklungen auftreten. Andere Fehler sind beispielsweise Leiter-Leiter-Fehler, Fehler gegen Erde, Kernfehler, Buchsenfehler, Überspannung, Übererregung sowie Probleme mit der Ölqualität.

Ein fehlerhafter Transformator muss schnellstmöglich vom Netz getrennt werden. Die Schutzfunktionen müssen hochempfindlich ausgelegt sein, damit Fehler zu erkannt werden. Gleichzeitig sollte der Schutz stabil gegen externe Fehler und Übererregung sein. Das lässt sich typischerweise mit Differenzialschutzfunktionen erreichen, die in den meisten Fällen der für Transformatoren verwendete Hauptschutz sind. Überstromschutzfunktionen können sowohl als Reserveschutz für Differenzialschutzfunktionen als auch als Hauptschutz dienen. Erdschlussdifferenzialschutzfunktionen bieten Schutz gegen eine Reihe von Erdschlussbedingungen.

Ebenso wichtig ist die Überwachung der Isolierung. Die im Allgemeinen in allen Transformatorwicklungen verwendete Öl-Papierisolierung verschlechtert sich im Laufe der Zeit. Temperatur ist die primäre Ursache für die Verkürzung der Lebensdauer der Isolierung. Die Blitztemperatur der Wicklung sollte berechnet werden, um die Restlebensdauer der Isolierung zu schätzen, und sie sollte kontinuierlich überwacht werden, um zu erkennen, dass die Blitztemperatur den Überschlagswert des Transformatoröls nicht überschreitet. Typischerweise können die Überwachungsfunktionen Wärmeschutz, Blitztemperatur und Alterungsrate für die Überwachung der Isolierung verwendet werden.

Das Ziel der Transformatorschutzfunktionen des Relais ist die Bereitstellung von umfassendem Schutz des Transformators, zum Beispiel gegen Überstrom, Überspannung, Übererregung, Kurzschluss, Einschalt-, Temperatur- und Erdfehler. Zudem können Ölqualität, Blitztemperaturen und Alterung überwacht werden.

Tabelle 22: *Typische Transformatorfehler und Bedingungen, Schutzfunktionen und Geräte*

Fehler und Bedingungen	Schutzfunktionen und Geräte
Kurzschluss- und Wicklungsfehler	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz TRxPTDF, Unverzögerter Leiter-Überstromschutz PHxPTOC.
Windungsschlüsse	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz TRxPTDF, Druckrelais, Gasrelais
Sterneschaltete Wicklung Fehler gegen Erde	Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz HREFPDIF, Niedrigimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz, LREFPNDP
D-Wicklung Fehler gegen Erde, Systemerdschlüsse und Erdschluss-Reserveschutz	Ungerichteter Erdfehlerschutz (EFxPTOC), Erdfehlerrichtungsschutz DEFxPDEF, Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV
Verschlechterung der Isolierung, Überhitzungen	Überwachung von Blitztemperatur und Isolationsalterung für Transformatoren HSARSPTR, Druckrelais, Öl- und Wicklungstemperaturanzeigen
Überlast	Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten T2PTTR
Überspannung	Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV
Übererregung	Übererregungsschutz OEPVPH
Überfrequenz	Überfrequenzschutz FRPFRQ2
Unterspannung	Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV
Unterfrequenz	Unterfrequenzschutz FRPFRQ1
Transformatoreinschaltung	Dreiphasige Einschaltstromerkennung INRPHAR
Unsymmetrie	Schiefelastschutz NSPTOC
Hochwiderstandsfähige Verbindungen, hohe Wirbelströme zwischen Schichtungen, hochohmige Erdschlüsse, Kernschrauben-Isolationsfehler, Ölverlust wegen Leckage	Druckrelais
Einsetzende Wicklungsfehler, Kernfehler wegen Impulsüberschlag des Isolieröls, offene Schaltkreise, die zu starken Lichtbögen führen, Strom, der durch fehlerhafte Stütz- und Isolierstrukturen fließt, Stufenschalterprobleme wegen lokalisierter Überhitzung oder Funkenüberschlag.	Gasrelais
Fehlerhafte Verbindungen an Wicklungsklemmen	Druckrelais, Gasrelais
Kurzschluss wegen Isolationsfehler	Hauptkessel-Druckentlastungsvorrichtung
Fehler im Umschalter-Ölraum, Überdruck im Kessel	OLTC-Kesseldruckrelais
Abweichender Ölstand im Hauptkessel, beispielsweise wegen Lastumschaltung, Leckagen oder Fehlern	Ölstandanzeige Hauptkessel-Ausgleichsbehälter

4.2 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung der verschiedenen Schutzfunktionen für Kurzschluss, Erdfehler und Überlast zu erläutern, wird als Beispiel ein allgemeines Netz herangezogen. [Abbildung 15](#) ist eine repräsentative Darstellung eines Dreiwicklungstransformators für einen einzelnen Bus/einzelnen Trennschalter an den primären, sekundären und tertiären Wicklungsseiten. Stromwandler werden für das Messen der Leiterströme an jeder Wicklung und dem Y-Wicklung-Neutralleiterstrom (primäre Seite) angeschlossen. Die Leistungstransformator-Vektorgruppe in diesem Beispiel ist YNd1d1.

Das Beispiel konzentriert sich auf die typischsten auf dem Strom basierenden Schutzfunktionen. Deshalb werden andere Schutzfunktionen hier nicht angesprochen. Für die HS-Seite des Leistungstransformators wurde Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz gewählt, allerdings ist auch ein niederohmiger Schutz vorstellbar.

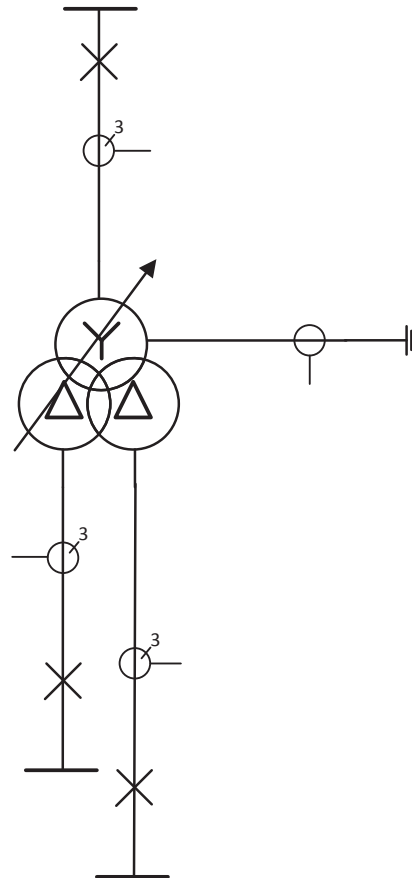


Abb. 15: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls für einen Dreiwicklungstransformator

4.3 Transformatorschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaisschnittstellen, das ACT-Diagramm, die Einstellwerte und Informationen dazu, wie der Transformatorschutz im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

4.3.1 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 16](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais. In diesem Beispiel hat der Leistungstransformator an der HS-Seite (Wicklung 1) einen Laststufenschalter. Die CT-Anschlüsse gemäß Typ 2 (siehe TRxPTDF im Technischen Handbuch), die für den umfassenden Transformatorschutz im Beispielfall benötigt werden, sind ebenfalls dargestellt.

Die Abbildung zeigt auch den Stromwandler-Nullleiteranschluss für den Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz für die Y-Wicklung (Primärseite) im Beispielfall. Die Schutzfunktion misst die Summe der Leiterströme an der Y-Seite und den Neutralleiterstrom. HREFPDIF erfordert einen Stabilisierungswiderstand und einen spannungsabhängigen Widerstand (VDR) im Sekundärkreis des Stromwandlers.

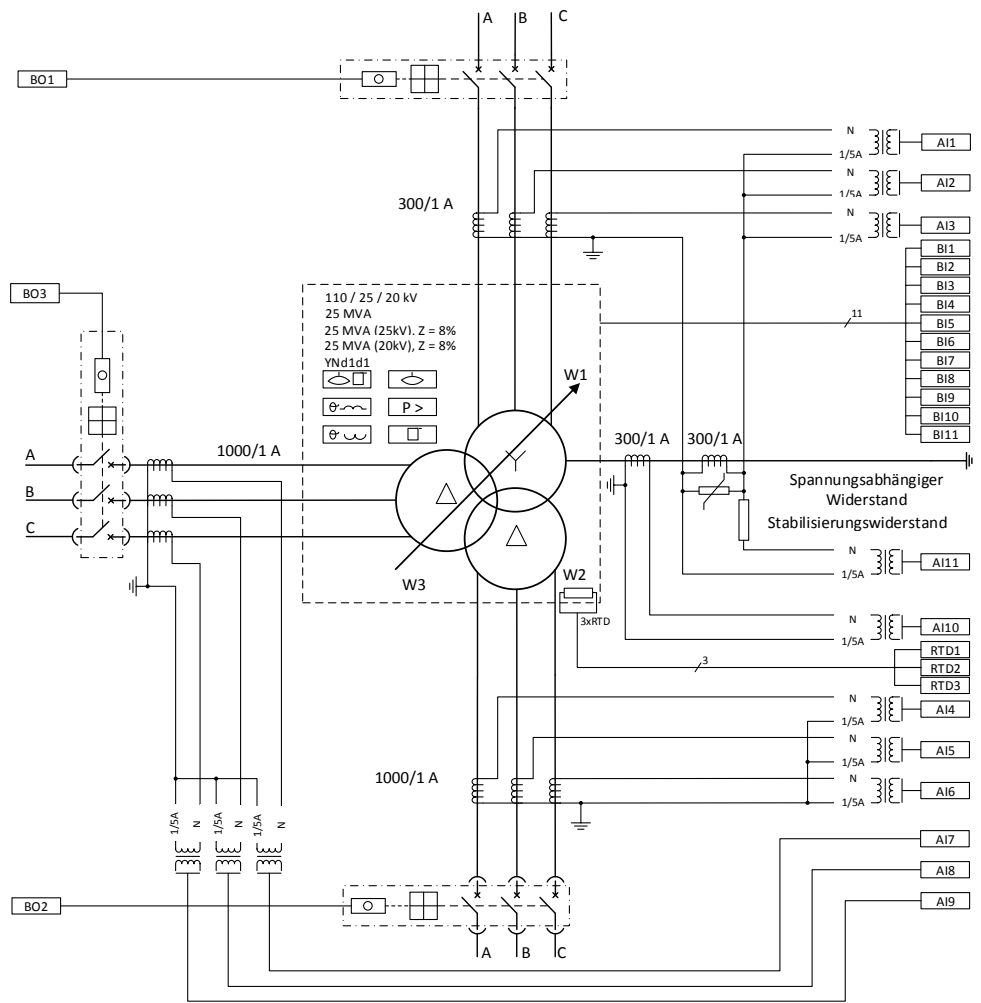


Abb. 16: Relais-Schnittstellen und Stromwandleranschlüsse für den Dreiwicklungstransformator im Beispielfall.

4.3.1.1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 23: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformatorwicklung 1, Strom A
AI2	Transformatorwicklung 1, Strom B
AI3	Transformatorwicklung 1, Strom C
AI4	Transformatorwicklung 2, Strom A
AI5	Transformatorwicklung 2, Strom B
AI6	Transformatorwicklung 2, Strom C
AI7	Transformatorwicklung 3, Strom A
AI8	Transformatorwicklung 3, Strom B

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Analogeingang	Beschreibung
AI9	Transformatorwicklung 3, Strom C
AI10	Neutralleiterstrom
AI11	Differential-Neutralleiterstrom

4.3.1.2 RTD-Eingangssignale

Tabelle 24: Physische RTD-Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

RTD-Eingang	Beschreibung
RTD1	Umgebungstemperatur
RTD2	Obere Öltemperatur

4.3.1.3 mA-Eingangssignale

Tabelle 25: Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Schaltstellung des Laststufenschalters

4.3.1.4 Binäre Eingangssignale

Tabelle 26: Binäre Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Binäreingang	Beschreibung
B11	Gasrelais Gasansammlung, Alarmstufe, Informationen verwendet zu Alarmzwecken
B12	Gasrelais Gasansammlung, Auslösepegel, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter
B13	Gasrelais Ölanstieg, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter
B14	OLTC-Kesseldruck-Relais, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter
B15	Hauptkessel-Druckentlastungsvorrichtung, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter
B16	Öltemperaturanzeiger, Alarmpegel, Information verwendet für Alarm
B17	Öltemperaturanzeiger, Auslösepegel, Informationen, verwendet für Alarm und Lastabschaltung (Sekundär- und Teritärleistungsschalter)
B18	Wicklungstemperaturanzeiger, Alarmpegel, Information verwendet für Alarm
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Binäreingang	Beschreibung
BI9	Wicklungstemperaturanzeiger, Auslösepegel, Informationen, verwendet für Alarm und Lastabschaltung (Sekundär- und Teritärleistungsschalter)
BI10	Ölstandanzeig Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, niedriger Ölstand, Informationen verwendet für Alarm
BI11	Ölstandanzeig Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, hoher Ölstand, Informationen verwendet für Alarm

4.3.1.5

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 27: *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Öffnen Wicklung 1 Leistungsschalter
BO2	Öffnen Wicklung 2 Leistungsschalter
BO3	Öffnen Wicklung 3 Leistungsschalter

4.3.1.6

Empfohlene Alarme

Tabelle 28: *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
Gasrelais	BI1	Alarm Gasrelais Gasansammlung
Gasrelais	BI2	Gasrelais Gasansammlung Auslösung
Gasrelais	BI3	Gasrelais Ölanstieg Auslösung
Druckrelais	BI4	OLTC-Kesseldruck Relais Auslösung
Druckentlastungsvorrichtung	BI5	Hauptkessel Druckentlastungsvorrichtung Auslösung
Temperaturanzeiger	BI6	Alarm Öltemperatur
Temperaturanzeiger	BI7	Öltemperatur Auslösung
Temperaturanzeiger	BI8	Alarm Wicklungstemperatur
Temperaturanzeiger	BI9	Wicklungstemperatur Auslösung
Ölstand	BI10	Ölstandanzeig Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, Alarm niedriger Ölstand
Ölstand	BI11	Ölstandanzeig Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, Alarm hoher Ölstand
TR3PTDF1	OPERATE	Auslösesignal durch Wandlerdifferenzialschutz
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
HREFPDIF1	OPERATE	Auslösen-Signal von selektivem Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz
EFLPTOC1	OPERATE	Auslösen-Signal von ungerichtetem Erdfehlerschutz, niedrige Stufe
PHIPTOC1	OPERATE	Auslösen-Signal von unverzögertem, ungerichtetem Überstromschutz
PHLPTOC1	OPERATE	Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Wicklung 1
PHLPTOC2	OPERATE	Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Wicklung 2
PHLPTOC3	OPERATE	Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Wicklung 3
T2PTTR1	OPERATE	Auslösesignal von Überstromschutz
T2PTTR1	ALARM	Alarmsignal von Überstromschutz
HSARSPTR1	ALARM	Alarmsignal wegen Wicklungs-Heißpunkttemperaturerkennung
HSARSPTR1	WARNUNG	Warnsignal wegen Wicklungs-Heißpunkttemperaturerkennung
HSARSPTR1	ALM_AGE_RATE	Alarmsignal durchschnittliche Alterungsrate über einen bestimmten Zeitraum

4.3.1.7

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 29: In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR1, ILTCTR2, ILTCTR3, RESTCTR1, RESTCTR2	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TR3PTDF	Transformatordifferentialschutz für Zwei- oder Dreiwickler
PHIPTOC	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe
PHLPTOC1, PHLPTOC2, PHLPTOC3	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
HREFPDIF1	Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz
EFLPTOC1	Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>
T2PTTR	Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten
HSARSPTR1	Hot-Spot und Isolationsalterungsüberwachung für Transformatoren
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von TR3PTDF1 verwendet.
INRPHAR1	Drei-Phasen-Einschaltstrom-Detektor. Die zweite Harmonische Blockausgabe dieser Funktion kann für die Aktivierung des Multiplikators für die Funktionen PHIPTOC, PHLPTOC und EFLPTOC verwendet werden. Für den Beispielfall wird der Blockausgang der 2. Harmonischen aus INRPHAR1 mit dem ENA_MULT-Eingang von PHIPTOC1 und EHLPTOC1 verbunden.
TRPPTRC1, TRPPTRC2, TRPPTRC3	Auslösebefehlssammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion

Tabelle 30: Physikalische Analogkanäle der Funktionen

Schutz	Ströme Wicklung 1 AI1, AI2, AI3	Ströme Wicklung 2 AI4, AI5, AI6	Ströme Wicklung 3 AI7, AI8, AI9	I0 AI10	HS-Seite beschränkter EF-Strom AI11	Stufenstellung mA1 (über TPOSYLTC)	Umgebungs- temp. RTD1	Obere Öl- temp. RTD2
TR3PTDF1	x	x	x			x		
PHIPTOC1	x							
PHLPTOC1	x							
PHLPTOC2		x						
PHLPTOC3			x					
HREFPDIF1					x			
EFLPTOC1				x				
T2PTTR1	x						x	
HSARSPTR 1	x						x	x

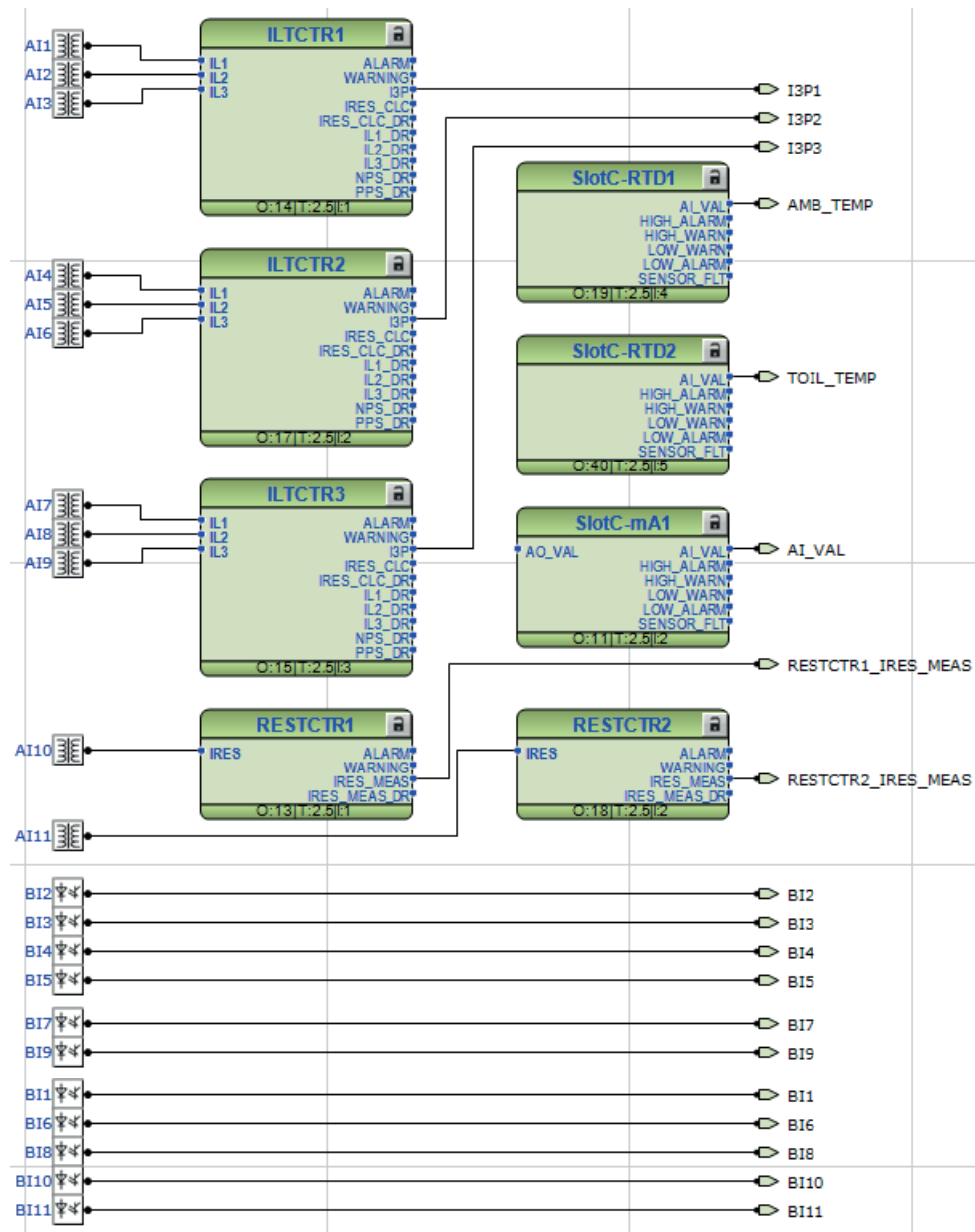


Abb. 17: Relaisgang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

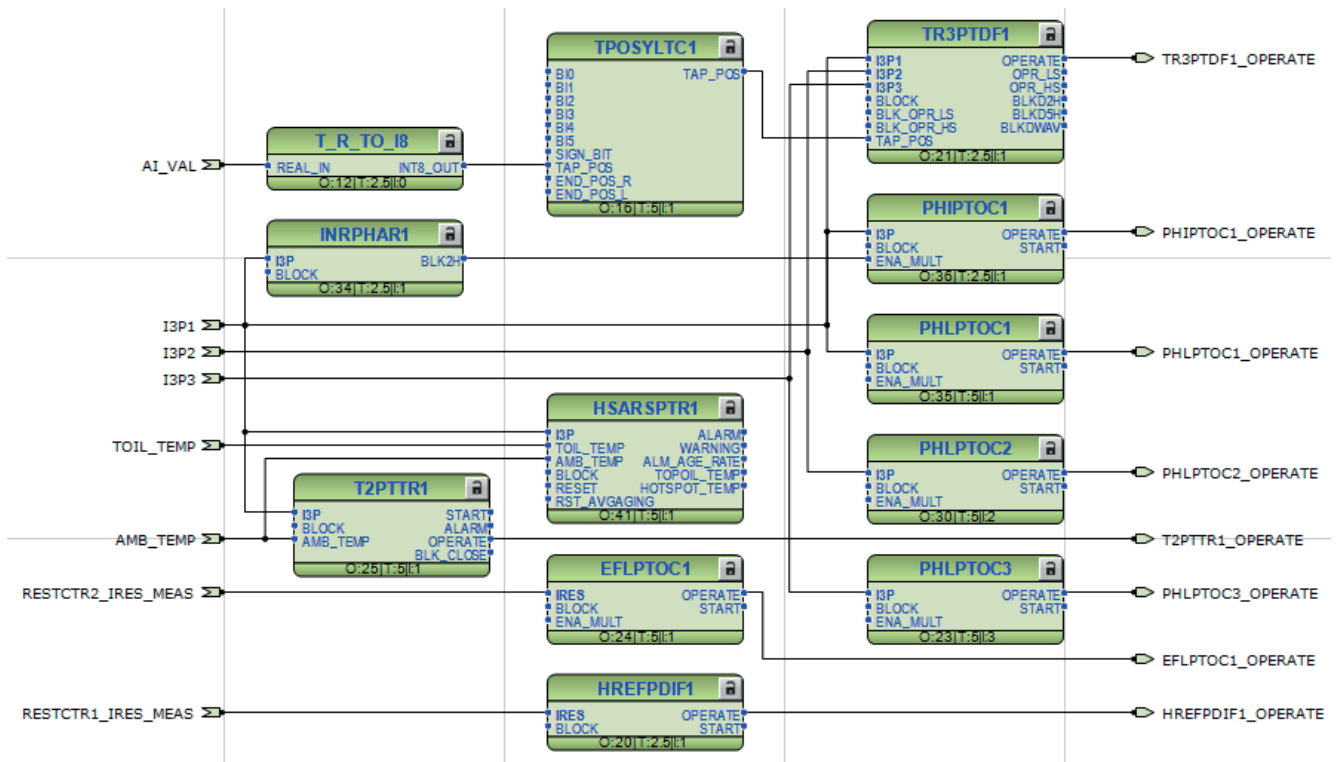


Abb. 18: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

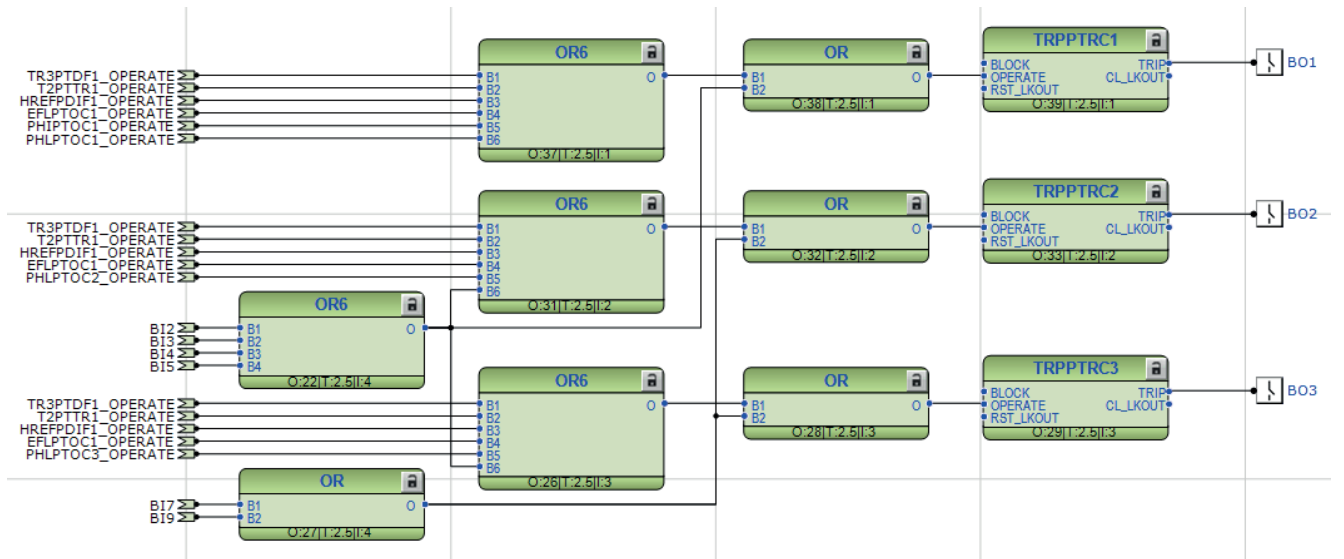


Abb. 19: Relais-Ausgangsanschlüsse

4.3.1.8

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1, ILTCTR2 und ILTCTR3 – Summenstromvorverarbeitung

ILTCTR1, ILTCTR2 und ILTCTR3 – sind die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionen für Stromsignale. Die [Tabelle 31](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 31: *Einstellungen für ILTCTR1, ILTCTR2 und ILTCTR3*

Einstellung	Empfohlene Werte			Beschreibung
	ILTCTR1	ILTCTR2	ILTCTR3	
Primärstrom	300	1000	1000	Primärstromwert
Sekundärstrom	1	1	1	Sekundärstromwert

RESTCTR1 und RESTCTR2 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 und RESTCTR2 sind die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionen für Stromsignale. Die [Tabelle 32](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 32: *Einstellungen für RESTCTR1 und RESTCTR2*

Einstellung	Empfohlene Werte		Beschreibung
	RESTCTR1	RESTCTR2	
Primärstrom	300	300	Primärstromwert
Sekundärstrom	1	1	Sekundärstromwert

T_R_TO_I8 – Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit der Funktion T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TR3PTDF1 – Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Zwei- oder Drei-Wicklertransformatoren.

TR3PTDF1 ist eine Stationsschutzfunktion, die primär dem Schutz von Dreiwickler-Transformatoren dient, jedoch auch für den Schutz von Zweiwickler-Transformatoren (siehe Technisches Handbuch) oder Generator-Transformatorblöcken genutzt werden kann. Im Fall von Dreiwickler-Transformatoren können die drei Leitströme aller drei Wicklungen gemessen werden. Diese können zu einer Eingangsgruppe 1, 2 und 3 verbunden werden. Das grundlegende Betriebsprinzip ist der Vergleich der in den Transformator fließenden Ströme mit den aus dem Transformator abfließenden Strömen.

Die stabilisierte, das heißt die tief gesetzte Stufe wird festgelegt, um CT-Fehler, Relaisgenauigkeit, Leistungstransformator-Leerlaufverlust und leichte Übermagnetisierung zu berücksichtigen. Der Laststufenschalter wird mit der Funktion verbunden und die Funktion wird für die automatische Kompensation festgelegt. Die zweite Überschwingungshemmung wird für die Blockierung dieser

Stufe bei Leistungstransformatoreinschaltung verwendet. Die unverzögerte, das heißt hochgesetzte Stufe, wird über dem Leistungstransformatoreinschaltstrom festgelegt (grundlegende Komponente).

Die [Tabelle 33](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Die Einstellung *Zro A elimination* (Nullsys.strom Eliminierung) von TR3PTDF1 wird verwendet, um auszuwählen, ob die Nullstromkomponente an einer, an beiden oder an allen Seiten des Transformators entfernt werden soll. Weil die Wicklungen 2 und 3 im Beispiel im Dreieck geschaltet sind, gibt es an diesen Wicklungen keine separate Sternpunktterdung. Somit sollte die Nullstromkomponente nicht entfernt werden. Im Beispielfall wird die Nullstromkomponente an Wicklung 1 eliminiert.

Tabelle 33: *Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Stromgruppe 3 Typ	Wicklung 3	Typ 3. Satz/Gruppe der Stromeingänge
Stromwandleranschluss 1-2	Typ 2	Stromwandler-Verbindungstyp Auswahl zwischen Wicklung 1 und 2
Stromwandleranschluss 1-3	Typ 2	STW-Verbindungstyp Auswahl zwischen Wicklungen 1 und 3
CT ratio Cor Wnd 1	2,29 ¹⁾	Stromwandler-Verhältniskorrektur, Wicklung 1
CT ratio Cor Wnd 2	1,73 ¹⁾	Stromwandler-Verhältniskorrektur, Wicklung 2
CT ratio Cor Wnd 3	1,38 ¹⁾	Stromwandler-Verhältniskorrektur, Stromgruppe 3 - Wicklung 3 oder Hemmung für Wicklung 2 oder 1
Zro A elimination	Wicklung 1	Eliminierung des Nullsystemstroms
Phasenversatz Wickl. 1-2	30 Grad	Einstellung für Phasenversatz zwischen Wicklung 1 und 2
Phasenversatz Wickl. 1-3	30 Grad	Einstellung für Phasenversatz zwischen Wicklung 1 und 3

1) In diesem Anwendungsfall ist der Bemessungsstrom Wicklung 1 = $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 110\text{ kV} = 131\text{ A}$, STW-Verhältniskorrektur $300/131 = 2,29$, Bemessungsstrom Wicklung 2 = $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 25\text{ kV} = 577\text{ A}$, STW-Verhältniskorrektur = $1000/577 = 1,73$, Bemessungsstrom Wicklung 3 = $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 20\text{ kV} = 722\text{ A}$, STW-Verhältniskorrektur = $1,38$.

HREFPDIF1 – Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz

HREFPDIF1 wird vorrangig als Schutzeinheit für die Transformatorwicklungen verwendet. Die Funktion nutzt eine Differenzialquantität, d.h., die Summe der drei Leiterströme der im Stern geschalteten Wicklung und den Neutralleiterstrom der im Stern geschalteten Wicklung. Das Hochimpedanzprinzip benötigt externe Stabilisierung und typischerweise auch spannungsabhängige Widerstände. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

Die [Tabelle 34](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 34: *Einstellungen für HREFPDIF1*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Auslösewert	5 % ¹⁾	Differentialstrom-Anregewert

- 1) Theoretischer Erregungsstrom CT $I_e = 0,025$ A (dieser Wert sollte dem Datenblatt des Herstellers entnommen werden). Im Beispiel beläuft sich die Anzahl der Stromwandler pro Leiter auf vier (4), daher kann der Auslösewert als $4 \cdot 0,5 \cdot 0,025 = 5$ % gesetzt werden.

EFLPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, niedrige Stufe (I>)

EFLPTOC1 wird als ungerichteter Erdfehlerrichtungsschutz verwendet und misst den Neutralleiterstrom aus der Sternpunkt geerdeten Wicklung des Transformators (im vorliegenden Beispielfall die HS-Wicklung). Wenn der Neutralleiterstrom den Sollwert überschreitet, wird der „Operate“-Ausgang basierend auf einer Auslösezeitkennlinie aktiviert, d.h. eine unabhängige Zeit (DT) oder eine inverse unabhängige Mindestzeit (IDMT).

Die [Tabelle 35](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 35: *Funktionseinstellungen für EFLPTOC1*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	$0,5 \times I_n$ ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms ²⁾	Auslöseverzögerungszeit

- 1) Ein typischer Wert liegt zwischen 50...100 % des CT-Bemessungsstroms.
2) Längere Auslösezeiten werden gewählt, weil es sich um eine Standby-Funktion für den Erdschlussschutz im Netz handelt.

PHIPTOC1, PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 – Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz

Der Transformator-Überstromschutz soll bei fehlendem Differenzialschutz als Hauptschutz fungieren, kann jedoch auch als Reserveschutz für den Differenzialschutz bei Fehlern innerhalb der Schutzzone genutzt werden. Das heißt, bei Fehlern in der Zuleitung oder im Abgang im Bereich der Transformator клемmen und der Tankabdeckung.

Der ungerichtete Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz, Momentanstufe PHIPTOC1, ist eine nicht gerichtete Überstrom- und Kurzschluss-Schutzfunktion. Diese Funktion startet, wenn der Strom den Grenzwert überschreitet. Die Betriebszeitcharakteristik ist die unabhängige Zeit (DT). Für die Überstromschutzfunktion der tiefen Stufe PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 können die Betriebszeitcharakteristika unabhängige Zeit (DT) oder umgekehrte unabhängige Mindestzeit (IDMT). gewählt werden.

PHIPTOC1, PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 messen die Leiterströme des Transformators. Im vorliegenden Beispiel sind PHIPTOC1 und PHLPTOC1

mit Wicklung 1 des Transformators verbunden. PHIPTOC2 ist mit Wicklung 2 des Transformators verbunden, wobei die Koordinierung für einen schnellen und verlässlichen Schutz ausgelegt ist. Wicklung 3 des Transformators wird im Beispielfall mit PHLPTOC3 geschützt.

Der Betriebsart von PHLPTOC1 ist „DT“. Der *Startwert* wird typischerweise mit dem 1,2-fachen des maximalen Durchgangsfehlerstroms festgelegt. Der *Startwert* von PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 wird typischerweise mit dem 2-fachen des maximalen Laststroms festgelegt. Die Betriebsart wird als „IDMT“ festgelegt. Die Betriebsart von PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 kann mit den nachgeschalteten Relais koordiniert werden. Zwischen PHLPTOC1 und PHLPTOC2 kann eine Zeitkoordinierung von 150 ms festgelegt werden. Dieselbe Zeitdifferenz kann zwischen PHLPTOC1 und PHLPTOC3 festgelegt werden.

[Tabelle 36](#) und [Tabelle 37](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 36: *Einstellungen für PHIPTOC1*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	$7 \times I_n^{(1)}$	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	20 ms	Auslöseverzögerungszeit

- 1) Theoretisch ist die 110-kV-Seite mit 20-kA-Kurzschlussstrom ausgelegt, das heißt, 3811 MVA Kurzschlussleistung. In Beispielfall können wir von einer Transformatorimpedanz von 8 % ausgehen. Wicklung 2 oder 3 Kurzschluss MVA = $25/0,08 = 312$ MVA. Systemkurzschluss MVA = $3811 \cdot 312 / (3811 + 312) = 288$ MVA. Maximaler Durchgangsfehlerstrom = $1,1 \cdot (288 + 25) \text{MVA} / (\sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV}) = 1807$ A. Mit einem CT-Verhältnis von 300:1 sollte die *Startwert*-Einstellung dann $1,2 \cdot 1807/300 \approx 7$ sein.

Tabelle 37: *Einstellungen für PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3*

Einstellung	Empfohlene Werte			Beschreibung
	PHLPTOC1	PHLPTOC2	PHLPTOC3	
Startwert	$0,9 \times I_n^{(1)}$	$1,2 \times I_n^{(1)}$	$1,5 \times I_n^{(1)}$	Startwert
Min. Auslösezeit	600 ms ²⁾	450 ms ²⁾	450 ms ²⁾	Min. Auslösezeit

- 1) Im Beispielfall: Wicklung 1 Bemessungsstrom $25 \text{MVA} / \sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV} = 13$ 1A. Mit einem Wandlerverhältnis von 300:1 sollte die *Startwert*-Einstellung $2 \cdot 131/300 \approx 0,9$ sein. Für Wicklung 2, Bemessungsstrom = $25 \text{MVA} / \sqrt{3} \cdot 25 \text{ kV} = 577$ A. Mit einem Wandlerverhältnis von 1000:1 sollte die *Startwert*-Einstellung dann $2 \cdot 577/1000 \approx 1,2$ sein. Für Wicklung 3, Bemessungsstrom $25 \text{MVA} / \sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV} = 722$ A. Mit einem Wandlerverhältnis von 1000:1 sollte die *Startwert*-Einstellung dann $2 \cdot 722/1000 \approx 1,5$ sein.
- 2) PHLPTOC2 und PHLPTOC3 sind Reserve für den Einspeiserschutz und müssen somit mit der Einstellung des Einspeiserrelais koordiniert werden. Mit einer theoretischen Einspeisereinstellung 0,3 s unabhängige Zeit, können PHLPTOC2 und PHLPTOC3 als $0,3 + 0,15 = 0,45$ s festgelegt werden. Dann wird PHLPTOC1 mit $0,45 + 0,15 = 0,6$ s eingestellt.

T2PTTR1 – Dreiphasiger thermischer Überlastschutz für Leistungstransformatoren, zwei Zeitkonstanten

Der dreiphasige thermische Schutz T2PTTR1 schützt den Transformator vor kurzfristigen Überlasten. Das Alarmsignal von T2PTTR1 ist eine Frühwarnung, so dass Betreiber entsprechend handeln können, bevor der Transformator auslöst.

Wenn der Temperaturanstieg anhält, wird der OPERATE-Ausgang abhängig vom thermischen Modell des Transformators aktiviert. Nach der Abschaltung kann der Transformator nach Ablauf der Abkühlzeit wieder angefahren werden.

T2PTTR1 nutzt Drei-Phasen-Strommessungen und die Umgebungstemperaturwerte (üblicherweise ggf. als RTD-Eingang).

Die [Tabelle 38](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 38: *Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Kurzzeitkonstante	306 s ¹⁾	Kurzzeitkonstante in Sekunden
Langzeitkonstante	4920 s ¹⁾	Langzeitkonstante in Sekunden
Spannungsreferenz	0,44 x I _n ²⁾	Laststrom, der zu Temperaturanstieg führt

- 1) Im Datenblatt des Herstellers verfügbar. Wenn der Hersteller eine einzelne Zeitkonstante angibt, ziehen Sie bitte das Technische Handbuch hinzu, um die entsprechenden Kurz- und Langzeitkonstanten zu ermitteln.
- 2) $Stromreferenz = 131 A/300 = 0,44 \cdot I_n$

HSARSPTR1 – Hot-Spot- und Isolationsalterungsüberwachung für Transformatoren

HSARSPTR1 überwacht die Hot-Spot-Temperatur der Transformatorwicklung und die Alterungsrate der Isolierung infolge thermischer Belastung. HSARSPTR1 berechnet die Hot-Spot-Temperatur und den Verlustfaktor des Transformators für eine Wicklung des Transformators. Für die Berechnung werden der Dreiphasenwechselstrom und die RTD-Eingänge für die obere Öl- und die Umgebungstemperatur herangezogen. Die [Tabelle 39](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 39: *Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Transformatorleistung	25 MVA	Bemessung des Transformators
STW-Verhältniskorrektur	2,29 ¹⁾	Stromwandler-Verhältniskorrekturfaktor
Ölexponent	0,8 ²⁾	Benutzerdefinierter Wert für den Ölexponent
Wicklungsexponent	1,3 ²⁾	Benutzerdefinierter Wert für Wicklungsexponent
Konstante K11	0,5 ²⁾	Benutzerdefinierter Wert der Wärmemodellkonstante K11
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Konstante K21	2,00 ²⁾	Benutzerdefinierter Wert der Wärmemodellkonstante K21
Ölzeitkonstante	12600 s ²⁾	Ölzeitkonstante in Sekunden
Wicklungszeitkonstante	600 s ²⁾	Wicklungszeitkonstante in Sekunden

- 1) Im Beispielfall: Wicklung 1 Bemessungsstrom $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 110\text{ kV} = 131\text{ A}$, d.h. CT-Verhältniskorrektur gleich $300/131 = 2,29$.
- 2) Die Transformatoreinstellungen werden basierend auf den Einstellungen *Parm select method* (Parm Auswahlmethode), *Cooling mode* (Kühlmodus), *Transformer type* (Transformortyp) und *Transformer rating* (Transformatorleistung) ausgewählt. Im Beispielfall wird die Einstellung *Parm Auswahlmethode* auf "IEC" gesetzt. Das heißt, die Transformatoreinstellwerte werden für „Mittelgroßer Transformator“ mit „ONAN“-Kühlmodus gemäß den IEC 60076-7-Richtlinien gewählt (siehe Technisches Handbuch).

TPOSYLTC1 – Messung der Stufenschalterstellung

Die Anzeige der Stufenschalterstellung-Funktion TPOSYLTC1 wird für die Kontrolle der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit der Funktion T_R_TO_I8 möglich, vor der Verbindung mit dem TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle TPOSYLTC1-Einstellungen werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

Die Funktion Einschaltstromerkennung INRPHAR1 wird für die Koordinierung der Transformatorzuschaltungen in Verteilungsnetzen verwendet. Alle Einstellungen von INRPHAR1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

TRPPTRC1, TRPPTRC2 und TRPPTRC3 - Hauptauslösung

Die Hauptauslösung TRPPTRC1, TRPPTRC2 und TRPPTRC3 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen der Funktionsblöcke TRPPTRC1, TRPPTRC2 und TRPPTRC3 werden als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten.

Abschnitt 5 Transformatorspannungsregelung

5.1 Einführung in die Anwendung

Angesichts der Lastabweichungen in einem Stromversorgungsnetz variiert auch die Anlagenspannung beträchtlich. Damit die konstante Spannung im Netz beibehalten werden kann, werden spannungsregelnde Leistungstransformatoren verwendet. Diese Leistungstransformatoren sind mit Laststufenschaltern ausgestattet, die das Verhältnis eines Transformators durch Änderung der Umdrehungen in der primären und sekundären Wicklung verändern.

Für die lastseitige Spannungssteuerung des Leistungstransformators wird die Spannungsregler- oder OL5ATCC-Funktion verwendet. Basierend auf den Spannungs- und Strommessungen legt die Funktion fest, ob die Spannung angehoben oder verringert werden muss. Die Spannung wird mithilfe von „Höher“- oder „Tiefer“-Befehlen geregelt, die an den Stufenschalter gesendet werden. Solange die Spannung innerhalb der Bandbreiteneinstellung ist findet keine Regelung statt. Sobald die gemessene Spannung von der Bandbreite abweicht setzt das Regelverhalten ein.

Unter bestimmten Umständen muss der automatische Spannungsregler mit zusätzlichen Funktionen verbessert werden, beispielsweise Spannungsabfall auf der Leitung (Line Drop Compensation, LDC) und Reduzierte Spannungseinstellung (Reduce Set Voltage, RSV). Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

OL5ATCC kann in den Betriebsarten Manuell, Auto einzeln und Auto Parallel ausgeführt werden. Darüber hinaus stehen verschiedene passende Parallelbetriebsarten für jene Anwendungen zur Verfügung, bei welchen zwei oder mehr Leistungstransformatoren gleichzeitig mit der gleichen Sammelschiene verbunden sind. Der Parallelbetrieb von OL5ATCC basiert auf drei Prinzipien:

- Master/Follower-Prinzip (M/F)
- Prinzip der Reaktanzumkehr (NRP)
- Kreisstromprinzip (MCC)

OL5ATCC hat zwei Einstellungen, *Betriebsart* und *Parallelmodus* für die Auswahl der aktiven Betriebsart. Die Einstellung *Betriebsart* kann jeden der folgenden Werte haben: "Manuell", "Auto einzeln", "Parallel manuell", "Auto parallel", "Eingangssteuerung" und "Befehl". Weitere Informationen zu den Betriebsarten finden Sie im Technischen Handbuch. [Tabelle 40](#) enthält die typischen Anwendungen von OL5ATCC.

Die Einstellung *Parallelmodus* kann jeden der folgenden Werte haben: "Master", "Follower", "NRP", "MCC", "Eingangssteuerung" oder "Befehl". Wenn für die Einstellung *Parallelmodus* als "Eingangssteuerung" festgelegt ist ermittelt der Eingang `MSTR_TRIGG` die aktive Betriebsart. Wenn für die Einstellung *Parallelmodus* der "Command" (Befehl) festgelegt ist, wird die aktive Betriebsart gemäß dem IEC 61850-Befehlsdatenpunkt `MstrOp` festgelegt.

Tabelle 40: *Typische Anwendungen und verwendete Betriebsarten*

Anwendung	OL5ATCC-Modus
Manuelle Steuerung der Stufenstellung für Einzeltransformatoren	Manuell
Manuelle Steuerung der Stufenstellung für parallel geschaltete Transformatoren	Parallel manuell
Automatische Steuerung des Transformatorschalters in Einzeltransformatoranwendung	Auto einzeln
Paralleltransformatoren mit identischen Leistungen und Stufenspannungen; die Kommunikation zwischen den Reglern ist verfügbar	Auto Parallel, M/F
Paralleltransformatoren mit unterschiedlichen Leistungen und Stufenspannungen; die Kommunikation zwischen den Reglern ist verfügbar	Auto Parallel, NRP
Paralleltransformatoren mit unterschiedlichen Leistungen und Stufenspannungen in Schaltanlagen mit variierenden Blindlasten; die Kommunikation zwischen den Reglern ist verfügbar und ermöglicht die genauere Berechnung von Kreisströmen.	Auto Parallel, MCC

5.2 Beispielfall 1- Einzeltransformatorsteuerung

5.2.1 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung von OL5ATCC zu erläutern, wird hier ein einzelnes Beispiel der Transformatorregelung dargestellt. Die [Abbildung 20](#) zeigt das Einstrich-Netzschema für einen Beispielfall für einen Einzeltransformatoranwendung mit den Messanforderungen. An der HS-Wicklung ist ein Laststufenschalter vorhanden.

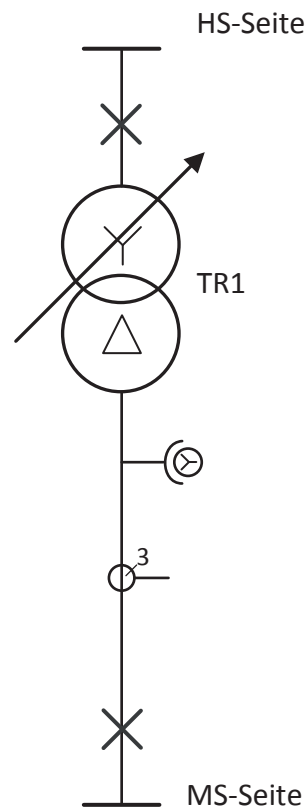


Abb. 20: Einzeltransformatoranwendung (Beispielfall 1)

Die Strom- und Spannungsinformationen ab der MS-Seite (geregelter Seite) werden für die OL5ATCC-Anwendung benötigt. Die Schalterposition wird ebenfalls benötigt. Beispielfall 1 wird verwendet, um die manuelle und automatische Regelung sowie LDC und RSV darzustellen.

5.2.2 Transformator TR1 Spannungsregelrelais

5.2.2.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 21](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), die Binäreingänge (BI), Milli-Amplitudeneingänge (mA) und die Binärausgänge (BO) für Beispielfall 1.

Die Abbildung zeigt ebenfalls die CT-Anschlüsse für die Leiterstrommessungen in allen Leitern. Die Ströme aus dem Leistungstransformator werden für verschiedene Zwecke verwendet.

- Der höchste Leiterstromwert wird für die Überstromsperrung verwendet. Dafür wird zumindest ein Leiterstrom benötigt, vorzugsweise jedoch drei Leiterströme. Für diesen Fall können die Messungen primär - oder

-
- sekundärseitig durchgeführt werden, im abgebildeten Beispielfall werden die Messungen jedoch an der Sekundärseite durchgeführt.
- Spannungsabfall auf der Leitung (Mittelwert der verbundenen Eingänge): alle drei Leiter werden benötigt, Messwerte der geregelten Seite sollten verwendet werden.
 - Berechnung von Kreisstrom in aktiven Betriebsarten: Prinzip der Reaktanzumkehr (NRP) und Minimierung von Kreisstrom (MCC). Strommessungen der geregelten Seite werden benötigt.

Die Abbildung zeigt ebenfalls die VT-Anschlüsse für die MS-Spannungsmessung. Für die OL5ATCC-Anwendung muss mindestens eine Leiter-Leiter-Spannung mit dem Relais verbunden sein. Wenn Leiter-Erde-Spannungen verwendet werden, müssen mindestens zwei Leiter-Erde-Spannungen mit dem Relais verbunden werden. Für OL5ATCC1 wird die Spannungsmessung über den Prozessbus unterstützt. Ebenso wie bei physischen Spannungseingängen am Relais ist es wichtig, dass zumindest UL1 und UL2 verfügbar sind.

Die Stellung des Stufenschalters kann auf als Widerstandsnetz, mA-Signal, binär codiertes Signal oder über GOOSE auf OL5ATCC geführt werden. Wenn die Stufenschalterstellung über GOOSE empfangen wird, wird die Stellungsinformation über ein anderes Relais oder über das RIO600 RTD4-Modul gemessen. Der Absender muss die Skalierung der Stufenschalterstellung durchführen. Weiterführende Informationen zur Implementierung dieser Schnittstellen, siehe die TPOSYLTC im Technisches Handbuch. Im abgebildeten Beispielfall 1 ist die Schalterstellung als ein mA-Eingang verfügbar.

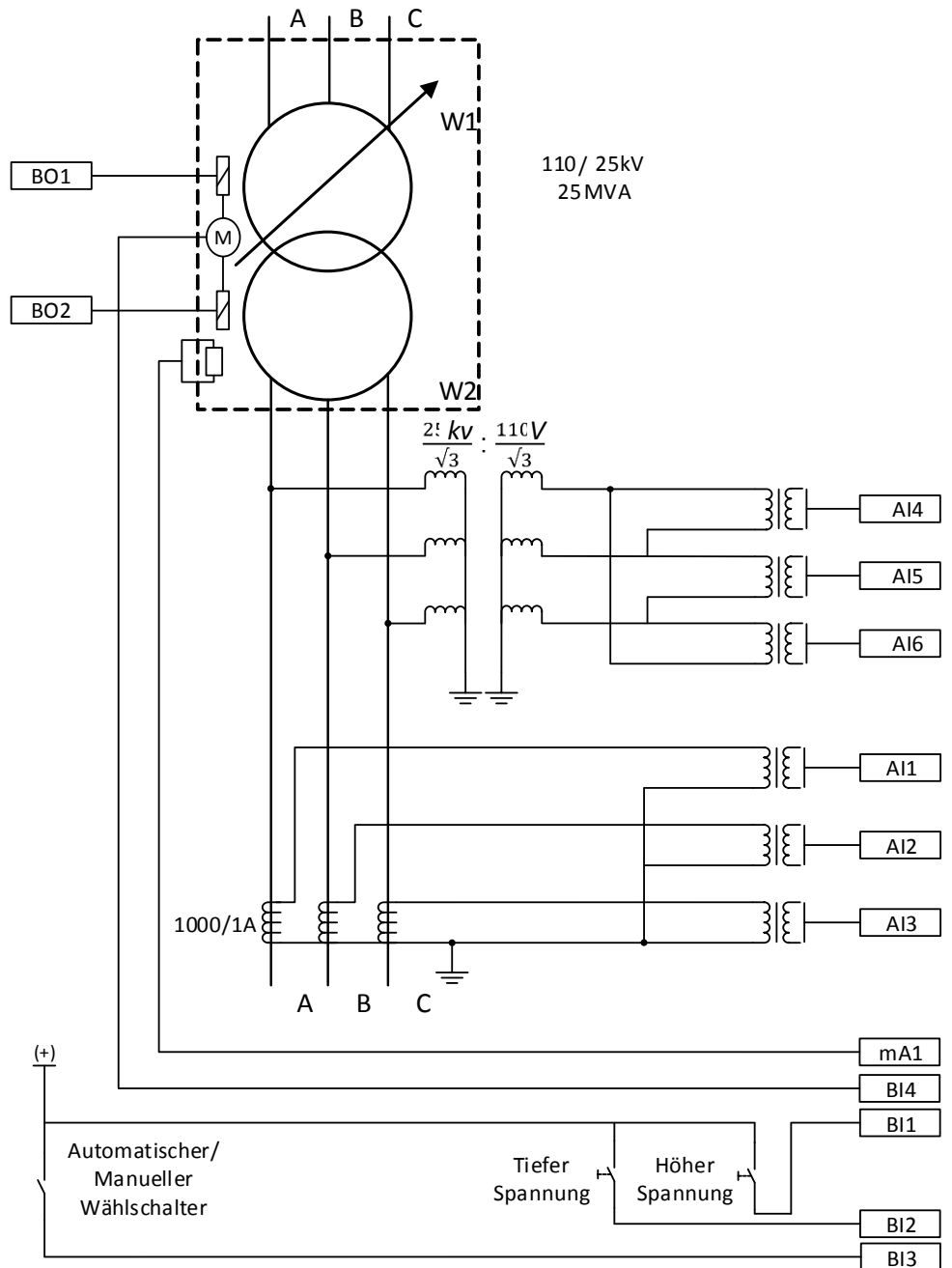


Abb. 21: Relais 1-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR1 in Beispielfall 1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 41: *Physische Analog-Eingangssignale für die Implementierung von Beispielfall 1*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformatorwicklung 2, Strom A
AI2	Transformatorwicklung 2, Strom B
AI3	Transformatorwicklung 2, Strom C
AI4	Transformatorwicklung 2, Strom AB
AI5	Transformatorwicklung 2, Strom BC
AI6	Transformatorwicklung 2, Strom CA

mA-Eingangssignale

Tabelle 42: *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Beispielfall 1*

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Schaltstellung des Laststufenschalters

Binäre Eingangssignale

Tabelle 43: *Binäre Eingangssignale für die Implementierung Beispielfall 1*

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Raise-Signaleingang Im manuellen Modus wird die Stufe angehoben, wenn der Eingang auf TRUE gesetzt ist.
BI2	Lower-Signaleingang Im manuellen Modus wird die Stufe abgesenkt, wenn der Eingang auf TRUE gesetzt ist.
BI3 ¹⁾ gesetzt ist.	Auto-Eingangssignal. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.
BI4	Trafostufenstellereingang (TCO) TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.

1) Nur benötigt, wenn *Betriebsart* als "Eingangssteuerung"

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 44: *Binäre Ausgangssignale für die Implementierung Beispielfall 1*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Höher-Befehl für den Stufenschalter (RAISE_OWN)
BO2	Tiefer-Befehl für den Stufenschalter (LOWER_OWN)

Empfohlene Alarme

Tabelle 45: Alarmliste für die Implementierung von Beispielfall 1

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
OL5ATCC1	ALARM	Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler
OL5ATCC1	AUTO	Betriebsart als Automatikmodus festgelegt
OL5ATCC1	RAISE_OWN	Stufenschalter Höher-Befehl
OL5ATCC1	LOWER_OWN	Stufenschalter Tiefer-Befehl
OL5ATCC1	BLKD_I_LOD	Anzeige einer Überstromblockierung
OL5ATCC1	BLKD_V_UN	Anzeige einer Unterspannungsblockierung
OL5ATCC1	RNBK_V_OV	Anzeige Spannungserhöhung Rücklauf
OL5ATCC1	BLKD_LTCBLK	Anzeige einer externen Blockierung

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 46: In der Relaiskonfiguration von Beispielfall 1 verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.
SPCGAPC1	Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von RAISE_LOCAL, LOWER_LOCAL und AUTO verwendet.
OL5ATCC1	Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.

Tabelle 47: Physikalische Analogkanäle der Funktionen in Beispielfall 1

Funktionsblock	Sekundärströme AI1, AI2, AI3	MS-Busspannungen AI4, AI5, AI6	Stufenstellung, mA1
OL5ATCC1	x	x	
TPOSYLTC1			x

Abbildung 22, Abbildung 23 und Abbildung 24 zeigen die ACT-Konfiguration für Beispielfall 1.

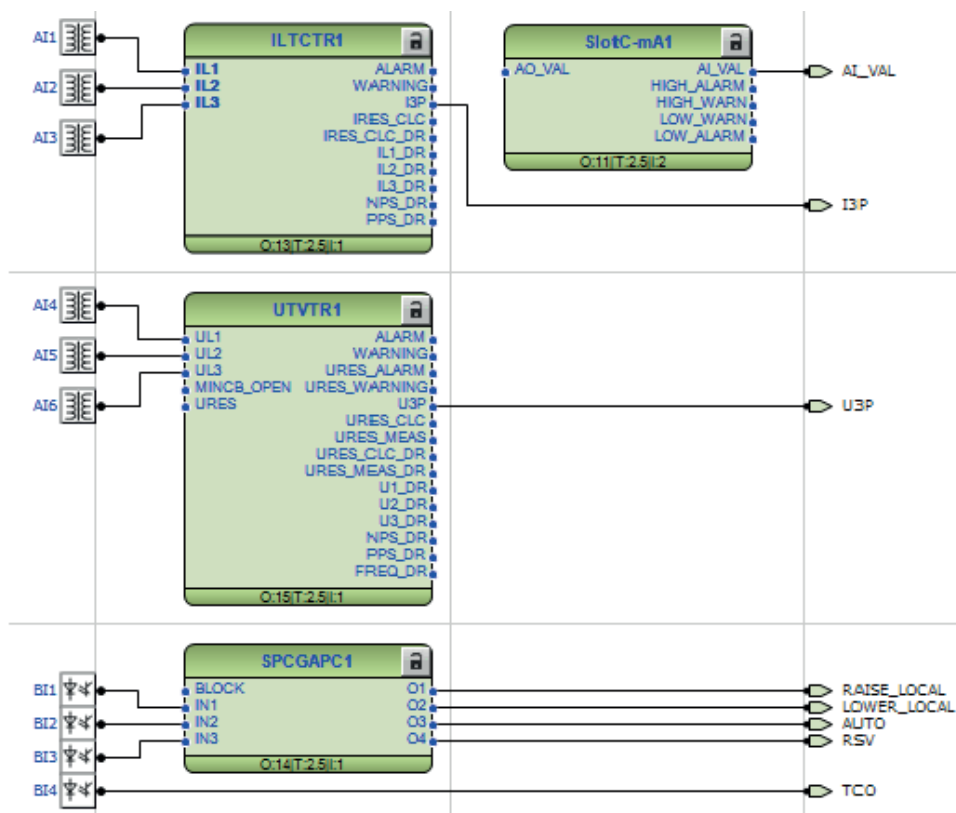


Abb. 22: ACT-Konfiguration für Beispielfall 1 - Eingangsbereich

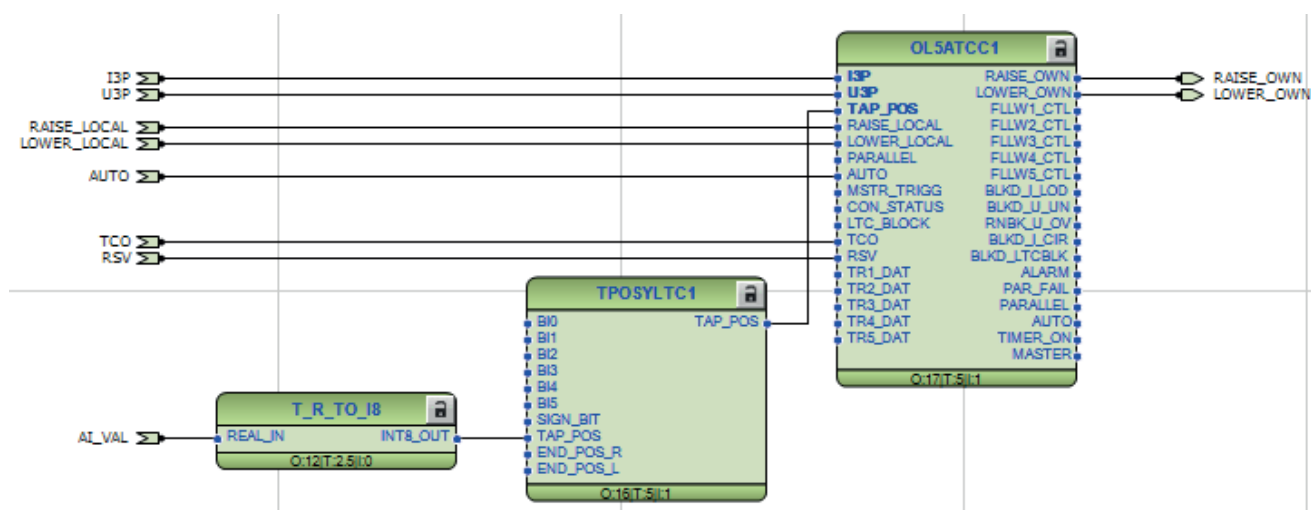


Abb. 23: ACT-Konfiguration für Beispielfall 1 - Anwendungsbereich

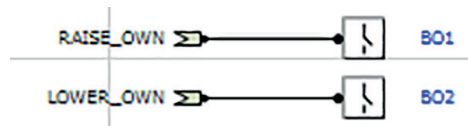


Abb. 24: ACT-Konfiguration für Beispielfall 1 - Ausgangsbereich

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 48](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 48: ILTCTR1-Einstellwerte für den Transformator im Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	CT Primärnennwert
Sekundärstrom	1	LS-Sekundärnennwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 49](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 49: UTVTR1-Einstellwerte für Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	25 kV	VT Primärnennwert
Sekundärspannung	110 V	Stromwandler-Sekundärnennwert

T_R_TO_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit der T_R_TO_I8-Funktion möglich und mit Anschluss an den TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Steuerung von RAISE_LOCAL, LOWER_LOCAL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 50](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 50: SPCGAPC1-Einstellwerte für Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Gepulst	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1
Beschreibung	Lokal höher	Beschreibung für Ausgang 1
Betriebsart	Gepulst	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2
Beschreibung	Lokal tiefer	Beschreibung für Ausgang 2
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 3
Beschreibung	Auto	Beschreibung für Ausgang 3

OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler

Der Spannungsregler OL5ATCC1 (Laststufenschalterregler) wird für die Steuerung von Leistungstransformatoren mit Laststufenschalter in Verteilerschaltanlagen verwendet. OL5ATCC1 ermöglicht die manuelle oder automatische Spannungsregelung über Höher- oder Tiefersignale zum Stufenschalter.

OL5ATCC1 kann für die Spannungsregelung von Einzeltransformatoren im manuellen oder im Automatikbetrieb verwendet werden. Spannungsabfälle können kompensiert und Spannungseinstellungen können reduziert werden.

Manuelle Spannungsregelung

Diese Betriebsart wird verwendet, um den Spannungspegel an der MS-Seite des Transformators mithilfe von manuellen Befehlen zu erhöhen oder abzusenken. Die Binäreingangsbefehle RAISE_LOCAL (BI1) oder LOWER_LOCAL (BI2) aktivieren die entsprechenden Ausgänge RAISE_OWN (BO1) und LOWER_OWN (BO2), um die Spannung des eigenen Transformators zu regeln. Das Relais sollte im Modus "Lokal" sein. Dies kann anhand der überwachten Daten des LR-Zustands verifiziert werden. Die Parameter für den „manuellen“ Betrieb in „Lokal“ (Eingang oder HMI) und „Remote“ sind in [Tabelle 51](#) angegeben.

Tabelle 51: OL5ATCC1-Einstellwerte für „Manuelle Spannungsregelung“ im Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Betriebsart	Manuell	Betriebsart

Im Remote-Modus des Relais kann die manuelle Spannungsregelung auch über Remote-Befehle ausgeführt werden. Das Relais ist im Remote-Modus, wenn die

überwachten Daten des LR-Zustands „Remote“ sind. Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

Die manuelle Spannungsregelung ist möglich, wenn die *Betriebsart* auf "Eingangssteuerung" gesetzt ist. Der Eingang AUTO (BI3) muss in diesem Fall „FALSE“ sein.

Automatische Spannungsregelung

Im automatischen Spannungsregelungsmodus wird die Spannung schrittweise automatisch basierend auf der Einstellung *Band center voltage*. (Bandmittenspannung) verändert. Die Steuerspannung wird mit dieser Einstellung durch Addieren oder Subtrahieren verschiedener Kompensationsfaktoren berechnet.

Tabelle 52: OL5ATCC1-Einstellwert für „*Betriebsart*“ und „*Bandmittenspannung*“ im Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Betriebsart	Auto einzeln	Betriebsart
Bandmittenspannung	1,0 xUn	Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.

Für die berechnete Regelspannung ist ein Toleranzband mit einer Einstellung *Band width voltage* (Bandbreite Spannung) erlaubt, weil die Stufenschaltung in Schritten ausgeführt wird. Eine empfohlene Einstellung für *Band width voltage* (Bandbreite Spannung) ist zumindest das Zweifache der Schrittspannung des Stufenschalters.

Tabelle 53: OL5ATCC1-Einstellwert für „*Band width voltage*“ für Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Band width voltage (Bandbreite Spannung)	3%	In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$.

Die Hälfte der *Band width voltage* (Bandbreite Spannung) ist die zulässige Abweichung von der Regelspannung. Sobald die Spannung nach unten oder oben vom Band abweicht, wird OL5ATCC1 aktiviert und gibt die Befehle RAISE_OWN (BO1) oder LOWER_OWN (BO2) aus, um die Spannung wieder in dieses Band zu bringen.

Die Einstellung *Laststromgrenze* wird verwendet, um den Betrieb des Stufenschalters in einer Überstromsituation zu verhindern, wenn der Strom nicht hoch genug ist, um das Schutzrelais der Schaltanlage zu aktivieren.

Tabelle 54: OL5ATCC1-Einstellwert für „Laststromgrenze“ für Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Laststromgrenze	2,0 xIn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000.

Die Einstellung *Block lower voltage* (Niedrigere Spannung blockieren) erlaubt das Sperren der Spannungsbefehle „Höher“ (Raise) und „Tiefer“ (Lower), wenn die gemessene Spannung zu niedrig ist, um mit dem Stufenschalter korrigiert zu werden, beispielsweise, bei einer durchgebrannten Spannungswandler-Sekundärsicherung.

Tabelle 55: OL5ATCC1-Einstellwert für „Niedrigere Spannung blockieren“ für Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Niedrigere Spannung blockieren	0,7 xUn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.

In der automatischen Betriebsart löst Überspannung die schnelle Absenkungsfunktion aus, die mit dem Einstellparameter *Runback raise V* (Rücklauf Spannung erhöhen) angepasst werden kann. Hier muss immer ein höherer Wert als die Regelspannung gesetzt werden plus der Hälfte der *Band width voltage* (Bandbreite Spannung). Hier ist die Regelspannung *Bandmittenspannung* + Kompensationsfaktoren.

Tabelle 56: OL5ATCC1-Einstellwert für „Rücklauf Spannung erhöhen“ für Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xUn	Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$.

Weitere wichtige Einstellungen für die Automatikbetriebsart werden nachstehend aufgeführt:

Tabelle 57: Andere OL5ATCC1-Einstellwerte für Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Lower block tap	0	Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.
Raise block tap	17	Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.
Steuerungsverzögerung 1	60 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.
Steuerungsverzögerung 2	30 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.

Die Betriebsart kann auch an der HMI durch die Auswahl von "Auto single" (Auto einzeln) aus dem Dropdown-Menü „Einstellungen“ ausgewählt werden. Die automatische Spannungsregelung kann auch erreicht werden, wenn die *Betriebsart* als "Eingangssteuerung" festgelegt ist; in diesem Fall muss der Eingang AUTO (BI3) „TRUE“ sein.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

Spannungsabfallkompensation (LDC)

Mithilfe der Spannungsabfallkompensation wird der Spannungsabfall in einer vom Transformator gespeisten Leitung bzw. einem gespeisten Netz kompensiert. Weil der Spannungsabfall vom Laststrom abhängig ist, berechnet die LDC-Funktion die richtige Erhöhung der Spannung für die spezifizierte Leitungslänge. In Beispielfall 1 hat der elektrische Kreis eine Leitungslänge von 10 km mit Widerstand und Reaktanz pro Kilometer von $0,1 \Omega$ bzw. $0,15 \Omega$ pro Leiter. Die Kompensationsparameter *Line drop V Ris* (U_r) und *Line drop V React* (U_x) müssen wie in [Tabelle 58](#) gesetzt werden.

Tabelle 58: OL5ATCC1-Einstellwerte für LCD ohne erlaubte Rückspeisung

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Line drop V Ris	6,9%	Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
Line drop V React	10,4%	Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
LDC Grenze	0,2 ¹⁾	Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff

1) Maximalwert LDC-Spannungsbegriff im Beispielfall: $0,2 U_n$

Bei parallel laufenden Leitungen zwischen Transformator und Last sollten die Einstellungen *Line drop V Ris* (U_r) und *Line drop V React* (U_x) den Ersatzwiderstand und den wirksamen Blindwiderstand widerspiegeln. Zum Beispiel: Bei zwei identischen Leitungen mit identischen Lasten werden die vorstehenden Einstellungen zu 3,45 % bzw. 5,2 % geändert.

Wenn Änderungen der Topologie erwartete werden (was auch Auswirkungen auf den Ersatzwiderstand und den wirksamen Blindwiderstand hat), kann eine andere Einstellgruppe für jede Topologie verwendet werden.

Tabelle 59: *Einstellgruppen für Topologieänderungen*

Einstellung	Empfohlene Werte			Beschreibung
	Einstellgruppe 1 ¹⁾	Einstellgruppe 2 ²⁾	Einstellgruppe 3 ³⁾	
Line drop V Ris	6,9%	4,15%	8,3%	Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
Line drop V React	10,4%	5,54%	11,08%	Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
LDC Grenze	0,2	0,1	0,4	Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff

- 1) Ersatzwiderstand = 1; Wirksamer Blindwiderstand = 1,5;
- 2) Ersatzwiderstand = 0,6; Wirksamer Blindwiderstand = 0,8;
- 3) Ersatzwiderstand = 1,2; Wirksamer Blindwiderstand = 1,6;

Standardmäßig ist die Kompensation für den Spannungsabfall auf der Leitung nur in der normalen Durchflussrichtung wirksam. Wenn der Wirkleistungsfluss im Transformator sich umkehrt (das heißt, von der geregelten Seite zum System auf der oberen Ebene), wird der LDC-Begriff ignoriert. Wenn LDC während Rückspeisung erlaubt werden muss, kann die Einstellung *Rv Pwr flow allowed* verwendet werden. Das erlaubt den Empfang negativer LDC-Werte bei Rückspeisungen.

Für alle anderen Einstellungen in Zusammenhang mit LDC werden die Standardwerte beibehalten.

Tabelle 60: *Zusätzliche OL5ATCC1-Einstellung für LCD für erlaubte Rückspeisung*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Rv Pwr flow allowed	TRUE	Rückspeisung erlaubt

Reduzierte Spannungseinstellung (RSV)

Während Unterfrequenz muss entweder die Stromversorgung erhöht werden oder es muss ein Teil der Last abgeworfen werden, damit die Leistungsbilanz wiederhergestellt werden kann. Die Aktivierung der Binäreingänge der reduzierten

Spannungseinstellung (RSV) unterstützt die Reduzierung des Spannungspegels, indem ein geringerer Bandmittenspannungswert für die Regler gesetzt wird. Aus diesem Grund verfügt OL5ATCC1 über den Einstellgruppenparameter *Band reduzieren*. Wenn der RSV-Eingang auf TRUE gesetzt ist, wird der Spannungssollwert um den Wert *Band reduzieren* verringert.

Tabelle 61: OL5ATCC1-Einstellwerte für die RSV-Anwendung

Einstellung	Empfohlene Werte			Beschreibung
	Einstellungsgruppe 1	Einstellungsgruppe 2	Einstellungsgruppe 3	
Band reduzieren	0,02	0,03	0,04	Schrittgröße für die Reduzierung der Spannungseinstellung (RSV)

5.2.3 Verwendung der Transformator-Spannungsregelungsanwendung

5.2.3.1 Erreichen der Transformatorspannungsregelung im manuellen Modus

1. In der HMI-Anwendung den Stufenschaltersteuerungsblock (Tap_Changer_Control) im Übersichtsschaltbild berühren.

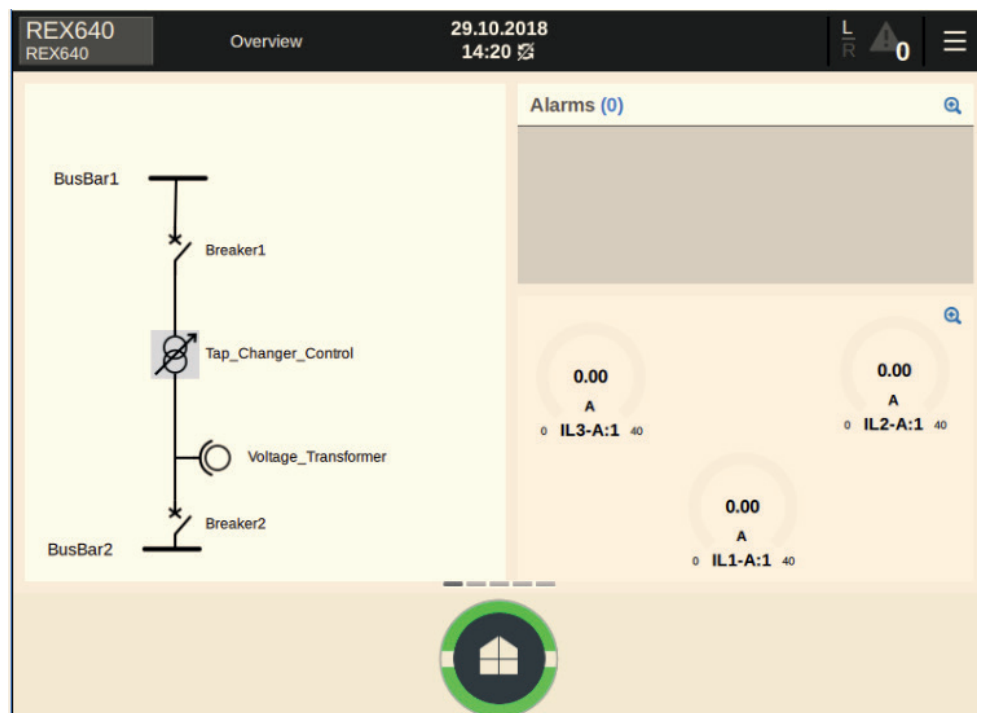


Abb. 25: Öffnen der Stufenschaltersteuerung

Es wird ein Dialogfeld geöffnet, in dem der Spannungswert und die Schalterstellung angezeigt werden. In diesem Beispiel ist die Spannung $0,98xU_n$ und die Schalterstellung ist 8.

2. **Settings** (Einstellungen) berühren.

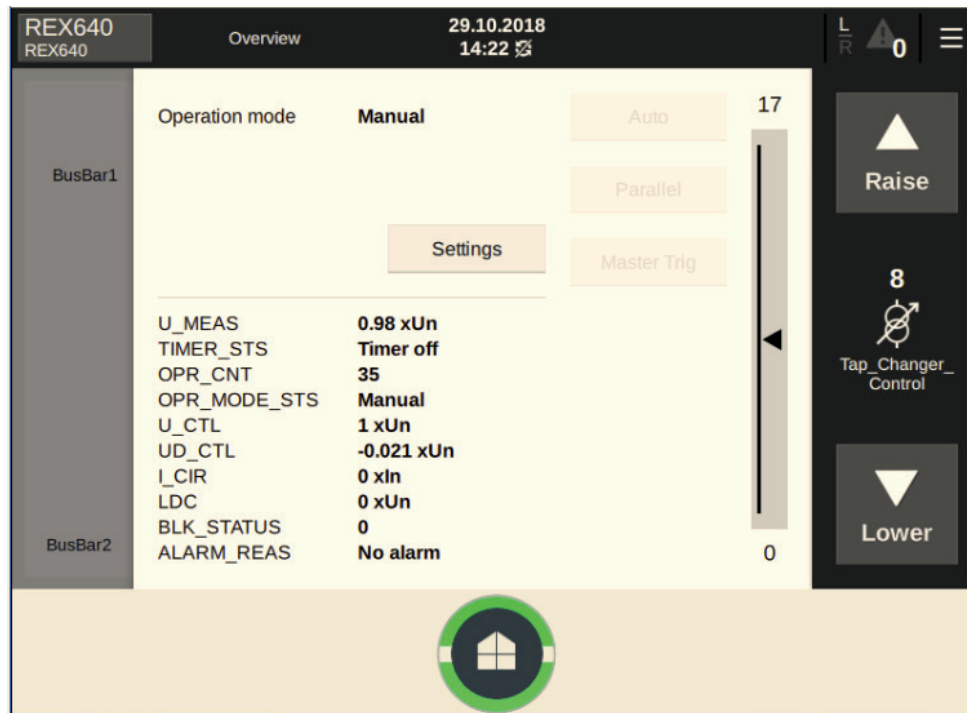


Abb. 26: Öffnen des Menüs „Einstellungen“

3. **Raise** (Höher) berühren, um die Spannung zu erhöhen.
Nun ist die Spannung $1,0xU_n$ und die Schalterstellung ist 9.

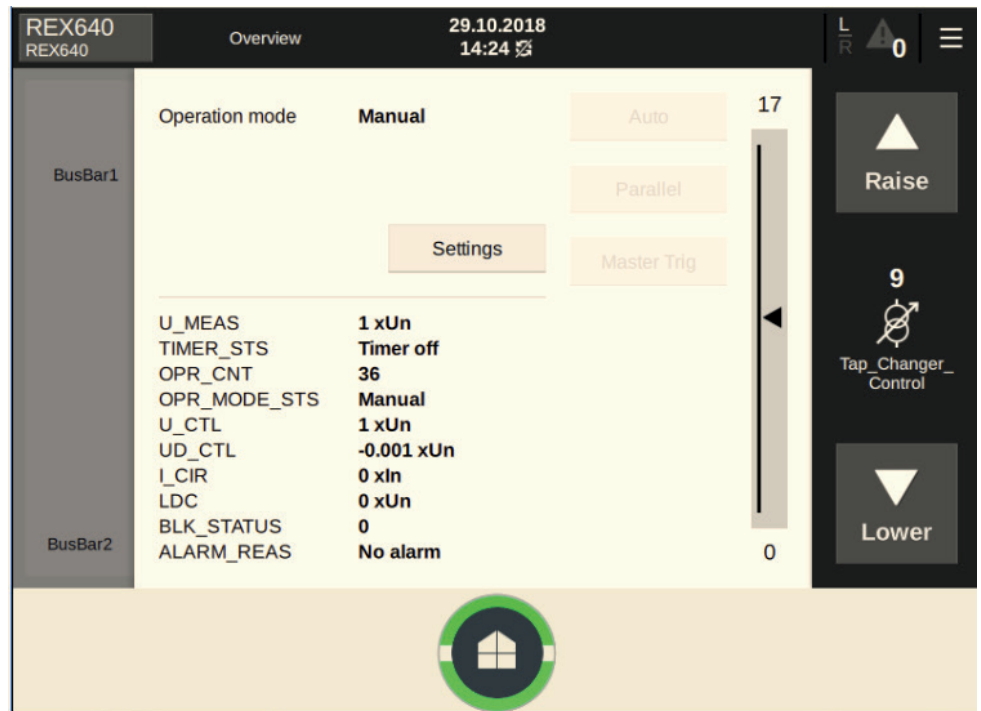


Abb. 27: Bedienung der Schaltfläche „Raise/Lower“ (Höher/Tiefer).

5.3 Beispielfall 2 – Paralleltransformatorregelung im M/F-Modus

Dieses Kapitel bietet detaillierte Informationen zur Konfiguration der im Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, die ACT-Diagramme und die Parametereinstellungen sowie Information dazu, wie die Transformatorspannungsregelung für das vorliegende Beispiel im Master/Follower-Modus erreicht werden kann.

5.3.1 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung von OL5ATCC für den Paralleltransformator zu erläutern, wird ein typischer Beispielfall mit drei parallel geschalteten Transformatoren dargestellt.

[Abbildung 28](#) zeigt das Übersichtsschaltbild für den Beispielfall mit den Messanforderungen. An der HS-Wicklung der Transformatoren ist ein Laststufenschalter vorhanden. Die Strom- und Spannungsinformationen ab der MS-Seite (geregelter Seite) werden für die OL5ATCC-Anwendung benötigt. Ein weitere erforderliche Information ist die Stufenstellung.

Dieser Beispielfall illustriert die Betriebsart Master/Follower (M/F). Dieser Modus kann gewählt werden, wenn die Leistung parallel geschalteter identisch ist. Für die Implementierung des Beispielfalls werden drei Relais (Relais 1 für den Transformator TR1, Relais 2 für den Transformator TR2 und Relais 3 für den Transformator TR3) benötigt. Außerdem wird die Kommunikation zwischen den Relais benötigt.

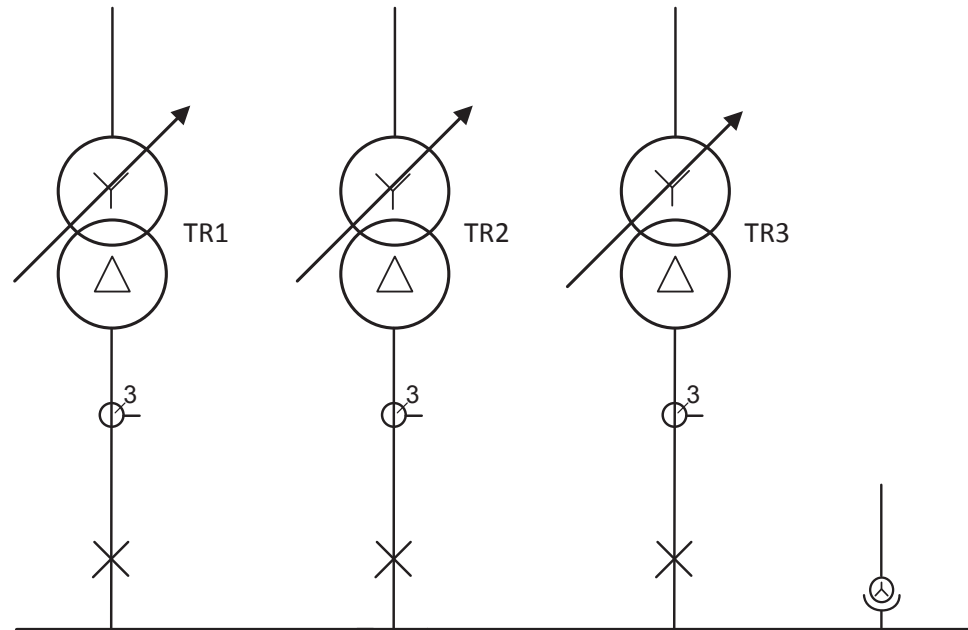


Abb. 28: Paralleltransformator-Anwendung (Beispielfall 2).

5.3.2 Transformator TR1 Spannungsregelrelais (Master)

5.3.2.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 29](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 1), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR1 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR1 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

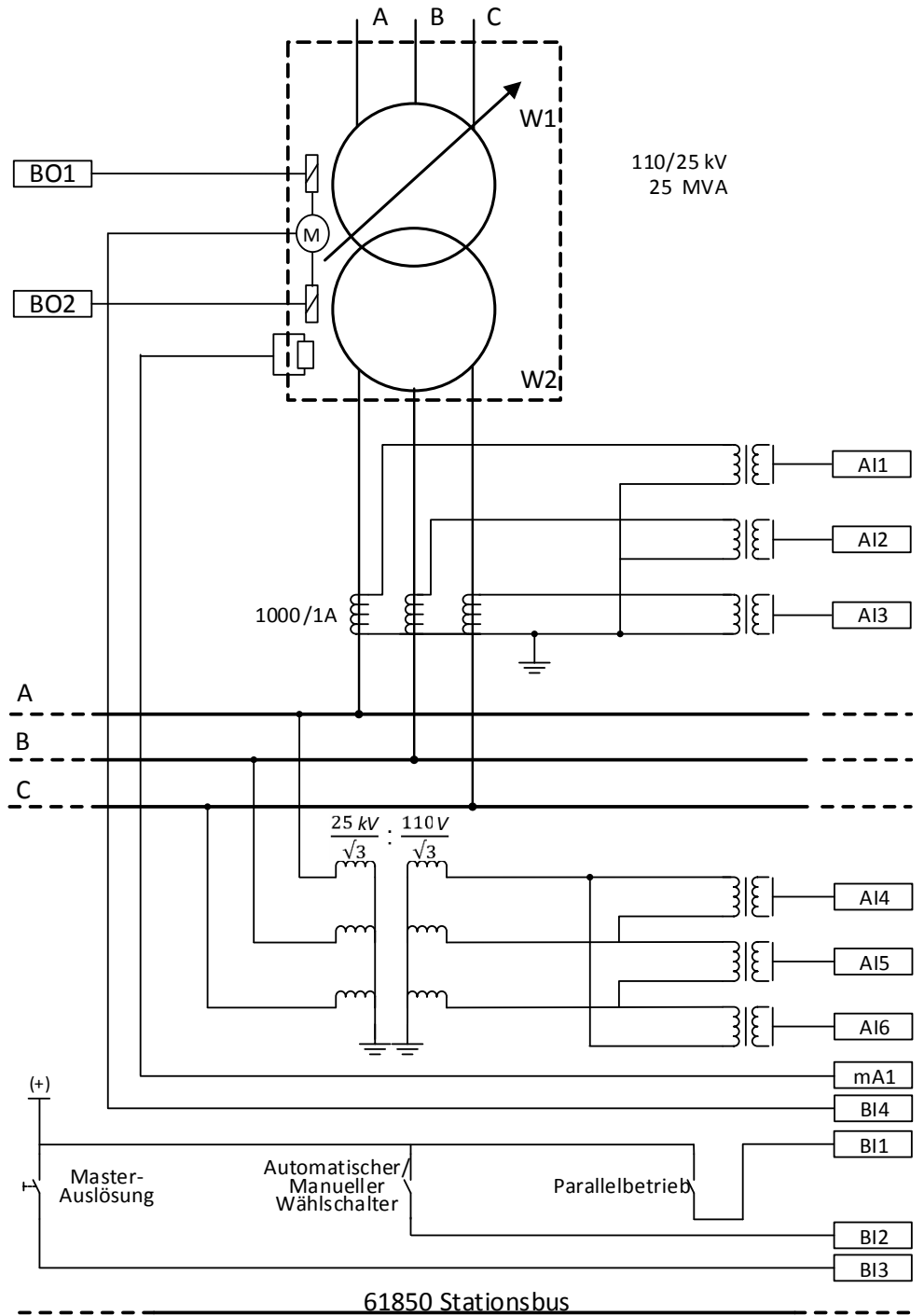


Abb. 29: Relais 1-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR1 in Beispielfall 2

Analoge Eingangssignale

Tabelle 62: *Physische Analog-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformator TR1 Wicklung 2, Strom A
AI2	Transformator TR1 Wicklung 2, Strom B
AI3	Transformator TR1 Wicklung 2, Strom C
AI4	Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung AB
AI5	Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung BC
AI6	Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung CA

mA-Eingangssignale

Tabelle 63: *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2*

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR1

Binäre Eingangssignale

Tabelle 64: *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2*

Binäreingang	Beschreibung
BI1 ¹⁾ gesetzt ist.	Parallel-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.
BI2 ¹⁾	Auto-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.
BI3	Master-Trigger-Eingang verbunden mit MSTR_TRIGG für TR1. Eine steigende Flanke am Eingang (FALSE zu TRUE) veranlasst das angeschlossene Relais zur Übernahme der Master-Rolle.
BI4	Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR1. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 65: Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE_OWN), d.h., für TR1
BO2	Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER_OWN), d.h., für TR1

Empfohlene Alarme

Tabelle 66: Alarmliste für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
OL5ATCC1	ALARM	Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR1
OL5ATCC1	AUTO	Betriebsart für TR1 als automatisch festgelegt
OL5ATCC1	PAR_FAIL	Parallel Fehler erkannt
OL5ATCC1	RAISE_OWN	Höher-Befehl für Transformator TR1
OL5ATCC1	LOWER_OWN	Tiefer-Befehl für Transformator TR1
OL5ATCC1	BLKD_I_LOD	Anzeige der Überstromblockierung für TR1
OL5ATCC1	BLKD_V_UN	Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR1
OL5ATCC1	RNBK_V_OV	Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR1
OL5ATCC1	BLKD_LTCBLK	Anzeige der externen Blockierung für TR1

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 67: In der Relais-1-Konfiguration von Beispielfall 2 verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
SPCGAPC1	Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.
OLGAPC1, OLGAPC2	Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Daten von parallel geschalteten Transformatoren, das heißt TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.
GOOSERCV_INT8	Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT8 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-8-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schalterstellungsinformationen aus Paralleltransformatoren abgerufen.
GOOSERCV_INT32	Empfangene Informationen GOOSE-32-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT32 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-32-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schaltbefehlsinformationen aus dem Master-Relais abgerufen.
GOOSERCV_ENUM	Empfangene Information über GOOSE-Enumerator Die Funktion GOOSERCV_ENUM wird verwendet, um die GOOSE-Enumerator-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden die Statusinformationen empfangen.
OL5ATCC1	Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.

Tabelle 68: *Physikalische Analogkanäle der Relais-1-Funktionen in Beispielfall 2*

Funktionsblock	TR1 Sekundärströme AI1, AI2, AI3	MS-Busspannungen AI4, AI5, AI6	TR1 Stufenstellung, mA1
OL5ATCC1	x	x	
TPOSYLTC1			x

[Abbildung 30](#), [Abbildung 31](#), [Abbildung 32](#) und [Abbildung 33](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR1 in Beispielfall 2. Alle benötigten Anschlüsse für die Transformatorspannungsregelung im M/F-Modus werden im ACT dargestellt.

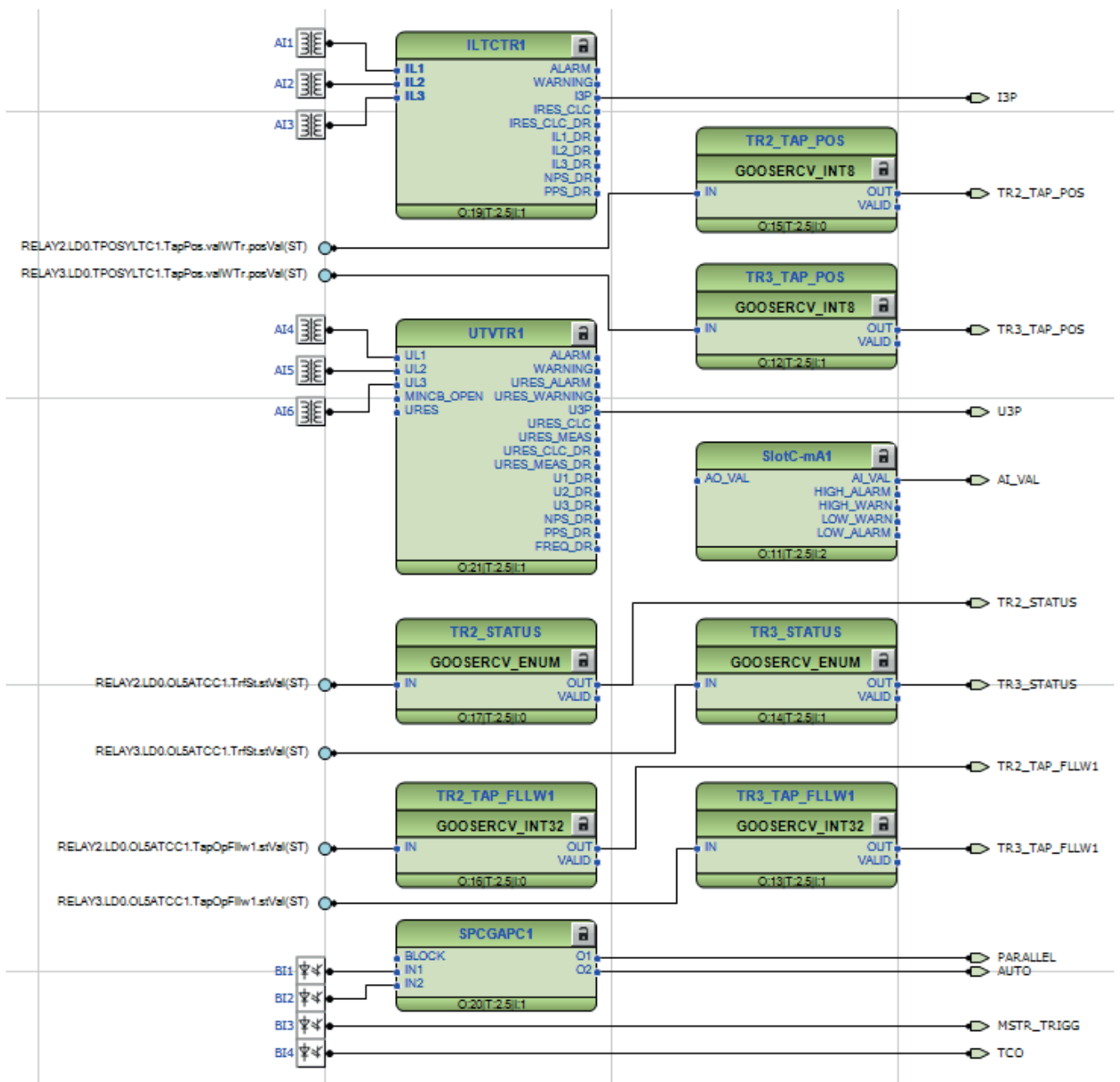


Abb. 30: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – Eingangsabschnitt

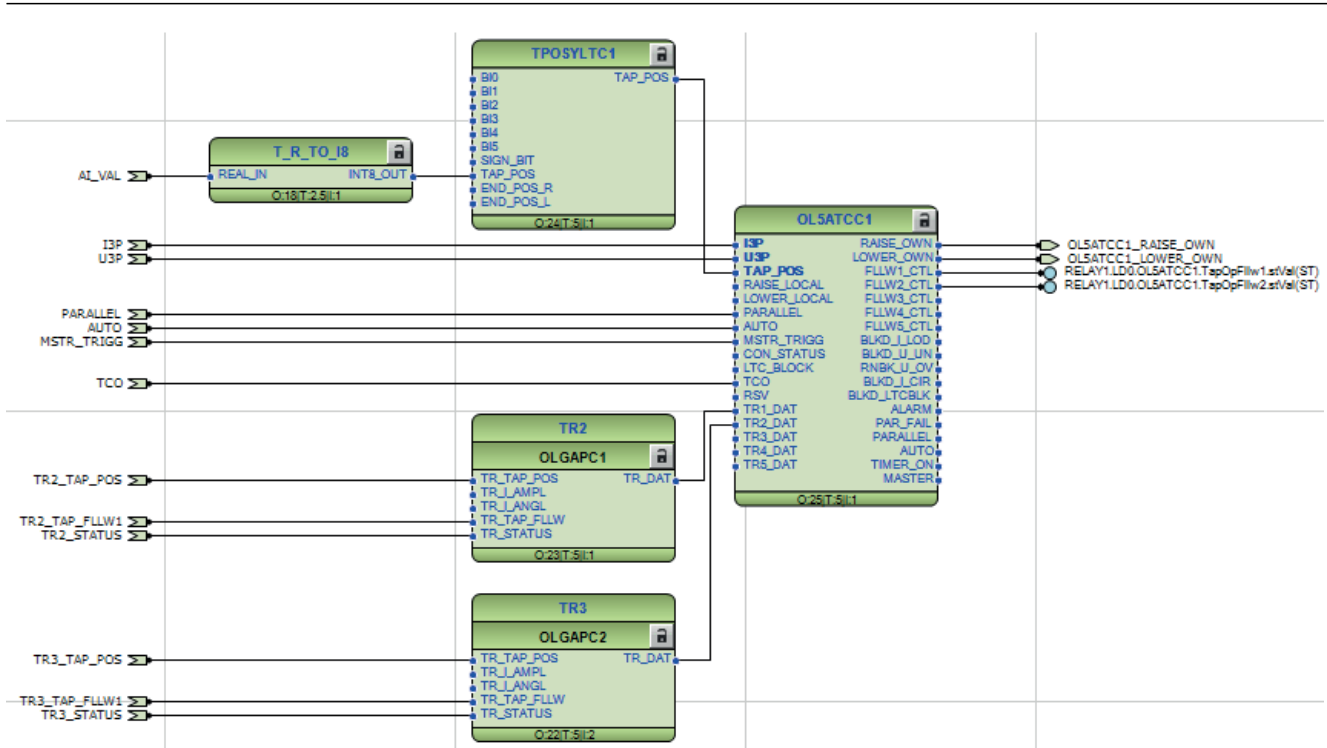


Abb. 31: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – Anwendungsabschnitt

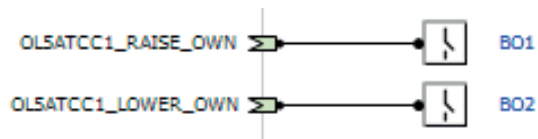


Abb. 32: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – Ausgangsabschnitt

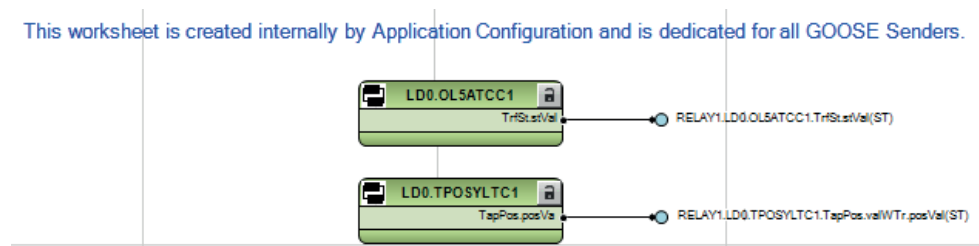


Abb. 33: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – GOOSE-Sender

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 69](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 69: *ILTCTR1-Einstellwerte für das Relais TR1 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	CT Primärnennwert
Sekundärstrom	1	LS-Sekundärnennwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 70](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 70: *UTVTR1-Einstellwerte für das Relais TR1 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	25 kV	VT Primärnennwert
Sekundärspannung	110 V	Stromwandler-Sekundärnennwert

T_R_TO_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T_R_TO_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 71](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 71: SPCGAPC1-Einstellwerte für das Relais TR1 im Beispielfall 2

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1
Beschreibung	Parallel	Beschreibung für Ausgang 1
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2
Beschreibung	Auto	Beschreibung für Ausgang 2

OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer

Die Funktion kann die Transformatordaten blockieren, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT. In Relais 1, verbindet OLGAPC1 die Eingänge TR2_TAP_POS, TR2_TAP_FLLW1 und TR2_STATUS mit TR1_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3_TAP_POS, TR3_TAP_FLLW1 and TR3_STATUS mit TR2_DAT. TRx_TAP_FLLWx empfängt Regelbefehle (Höher/Tiefer) vom Master, wenn ein anderes Relais der Master ist. Der TRx_STATUS-Anschluss ist obligatorisch, damit TR1 die Anzahl der Follower kennt. Wenn dieser Eingang fehlt, wird TRx als unabhängig behandelt und nicht von Relais 1 gesteuert.

Die Funktion hat keine Einstellungen.

OL5ATCC1 – Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler im Auto-Parallel-M/F-Modus

Der Spannungsregler OL5ATCC1 (Laststufenschalterregler) ist für die Regelung der Spannung von Leistungstransformatoren mit Laststufenschaltern in Verteilerschaltanlagen ausgelegt. OL5ATCC1 ermöglicht die manuelle oder automatische Spannungsregelung über Höher- oder Tiefersignale zum Stufenschalter.

Wenn die Spannung mehrere Paralleltransformatoren automatisch geregelt werden soll, muss der Auto-Parallelmodus gewählt werden. Die automatische Spannungsregelung für parallele identische Transformatoren kann mit dem Master-/Follower Modus erreicht werden, wobei der Master misst und regelt und die anderen dem Master folgen. Im Beispielfall ist der mit dem Transformator TR1 (Relais 1) verbundene Regler der Master.

Wenn die Schaltstellungen von Paralleltransformatoren unbekannt sind, sollte der entsprechende Eingang TR_TAP_POS von OLGAPC nicht belegt werden. Der Master regelt die Follower in diesem Szenario blind.

Tabelle 72: *OL5ATCC1-Einstellwerte für die automatische Spannungsregelung in der MF-Anwendung*

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Betriebsart	Eingangssteuerung	Betriebsart
Parallelmodus	Eingangssteuerung	Parallelmodus ausgewählt
Bandmittenspannung	1,0 xUn	Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.
Band width voltage (Bandbreite Spannung)	3%	In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/} 25 \text{ kV}) \cdot 100$.
Laststromgrenze	2,0 xIn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000.
Niedrigere Spannung blockieren	0,7 xUn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xUn	Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$.
Lower block tap	0	Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.
Raise block tap	17	Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.
Steuerungsverzögerung 1	60 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.
Steuerungsverzögerung 2	30 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.

Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.

In diesem Beispiel wird die automatische Spannungsregelung für Paralleltransformatoren im M/F-Modus erreicht, indem *Betriebsart* und *Parallelmodus* auf "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt werden. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen TRUE sein und die steigende Flanke von Eingang MSTR_TRIGG (BI3) muss in diesem Fall geändert werden (FALSE zu TRUE). Die Master-Rolle wird beibehalten, bis ein teilnehmender Paralleltransformator als Master startet oder die aktive Betriebsart mit der Auswahl *Betriebsart* oder *Parallelmodus* geändert wird.

Betriebsart und Parallelmodus können an der HMI durch Berühren von „Einstellungen“ und Auswahl von "Eingangssteuerung" für *Betriebsart* und *Parallelmodus* festgelegt werden.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

Spannungsabfallkompensation (LDC)

Mithilfe der Spannungsabfallkompensation kann der Spannungsabfall in einer vom Transformator gespeisten Leitung bzw. einem gespeisten Netz im M/F-Modus kompensiert werden. [Tabelle 73](#), [Tabelle 74](#) und [Tabelle 75](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 73: OL5ATCC1-Einstellwert für LCD ohne erlaubte Rückspeisung

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Line drop V Ris	6,9%	Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
Line drop V React	10,4%	Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
LDC Grenze	0,2 ¹⁾	Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff
Paralleltransformatoren	2 ²⁾	Anzahl der Paralleltransformatoren zusätzlich zum eigenen Trafo

1) Der Maximalwert des LDC-Spannungsbegriffs im Beispielfall ist $0,2 U_n$.

2) Nur verwendet, wenn die Anzahl der parallel geschalteten Transformator nicht verfügbar ist (das heißt, keine Schalterstellung ist verfügbar)

Tabelle 74: *Einstellgruppen für Topologieänderungen*

Einstellung	Empfohlene Werte			Beschreibung
	Einstellgruppe 1 ¹⁾	Einstellgruppe 2 ²⁾	Einstellgruppe 3 ³⁾	
Line drop V Ris	6,9%	4,15%	8,3%	Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
Line drop V React	10,4%	5,54%	11,08%	Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor
LDC Grenze	0,2	0,1	0,4	Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff

- 1) Ersatzwiderstand = 1; Wirksamer Blindwiderstand = 1,5;
 2) Ersatzwiderstand = 0,6; Wirksamer Blindwiderstand = 0,8;
 3) Ersatzwiderstand = 1,2; Wirksamer Blindwiderstand = 1,6;

Tabelle 75: *Zusätzlicher OL5ATCC1-Einstellwert für LCD für erlaubte Rückspeisung*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Rv Pwr flow allowed	TRUE	Rückspeisung erlaubt

Modusänderung

Die Umschaltung der Betriebsarten kann mithilfe der Eingänge PARALLEL, AUTO and MSTR_TRIGG ausgeführt werden. Damit einer der teilnehmenden Paralleltransformatoren die Master-Rolle übernehmen kann, muss der MSTR_TRIGG-Eingang einen Eingang mit steigender Flanke (FALSE auf TRUE) erhalten, d.h. die Eingänge PARALLEL und AUTO werden auf TRUE gesetzt. Dann nimmt der aktuelle Master die Follower-Rolle ein.

Wenn das Relais im lokalen Modus ist, haben die manuellen Höher- und Tiefer-Befehle von OL5ATCC1 Vorrang von den Remote-Befehlen (von SCADA). Wenn das Relais im Remote-Modus ist, haben die entfernten Höher- und Tiefer-Befehle (von SCADA) Vorrang von den Befehlen Höher und Tiefer von OL5ATCC1.

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 76: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
TR2	TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val ¹⁾	Stufenstellung TR2 von Relais 2	OLGAPC1	TR_TAP_POS
TR2	OL5ATCC1	FLLW1_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw1.stVal ²⁾	Lower/Raise-Befehl von Relais 2, wenn Relais 2 der Master ist	OLGAPC1	TR_TAP_FLLW
TR2	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal ³⁾	Statusinformationen TR2 von Relais 2	OLGAPC1	TR_STATUS
TR3	TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val ¹⁾	Stufenstellung TR3 von Relais 3	OLGAPC2	TR_TAP_POS
TR3	OL5ATCC1	FLLW1_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw1.stVal ²⁾	Lower/Raise-Befehl von Relais 3, wenn Relais 3 der Master ist	OLGAPC2	TR_TAP_FLLW
TR3	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal ³⁾	Statusinformationen TR3 von Relais 3	OLGAPC2	TR_STATUS

- 1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_INT8
- 2) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_INT32
- 3) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_ENUM

Tabelle 77: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2

Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung
TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPOYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal	Stufenstellung TR1 von Relais 1 und Relais 2 und 3
OL5ATCC1	FLLW1_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw1.stVal	Lower-/Raise-Befehl von Relais 1 an Relais 2 und 3, wenn Relais 1 der Master ist
OL5ATCC1	FLLW2_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw2.stVal	Lower-/Raise-Befehl von Relais 1 an Relais 2 und 3, wenn Relais 1 der Master ist
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal	Statusinformationen TR1 von Relais 1 an Relais 2 und 3

5.3.3 Transformator TR2 Spannungsregelrelais (Follower 1)

5.3.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 34](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 2), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR2 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR2 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

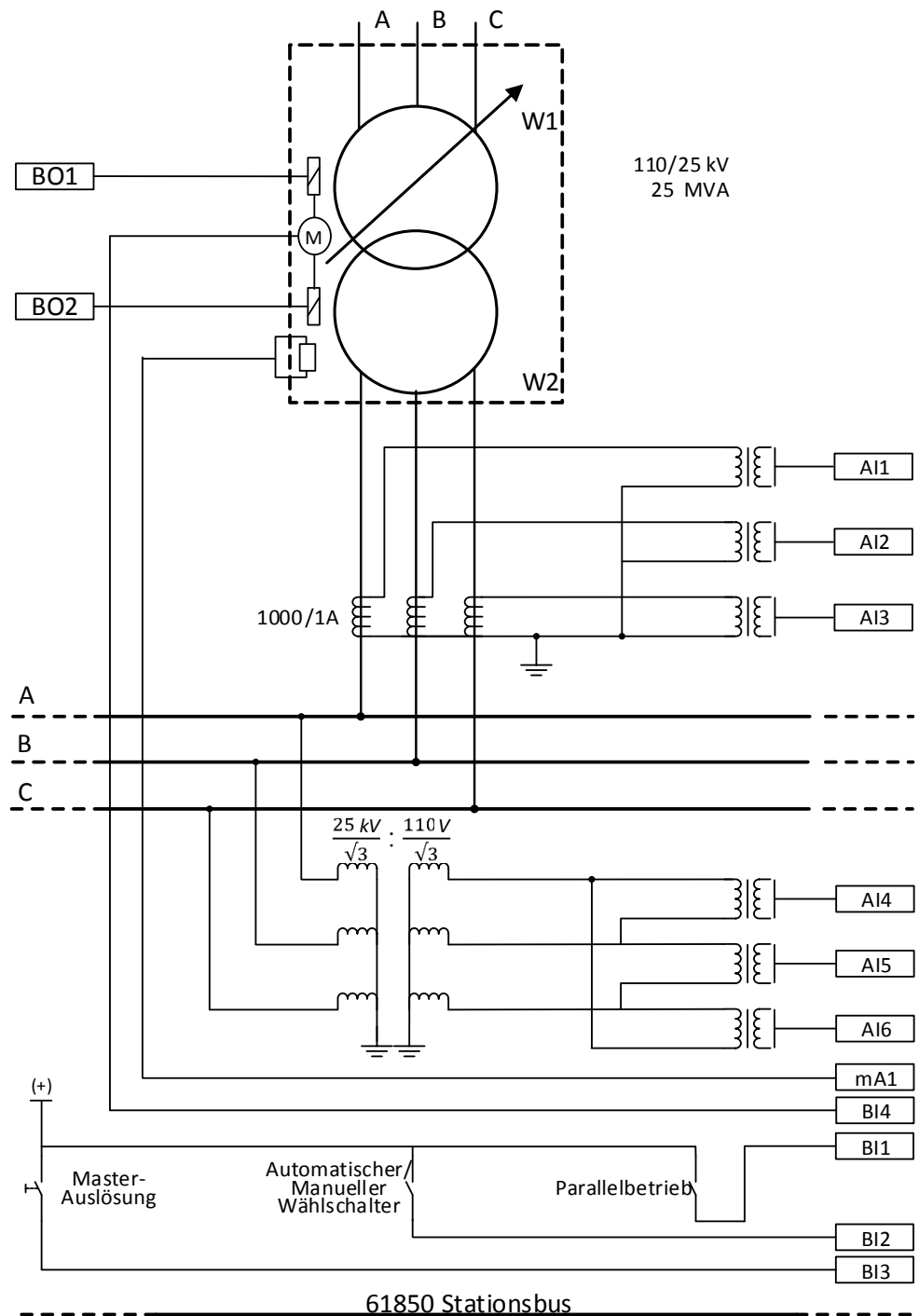


Abb. 34: Relais 2-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR2 in Beispielfall 2

Analoge Eingangssignale

Tabelle 78: *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformator TR2 Wicklung 2, Strom A
AI2	Transformer TR2 Wicklung 2, Strom B
AI3	Transformer TR2 Wicklung 2, Strom C
AI4	Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung AB
AI5	Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung BC
AI6	Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung CA

mA-Eingangssignale

Tabelle 79: *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2*

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR2

Binäre Eingangssignale

Tabelle 80: *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2*

Binäreingang	Beschreibung
BI1 ¹⁾ gesetzt ist.	Parallel-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.
BI2 ¹⁾	Auto-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.
BI3	Master-Trigger-Eingang verbunden mit MSTR_TRIGG für TR2. Eine steigende Flanke am Eingang (FALSE zu TRUE) veranlasst das angeschlossene Relais zur Übernahme der Master-Rolle.
BI4	Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR2. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 81: Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR2
BO2	Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR2

Empfohlene Alarmer

Tabelle 82: Alarmliste für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
OL5ATCC1	ALARM	Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR2
OL5ATCC1	AUTO	Betriebsart für TR2 als automatisch festgelegt
OL5ATCC1	PAR_FAIL	Parallel Fehler erkannt
OL5ATCC1	RAISE-OWN	Höher-Befehl für Transformator TR2
OL5ATCC1	LOWER-OWN	Tiefer-Befehl für Transformator TR2
OL5ATCC1	BLKD_I_LOD	Anzeige der Überstromblockierung für TR2
OL5ATCC1	BLKD_V_UN	Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR2
OL5ATCC1	RNBK_V_OV	Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR2
OL5ATCC1	BLKD_LTCBLK	Anzeige der externen Blockierung für TR2

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 83: In der Relais-2-Konfiguration von Beispielfall 2 verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
SPCGAPC1	Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.
OLGAPC1, OLGAPC2	Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformator Daten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.
GOOSERCV_INT8	Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert. GOOSERCV_INT8 wird verwendet, um die empfangenen ganzzwertigen GOOSE-8-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schalterstellungsinformationen aus Paralleltransformatoren abgerufen.
GOOSERCV_INT32	Empfangene Informationen GOOSE-32-Bit-Ganzzahlwert. GOOSERCV_INT32 wird verwendet, um die empfangenen ganzzwertigen GOOSE-32-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schaltbefehlsinformationen aus dem Master-Relais abgerufen.
GOOSERCV_ENUM	Empfangene Information über GOOSE-Enumerator GOOSERCV_ENUM wird verwendet, um die GOOSE-Enumerator-Anschlüsse mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden die Statusinformationen empfangen.
OL5ATCC1	Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.

Tabelle 84: *Physikalische Analogkanäle der Relais-2-Funktionen in Beispielfall 2*

Funktionsblock	TR2 Sekundärströme AI1, AI2, AI3	MS-Busspannungen	TR2 Stufenstellung, mA1
OL5ATCC1	x	x	
TPOSYLTC1			x

[Abbildung 35](#), [Abbildung 36](#), [Abbildung 37](#) und [Abbildung 38](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR2 in Beispielfall 2. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im M/F-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

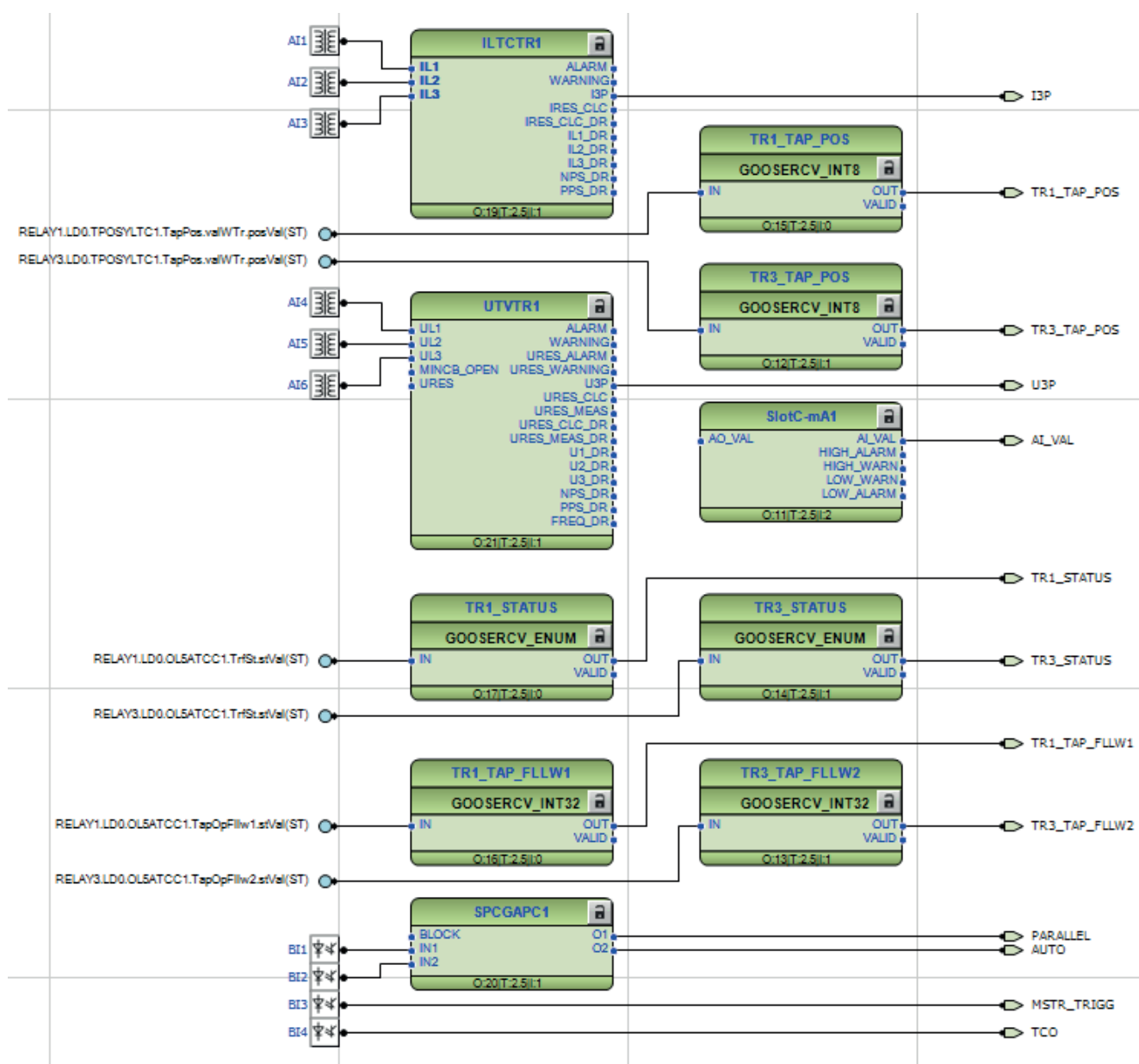


Abb. 35: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – Eingangsabschnitt

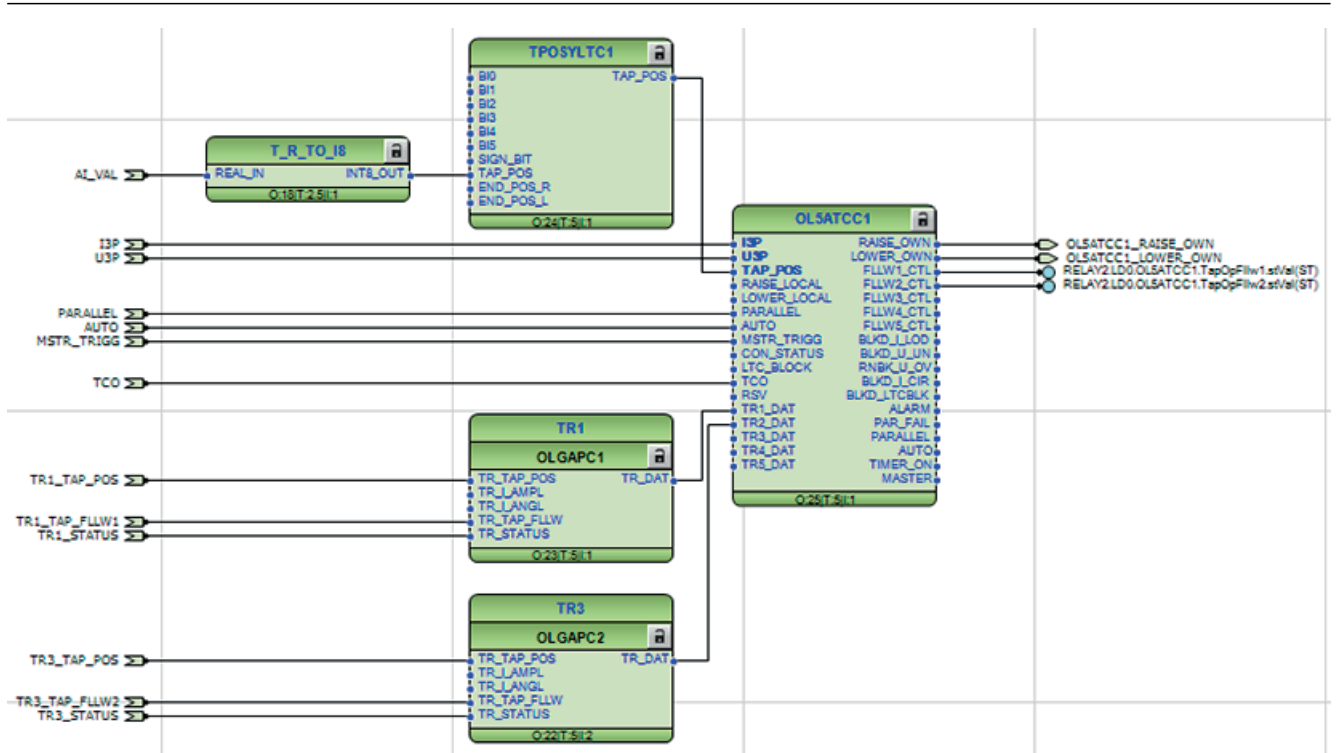


Abb. 36: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – Anwendungsabschnitt

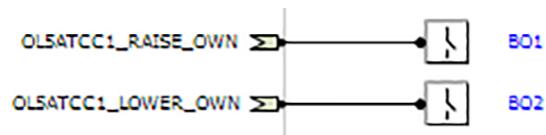


Abb. 37: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – Ausgangsabschnitt

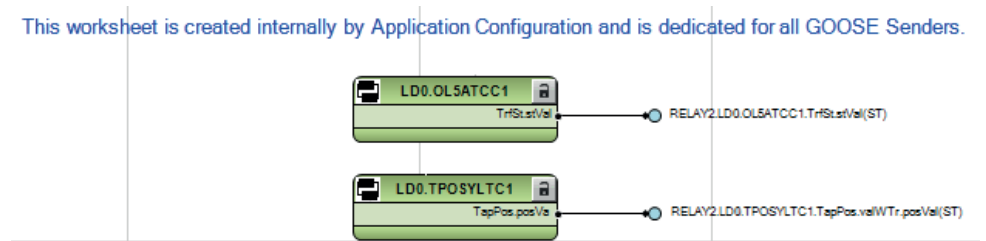


Abb. 38: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – GOSSE-Sender

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 85](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 85: *ILTCTR1-Einstellwerte für das Relais TR2 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	CT Primärnennwert
Sekundärstrom	1	LS-Sekundärnennwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 86](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 86: *UTVTR1-Einstellwerte für das Relais TR2 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	25 kV	VT Primärnennwert
Sekundärspannung	110 V	Stromwandler-Sekundärnennwert

T_R_TO_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T_R_TO_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 87](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 87: *SPCGAPC1-Einstellwerte für das Relais TR2 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1
Beschreibung	Parallel	Beschreibung für Ausgang 1
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2
Beschreibung	Auto	Beschreibung für Ausgang 2

OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT. In Relais 2 verbindet OLGAPC1 TR1_TAP_POS, TR1_TAP_FLLW1 und TR1_STATUS mit TR1_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3_TAP_POS, TR3_TAP_FLLW2 and TR3_STATUS mit TR2_DAT. TRx_TAP_FLLWx empfängt Regelbefehle (Höher/Tiefer) vom Master, wenn ein anderes Relais der Master ist. Der TRx_STATUS-Anschluss ist obligatorisch, damit TR2 weiß, wie viele Follower er bei Übernahme Master-Rolle hat. Wenn dieser Eingang fehlt, wird TRx als unabhängig behandelt und nicht von Relais 2 gesteuert.

Die Funktion hat keine Einstellungen.

OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler

In diesem Modus ist Relais 2 der Follower und die Stufenschaltereinstellung folgt dem Master (Relais 1).

Tabelle 88: *OL5ATCC1-Einstellwerte für die automatische Spannungsregelung in der Follower-Anwendung*

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Betriebsart	Eingangssteuerung	Betriebsart
Parallelmodus	Eingangssteuerung	Parallelmodus ausgewählt
Bandmittenspannung	1,0 xUn	Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.
Band width voltage (Bandbreite Spannung)	3%	In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$.
Laststromgrenze	2,0 xIn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Niedrigere Spannung blockieren	0,7 xUn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xUn	Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$.
Lower block tap	0	Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.
Raise block tap	17	Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.
Steuerungsverzögerung 1	60 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.
Steuerungsverzögerung 2	30 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.

Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.

Im Beispielfall kann der Follower-Modus erreicht werden, wenn die *Betriebsart* mit "Eingangssteuerung" festgelegt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen TRUE sein. Es sollte keinen Übergang der steigenden Flanke am Eingang MSTR_TRIGG (BI3) geben.

Die Einstellungen für die Betriebsart und den Parallel-Modus können an der HMI-Applikation durch Berühren von „Einstellungen“ und die Auswahl von "Eingang" aus den Dropdown-Menüs *Betriebsart* und "Eingangssteuerung" aus dem Dropdown-Menü für den *Parallel-Modus* vorgenommen werden.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 89: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
TR1	TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal ¹⁾	Stufenstellung TR1 von Relais 1	OLGAPC1	TR_TAP_POS
TR1	OL5ATCC1	FLLW1_CTL	LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw1.stVal ²⁾	Lower/Raise-Befehl von Relais 1, wenn Relais 1 der Master ist	OLGAPC1	TR_TAP_FLLW
TR1	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal ³⁾	Statusinformationen TR1 von Relais 1	OLGAPC1	TR_STATUS
TR3	TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal ¹⁾	Stufenstellung TR3 von Relais 3	OLGAPC2	TR_TAP_POS
TR3	OL5ATCC1	FLLW2_CTL	LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw2.stVal ²⁾	Lower/Raise-Befehl von Relais 3, wenn Relais 3 der Master ist	OLGAPC2	TR_TAP_FLLW
TR3	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal ³⁾	Statusinformationen TR3 von Relais 3	OLGAPC2	TR_STATUS

- 1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_INT8
- 2) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_INT32
- 3) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_ENUM

Tabelle 90: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung
TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal	Stufenstellung TR2 von Relais 2 und Relais 1 und 3
OL5ATCC1	FLLW1_CTL	LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw1.stVal	Lower/Raise-Befehl von Relais 2 an Relais 1 und 3, wenn Relais 2 der Master ist
OL5ATCC1	FLLW2_CTL	LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw2.stVal	Lower/Raise-Befehl von Relais 2 an Relais 1 und 3, wenn Relais 2 der Master ist
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal	Statusinformationen TR2 von Relais 2 an Relais 1 und 3

5.3.4 Transformator TR3 Spannungsregelrelais (Follower 2)

5.3.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 39](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 3), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR3 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR3 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

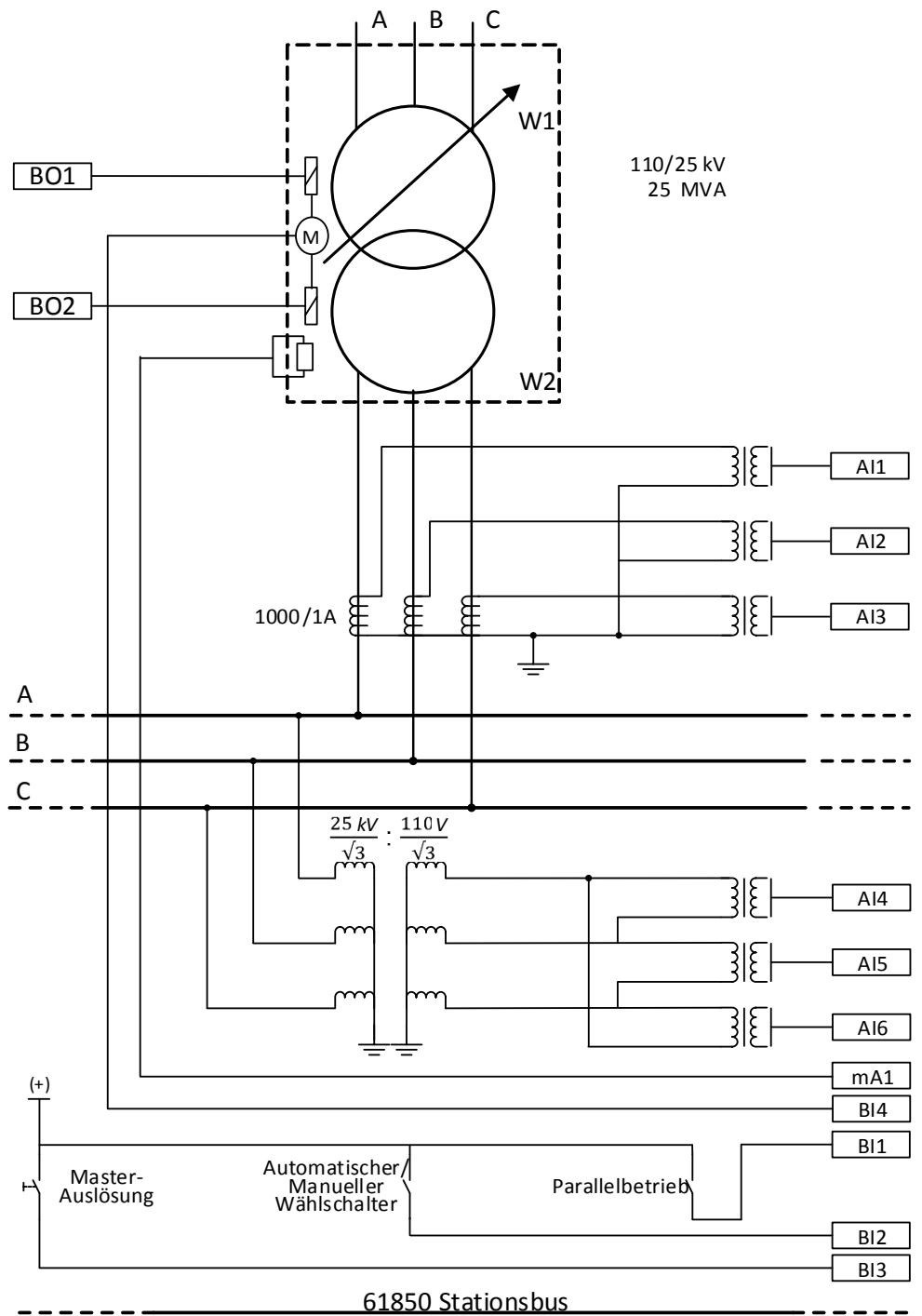


Abb. 39: Relais 3-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR3 in Beispielfall 2

Analoge Eingangssignale

Tabelle 91: *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformator TR3 Wicklung 2, Strom A
AI2	Transformer TR3 Wicklung 2, Strom B
AI3	Transformer TR3 Wicklung 2, Strom C
AI4	Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung AB
AI5	Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung BC
AI6	Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung CA

mA-Eingangssignale

Tabelle 92: *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2*

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR3

Binäre Eingangssignale

Tabelle 93: *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2*

Binäreingang	Beschreibung
BI1 ¹⁾ gesetzt ist.	Parallel-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.
BI2 ¹⁾	Auto-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.
BI3	Master-Trigger-Eingang verbunden mit MSTR_TRIGG für TR3. Eine steigende Flanke am Eingang (FALSE zu TRUE) veranlasst das angeschlossene Relais zur Übernahme der Master-Rolle.
BI4	Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR3. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 94: Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR3
BO2	Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR3

Empfohlene Alarme

Tabelle 95: Alarmliste für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
OL5ATCC1	ALARM	Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR3
OL5ATCC1	AUTO	Betriebsart für TR3 als automatisch festgelegt
OL5ATCC1	PAR_FAIL	Parallel Fehler erkannt
OL5ATCC1	RAISE_OWN	Höher-Befehl für Transformator TR3
OL5ATCC1	LOWER_OWN	Tiefer-Befehl für Transformator TR3
OL5ATCC1	BLKD_I_LOD	Anzeige der Überstromblockierung für TR3
OL5ATCC1	BLKD_V_UN	Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR3
OL5ATCC1	RNBK_V_OV	Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR3
OL5ATCC1	BLKD_LTCBLK	Anzeige der externen Blockierung für TR3

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 96: In der Relais-3-Konfiguration von Beispielfall 2 verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
SPCGAPC1	Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.
OLGAPC1, OLGAPC2	Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.
GOOSERCV_INT8	Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT8 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-8-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schalterstellungsinformationen aus Paralleltransformatoren abgerufen.
GOOSERCV_INT32	Empfangene Informationen GOOSE-32-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT32 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-32-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schaltbefehlsinformationen aus dem Master-Relais abgerufen.
GOOSERCV_ENUM	Empfangene Information über GOOSE-Enumerator Die Funktion GOOSERCV_ENUM wird verwendet, um die GOOSE-Enumerator-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden die Statusinformationen empfangen.
OL5ATCC1	Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.

Tabelle 97: *Physikalische Analogkanäle der Relais-3-Funktionen in Beispielfall 2*

Funktionsblock	TR3 Sekundärströme AI1, AI2, AI3	MS-Busspannungen AI4, AI5, AI6	TR3 Stufenstellung, mA1
OL5ATCC1	x	x	
TPOSYLTC1			x

[Abbildung 40](#), [Abbildung 41](#), [Abbildung 42](#) und [Abbildung 43](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR3 in Beispielfall 2. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im M/F-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

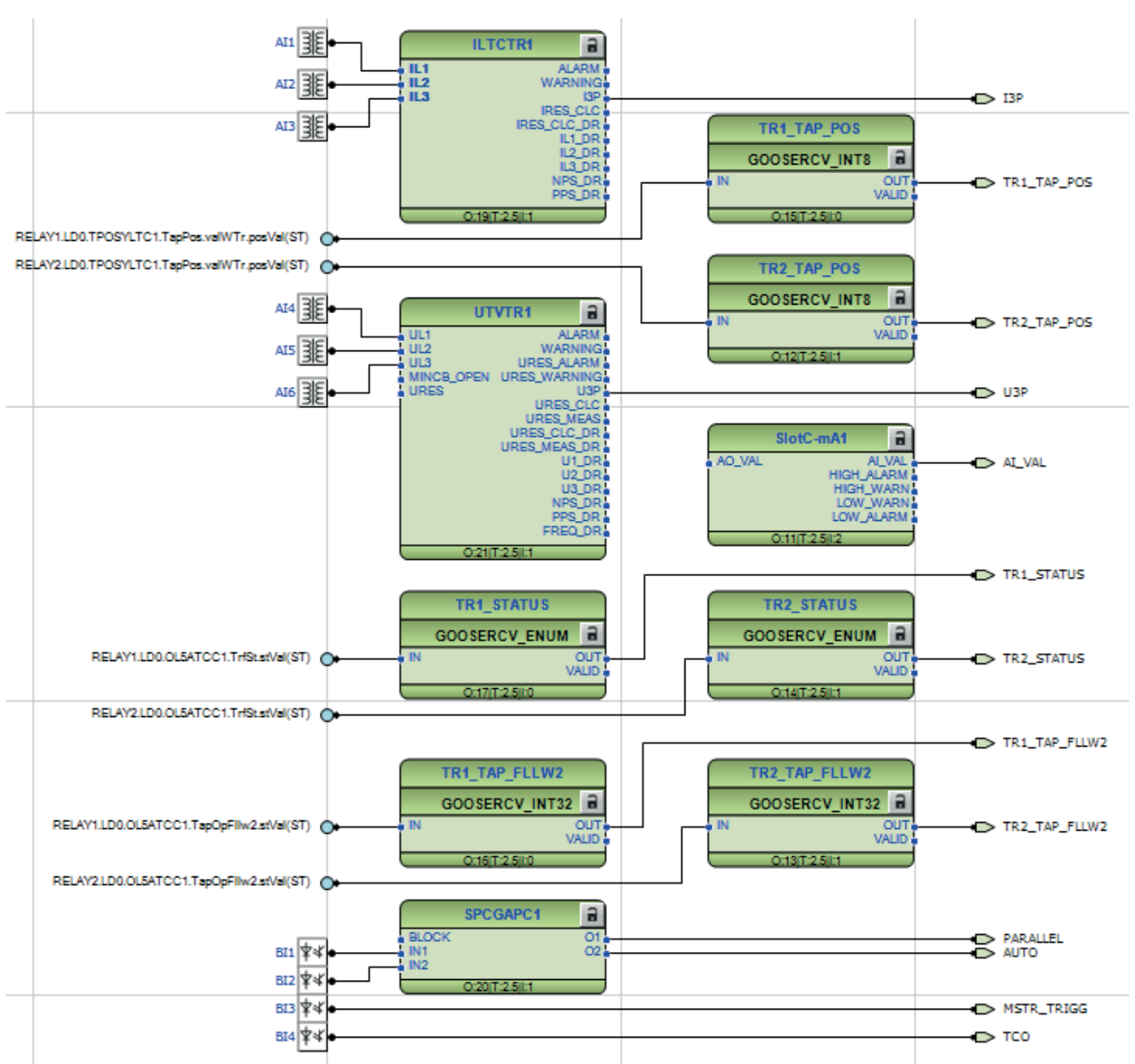


Abb. 40: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – Eingangsabschnitt

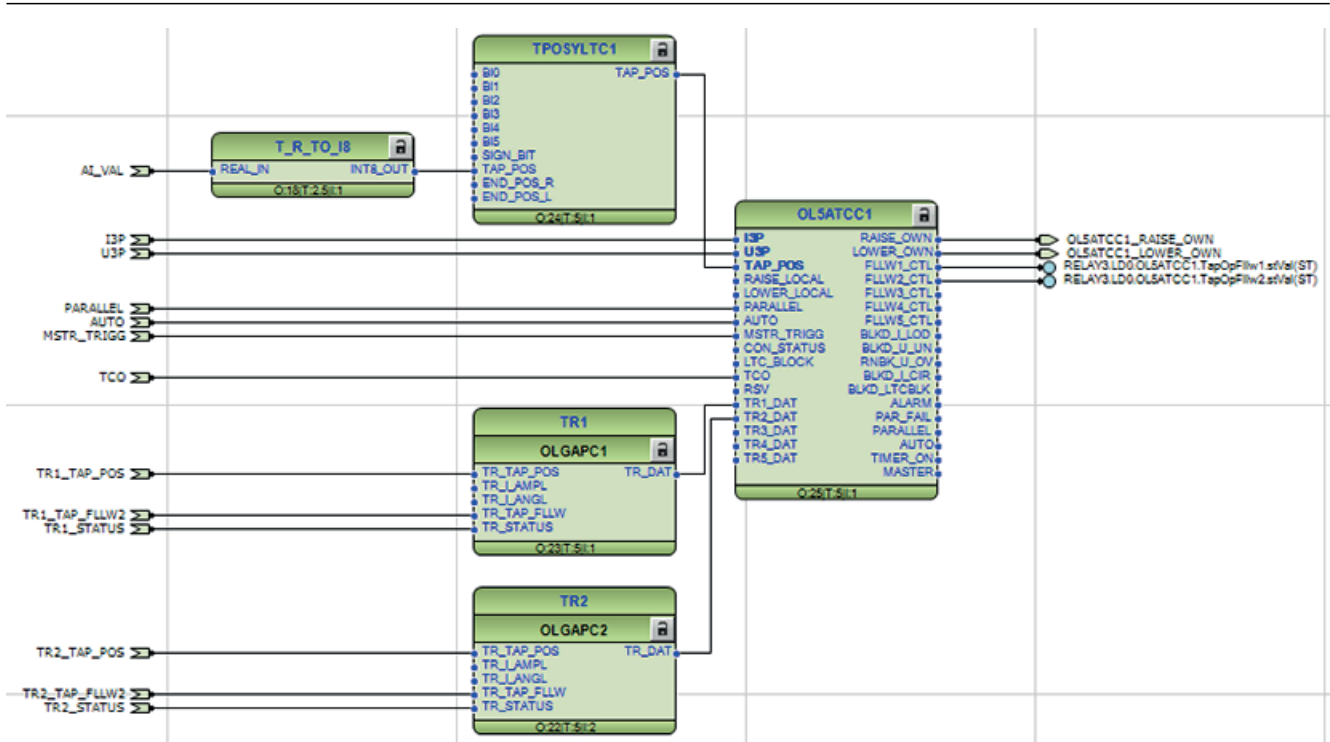


Abb. 41: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – Anwendungsabschnitt

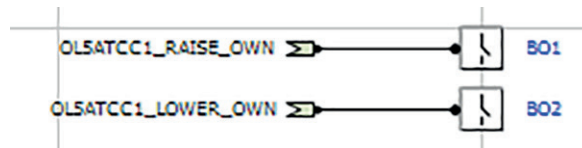


Abb. 42: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – Ausgangsabschnitt

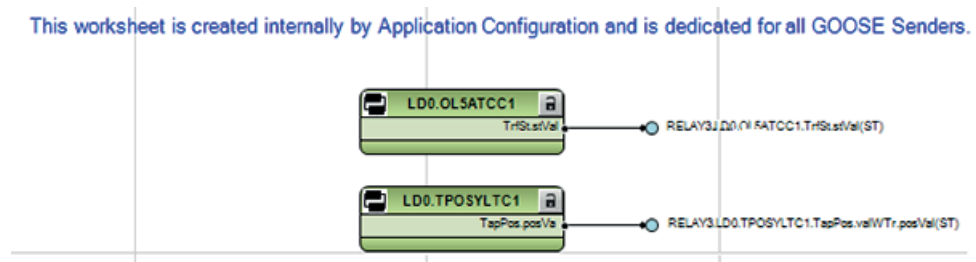


Abb. 43: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – GOOSE-Sender

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 98](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 98: *ILTCTR1-Einstellwerte für das Relais TR3 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	CT Primärnennwert
Sekundärstrom	1	LS-Sekundärnennwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 99](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 99: *UTVTR1-Einstellwerte für das Relais TR3 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	25 kV	VT Primärnennwert
Sekundärspannung	110 V	Stromwandler-Sekundärnennwert

T_R_TO_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T_R_TO_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 100](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 100: *SPCGAPC1-Einstellwerte für das Relais TR3 im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1
Beschreibung	Parallel	Beschreibung für Ausgang 1
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2
Beschreibung	Auto	Beschreibung für Ausgang 2

OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT. In Relais 3 verbindet OLGAPC1 TR1_TAP_POS, TR1_TAP_FLLW2 und TR1_STATUS mit TR1_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR2_TAP_POS, TR2_TAP_FLLW2 und TR2_STATUS mit TR2_DAT. TRx_TAP_FLLWx empfängt Regelbefehle (Höher/Tiefer) vom Master, wenn ein anderes Relais der Master ist. Der TRx_STATUS-Anschluss ist obligatorisch, damit TR3 weiß, wie viele Follower er bei Übernahme der Master-Rolle hat. Wenn dieser Eingang fehlt, wird TRx als unabhängig behandelt und nicht von Relais 3 gesteuert.

Die Funktion hat keine Einstellungen.

OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler

In diesem Beispielfall ist Relais 3 der Follower und die Stufenschaltereinstellung folgt dem Master (Relais 1).

Tabelle 101: *OL5ATCC-Einstellwerte für die automatische Spannungsregelung in der M/F-Anwendung*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Eingangssteuerung	Betriebsart
Parallelmodus	Eingangssteuerung	Parallelmodus ausgewählt
Bandmittenspannung	1,0 xUn	Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.
Band width voltage (Bandbreite Spannung)	3%	In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV}/25 \text{ kV}) \cdot 100$.
Laststromgrenze	2,0 xIn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet $2000/CT$ Primärnennwert = 2000/1000.

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Niedrigere Spannung blockieren	0,7 xUn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xUn	Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung 1,1 + 0,03/2.
Lower block tap	0	Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.
Raise block tap	17	Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.
Steuerungsverzögerung 1	60 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.
Steuerungsverzögerung 2	30 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 102: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
TR1	TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val ¹⁾	Stufenstellung TR1 von Relais 1	OLGAPC1	TR_TAP_POS
TR1	OL5ATCC1	FLLW2_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFlw2.stVal ²⁾	Lower/Raise-Befehl von Relais 1, wenn Relais 1 der Master ist	OLGAPC1	TR_TAP_FLLW
TR1	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal ³⁾	Statusinformationen TR1 von Relais 1	OLGAPC1	TR_STATUS

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
TR2	TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val ¹⁾	Stufenstellung TR2 von Relais 2	OLGAPC2	TR_TAP_POS
TR2	OL5ATCC1	FLLW2_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFllw2.stVal ²⁾	Lower/Raise-Befehl von Relais 2, wenn Relais 2 der Master ist	OLGAPC2	TR_TAP_FLLW
TR2	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal ³⁾	Statusinformationen TR2 von Relais 2	OLGAPC2	TR_STATUS

- 1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_INT8
- 2) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_INT32
- 3) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_ENUM

Tabelle 103: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung
TPOSYLTC1	TAP_POS	LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal	Stufenstellung TR3 von Relais 3 und Relais 1 und 2
OL5ATCC1	FLLW1_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFllw1.stVal	Lower/Raise-Befehl von Relais 3 an Relais 1 und 2, wenn Relais 3 der Master ist
OL5ATCC1	FLLW2_CTL	LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFllw2.stVal	Lower/Raise-Befehl von Relais 3 an Relais 1 und 2, wenn Relais 3 der Master ist
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal	Statusinformationen TR3 von Relais 3 an Relais 1 und 2

5.4 Beispielfall 3 – Paralleltransformatorsteuerung im MCC-Modus

Dieses Kapitel bietet detaillierte Informationen zur Konfiguration der im Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, die ACT-Diagramme und die Parametereinstellungen sowie Information dazu, wie die Transformatorspannungsregelung für das vorliegende Beispiel im MCC-Modus erreicht werden kann.

5.4.1 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung von OL5ATCC für den Paralleltransformator zu erläutern, wird ein typischer Beispielfall mit drei parallel geschalteten Transformatoren dargestellt. [Abbildung 44](#) zeigt das Übersichtsschaltbild für den Beispielfall mit

den Messanforderungen. An der HS-Wicklung der Transformatoren ist ein Laststufenschalter vorhanden. Die Strominformationen von der (geregelten) MS-Seite sowie die Spannungsinformationen von der MS-Seite sind für die OL5ATCC-Anwendung erforderlich. Ein weitere erforderliche Information ist die Stufenstellung.

Dieser Beispielfall illustriert den minimierenden zirkulierenden Strombetriebsmodus (MCC). Dieser Modus kann gewählt werden, wenn parallel geschaltete Transformatoren identische oder unterschiedliche Ratings aufweisen. Das MCC-Prinzip ist eine optimale Lösung für die Steuerung von Paralleltransformatoren unterschiedlicher Leistungen oder Stufenspannungen mit variierenden Blindlasten. Für die Implementierung des Beispielfalls werden drei Relais (Relais 1 für den Transformator TR1, Relais 2 für den Transformator TR2 und Relais 3 für den Transformator TR3) benötigt. Für den Betrieb im MCC-Modus ist die Kommunikation zwischen den Reglern erforderlich.

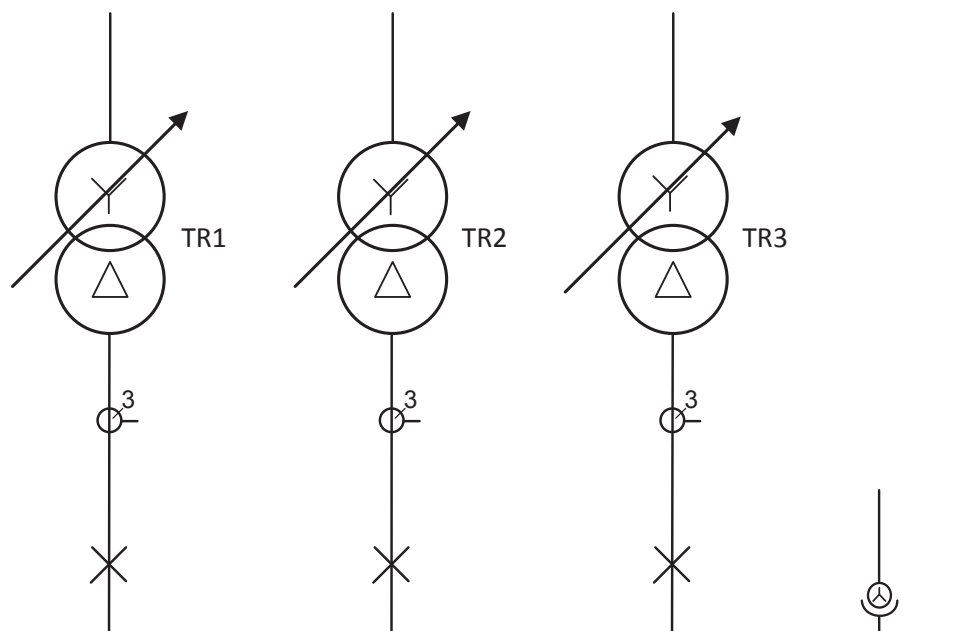


Abb. 44: Paralleltransformator-Anwendung (Beispielfall 3).

5.4.2 Transformator TR1 Spannungsregelrelais

5.4.2.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 45](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 1), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR1 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden in der Abbildung ebenfalls dargestellt.

In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR1 und als Eingang zu TPOSYLTC dargestellt.

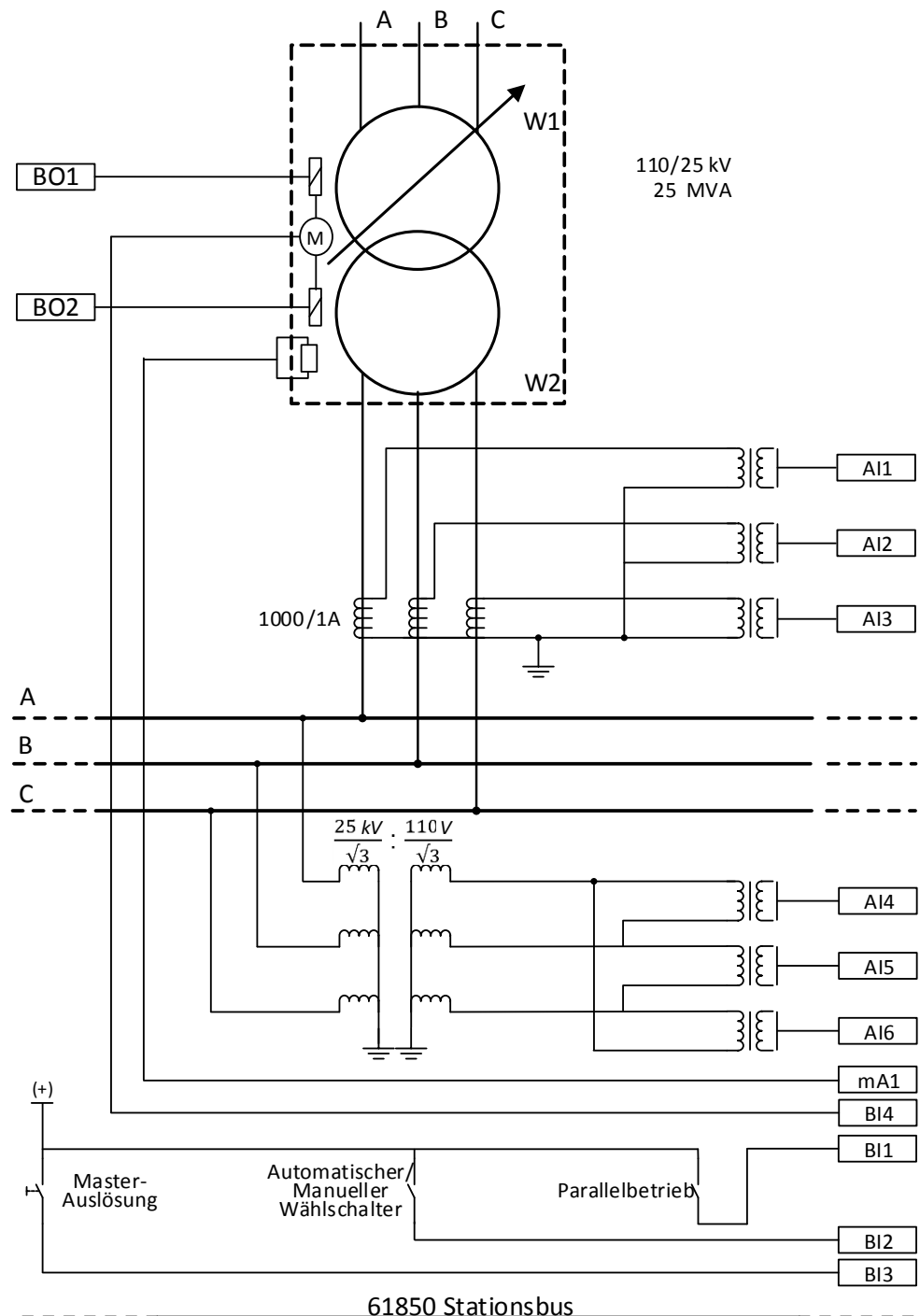


Abb. 45: Relais 1-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR1 in Beispielfall 3

Analoge Eingangssignale

Tabelle 104: *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformator TR1 Wicklung 2, Strom A
AI2	Transformator TR1 Wicklung 2, Strom B
AI3	Transformator TR1 Wicklung 2, Strom C
AI4	Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung AB
AI5	Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung BC
AI6	Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung CA

mA-Eingangssignale

Tabelle 105: *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3*

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR1

Binäre Eingangssignale

Tabelle 106: *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3*

Binäreingang	Beschreibung
BI1 ¹⁾ gesetzt ist.	Parallel-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.
BI2 ¹⁾	Auto-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.
BI3	Netzanschlussstatus des Transformatoreingangs (CON_STATUS) für TR1 TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Transformator mit dem Netz verbunden ist.
BI4	Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR1. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 107: Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE_OWN), d.h., für TR1
BO2	Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER_OWN), d.h., für TR1

Empfohlene Alarme

Tabelle 108: Alarmliste für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
OL5ATCC1	ALARM	Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR1
OL5ATCC1	AUTO	Betriebsart für TR1 als automatisch festgelegt
OL5ATCC1	RAISE_OWN	Höher-Befehl für Transformator TR1
OL5ATCC1	LOWER_OWN	Tiefer-Befehl für Transformator TR1
OL5ATCC1	BLKD_I_LOD	Anzeige der Überstromblockierung für TR1
OL5ATCC1	BLKD_V_UN	Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR1
OL5ATCC1	RNBK_V_OV	Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR1
OL5ATCC1	BLKD_I_CIR	Anzeige einer Blockierung durch einen hohen zirkulierenden Stroms für TR1
OL5ATCC1	BLKD_LTCBLK	Anzeige der externen Blockierung für TR1

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 109: In der Relais-1-Konfiguration von Beispielfall 3 verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
SPCGAPC1	Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.
OLGAPC1, OLGAPC2	Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Daten von Paralleltransformatoren, das heißt TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.
GOOSERCV_CMV	Empfangene GOOSE-Messwertinformationen (Drehzeiger) Die Funktion GOOSERCV_CMV wird verwendet, um Messwerte der GOOSE-Eingänge TR_I_AMPL und TR_I_ANGL mit der Anwendung zu verbinden.
OL5ATCC1	Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.

Tabelle 110: *Physikalische Analogkanäle der Relais-1-Funktionen in Beispielfall 3*

Funktionsblock	TR1 Sekundärströme AI1, AI2, AI3	MS-Busspannungen AI4, AI5, AI6	TR1 Stufenstellung, mA1
OL5ATCC1	x	x	
TPOSYLTC1			x

[Abbildung 46](#), [Abbildung 47](#), [Abbildung 48](#) und [Abbildung 49](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR1 in Beispielfall 3. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im MCC-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

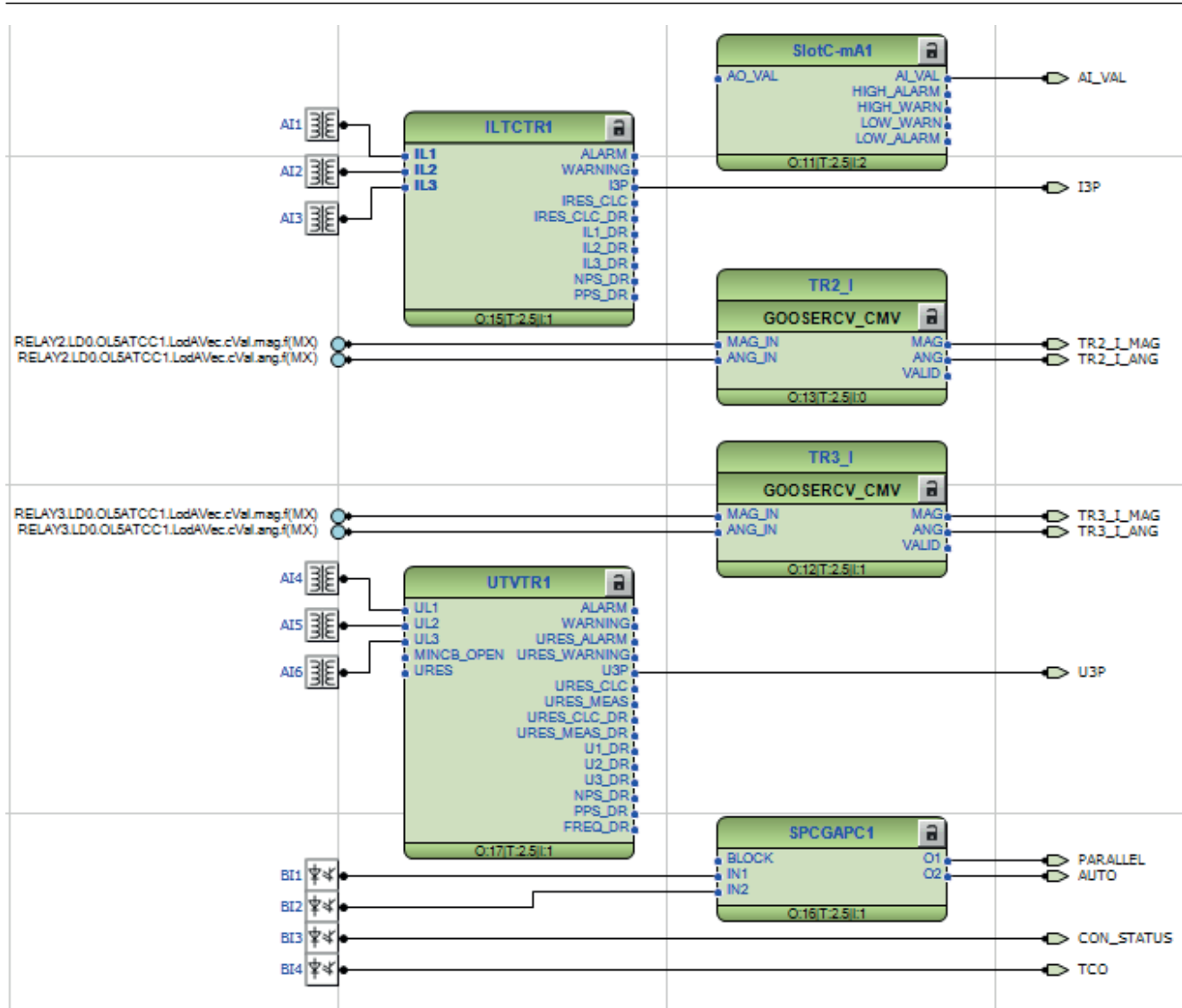


Abb. 46: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – Eingangsabschnitt

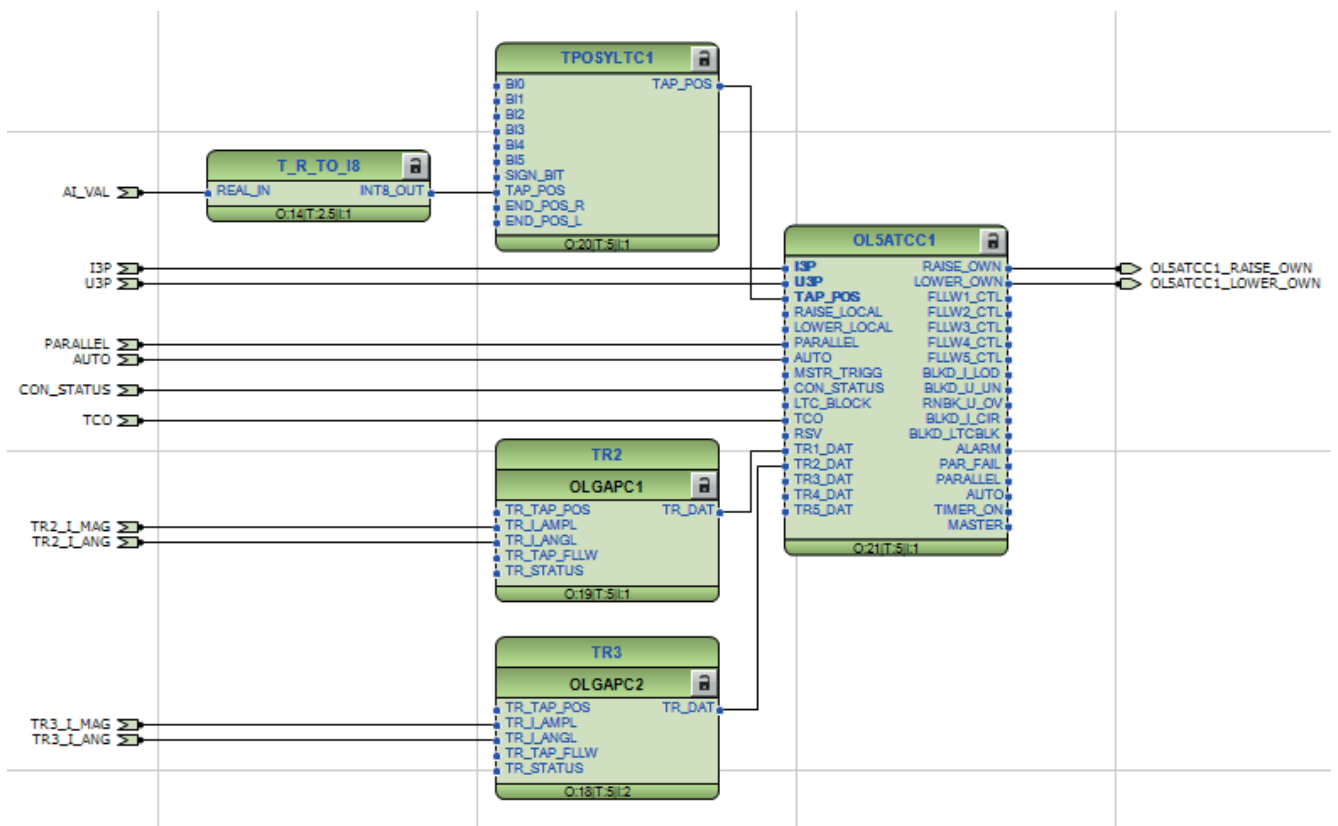


Abb. 47: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – Anwendungsabschnitt

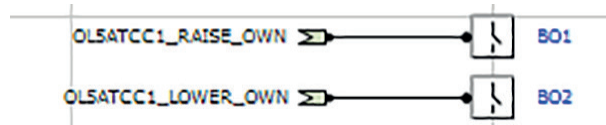


Abb. 48: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – Ausgangsabschnitt

This worksheet is created internally by Application Configuration and is dedicated for all GOOSE Senders.



Abb. 49: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – GOOSE-Sender

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

Die ILTCTR1-Funktion ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 111](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 111: *ILTCTR1-Einstellwerte für Relais 1 im Beispielfall 3*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	CT Primärnennwert
Sekundärstrom	1	LS-Sekundärnennwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 112](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 112: *UTVTR1-Einstellwerte für Relais 1 im Beispielfall 3*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	25 kV	VT Primärnennwert
Sekundärspannung	110 V	Stromwandler-Primärnennwert

T_R_TO_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T_R_TO_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 113](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 113: SPCGAPC1-Einstellwerte für Relais 1 im Beispielfall 3

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1
Beschreibung	Parallel	Beschreibung für Ausgang 1
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2
Beschreibung	Auto	Beschreibung für Ausgang 2

OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT. In Relais 1 verbindet OLGAPC1 TR2_I_AMPL und TR2_I_ANGL mit TR1_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3_I_AMPL und TR3_I_ANGL mit TR2_DAT. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung im Auto-Parallel-MCC-Modus

MCC ist der Parallelbetrieb des Spannungsreglers OL5ATCC1 (Stufenschaltersteuerung), der mit parallelen Transformatoren mit nicht identischen Leistungen verwendet wird. Weil das Steuerungsverfahren den Austausch von Daten zwischen den Reglern erlaubt, kann der Kreisstrom genauer berechnet werden als mit anderen Verfahren.

Für den Start des Parallelbetriebs muss der Parameter *Betriebsart* für alle Regler der Verbindung auf MCC gesetzt werden. Das Signal CON_STATUS (BI3) muss anzeigen, dass die Transformatoren mit dem Netz verbunden sind. Mit diesem Signal wird ebenfalls ermittelt, ob eine Transformatorsteuerung die aktuellen Informationen für die Minimierung von Kreisstrom an die anderen Transformatorsteuerungen senden kann. Wenn CON_STATUS (BI3) TRUE ist, startet die Übertragung der Informationen und der Empfang der Kreisstrominformationen ist erlaubt.

Die von den anderen Parallelrelais benötigten Phasorinformationen für die Berechnung von Kreisstrom werden über die horizontale GOOSE-Kommunikation gesendet. Die empfangenen aktuellen Phasorinformationen können aus den Eingabedaten TR_I_AMPL und TR_I_ANGL der Funktion OLGAPC1 und OLGAPC2 für die Magnitude bzw. für den Winkel ausgelesen werden. Der Status FALSE muss mit dem Eingang CON_STATUS (BI3) verbunden werden, damit die richtige MCC-Berechnung sichergestellt ist, wenn der parallel geschaltete Transformator getrennt wird, OL5ATCC1 jedoch im MCC-Modus verbleibt. Auf diese Weise wird der getrennte Transformator aus den Berechnungen des Kreisstroms ausgenommen.

Im Beispielfall sind alle Transformatoren identisch und deshalb ist die Einstellung *Stability factor* (Stabilisierungsfaktor) der Regler ebenfalls identisch.

Tabelle 114: OL5ATCC1-Einstellungen für die automatische Spannungsregelung in der MCC-Anwendung

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Betriebsart	Auto Parallel	Betriebsart
Parallelmodus	MCC	Parallelmodus ausgewählt
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xU _n ¹⁾	Spannungsgrenzwert während schneller Tiefer-Befehle
Stabilisierungsfaktor	5 % ²⁾	Stabilisierungsfaktor für Parallelbetrieb
Bandmittenspannung	1,0 xUn	Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.
Band width voltage (Bandbreite Spannung)	3%	In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = (27 - 21)/17=0,353 kV. Die erforderliche Einstellung ist (2 · 0,353 kV/VT Primärnennwert) · 100 = (2 · 0,353 kV/25 kV) · 100.
Laststromgrenze	2,0 xIn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000.
Niedrigere Spannung blockieren	0,7 xUn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xUn	Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung 1,1 + 0,03/2.
Lower block tap	0	Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.
Raise block tap	17	Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.
Steuerungsverzögerung 1	60 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.
Steuerungsverzögerung 2	30 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.

1) Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.

2) Ein theoretischer Faktor von 5 % (abhängig von der Schleifenimpedanz) zur Veranschaulichung

Die Einstellungen für Betriebsart und den Parallel-Modus können an der HMI-Applikation durch Berühren von „Einstellungen“ und die Auswahl von "Auto parallel" aus den Dropdown-Menüs *Betriebsart* und "MCC" aus dem Dropdown-Menü für den *Parallel-Modus* vorgenommen werden. Der MCC-Modus kann auch erreicht werden, wenn *Betriebsart* auf "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen in diesem Fall TRUE sein.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 115: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
TR2	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f ¹⁾	TR2 Strommagnitude von Relais 2	OLGAPC1	TR_I_AMPL
TR2	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f ¹⁾	TR2 Stromwinkel von Relais 2	OLGAPC1	TR_I_WINKL
TR3	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f ¹⁾	TR3 Strommagnitude von Relais 3	OLGAPC2	TR_I_AMPL
TR3	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f ¹⁾	TR3 Stromwinkel von Relais 3	OLGAPC2	TR_I_WINKL

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_CMV

Tabelle 116: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f	TR1 Strommagnitude von Relais 1 und Relais 2 und 3
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f	TR1 Stromwinkel von Relais 1 und Relais 2 und 3

5.4.3 Transformator TR2 Spannungsregelrelais

5.4.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 50](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 2), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR2 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die

Spannungsmessung an der MS-Seite werden in der Abbildung ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR2 und als Eingang zu TPOSYLTC dargestellt.

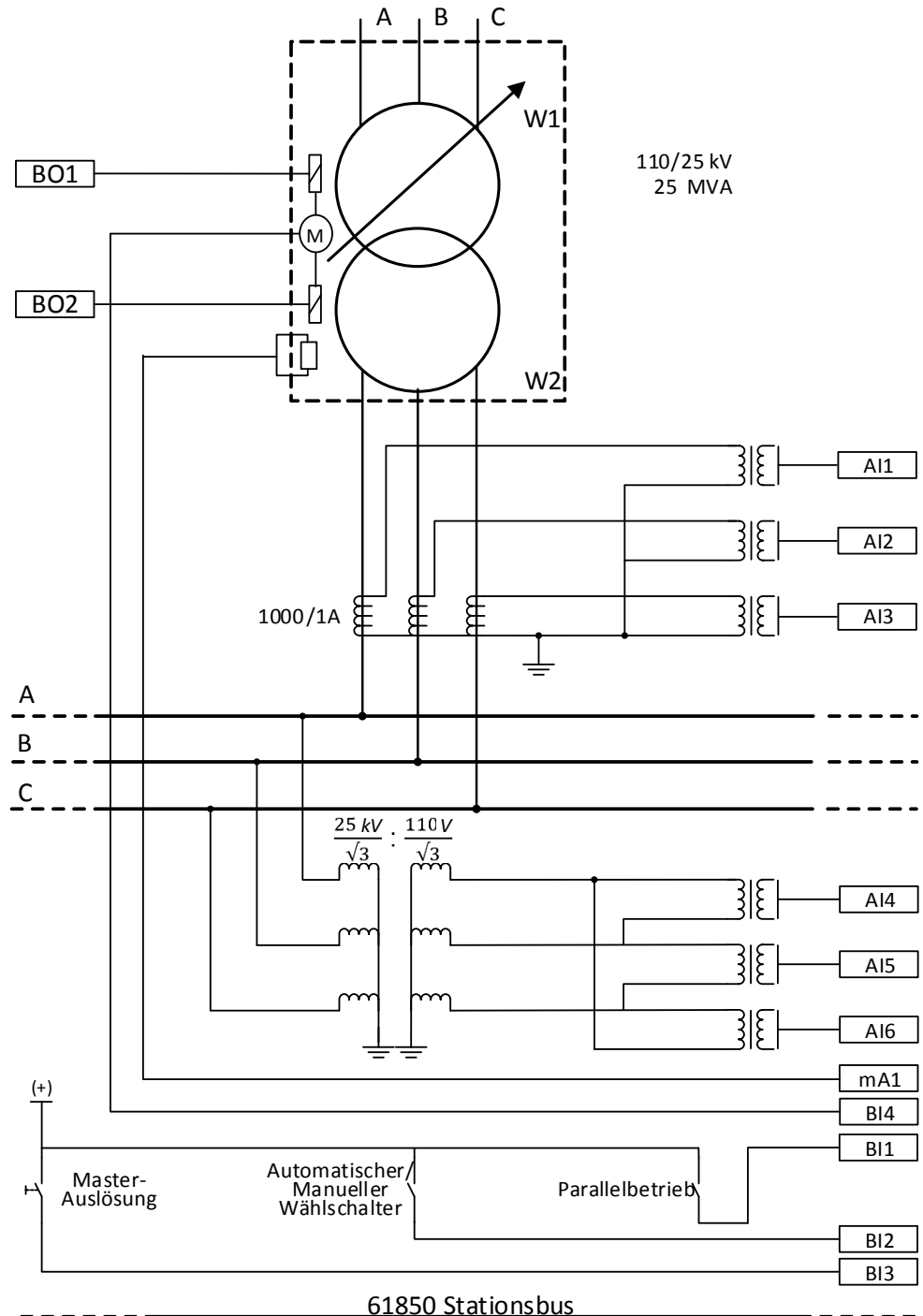


Abb. 50: Relais 2-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR2 in Beispielfall 3

Analoge Eingangssignale

Tabelle 117: *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformator TR2 Wicklung 2, Strom A
AI2	Transformer TR2 Wicklung 2, Strom B
AI3	Transformer TR2 Wicklung 2, Strom C
AI4	Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung AB
AI5	Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung BC
AI6	Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung CA

mA-Eingangssignale

Tabelle 118: *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3*

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR2

Binäre Eingangssignale

Tabelle 119: *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3*

Binäreingang	Beschreibung
BI1 ¹⁾ gesetzt ist.	Parallel-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.
BI2 ¹⁾	Auto-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.
BI3	Netzanschlussstatus des Transformatoreingangs (CON_STATUS) für TR2 TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Transformator mit dem Netz verbunden ist.
BI4	Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR2. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 120: Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR2
BO2	Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR2

Empfohlene Alarme

Tabelle 121: Alarmliste für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
OL5ATCC1	ALARM	Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR2
OL5ATCC1	AUTO	Betriebsart für TR2 als automatisch festgelegt
OL5ATCC1	RAISE-OWN	Höher-Befehl für Transformator TR2
OL5ATCC1	LOWER-OWN	Tiefer-Befehl für Transformator TR2
OL5ATCC1	BLKD_I_LOD	Anzeige der Überstromblockierung für TR2
OL5ATCC1	BLKD_V_UN	Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR2
OL5ATCC1	RNBK_V_OV	Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR2
OL5ATCC1	BLKD_I_CIR	Anzeige einer Blockierung durch einen hohen zirkulierenden Stroms für TR2
OL5ATCC1	BLKD_LTCBLK	Anzeige der externen Blockierung für TR2

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 122: In der Relais-2-Konfiguration von Beispielfall 3 verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
SPCGAPC1	Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.
OLGAPC1, OLGAPC2	Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformator-daten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW and TR_STATUS als TR_DAT.
GOOSERCV_CMV	Empfangene GOOSE-Messwertinformationen (Drehzeiger) Die Funktion GOOSERCV_CMV wird verwendet, um Messwerte der GOOSE-Eingänge TR_I_AMPL und TR_I_ANGL mit der Anwendung zu verbinden.
OL5ATCC1	Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.

Tabelle 123: *Physikalische Analogkanäle der Relais-2-Funktionen in Beispielfall 3*

Funktionsblock	TR2 Sekundärströme AI1, AI2, AI3	MS-Busspannungen	TR2 Stufenstellung, mA1
OL5ATCC1	x	x	
TPOSYLTC1			x

[Abbildung 51](#), [Abbildung 52](#), [Abbildung 53](#) und [Abbildung 54](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR2 in Beispielfall 3. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im MCC-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

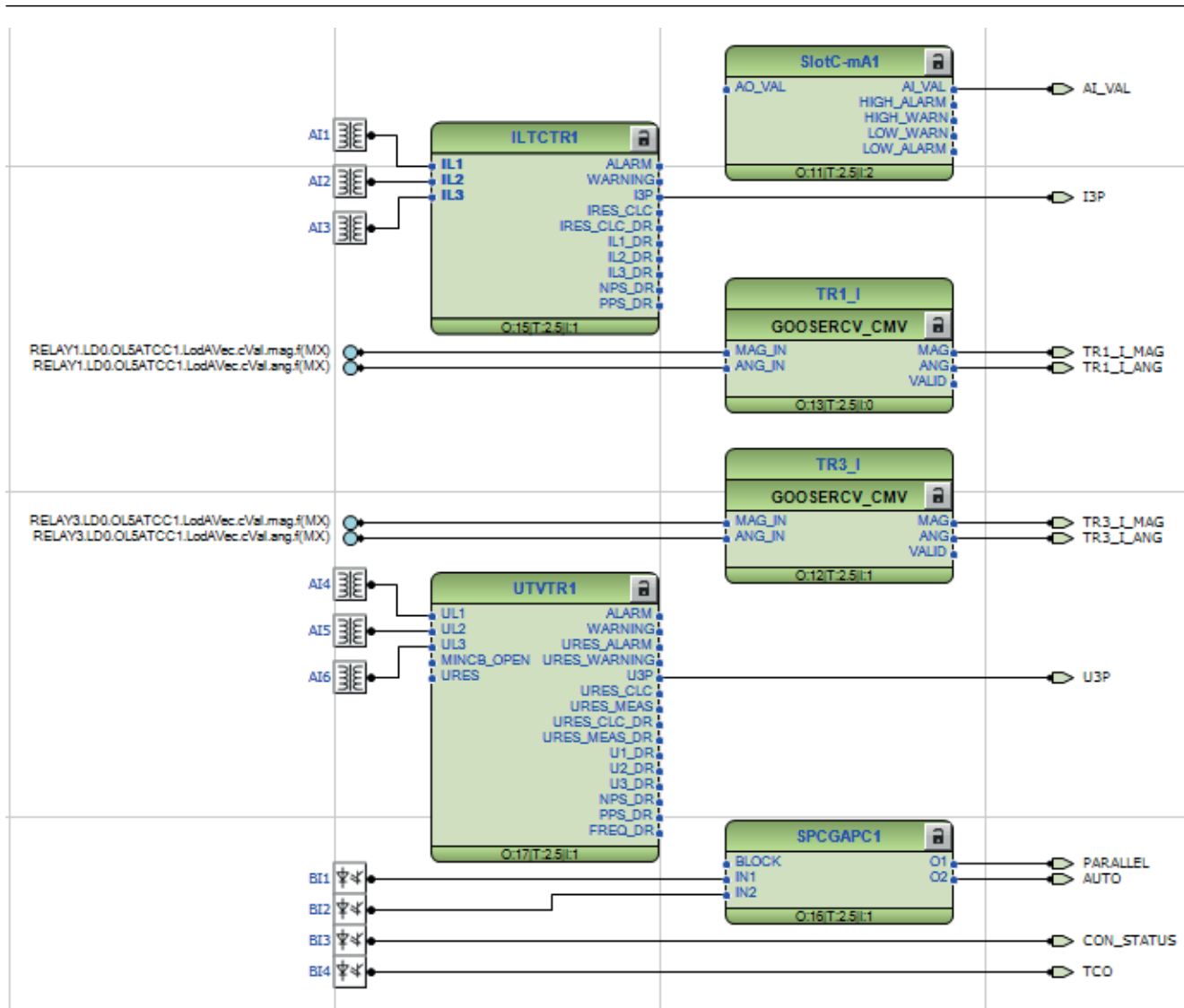


Abb. 51: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – Eingangsabschnitt

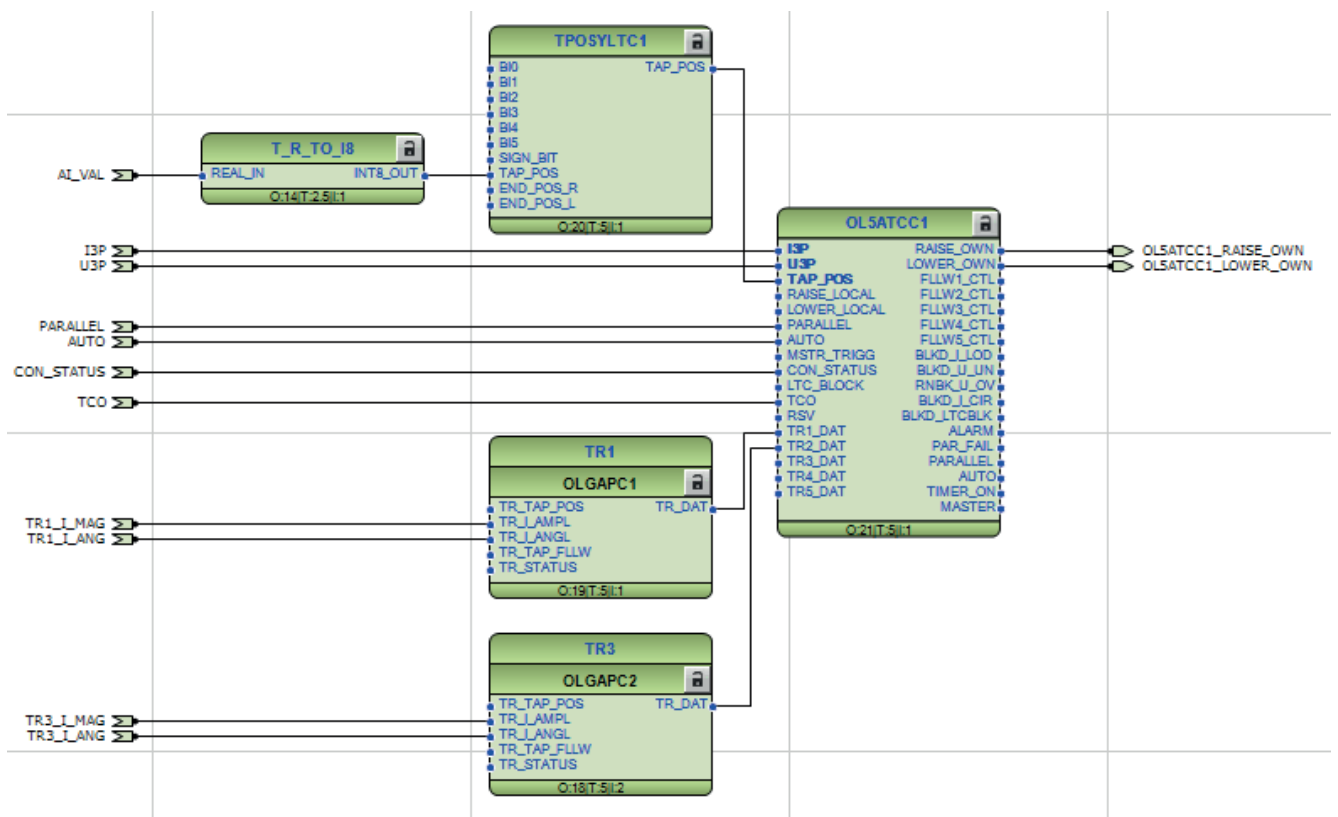


Abb. 52: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – Anwendungsabschnitt

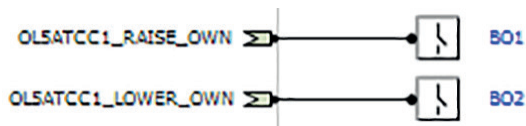


Abb. 53: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – Ausgangsabschnitt

This worksheet is created internally by Application Configuration and is dedicated for all GOOSE Senders.



Abb. 54: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – GOOSE-Sender

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 124](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 124: *ILTCTR1-Einstellwerte für Relais 2 im Beispielfall 3*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	CT Primärnennwert
Sekundärstrom	1	LS-Sekundärnennwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 125](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 125: *UTVTR1-Einstellwerte für Relais 2 im Beispielfall 3*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	25 kV	VT Primärnennwert
Sekundärspannung	110 V	Stromwandler-Sekundärnennwert

T_R_TO_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T_R_TO_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 126](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 126: *SPCGAPC1-Einstellwerte für Relais 2 im Beispielfall 3*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1
Beschreibung	Parallel	Beschreibung für Ausgang 1
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2
Beschreibung	Auto	Beschreibung für Ausgang 2

OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformator-Kombinierer

Diese Funktion kombiniert die Transformator-Daten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT. In Relais 2 verbindet OLGAPC1 TR1_I_AMPL und TR1_I_ANGL mit TR1_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3_I_AMPL und TR3_I_ANGL mit TR2_DAT. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler

Die Eingänge TR1_I_AMPL und TR1_I_ANGL über die Funktion GOOSERCV_CMV müssen mit OLGAPC1 verbunden werden und die Eingänge TR3_I_AMPL und TR3_I_ANGL über die Funktion GOOSERCV_CMV mit OLGAPC2.

Tabelle 127: *OL5ATCC1-Einstellwerte für die MCC-Anwendung*

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Betriebsart	Auto Parallel	Betriebsart
Parallelmodus	MCC	Parallelmodus ausgewählt
Rücklauf Spannung erhöhen	$1,12 \times U_n^{(1)}$	Spannungsgrenzwert während schneller Tiefer-Befehle
Stabilisierungsfaktor	$5 \%^{(2)}$	Stabilisierungsfaktor für Parallelbetrieb
Bandmittenspannung	$1,0 \times U_n$	Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV .
Band width voltage (Bandbreite Spannung)	3%	In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353 \text{ kV}$. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$.
Laststromgrenze	$2,0 \times I_n$	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet $2000/\text{CT Primärnennwert} = 2000/1000$.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Niedrigere Spannung blockieren	0,7 xUn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xUn	Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$.
Lower block tap	0	Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.
Raise block tap	17	Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.
Steuerungsverzögerung 1	60 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.
Steuerungsverzögerung 2	30 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.

- 1) Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.
- 2) Ein theoretischer Faktor von 5 % (abhängig von der Schleifenimpedanz) zur Veranschaulichung

Der MCC-Modus kann auch erreicht werden, wenn *Betriebsmodus* als "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen in diesem Fall TRUE sein. Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 128: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
TR1	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f ¹⁾	TR1 Strommagnitude von Relais 1	OLGAPC1	TR_I_AMPL
TR1	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f ¹⁾	TR1 Stromwinkel von Relais 1	OLGAPC1	TR_I_WINKL
TR3	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f ¹⁾	TR3 Strommagnitude von Relais 3	OLGAPC2	TR_I_AMPL
TR3	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f ¹⁾	TR3 Stromwinkel von Relais 3	OLGAPC2	TR_I_WINKL

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_CMV

Tabelle 129: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f	TR2 Strommagnitude von Relais 2 und Relais 1 und 3
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f	TR2 Stromwinkel von Relais 2 und Relais 1 und 3

5.4.4 Transformator TR3 Spannungsregelrelais

5.4.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 55](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 3), Binäreingänge (BI), Milliampere-Eingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für den Transformator TR3 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. Im abgebildeten Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR3 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

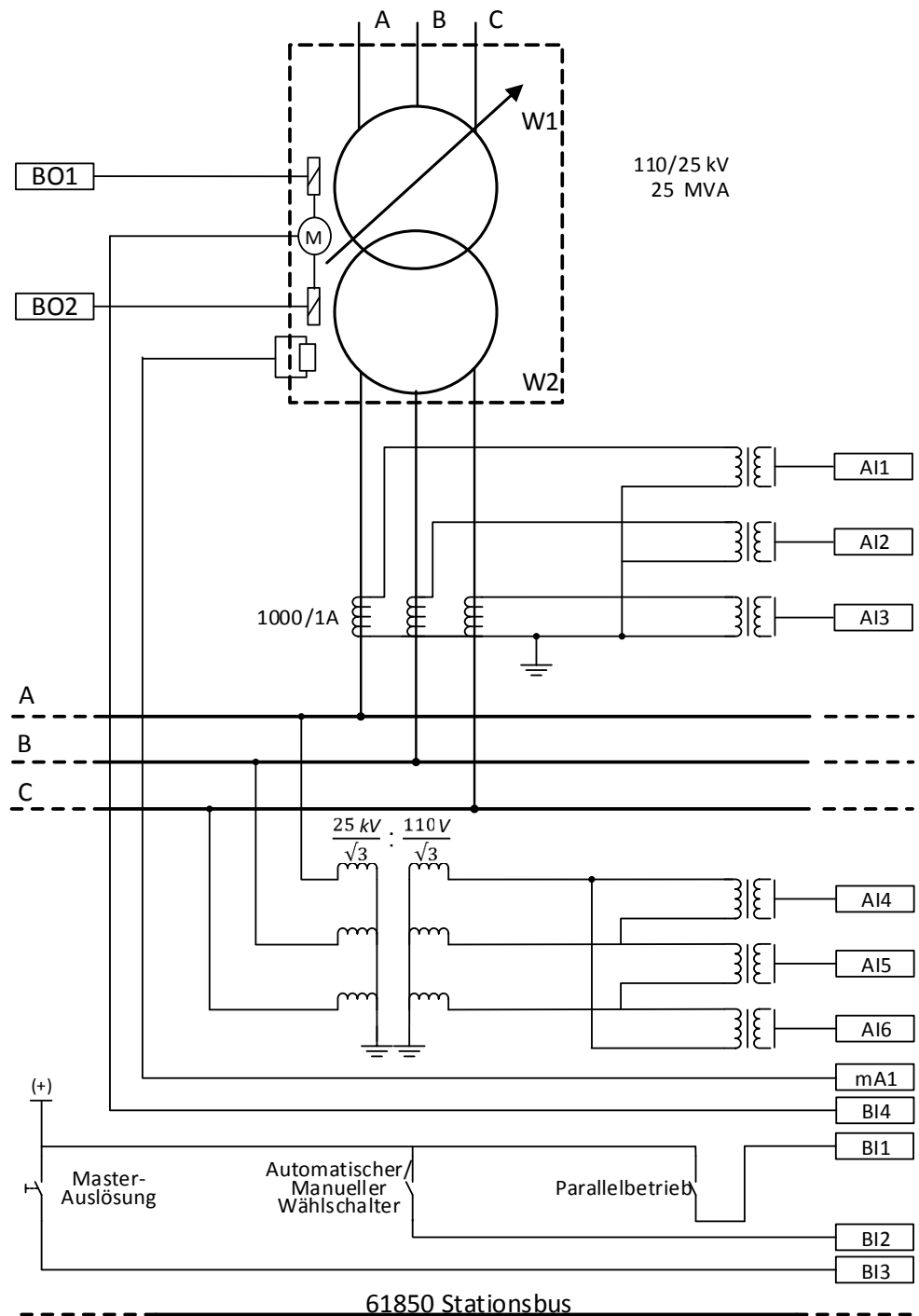


Abb. 55: Relais 3-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR3 in Beispielfall 3

Analoge Eingangssignale

Tabelle 130: *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Transformator TR3 Wicklung 2, Strom A
AI2	Transformer TR3 Wicklung 2, Strom B
AI3	Transformer TR3 Wicklung 2, Strom C
AI4	Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung AB
AI5	Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung BC
AI6	Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung CA

mA-Eingangssignale

Tabelle 131: *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3*

mA-Eingang	Beschreibung
mA1	Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR3

Binäre Eingangssignale

Tabelle 132: *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3*

Binäreingang	Beschreibung
BI1 ¹⁾ gesetzt ist.	Parallel-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.
BI2 ¹⁾	Auto-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.
BI3	Netzanschlussstatus des Transformatoreingangs (CON_STATUS) für TR3 TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Transformator mit dem Netz verbunden ist.
BI4	Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR3. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 133: Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR3
BO2	Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR3

Empfohlene Alarmer

Tabelle 134: Alarmliste für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
OL5ATCC1	ALARM	Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR3
OL5ATCC1	AUTO	Betriebsart für TR3 als automatisch festgelegt
OL5ATCC1	RAISE-OWN	Höher-Befehl für Transformator TR3
OL5ATCC1	LOWER-OWN	Tiefer-Befehl für Transformator TR3
OL5ATCC1	BLKD_I_LOD	Anzeige der Überstromblockierung für TR3
OL5ATCC1	BLKD_V_UN	Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR3
OL5ATCC1	RNBK_V_OV	Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR3
OL5ATCC1	BLKD_I_CIR	Anzeige einer Blockierung durch einen hohen zirkulierenden Stroms für TR3
OL5ATCC1	BLKD_LTCBLK	Anzeige der externen Blockierung für TR3

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 135: In der Relais-3-Konfiguration von Beispielfall 3 verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
T_R_TO_I8	8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.
TPOSYLTC1	Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
SPCGAPC1	Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.
OLGAPC1, OLGAPC2	Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformator-daten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.
GOOSERCV_CMV	Empfangene GOOSE-Messwertinformationen (Drehzeiger) Die Funktion GOOSERCV_CMV wird verwendet, um Messwerte der GOOSE-Eingänge TR_I_AMPL und TR_I_ANGL mit der Anwendung zu verbinden.
OL5ATCC1	Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.

Tabelle 136: *Physikalische Analogkanäle der Relais-3-Funktionen in Beispielfall 3*

Funktionsblock	TR3 Sekundärströme AI1, AI2, AI3	MS-Busspannungen AI4, AI5, AI6	TR3 Stufenstellung, mA1
OL5ATCC1	x	x	
TPOSYLTC1			x

[Abbildung 56](#), [Abbildung 57](#), [Abbildung 58](#) und [Abbildung 59](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR3 in Beispielfall 3. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im MCC-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

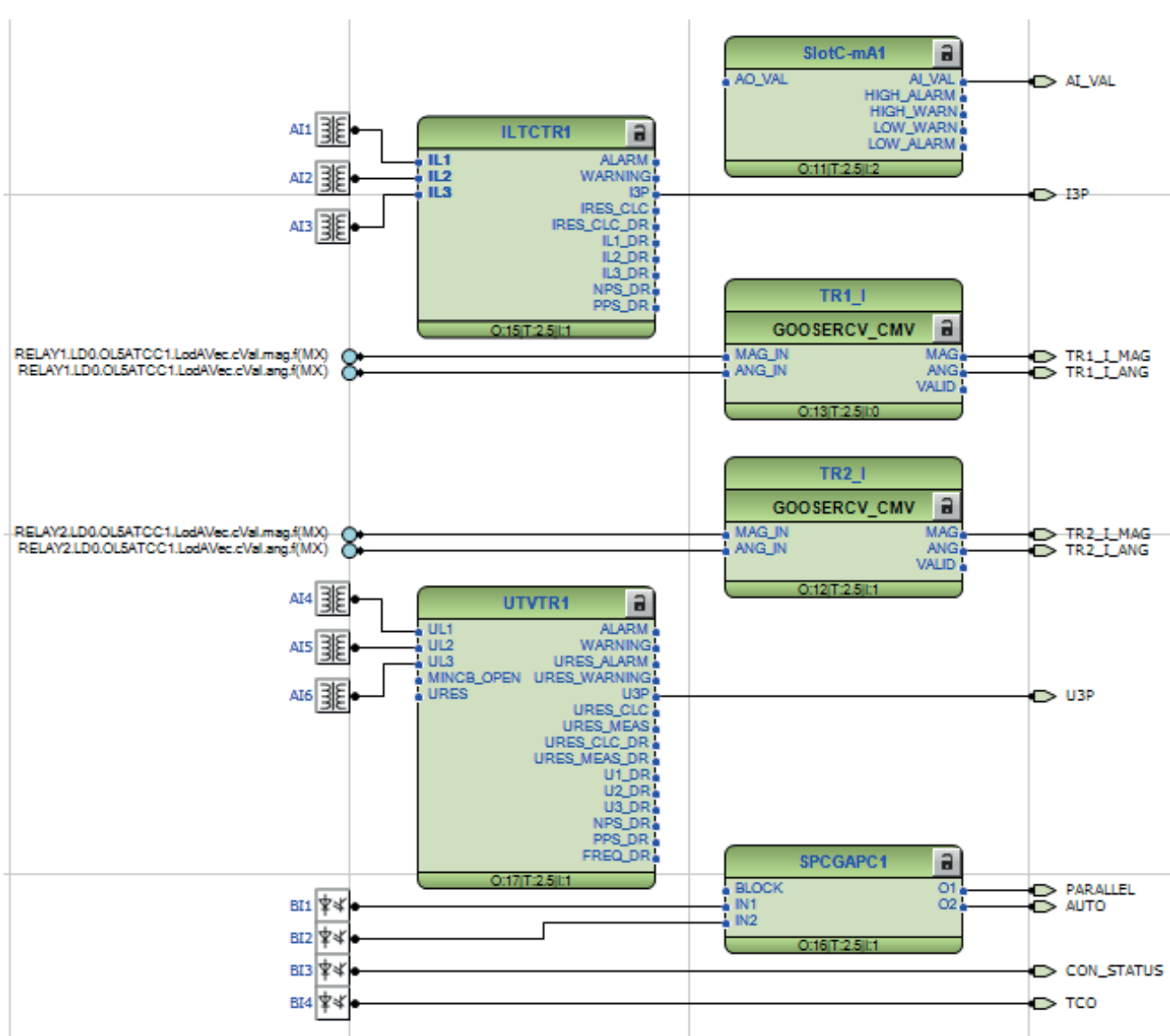


Abb. 56: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – Eingangsabschnitt

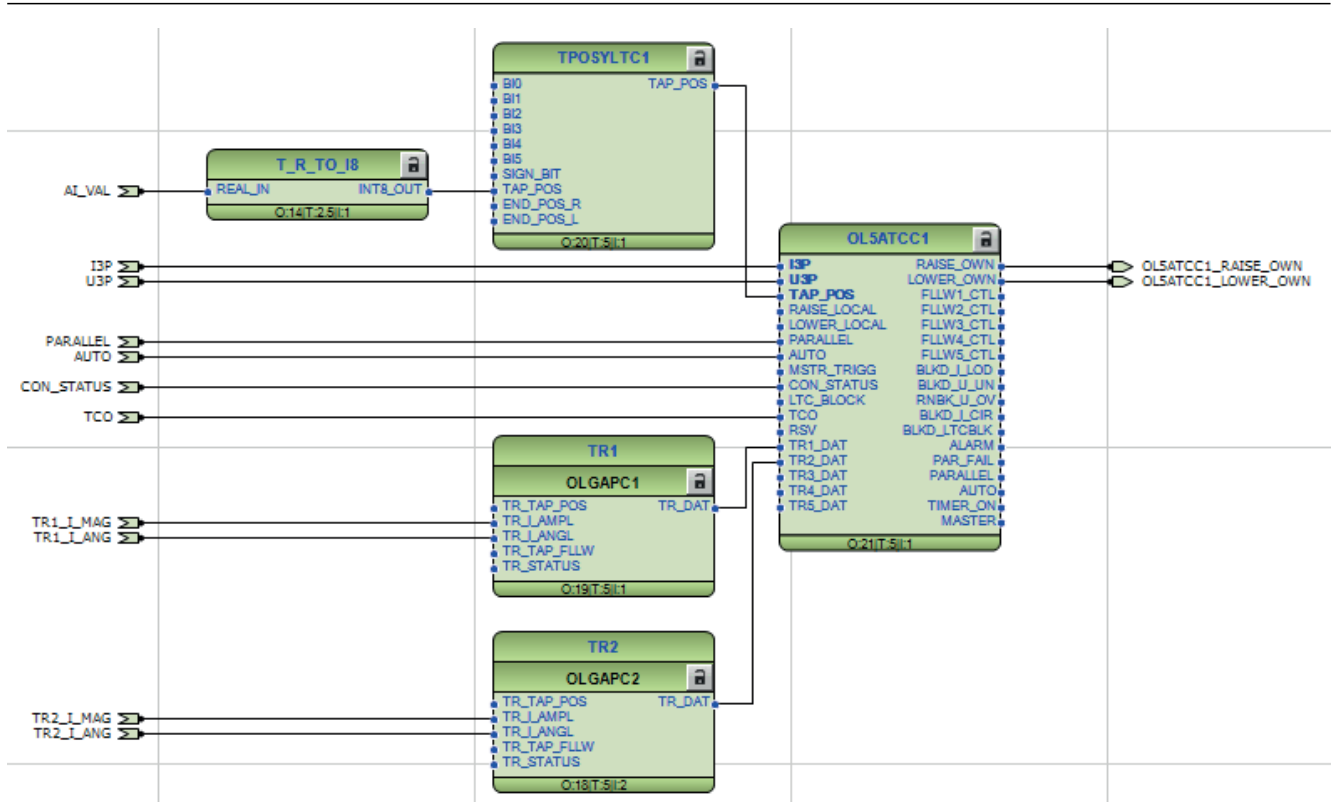


Abb. 57: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – Anwendungsabschnitt



Abb. 58: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – Ausgangsabschnitt

This worksheet is created internally by Application Configuration and is dedicated for all GOOSE Senders.



Abb. 59: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – GOOSE-Sender

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 137](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 137: *ILTCTR1-Einstellwerte für Relais 3 im Beispielfall 3*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000	CT Primärnennwert
Sekundärstrom	1	LS-Sekundärnennwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 138](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 138: *UTVTR1-Einstellwerte für Relais 3 im Beispielfall 3*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	25 kV	VT Primärnennwert
Sekundärspannung	110 V	Stromwandler-Sekundärnennwert

T_R_TO_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T_R_TO_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T_R_TO_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 139](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 139: SPCGAPC1-Einstellwerte für Relais 3 im Beispielfall 3

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1
Beschreibung	Parallel	Beschreibung für Ausgang 1
Betriebsart	Umschalten	Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2
Beschreibung	Auto	Beschreibung für Ausgang 2

OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT. In Relais 3 verbindet OLGAPC1 TR1_I_AMPL und TR1_I_ANGL mit TR1_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR2_I_AMPL und TR2_I_ANGL mit TR2_DAT. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler

Die Eingänge TR1_I_AMPL, TR1_I_ANGL, TR2_I_AMPL und TR2_I_ANGL über die Funktion GOOSERCV_CMV muss mit den Funktionsblöcken OLGAPC1 und OLGAPC2 verbunden werden.

Tabelle 140: OL5ATCC1-Einstellwerte für die MCC-Anwendung

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Betriebsart	Auto Parallel	Betriebsart
Parallelmodus	MCC	Parallelmodus ausgewählt
Rücklauf Spannung erhöhen	$1,12 \times U_n^{(1)}$	Spannungsgrenzwert während schneller Tiefer-Befehle
Stabilisierungsfaktor	5 % ⁽²⁾	Stabilisierungsfaktor für Parallelbetrieb
Bandmittenspannung	$1,0 \times U_n$	Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.
Band width voltage (Bandbreite Spannung)	3%	In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$.
Laststromgrenze	$2,0 \times I_n$	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet $2000/CT$ Primärnennwert = 2000/1000.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Einstellung	Empfohlene Werte	Berechnung Einstellwert
Niedrigere Spannung blockieren	0,7 xUn	Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.
Rücklauf Spannung erhöhen	1,12 xUn	Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$.
Lower block tap	0	Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.
Raise block tap	17	Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.
Steuerungsverzögerung 1	60 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.
Steuerungsverzögerung 2	30 s	Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.

- 1) Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.
- 2) Ein theoretischer Faktor von 5 % (abhängig von der Schleifenimpedanz) zur Veranschaulichung

Der MCC-Modus kann auch erreicht werden, wenn *Betriebsmodus* als "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen in diesem Fall TRUE sein. Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 141: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
TR1	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f ¹⁾	TR1 Strommagnitude von Relais 1	OLGAPC1	TR_I_AMPL
TR1	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f ¹⁾	TR1 Stromwinkel von Relais 1	OLGAPC1	TR_I_WINKL
TR2	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f ¹⁾	TR2 Strommagnitude von Relais 2	OLGAPC2	TR_I_AMPL
TR2	OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f ¹⁾	TR2 Stromwinkel von Relais 2	OLGAPC2	TR_I_WINKL

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_CMV

Tabelle 142: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f	TR3 Strommagnitude von Relais 3 und Relais 1 und 2
OL5ATCC1	N/A	LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f	TR3 Stromwinkel von Relais 3 und Relais 1 und 2

Abschnitt 6 Lichtbogenschutz

6.1 Einführung in die Anwendung

Die Konsequenzen eines Lichtbogenkurzschlusses oder eines Erdfehlers in einer Niederspannungs- oder Mittelspannungsschaltanlage können katastrophal sein. Ein Störlichtbogen birgt schwerwiegende Gefahren für den Betrieb der Anlage und für das Wartungspersonal. Darüber hinaus kann der extrem heiße Lichtbogen wertvolle Ausrüstung zerstören, was lange und teure Ausfälle der Energieversorgung zur Folge hat. Ein Störlichtbogen kann beispielsweise auf fehlerhafte und schwache Isolierung, auf eine Störung eines Schaltanlagengerätes, fehlerhafte (lose) Sammelschienen- oder Kabelverbindungen, Überspannung, Korrosion, Verschmutzung, Feuchtigkeit, Ferroresonanzen (Messwandler) und sogar auf Alterung unter elektrischer Belastung zurückzuführen sein. Die meisten dieser Fehlerursachen könnten durch ausreichende Wartung verhindert werden. Trotz aller Vorsichtsmaßnahmen lassen sich Lichtbogen, verursacht durch menschlich Fehler oder Tiere, die in Schaltanlagen eindringen, nicht vermeiden.

Zeit ist ein wichtiger Faktor bei der Erkennung und Minimierung der Auswirkungen von Störlichtbögen, weil die dem Bogen innewohnende Energie im Zeitverlauf schnell ansteigt. Ein 500 ms andauernder Störlichtbogen kann zu schweren Schäden an der Anlage führen. Bei einem Störlichtbogen unter 100 ms ist der Schaden begrenzt. [Abbildung 60](#) zeigt die Beziehung zwischen der Störlichtbogenenergie und der Fehlerlöschzeit in Millisekunden bei einem bestimmten Fehlerstromniveau.

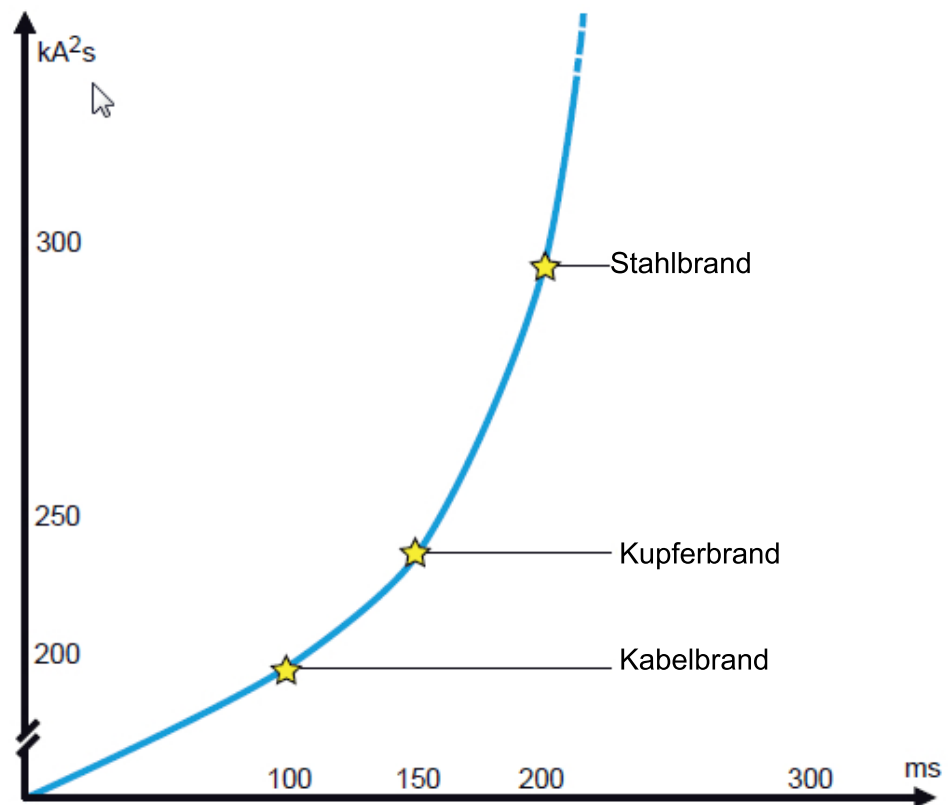


Abb. 60: Schaden durch Störlichtbogen in Abhängigkeit von der Störlichtbogenenergie und der Störlichtbogeneinwirkzeit

6.2

Beschreibung des Beispielfalls

Der vorliegende Fall betrifft ein Doppelsammelschienensystem mit einem einzelnen Leistungsschalter. Die luftisolierte Schaltanlage mit Metallgehäuse ist im Innenraum untergebracht. Das Übersichtsschaltbild, das den Fall beschreibt, wird in [Abbildung 61](#) gezeigt. Das Ziel ist die Implementierung eines Lichtbogenschutzsystems für die gesamte Schaltanlage. Das implementierte Schutzsystem muss die beste Sicherheit, Selektivität und schnelle Betriebsleistung bieten.

Die Abbildung zeigt auch die verschiedenen Räume der Schaltanlage. Bei der Auswahl von Ort und Art der verwendeten Lichtbogensensoren muss die tatsächliche Bauweise der Schaltanlage berücksichtigt werden. Es gibt generell vier verschiedene Räume in einer Schaltanlage: Sammelschiene 1, Sammelschiene 2, Leistungsschalter und MS-Kabelabschluss. Das Buskoppler-Panel unterscheidet sich dadurch, dass es aus verschiedenen Räumen besteht: ein Leistungsschalterraum und drei Bus-Riser-Räume.

Jeder Eingang und jeder Buskoppler in der Abbildung ist mit einem Relais ausgestattet. In diesem Beispiel liegt der Fokus auf dem Lichtbogenschutz, daher wird die andere Relaisfunktionalität ignoriert. Vier unabhängige Lichteerkennungssensorkanäle werden für den Anschluss von Objektiv- oder LWL-Schleifensensoren vorgesehen.

Die Lichtbogenschutz-Funktionsblöcke ARCSARC1...4 beinhalten ebenfalls eine kontinuierliche Lichtbogensensorüberwachung. Für hohe Zuverlässigkeit werden beide Sensortypen gezielt überwacht. Im Fall eines Sensorausfalls wird ein ALARM-Ausgang aktiviert. Es wird empfohlen, diesen ALARM oder entsprechende Ereignisse dem Steuerungssystem zu melden. Details, siehe techn. Hinweis.

In diesem Beispiel wird die Lichtbogenerkennung mithilfe der beiden Kriterien Lichteerkennung und simultaner Überstrom sichergestellt.



Wenn ein Abgang bei Lichtbogen in einer Sammelschiene oder in einem LS-Fachs an den Bus zurückmeldet, wird ein solcher Abgang selektiv ausgelöst. Wenn andere Abgänge, die den Fehlerstrom zwar nicht speisen, jedoch mit demselben Bus verbunden sind, ebenfalls auslösen sollen, müssen der Logik busspezifische Intertrip-Signale hinzugefügt werden.

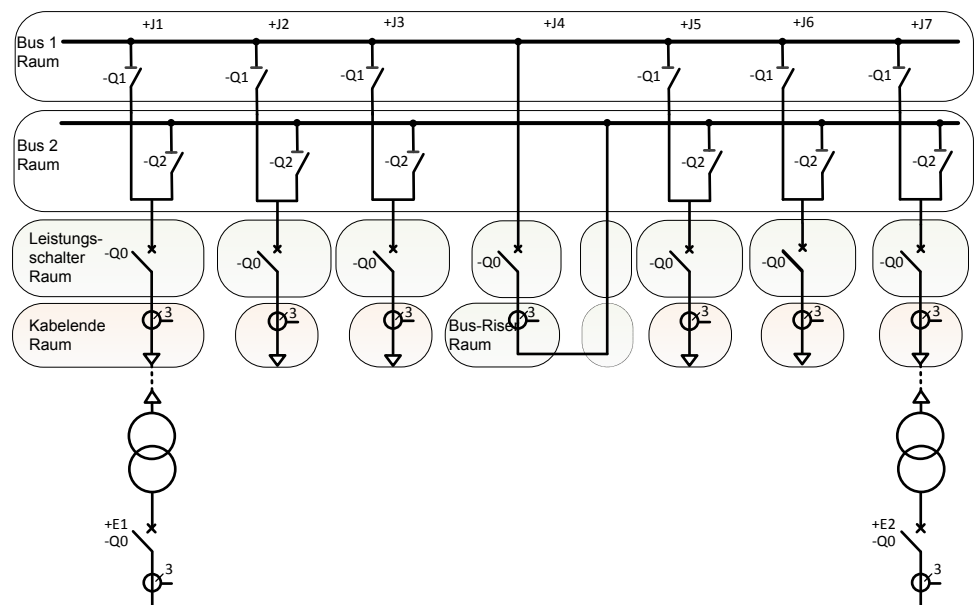


Abb. 61: Übersichtsschaltbilder, in denen die physischen Räume hervorgehoben sind, beschreiben diesen Beispielfall.

In diesem Beispielfall arbeitet das Lichtbogenschutzsystem als Hauptschutz gegen Lichtbögen. Die normale Überstromschutzfunktion sollte als Reserve für den Lichtbogenschutz verwendet werden. Das Lichtbogenschutzsystem schaltet

(entregt) immer einen Mindestteil der Installation ab, die notwendige ist, um den fehlerhaften Abschnitt zu isolieren.,

Um dieses Selektivitätsziel zu erreichen und unter Berücksichtigung mehrerer mögliche Lichtbogenfehlerorte ist die Signalisierung zwischen verschiedenen Panels erforderlich, um über den erkannten Lichtbogen und dessen Ort, das heißt, den tatsächlichen Ort, zu informieren.

In diesem Beispielfall wird die Signalisierung aus Gründen der Vereinfachung und Überschaubarkeit mit binären E/A- und physischen Kupferdrähten implementiert. Vorzugsweise sollten die Signale jedoch mit IEC 61850 GOOSE-Messaging übertragen werden. Der wesentliche Vorteil von GOOSE-Messaging ist das Erreichen der schnellstmöglichen Schutzbetriebszeiten sowie die kontinuierlich überwachte Kommunikation.

[Abbildung 62](#) und [Tabelle 143](#) stellen die verwendeten Signalverbindungen vor, das heißt, die zwischen den Relais kommunizierten Informationen. Die Tabelle informiert auch darüber, welche zusätzlichen Einspeiser ausgelöst werden müssen, um den fehlerhaften Abschnitt abhängig vom Ort des Lichtbogens zu isolieren.

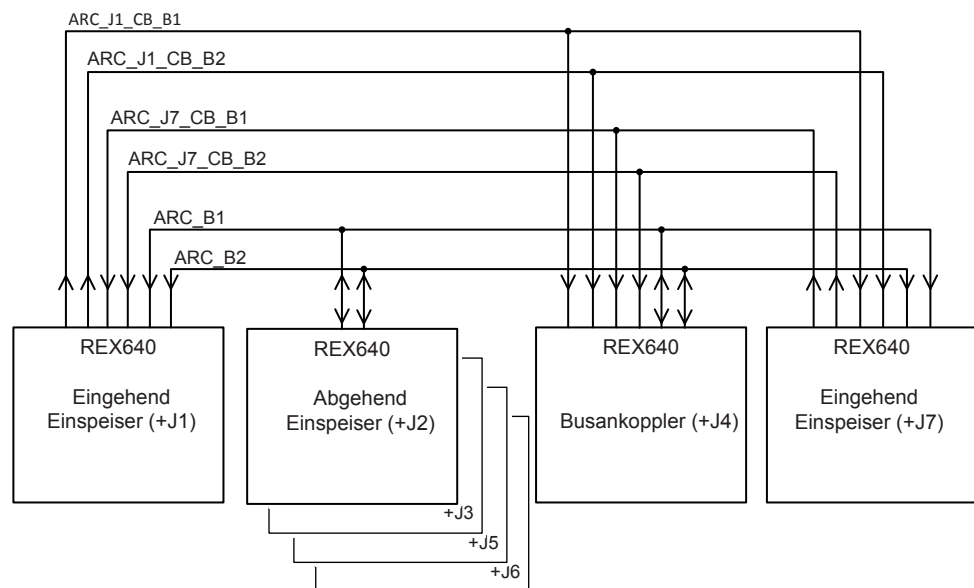


Abb. 62: Lichtbogenerkennungssignalisierung zwischen den Relais

Tabelle 143: Lichtbogensignalisierung zwischen den Schaltanlagen

Lichtbogenort	Signalname	Auszulösende Einspeiser
Einspeiser +J1 LS-Raum; Einspeiser +J1 ist an Bus1 angeschlossen	ARC_J1_CB_B1	Buskoppler +J4 und Einspeiser +J7, wenn an Bus1 angeschlossen
Einspeiser +J1 LS-Raum; Einspeiser +J1 ist an Bus2 angeschlossen	ARC_J1_CB_B2	Buskoppler +J4 und Einspeiser +J7, wenn an Bus2 angeschlossen
Einspeiser +J7 LS-Raum; Einspeiser +J7 ist an Bus1 angeschlossen	ARC_J7_CB_B1	Buskoppler +J4 und Einspeiser +J1, wenn an Bus1 angeschlossen
Einspeiser +J7 LS-Raum; Einspeiser +J7 ist an Bus2 angeschlossen	ARC_J7_CB_B2	Buskoppler +J4 und Einspeiser +J1, wenn an Bus2 angeschlossen
Raum Bus1	ARC_B1	Buskoppler +J4 und die Abgänge, die an Bus1 angeschlossen sind und Fehlerstrom einspeisen
Jeder Abgang- LS-Raum; dieser Abgang ist an Bus1 angeschlossen		
Buskoppler +J4 LS-Raum		
Raum Bus2	ARC_B2	Buskoppler +J4 und die Abgänge die an Bus2 angeschlossen sind und Fehlerstrom einspeisen
+J4 Bus-Riser-Räume		
Jeder Abgang im LS-Raum; dieser Abgang ist an Bus2 angeschlossen		
Buskoppler +J4 LS-Raum		

Zum Beispiel: In Einspeiser +J1 LS-Raum wird ein Lichtbogen erkannt und der Einspeiser +J1 ist an Bus1 angeschlossen. Dann informiert Signal ARC_J1_CB_B1 das Relais an Buskoppler +J4 und das Relais am Einspeiser +J7 die Leistungsschalter auszulösen, wenn sie ebenfalls an Bus1 angeschlossen sind (und die Überstrombedingung simultan erfüllt ist).

6.3 ARC-Schutz am Einspeiser +J1

In diesem Kapitel werden die Schutzrelaisschnittstelle, die Konfiguration und die Einstellungen für den Einspeiser +J1 beschrieben. Dieselben Prinzipien gelten für den Einspeiser +J7.

6.3.1 Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik

[Abbildung 63](#) erläutert die konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik und die Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais.

Wenn ein Lichtbogen im Einspeiser +J1 LS erkannt und gleichzeitig Überstrom an der HS-Seite des einspeisenden Leistungstransformators erkannt wird, müssen die Leistungsschalter +J1-Q0 und +E1-Q0 ausgelöst werden. Abhängig vom Status der

Sammelschienen-Leistungsschalter +J1-Q1 und +J1-Q2 werden die Signale ARC_J1_CB_B1 und ARC_J1_CB_B2 für den ansprechenden Buskoppler +J4 und/oder den Einspeiser +J7 aktiviert, wenn diese Relais simultanen Überstrom erkennen.

Wenn ein Lichtbogen im Kabelendraum und gleichzeitig Überstrom an der HS-Seite des einspeisenden Leistungstransformators erkannt wird, müssen die Leistungsschalter +J1-Q0 und +E1-Q0 ausgelöst werden.

Der Lichtbogen kann auch an anderer Stelle von anderen Relais erkannt werden, und ARC_J7_CB_B1, ARC_J7_CB_B2, ARC_B1 oder ARC_B2 kann aktiviert werden. Abhängig vom Status der Sammelschienenentrennschalter +J1-Q1 und +J1-Q2 und der gleichzeitigen Erkennung von Überstrom an der MS-Seite des einspeisenden Leistungstransformators muss der Leistungsschalter +J1-Q0 ansprechen.

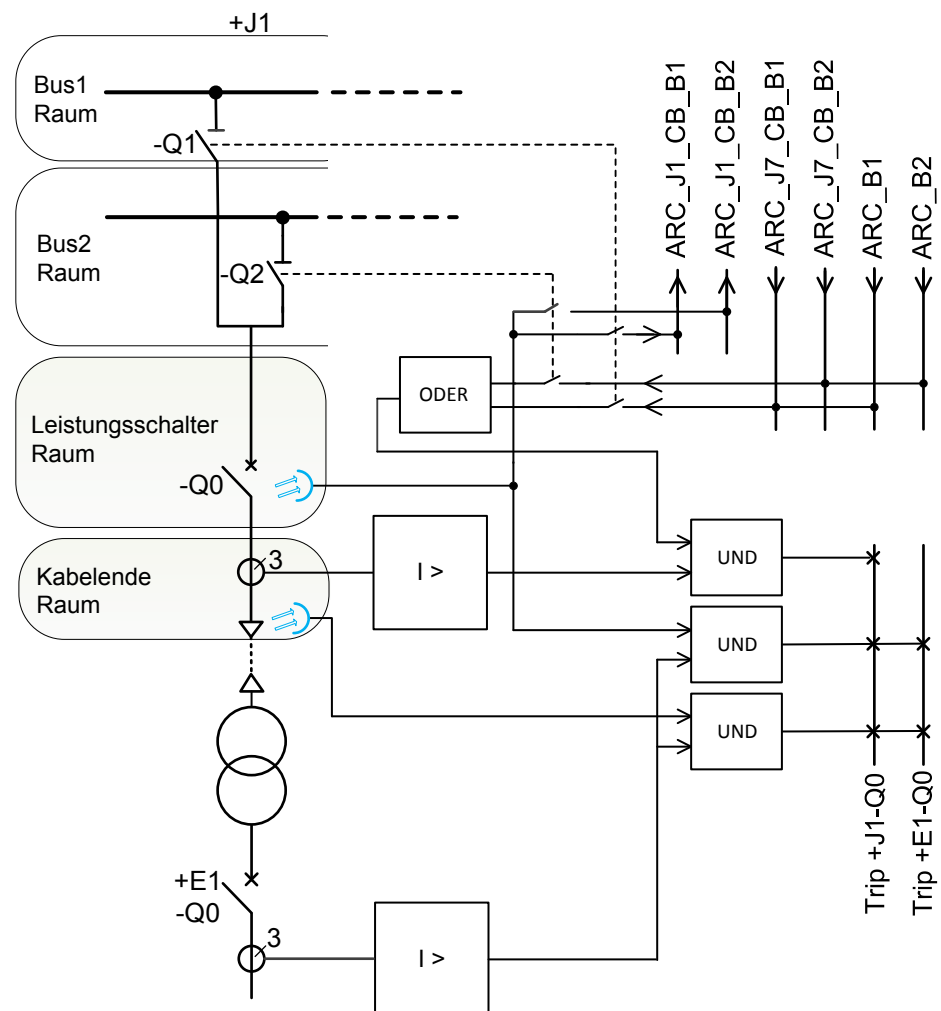


Abb. 63: Konzeptionelle Logik für den Einspeiser +J1 und Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais

6.3.2 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 64](#) zeigt die Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO), analoge (AI) Eingangssignale und ARC-Eingänge.

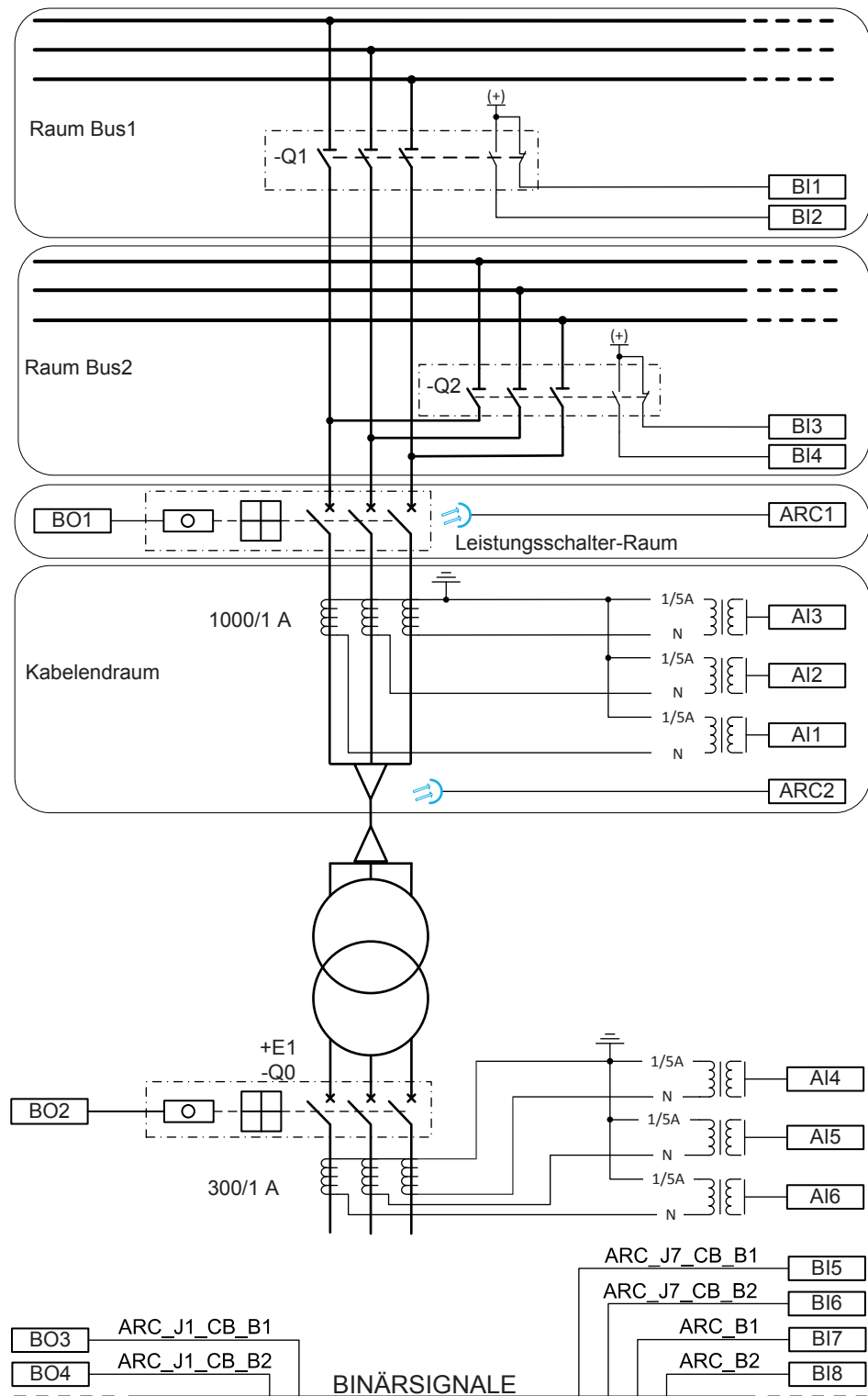


Abb. 64: Anschluss Schaltbild für den Einspeiser +J1

6.3.2.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 144: *Physische Analogeingänge*

Analogueingang	Beschreibung
AI1	Einspeisender Transformator Strommessung an der MS-Seite, Leiter L1
AI2	Einspeisender Transformator Strommessung an der MS-Seite, Leiter L2
AI3	Einspeisender Transformator Strommessung an der MS-Seite, Leiter L3
AI4	Einspeisender Transformator Strommessung an der HS-Seite, Leiter L1
AI5	Einspeisender Transformator Strommessung an der HS-Seite, Leiter L2
AI6	Einspeisender Transformator Strommessung an der HS-Seite, Leiter L3

6.3.2.2 Lichtbogensensoreingänge

Tabelle 145: *Physische Lichtbogensensoren*

ARC-Eingänge	Beschreibung
ARC1	Lichtbogenerkennung in LS-Raum +J1 Der Objektivsensor wird verwendet.
ARC2	Lichtbogenerkennung im Kabelendraum +J1. Der Objektivsensor wird verwendet.

6.3.2.3 Binäre Eingangssignale

Tabelle 146: *Physische Binäreingänge*

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Offen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J1-Q1
BI2	Schließen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J1-Q1
BI3	Offen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J1-Q2
BI4	Schließen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J1-Q2
BI5	ARC_J7_CB_B1-Signal. Aktiviert, wenn der Lichtbogen im +J7 Leistungsschalterraum erkannt wird und +J7 mit Bus1 verbunden ist.
BI6	ARC_J7_CB_B2-Signal. Aktiviert, wenn der Lichtbogen im +J7 Leistungsschalterraum erkannt wird und +J7 mit Bus2 verbunden ist.
BI7	ARC_B1-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus1-Bereich
BI8	ARC_B2-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus2-Bereich

6.3.2.4 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 147: Physische Binärausgänge

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +J1-Q0
BO2	Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +E1-Q0
BO3	ARC_J1_CB_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und Einspeiser +J1 ist mit Bus1 verbunden
BO4	ARC_J1_CB_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und Einspeiser +J1 ist mit Bus2 verbunden

6.3.2.5 Empfohlene Alarme

Tabelle 148: Alarmliste für die Implementierung von Einspeiser +J1-Relais Lichtbogenschutz-Beispiel

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
ARCSARC1	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Einspeiser +J1 LS-Raum
ARCSARC1	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J1 LS-Raum
ARCSARC1	OPERATE	Ansprechen durch Lichtbogen in Einspeiser +J1 AB-Fach und OC an der HS-Seite des Leistungstransformators.
ARCSARC2	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Einspeiser +J1 Kabelendraum
ARCSARC2	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J1 Kabelendraum
ARCSARC2	OPERATE	Ansprechen durch Lichtbogen in Einspeiser +J1 Kabelendraum und Überstrom an der HS-Seite des Leistungstransformators.
ARCSARC3	OPERATE	Ansprechen durch Lichtbogen, an anderer Stelle erkannt von anderen Relais und Überstrom an der MS-Seite des Leistungstransformators.

6.3.2.6 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Sie wird in [Abbildung 65](#), [Abbildung 66](#) und [Abbildung 67](#) dargestellt.

Die Funktion implementiert die konzeptionelle Logik, wurde jedoch so ausgelegt, dass die Funktionsblöcke des Relais mit ihren Merkmalen berücksichtigt werden.

In der implementierten Relaiskonfiguration wird eine spezifische Störlichtbogenschutzfunktion ARCSARC verwendet. Die Funktion erkennt einen Lichtbogen und simultanen Überstrom und stellt eine interne Logik für die Kombination von unterschiedlichen Bedingungen bereit. In dieser Anwendung werden drei ARCSARC-Instanzen benötigt.

Tabelle 149: ARCSARC1, 2, 3 Eingänge und Quellen

Eingang	Quelle/Funktion	
	ARCSARC1 und ARCSARC2 ¹⁾	ARCSARC3 ²⁾
I3P	HS-Ströme aus den Analogeingängen AI4, AI5 und AI6 über die ILCTTR1-Funktion.	MS-Ströme aus Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die ILCTTR2-Funktion.
IRES	Aus ILCTTR1 muss der nicht belegte ³⁾	Von ILCTTR2, nicht verwendet ³⁾
REM_FLT_ARC	Nicht verwendet	Die Erkennung des spezifischen Lichtbogenorts im Raum und auf der Sammelschiene durch andere Relais wird über BI5...BI8 empfangen. Diese aktivieren den Eingang REM_FLT_ARC.

- 1) Lichtbogen-Sensoreingänge ARC1...4 werden immer intern zu den ARCSARC1...4-Funktionsblöcken geführt. Diese Eingänge sind in [Abbildung 65](#) nicht dargestellt.
- 2) Mit ARCSARC3 ist kein Lichtbogensensor verbunden
- 3) Eingang IRES mit der ILCTTR-Funktion verbunden werden, auch wenn im Beispielfall kein Summenstrom verwendet wird.

Tabelle 150: ARCSARC1, 2, 3 Ausgänge und Zielanschlüsse

Ausgang	Zielanschluss/Funktion		
	ARCSARC1	ARCSARC2	ARCSARC3
OPERATE	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1 und BO2	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1 und BO2	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1
ARC_FLT_DET	Erkannter Lichtbogen im Leistungsschalterraum +J1-Q0 Das Signal wird, abhängig von der Sammelschiene mit der dieser Einspeiser verbunden ist, an BO3 und BO4 geroutet.	Nicht verwendet	Nicht verwendet

Die Konfiguration erfordert auch andere spezifische Funktionen, die in [Tabelle 151](#) aufgeführt sind. Darüber hinaus werden einige Logikgatter für die Implementierung der notwendigen Logik benötigt. Diese sind in [Abbildung 66](#) und [Abbildung 67](#) dargestellt.

Tabelle 151: *Andere in der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.*

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR	Analogsignalverarbeitung für andere Funktionsblöcke
DCSXSXI	Unterbrecherpositionsanzeige für die Anzeige der Stellung des Bustrennschalters. Diese Information werden benötigt, um zu ermitteln, mit welchem Bus der Einspeiser verbunden ist.
TRPPTRC	Master-Auslösefunktion für den Auslösebefehlsammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion.

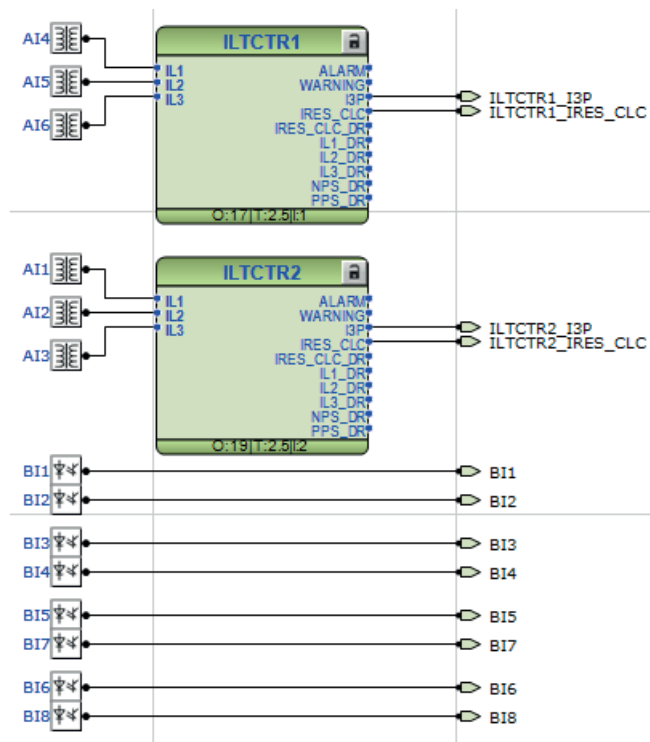


Abb. 65: *Relaiseingang- und Vorverarbeitungsanschlüsse*

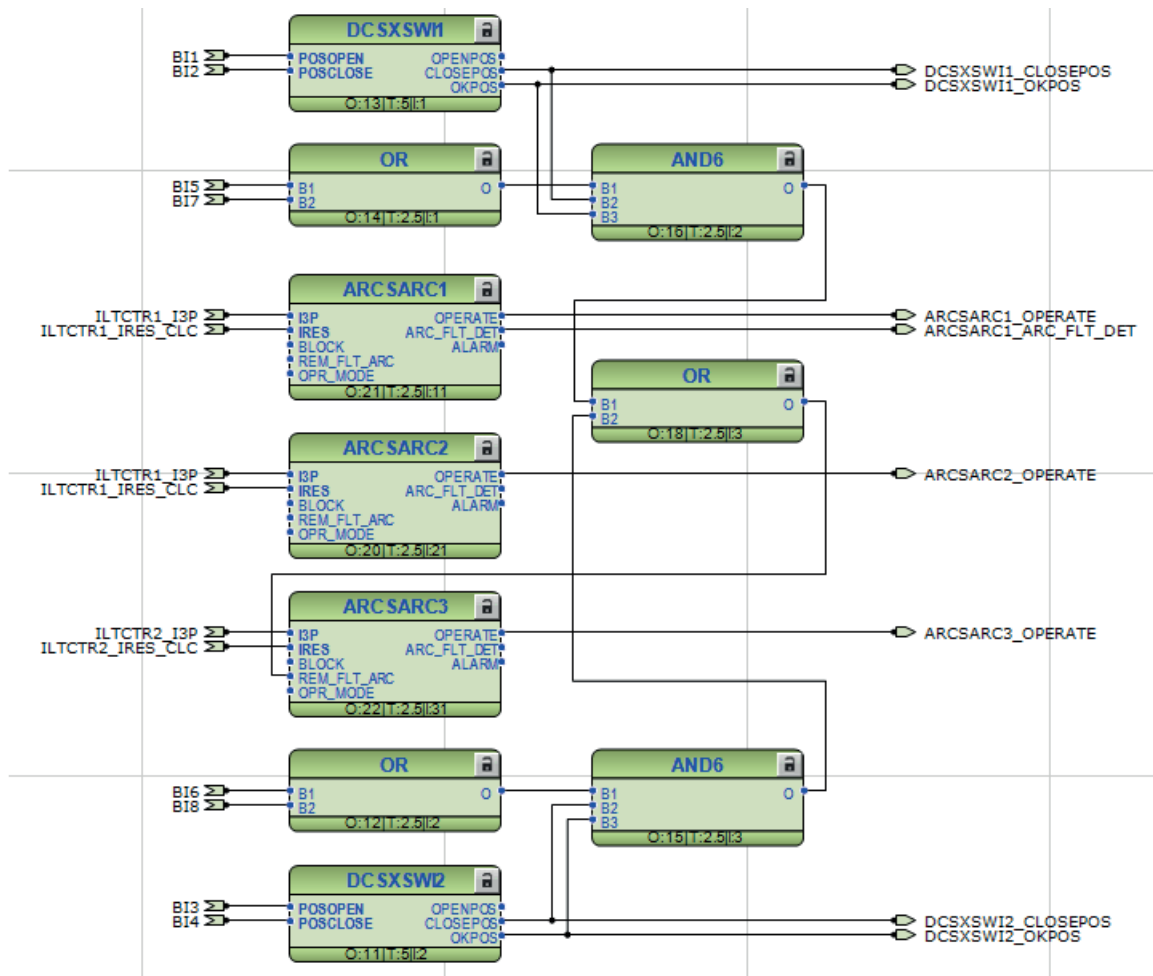


Abb. 66: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

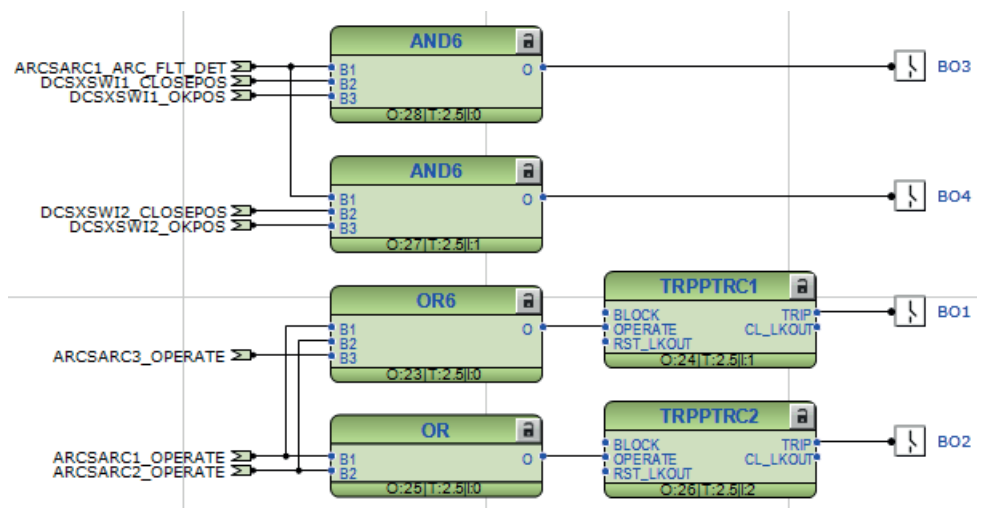


Abb. 67: Relais-Ausgangsanschlüsse

6.3.2.7

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. In diesem Beispiel sind die CT-Verhältnisse 300/1A und 1000/1A an der HS-Seite bzw. an der MS-Seite.

Tabelle 152: Funktionseinstellungen für ILTCTR

Einstellung	ILTCTR1	ILTCTR2	Beschreibung
Primärstrom	300	1000	Primärstromwert
Sekundärstrom	1	1	Sekundärstromwert

ARCSAR Lichtbogenschutz

Die Lichtbogenschutzfunktionen ARCSARC1...4 sind intern mit den physischen Störlichtbogenschutzeingängen ARC1...4 verbunden.

ARCSARC1 wird verwendet, um mit dem Objektivsensor 1 Licht im LS-Raum zu erkennen. Zusätzlich zum Licht überwacht ARCSARC1 auch die Leiterströme der HS-Seite des einspeisenden Transformators, damit die sichere Abschaltung ausgeführt werden kann. D.h. Auslösung nur, wenn gleichzeitig Überstrom durch den Leistungstransformator zugeführt wird.

ARCSARC2 erkennt mit Objektivsensor 2 Licht im Kabelndraum. Die Funktion ARCSARC2 überwacht auch die Leiterströme von der HS-Seite des einspeisenden Transformators für sicheres Ausschalten. D.h., Auslösung nur, wenn gleichzeitig Überstrom durch den Leistungstransformator zugeführt wird.

ARCSARC3 wird für externe Störlichtbögen verwendet. Die Binäreingänge BI5 und BI6 informieren über den externen Fehler. Abhängig vom Status der Sammelschientrennschalter +J1-Q1 und +J1-Q2 aktiviert und erlaubt die externen Lichtinformationen, die an den Eingang REM_FLT_ARC geführt werden, ARCSARC3 die Auslösung nur, wenn gleichzeitig die Überstrombedingung an der MS-Seite des einspeisenden Transformators erfüllt ist.

Die [Tabelle 153](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 153: ARCSARC1, 2, 3 Einstellungen

Einstellung	Empfohlener Wert für ARCSARC1	Empfohlener Wert für ARCSARC2	Empfohlener Wert für ARCSARC3	Beschreibung
Phasenanfangswert	2,5 x In	2,5 x In	2,5 x In	Arbeitsphasenstrom ¹⁾
Betriebsart	Licht + Strom	Licht + Strom	Licht + Strom	Betriebsart der Funktion
Sensorüberwachung	EIN	EIN	AUS ²⁾	Sensorüberwachung aktiviert/deaktiviert

- 1) Der Wert muss den stationären Laststrom deutlich überschreiten. Allerdings muss auch das Fehlerstromniveau durch den Lichtbogen deutlich unterschritten werden, damit die ARCSARC-Funktion auslöst.
- 2) Kein Lichtbogensensor angeschlossen. „AUS“ bedeutet, dass die Sensorüberwachung für diesen Lichtbogensensor ausgeschaltet ist.

6.4 ARC-Schutz am Buskoppler +J4

In diesem Kapitel werden die Schutzrelaisschnittstelle, die Konfiguration und die Einstellungen für den Buskoppler +J4 beschrieben.

6.4.1 Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik

Bei Erkennung eines Lichtbogens im Bus1, Bus2-, Leistungsschalterraum oder im Bus-Riser sowie der Erkennung von Überstrom im Bus-Riser, muss der Buskoppler-Leistungsschalter +J4-Q0 ausgelöst werden.

Bei Erkennung eines Lichtbogens in Bus1- oder Buskoppler-LS-Raum wird ARC_B1 an die anderen Relais signalisiert. Bei Erkennung eines Lichtbogens im Bus-Riser, Bus2- oder Leistungsschalterraum wird ARC_B2 an die anderen Relais signalisiert.

Der Lichtbogen kann auch an anderer Stelle von anderen Relais erkannt werden, und ARC_J7_CB_B1, ARC_J7_CB_B2, ARC_B1 oder ARC_B2 kann aktiviert werden. Wenn gleichzeitig Überstrom im Bus-Riser erkannt wird, muss der Buskopplungsunterbrechungsschalter +J4-Q0 ausgelöst werden.

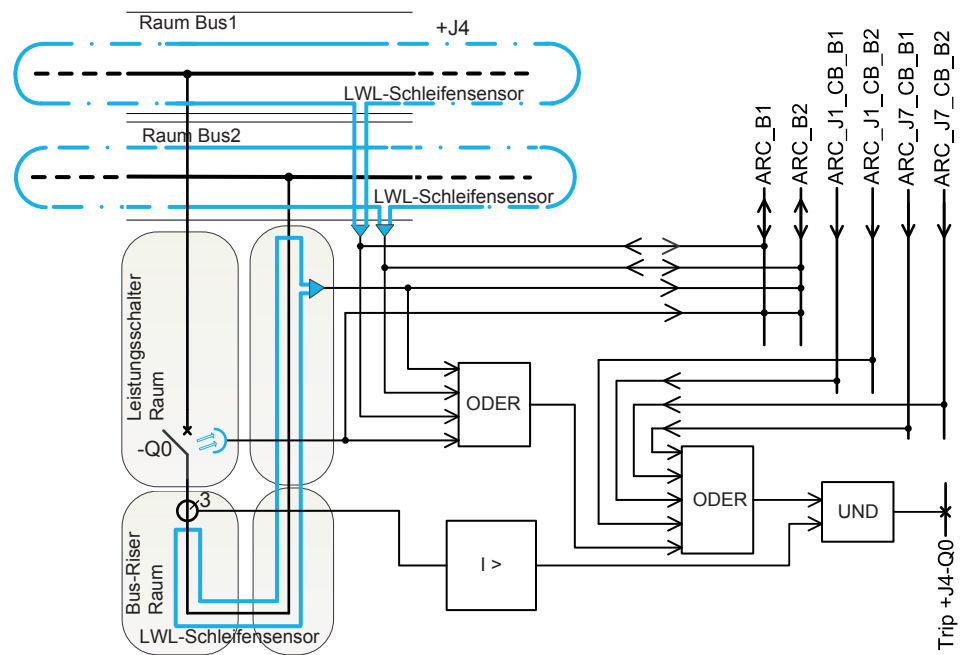


Abb. 68: Konzeptionelle Logik für den Einspeiser +J4 und Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais

6.4.2

Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Abbildung 69 zeigt die Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO), analoge (AI) Eingangssignale und ARC-Eingänge.

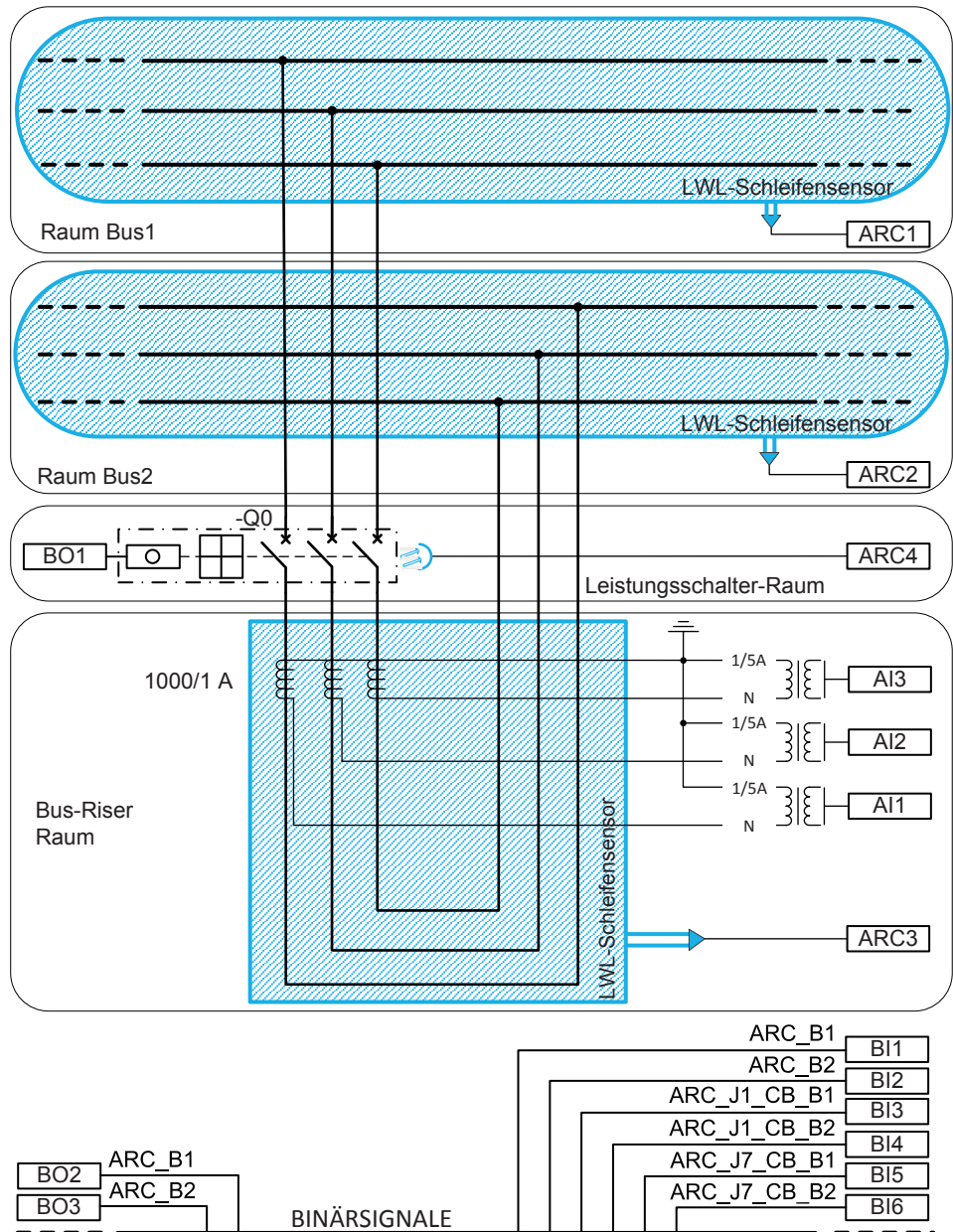


Abb. 69: Anschluss Schaltbild für den Buskoppler +J4

6.4.2.1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 154: Physische Analogeingänge

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Buskoppler-Strommessung, L1
AI2	Buskoppler-Strommessung, L2
AI3	Buskoppler-Strommessung, L3

6.4.2.2 Lichtbogensensoren

Tabelle 155: *Physische Lichtbogensensoren*

Sensor	Beschreibung
ARC1	Lichtbogenerkennung in Bus1. Der LWL-Schleifensensor wird verwendet.
ARC2	Lichtbogenerkennung in Bus2. Der LWL-Schleifensensor wird verwendet.
ARC3	Lichtbogenerkennung im Bus-Riser. Der LWL-Schleifensensor wird verwendet.
ARC4	Lichtbogenerkennung im Buskoppler LS-Raum +J4 Der Objektivsensor wird verwendet.

6.4.2.3 Binäre Eingangssignale

Tabelle 156: *Physische Binäreingänge*

Binäreingang	Beschreibung
BI1	ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in Abgang LS-Raum und der Einspeiser ist mit Bus1 verbunden
BI2	ARC_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in Abgang LS-Raum und der Einspeiser ist mit Bus2 verbunden
BI3	ARC_J1_CB_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und +J1 ist mit Bus1 verbunden
BI4	ARC_J1_CB_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und +J1 ist mit Bus2 verbunden
BI5	ARC_J7_CB_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in +J7 LS-Raum und +J7 ist mit Bus1 verbunden
BI6	ARC_J7_CB_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in +J7 LS-Raum und +J7 ist mit Bus2 verbunden

6.4.2.4 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 157: *Physische Binärausgänge*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +J4-Q0
BO2	ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in Bus1-Raum oder in LS-Raum +J4-Q0
BO3	ARC_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in Bus2-Raum, in LS-Raum +J4-Q0 oder im Bus-Riser +J4

6.4.2.5

Empfohlene Alarme

Tabelle 158: Alarmliste für die Implementierung für den Buskoppler +J4-Relais Lichtbogen-schutz-Beispiel

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
ARCSARC1	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Bus1-Raum
ARCSARC1	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Bus1-Raum
ARCSARC1	OPERATE	Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Bus1-Raum oder extern von anderen Relais und OC wird durch den Buskoppler gespeist.
ARCSARC2	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Bus2-Raum
ARCSARC2	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Bus2-Raum
ARCSARC2	OPERATE	Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Bus2-Raum und OC wird durch den Buskoppler gespeist
ARCSARC3	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Bus-Riser-Raum
ARCSARC3	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Bus-Riser-Raum
ARCSARC3	OPERATE	Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Bus-Riser-Raum und OC wird durch den Buskoppler gespeist
ARCSARC4	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Buskoppler +J4 LS-Raum
ARCSARC4	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Buskoppler-LS-Raum
ARCSARC4	OPERATE	Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Buskoppler-LS-Raum und OC wird durch den Buskoppler gespeist

6.4.2.6

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Sie wird in [Abbildung 70](#), [Abbildung 71](#) und [Abbildung 72](#) dargestellt. Die Funktion implementiert die konzeptionelle Logik, wurde jedoch so ausgelegt, dass die Funktionsblöcke des Relais mit ihren Merkmalen berücksichtigt werden.

In der implementierten Relaiskonfiguration wird eine spezifische Störlichtbogenschutzfunktion ARCSARC verwendet. Die Funktion erkennt einen Lichtbogen und simultanen Überstrom und stellt eine interne Logik für die

Kombination von unterschiedlichen Bedingungen bereit. In dieser Anwendung werden vier ARCSARC-Instanzen benötigt.

Tabelle 159: ARCSARC1, 2, 3, 4 Eingänge und Quellen

Eingang	Quelle/Funktion	
	ARCSARC1 ¹⁾	ARCSARC2, ARCSARC3 und ARCSARC4 ¹⁾
I3P	Buskopplerströme aus den Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1	Buskopplerströme aus den Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1
IRES	Aus ILTCTR1 muss der nicht belegte ²⁾	Von ILTCTR1, nicht verwendet ²⁾
REM_FLT_ARC	Die Erkennung eines Lichtbogens durch andere Relais wird über BI1...BI6 empfangen. Diese aktivieren den Eingang REM_FLT_ARC.	Nicht verwendet

- 1) Lichtbogen-Sensoreingänge ARC1...4 werden immer intern zu den ARCSARC1...4-Funktionsblöcken geführt. Diese Eingänge sind in [Abbildung 70](#) nicht dargestellt.
- 2) Eingang IRES mit der ILTCTR-Funktion verbunden werden, auch wenn hier kein Summenstrom verwendet wird.

Tabelle 160: ARCSARC1, 2, 3, 4 Ausgänge und Zielanschlüsse

Ausgang	Zielanschluss/Funktion			
	ARCSARC1	ARCSARC2	ARCSARC3	ARCSARC4
OPERATE	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1
ARC_FLT_DET	Erkennung eines Lichtbogens in Bus1-Fach an BO2 geführt	Erkennung eines Lichtbogens in Bus2-Fach an BO3 geführt	Erkennung eines Lichtbogens im Bus-Riser an BO3 geführt	Erkennung eines Lichtbogens im LS-Fach an BOS2 und BO3 geführt

Die Konfiguration erfordert auch andere spezifische Funktionen, die in [Tabelle 161](#) aufgeführt sind. Darüber hinaus werden einige Logikgatter für die Implementierung der notwendigen Logik benötigt. Diese sind in [Abbildung 71](#) und [Abbildung 72](#) dargestellt.

Tabelle 161: Andere in der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR	Analogsignalverarbeitung für andere Funktionsblöcke
TRPPTRC	Master-Auslösefunktion für den Auslösebefehlsammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion.

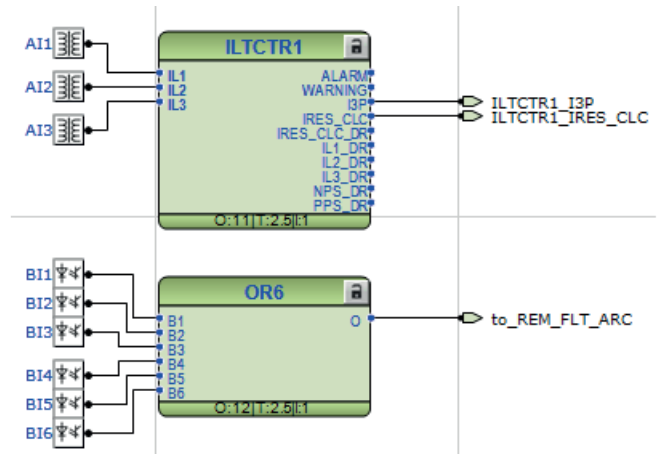


Abb. 70: Relaiseingang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

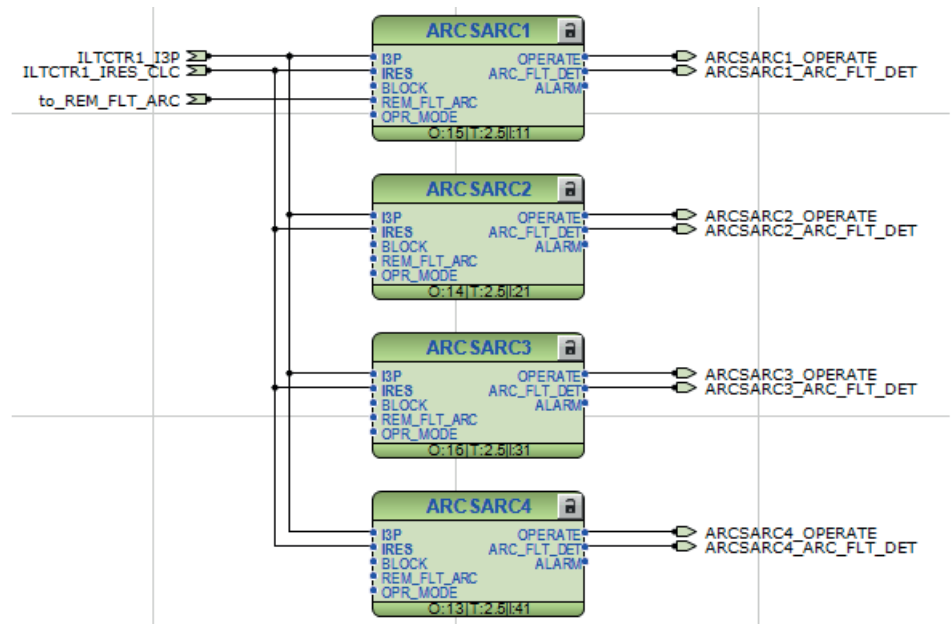


Abb. 71: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

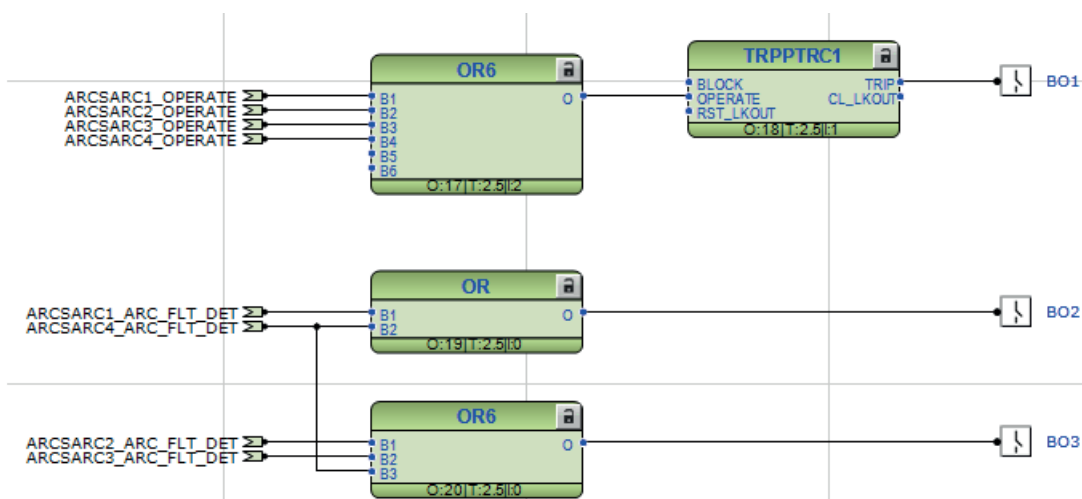


Abb. 72: Relais-Ausgangsanschlüsse

6.4.2.7 Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. In diesem Beispiel ist das CT-Verhältnis 300/1A an der HS-Seite.

Tabelle 162: Funktionseinstellungen für ILTCTR

Einstellung	ILTCTR1	Beschreibung
Primärstrom	300	Primärstromwert
Sekundärstrom	1	Sekundärstromwert

ARCSAR Lichtbogenschutz

Die Lichtbogenschutzfunktionen ARCSARC1...4 sind intern mit den physischen ARC-Eingängen 1...4 verbunden. Dieser Beispielfall verwendet vier ARCSARC-Instanzen: drei Instanzen für die LWL-Schleifensensoren und eine Instanz für einen Objektsensor.

ARCSARC1 erkennt Licht im Bus1-Sammelschienenraum sowie externe Störlichtbögen mithilfe des LWL-Schleifensensors 1. Die Binäreingänge BI1...BI6 informieren über den externen Fehler. Die externen Lichtinformationen werden an Eingang REM_FLT_ARC geführt. Dieser wird aktiviert ARCSARC1 und lässt ein Ansprechen bei simultanen Überstrombedingungen zu.

ARCSARC2 erkennt Licht im Bus2-Sammelschienenraum mithilfe des LWL-Schleifensensors 2. ARCSARC3 erkennt Licht im Bus-Riser mithilfe des LWL-Schleifensensors 3. ARCSARC4 erkennt Licht Leistungsschalter-Raum +J4-Q0 des Buskopplers mithilfe des LWL-Schleifensensors 4.

Für selektives Ansprechen überwachen die ARCSARC1...4-Funktionen auch die Leiterströme aus den Bus-Riser-Räumen. Das heißt, Auslösung nur, wenn Überstrom durch den Buskoppler geführt wird.

Die [Tabelle 163](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 163: ARCSARC1, 2, 3, 4 Einstellungen

Einstellung	Empfohlener Wert für ARC-SARC1	Empfohlener Wert für ARC-SARC2	Empfohlener Wert für ARC-SARC3	Empfohlener Wert für ARC-SARC4	Beschreibung
Phasenangfangswert	2,5 x In	2,5 x In	2,5 x In	2,5 x In	Arbeitsphasenstrom ¹⁾
Betriebsart	Licht + Strom	Licht + Strom	Licht + Strom	Licht + Strom	Betriebsart der Funktion
Sensorüberwachung	EIN	EIN	EIN	EIN	Sensorüberwachung aktiviert/deaktiviert

1) Der Wert muss den stationären Laststrom deutlich überschreiten. Allerdings muss auch das Fehlerstromniveau durch den Lichtbogen deutlich unterschritten werden, damit die ARCSARC-Funktion auslöst.

6.5 ARC-Schutz am Abgang +J2

In diesem Kapitel werden die Schutzrelaisschnittstelle, die Konfiguration und die Einstellungen für den Abgang +J2 beschrieben. Dasselbe Prinzip gilt für den Einspeiser +J3, +J5 und +J6.

6.5.1 Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik

[Abbildung 73](#) erläutert die konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik und die Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais.

Wenn ein Lichtbogen im LS-Fach des Abgangs +J2 erkannt wird, dann wird abhängig vom Status der Schaltschientrennschalter +J2-Q1 und +J2-Q2 entweder ein Signal ARC_B1 oder ARC_B2 aktiviert, um die Einspeiser- und die Buskopplungsrelais entsprechend zu informieren. Wenn dieses Signal simultanen Überstrom erkennt, lösen sie den relevanten Einspeiser- sowie den Buskoppler-Leistungsschalter aus, um den fehlerhaften Abschnitt zu isolieren. Wenn ein entfernter Lichtbogen in den vom Buskopplungsrelais überwachten Räumen von Bus1 oder Bus2 oder im LS-Fach eines anderen Abgangs erkannt wird, wird ebenfalls das Signal ARC_B1 oder ARC_B2 aktiviert.

Sollte ein lokal im LS-Raum oder entfernt erkannter Lichtbogen rückgespeist werden, so dass das Relais des Abgangs gleichzeitig Überstrom erkennt, löst der Leistungsschalter +J2-Q0 aus.

Wenn ein Störlichtbogen in einem Kabelendraum oder Überstrom im Abgang erkannt wird, wird selektiv nur Leistungsschalter +J2-Q0 ausgelöst.

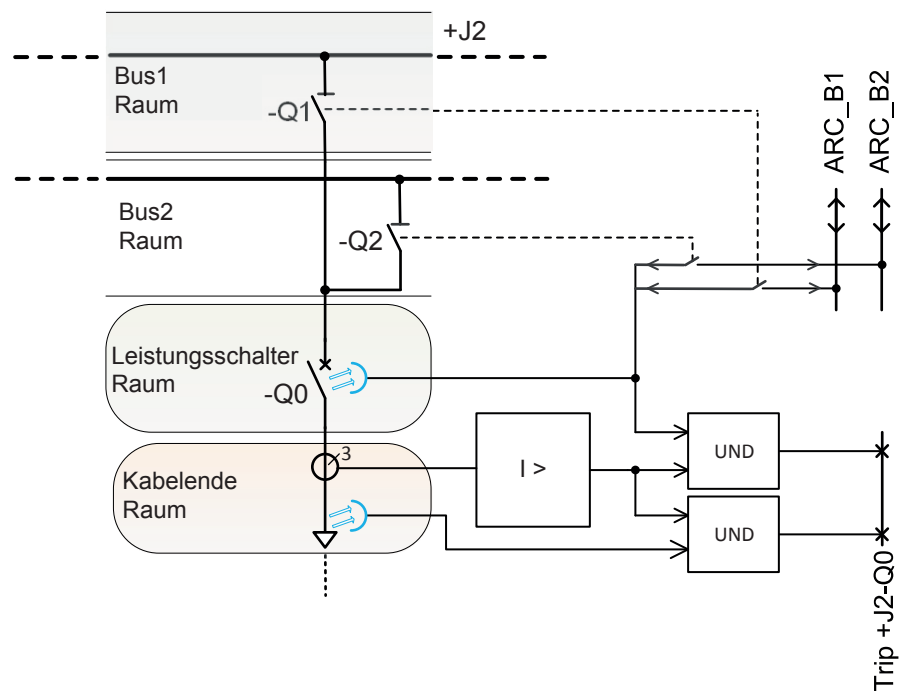


Abb. 73: Konzeptionelle Logik für den Abgang +J2 und Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais

6.5.2

Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 74](#) zeigt die Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO), analoge (AI) Eingangssignale und ARC-Eingänge.

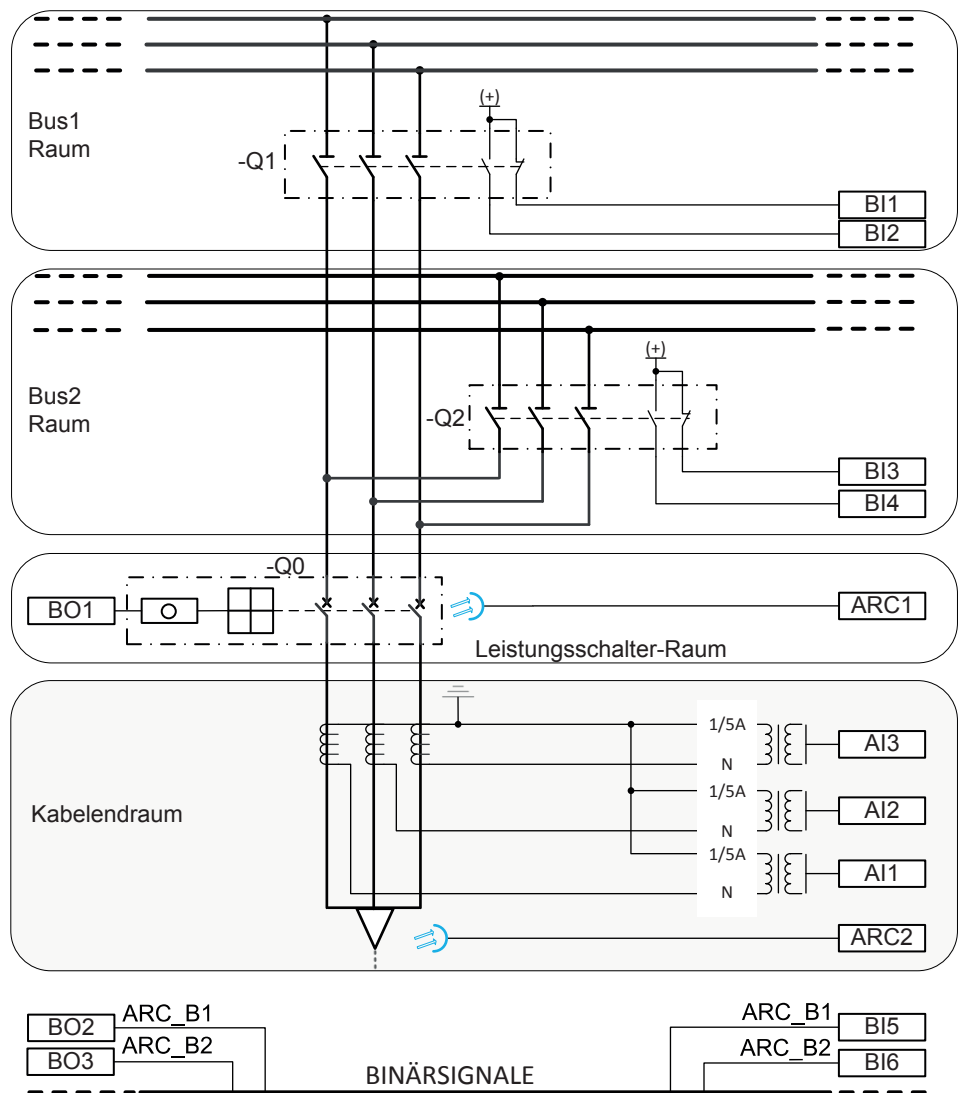


Abb. 74: Anschluss Schaltbild für den Abgang +J2

6.5.2.1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 164: Physische Analogeingänge

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Abgang Strommessung, L1
AI2	Abgang Strommessung, L2
AI3	Abgang Einspeiser Strommessung, L3

6.5.2.2 Lichtbogensensoren

Tabelle 165: Physische Lichtbogensensoren

ARC-Eingänge	Beschreibung
ARC1	Lichtbogenerkennung in LS-Raum +J2 Der Objektivsensor wird verwendet.
ARC2	Lichtbogenerkennung im Kabelendraum +J2. Der Objektivsensor wird verwendet.

6.5.2.3 Binäre Eingangssignale

Tabelle 166: Physische Binäreingänge

Binäreingang	Beschreibung
B11	Offen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J2-Q1
B12	Schließen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J2-Q1
B13	Offen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J2-Q2
B14	Schließen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J2-Q2
B15	ARC_B1-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus1-Bereich
B16	ARC_B2-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus2-Bereich

6.5.2.4 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 167: Physische Binärausgänge

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +J2-Q0
BO2	ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt mit Objektivsensor in Abgang +J2-Q0, und +J2 ist mit Bus1 verbunden
BO3	ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt mit Objektivsensor in Abgang +J2-Q0, und +J2 ist mit Bus2 verbunden

6.5.2.5 Empfohlene Alarme

Tabelle 168: Alarmliste für die Implementierung von Abgang +J2-Relais Lichtbogenschutz-Beispiel

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
ARCSARC1	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Abgang +J2 LS-Raum
ARCSARC1	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J2 LS-Raum
ARCSARC1	OPERATE	Auslösen von Lichtbogen erkannt in Abgang +J2 LS-Fach und OC-Rückspeisung an den Eingang.
ARCSARC2	ARC_FLT_DET	Lichtbogen erkannt in Abgang +J2 Kabelendraum
ARCSARC2	ALARM	Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J2 Kabelendraum
ARCSARC2	OPERATE	Ansprechen durch Lichtbogen, erkannt in Abgang +J2 Kabelendfach und durch den Einspeiser geführter Überstrom.
ARCSARC3	OPERATE	Ansprechen durch Lichtbogen, an der fernen Seite erkannt von Buskoppler-Relais, und Überstrom-Rückspeisung an den Einspeiser.

6.5.2.6 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Sie wird in [Abbildung 75](#), [Abbildung 76](#) und [Abbildung 77](#) dargestellt. Die Funktion implementiert die konzeptionelle Logik, wurde jedoch so ausgelegt, dass die Funktionsblöcke des Relais mit ihren Merkmalen berücksichtigt werden.

In der implementierten Relaiskonfiguration wird eine spezifische Störlichtbogenschutzfunktion ARCSARC verwendet. Die Funktion erkennt einen Lichtbogen und simultanen Überstrom und stellt eine interne Logik für die Kombination von unterschiedlichen Bedingungen bereit. In dieser Anwendung werden drei ARCSARC-Instanzen benötigt.

Tabelle 169: ARCSARC1, 2, 3 Eingänge und Quellen

Eingang	Quelle/Funktion	
	ARCSARC1 und ARCSARC2 ¹⁾	ARCSARC3 ²⁾
I3P	Eingangsströme aus Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1.	Eingangsströme aus Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1.
IRES	Aus ILTCTR1 muss der nicht belegte ³⁾	Von ILTCTR1, nicht verwendet ³⁾
REM_FLT_ARC	Nicht verwendet	Die Erkennung eines Lichtbogens durch das Buskopplungsrelais, das über BI5...BI6 empfangen wird ist abhängig von der Sammelschiene, mit der dieser Einspeiser verbunden ist. Dann wird der Eingang REM_FLT_ARC aktiviert.

- 1) Lichtbogen-Sensoreingänge ARC1...4 werden immer intern zu den ARCSARC1...4-Funktionsblöcken geführt. Diese Eingänge sind in [Abbildung 75](#) nicht dargestellt.
- 2) Mit ARCSARC3 ist kein Lichtbogensensor verbunden
- 3) Eingang IRES mit der ILTCTR1-Funktion verbunden werden, auch wenn kein Summenstrom verwendet wird.

Tabelle 170: ARCSARC1, 2, 3 Ausgänge und Zielanschlüsse

Ausgang	Zielanschluss/Funktion	
	ARCSARC1	ARCSARC2 und ARCSARC3
OPERATE	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1	Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1
ARC_FLT_DET	Erkannter Lichtbogen im Leistungsschalerraum +J2-Q0 Das Signal wird, abhängig von der Sammelschiene mit welcher der Einspeiser verbunden ist, an BO2 und BO3 geleitet.	Nicht verwendet

Die Konfiguration erfordert auch andere spezifische Funktionen, die in [Tabelle 171](#) aufgeführt sind. Darüber hinaus werden einige Logikgatter für die Implementierung der notwendigen Logik benötigt. Diese sind in [Abbildung 76](#) und [Abbildung 77](#) dargestellt.

Tabelle 171: Andere in der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR	Analogsignalverarbeitung für andere Funktionsblöcke
DCSXSXI	Unterbrecherpositionsanzeige für die Anzeige der Stellung des Bustrennschalters. Diese Information werden benötigt, um zu ermitteln, mit welchem Bus der Abgang verbunden ist.
TRPPTRC	Master-Auslösefunktion für den Auslösebefehlsammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion.

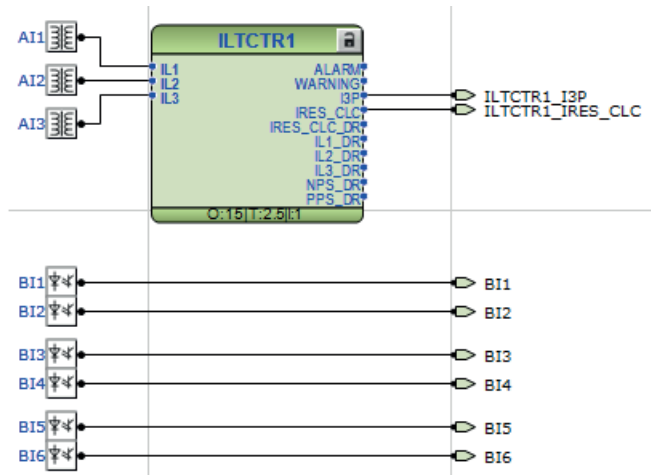


Abb. 75: Relais- und Vorverarbeitungsanschlüsse

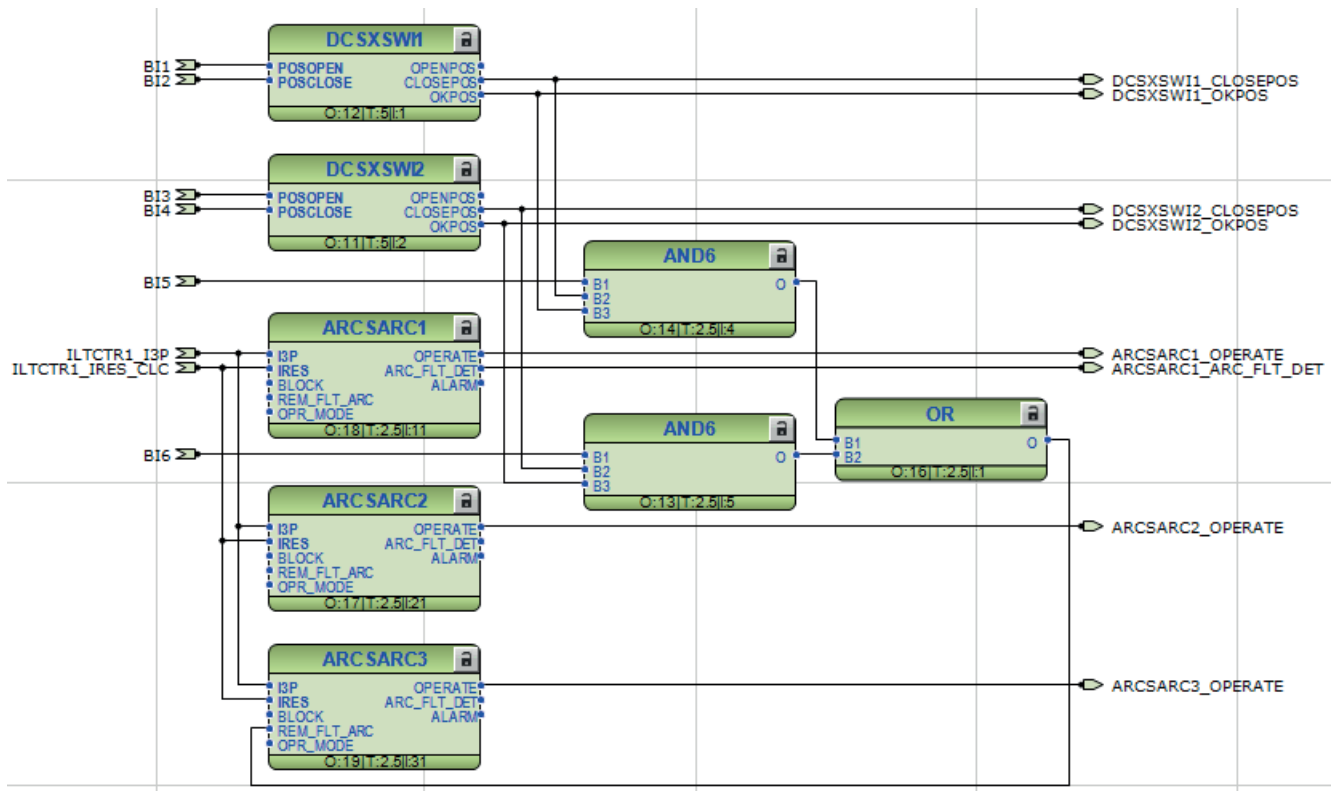


Abb. 76: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

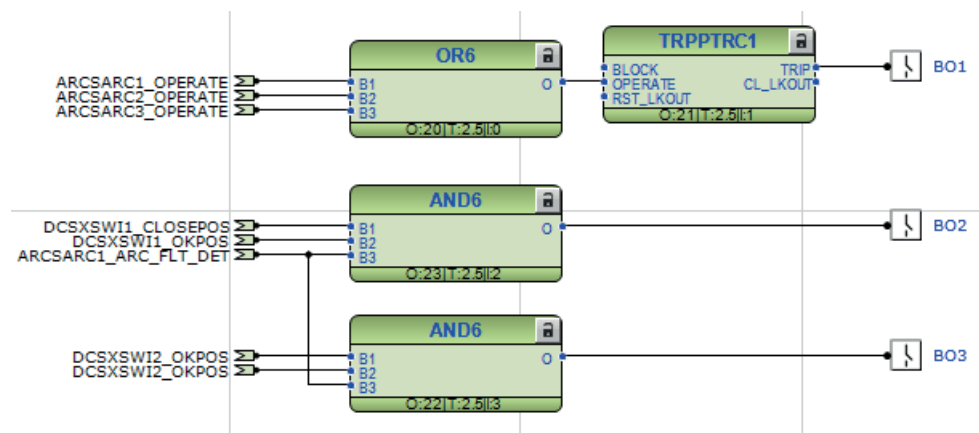


Abb. 77: Relais-Ausgangsanschlüsse

6.5.2.7

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. In diesem Beispiel ist das CT-Verhältnis 300/1 A an der HS-Seite.

Tabelle 172: Funktionseinstellungen für ILTCTR

Einstellung	ILTCTR1	Beschreibung
Primärstrom	300	Primärstromwert
Sekundärstrom	1	Sekundärstromwert

ARCSAR Lichtbogenschutz

Die Lichtbogenschutzfunktionen ARCSARC1...4 sind mit den physischen ARC-Eingängen 1...4 verbunden. Dieser Beispielfall verwendet drei ARCSARC-Instanzen: zwei Instanzen für die Objektivsensoren und eine Instanz für den Lichtbogen aus einem anderen Teil der Schaltanlage.

ARCSARC1 wird verwendet, um mit dem Objektivsensor 1 Licht im LS-Raum zu erkennen.

ARCSARC2 wird verwendet, um mit dem Objektivsensor 2 Licht im Kabelndraum zu erkennen.

Die Funktionen ARCSARC1 und ARCSARC2 überwachen auch die Leiterströme von Einspeiser +J2 für die sichere Auslösung, d.h. Ansprechen nur im Fall von simultanem Überstrom.

ARCSARC3 wird nur für externe Störlichtbögen verwendet. Die Binäreingänge BI 5 und BI 6 informieren über den externen Fehler. Abhängig vom Status der Sammelschienentrennschalter +J2-Q1 und +J2-Q2 aktiviert und erlaubt der externe

Lichtinformationseingang REM_FLT_ARC ARCSARC3 die Auslösung, wenn die Überstrombedingung erfüllt ist.

Die [Tabelle 173](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 173: *ARCSARC1, 2, 3 Einstellungen*

Einstellung	Empfohlener Wert für ARCSARC1	Empfohlener Wert für ARCSARC2	Empfohlener Wert für ARCSARC3	Beschreibung
Phasenanfangswert	2,5 x In	2,5 x In	2,5 x In	Arbeitsphasenstrom ¹⁾
Betriebsart	Licht + Strom	Licht + Strom	Licht + Strom	Betriebsart der Funktion
Sensorüberwachung	EIN	EIN	AUS ²⁾	Sensorüberwachung aktiviert/deaktiviert

- 1) Der Wert muss den stationären Laststrom deutlich überschreiten. Allerdings muss auch das Fehlerstromniveau durch den Lichtbogen deutlich unterschritten werden, damit die ARCSARC-Funktion auslöst.
- 2) Kein Lichtbogensensor angeschlossen. „AUS“ bedeutet, dass die Sensorüberwachung für diesen Lichtbogensensor ausgeschaltet ist.

Abschnitt 7 Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

7.1 Einführung in die Anwendung

Energieübertragungs- und Verteilungsleitungen und -kabel sind kritische Komponenten eines Leistungssystems. Die in Leitungen oder Kabeln auftretenden Fehler müssen schnellstmöglich erkannt und isoliert werden, damit Kaskaden vermieden werden, die einen Systemausfall verursachen können. Somit nimmt der Leitungs- und Kabelschutz einen wichtigen Platz unter den verschiedenen Schutzmethoden ein. Er umfasst eine Reihe unterschiedlicher Schutzstrategien für die schnelle, selektive und sichere Fehlerbehebung.

Dieses Anwendungsbeispiel erläutert den distanzbasierten Schutz und die Anwendung der Schemakommunikation, um die Geschwindigkeit weiterhin zu verbessern. Distanzschutz wird für längere Leitungen genutzt und verwendet Spannungs- und Strommessungen für die Schätzung der äquivalenten Impedanz. Wenn die gemessene Impedanz den festgelegten Zonenwert unterschreitet, wird ein Auslösebefehl ausgegeben. Für einen selektiveren Schutz werden unterschiedliche Schutzzonen eingeführt, zum Beispiel Zone 1 und Zone 2. Zone 1 bietet typischerweise die Auslösung ohne vorgegebene Zeitverzögerung. Für andere Zonen stellt der Reserveschutz mit einer abgestuften Zeitverzögerung die Selektivität sicher. Üblicherweise werden 75...80 Prozent der geschützten Leitung Zone 1 zugeordnet.

Wenn die schnelle Fehlerbeseitigung für ein Teil der Leitung erforderlich ist, die nicht von Zone 1 abgedeckt wird, kann die Distanzschutzfunktion mit einer Logik mit Kommunikationskanälen kombiniert werden. Diese wird als Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz bezeichnet. Die Schutzrelais unterstützen in jede Richtung einen Kommunikationskanal, der Binärsignale übertragen kann. Die Leistung der Kommunikationsschemalogik ist abhängig von der Geschwindigkeit des Kommunikationskanals, der Sicherheit gegen falsche oder verlorene Signale und der zuverlässigen Übertragung von Signalen während Leistungssystemfehlern. Das Ziel dieses Schemas ist das Erreichen einer schnelleren Auslösung und daher ist die Kommunikationsgeschwindigkeit oder eine minimale Zeitverzögerung immer von äußerster Wichtigkeit.

In Ad-hoc-Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt lässt sich die Selektivität für den Erdschlusschutz möglicherweise nur schwer erreichen. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Fehlerstrommagnitudo und die Scheinimpedanz der Fehlerschleife beträchtlich vom Fehlerort abhängen. In solchen Netzen können gerichtete Erdfehler-Schutzfunktionen die Fehlerrichtung (vorwärts oder rückwärts) ermitteln, allerdings können sie nicht ermitteln, ob der Fehler an der

geschützten Leistung oder hinter der angrenzenden Station aufgetreten ist. Die Schemakommunikation kann mit dem Erdschlussschutz kombiniert werden, um einen selektiven Schutz der Einheit zu erreichen.

Es gibt mehrere verfügbare Kommunikationsschematypen.

- Selektivschutz mit Unterreichweite und unmittelbarer Fernauslösung DUTT
- Selektivschutz mit Unterreichweite und Freigabe PUTT
- Selektivschutz mit Überreichweite und Freigabe POTT
- Richtungsvergleichsschutzschema DCB

Im DUTT-Schema wird das Remote-Auslösesignal direkt für die Momentanauslösung des Leistungsschalters genutzt. In Freigabeschema werden die Auslösesignale zwischen den Klemmen getauscht, damit die Freigabe für die Auslösung während eines internen Fehlers empfangen werden kann. Das DCB-Schema wird für das Versenden eines Blockiersignals über den Kommunikationskanal an die externe Klemme gesendet, wenn der Fehler lokal in der Gegenrichtung erkannt wird. In allen Schema wird das Auslösen bei externen Fehlern immer blockiert. Die Freigabeschema sind schneller und sicherer gegen Fehlauflösungen, weil sie jedoch von dem empfangenen Signal für die schnellere Auslösung abhängig sind, ist ihre Zuverlässigkeit (Auslösefähigkeit) geringer als jene des Blockierschemas.

Tabelle 174: *Typische Leitungsfehler und -bedingungen, Schutz- und schutzbezogene Funktionen*

Fehler und Bedingungen	Schutz und schutzbezogene Funktionen
Phase-Erde, Leiter-Leiter-Erde, Dreiphasen-Fehler	DSTPDIS
Erdfehler	DEFLPDEF, DEFHPDEF
Erdfehlerichtungsschutz ($I_0 >> \rightarrow$)	DSTPDIS

7.2

Beschreibung des Beispielfalls

Für die Erläuterung der Anwendung von Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation wird ein allgemeines Erdkabelsystem als Beispiel herangezogen. [Abbildung 78](#) zeigt eine repräsentative Konfiguration eines Netzes, 10 MVA, 11 kV, mit isoliertem Sternpunkt mit einem Kabel mit Relais an beiden Enden an Bus A bzw. an Bus B. Die geschützte Einheit ist ein $3 \times 240 \text{ mm}^2$ Al + 70 Cu-Erdkabel, maximaler Laststrom 385 A. Das geschützte Kabel hat eine Länge von 10 km, das kürzeste angrenzende Kabel hat eine Länge von 12 km, das längste Kabel 20 km.

Angeschlossene Stromwandler messen die Phasenströme. Es handelt sich um ein isoliertes Sternpunktnetz und deshalb wird ein kernsymmetrischer CT (CBCT) für die Messung des Summenstroms I_0 an beiden Enden verwendet. Diese Messungen werden für den gerichteten Erdschlussschutz genutzt. Spannungswandler an beiden

Enden messen die Leiterspannungen und die Verlagerungsspannung U_0 in einer offenen Dreieckschaltung.

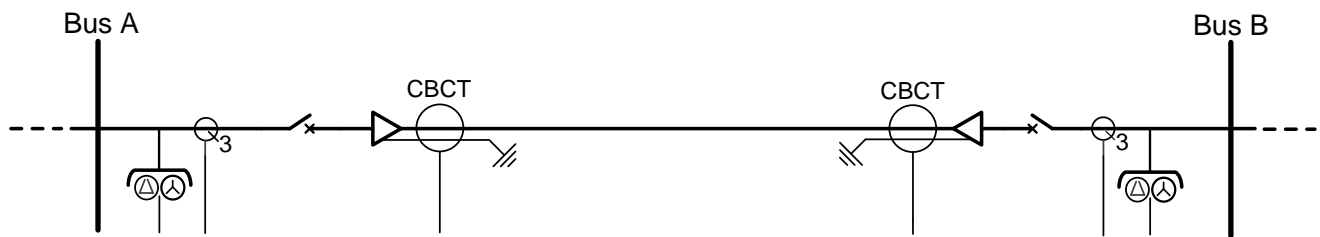


Abb. 78: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls für die Signalvergleichsschutzanwendung.

7.3 Lokales Endschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des Relais an Bus A, das in diesem Anwendungsbeispiel verwendet wird: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Parametereinstellungen und Informationen dazu, wie der Distanz- und gerichtete Erdschlusschutz mit Schemakommunikation im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.



Dieses Kapitel betrifft auch das Relais an Bus B, indem die Strom- und Spannungseingänge sowie die Binär- und die Auslösesignale für das andere Leitungsende getauscht werden.

7.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 79](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge und Binärausgänge des Relais. CT- und CBCT-Anschlüsse für erforderliche Leiterströme und die Summenstrommessung für Leitungsschutz mit Schemakommunikation wird ebenfalls in der Abbildung gezeigt. Die VT-Anschlüsse für Leiterspannungsmessungen und eine offene Dreieckschaltung für Verlagerungsspannungsmessungen werden ebenfalls dargestellt. Für die Schutzkommunikation wird ein Glasfaserkanal verwendet.

Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

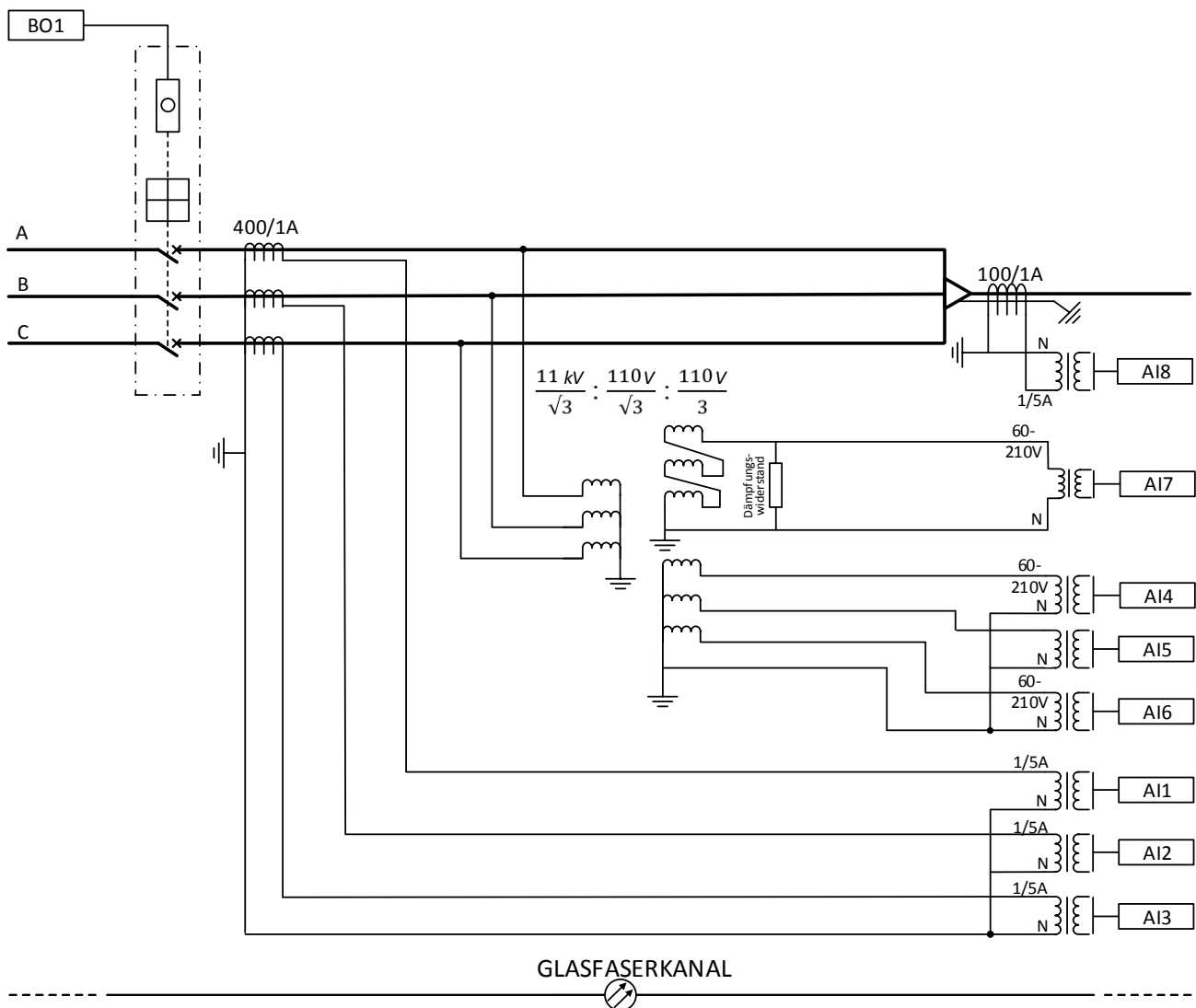


Abb. 79: Relais-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für den Schemakommunikation-Beispielfall

7.3.1.1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 175: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Leiter A Strom I_A
AI2	Leiter B Strom I_B
AI3	Leiter C Strom I_C
AI4	Leiter A Spannung U_A
AI5	Leiter A Spannung U_B
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Analogeingang	Beschreibung
AI6	Leiter A Spannung U_C
AI7	Verlagerungsspannung
AI8	Summenstrom

7.3.1.2

Binäre Ausgangssignale

Tabelle 176: *Physisches binäres Ausgangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Auslösesignal an Leistungsschalter

7.3.1.3

Empfohlene Alarme

Tabelle 177: *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
DSTPDIS1	OPERATE_Z1	Auslösung aus Distanzschutz Zone 1
DSTPDIS1	OPERATE_Z2	Ansprechen von Distanzschutz Zone 2
DSTPDIS1	OPERATE_Z3	Ansprechen von Distanzschutz Zone 3
DSTPDIS1	XC_FLT	Erdfehlerrichtungsschutz (I0>> →)
DSOCPSCH1	OPERATE	Auslösung durch die Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz
DSOCPSCH1	CS	Träger Senden-Signal, gesendet von der Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz
DSOCPSCH1	CRL	Trägersignal Empfangen-Signal von der Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz
DEFLPDEF1	OPERATE	Ansprechen von gerichtetem Erdfehler, niedrige Stufe
DEFHPDEF1	OPERATE	Ansprechen von gerichtetem Erdfehler, hohe Stufe
RESCPSCH1	OPERATE	Auslösung durch die Kommunikationsschemalogik für den Erdfehlerschutz
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
RESCPSCH1	CS	Träger-Senden-Signal, gesendet von der Kommunikationsschemalogik für den Erdschlusschutz
RESCPSCH1	CRL	Trägersignal Empfangen-Signal von der Kommunikationsschemalogik für den Erdschlusschutz
PCSITPC1	ALARM	Alarm Ausfall Kommunikationskanal

7.3.1.4

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 178: In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR1, RESTCTR1, UTVTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
DSTPDIS1	Distanzschutz
DSOCPSCH1	Kommunikationsschemalogik
DEFLPDEF1	Gerichteter Erdschluss-Schutz, niedrige Stufe
DEFHPDEF1	Gerichteter Erdfehlerschutz, hohe Stufe
RESCPSCH1	Kommunikationslogik für den Erdfehlerüberstrom
BSTGAPC1	Binäre Signalübertragung
PCSITPC1	Kommunikationsüberwachungsschutz
TRPPTRC1	Master-Auslösung
OR OR20	OR-Gate mit zwei Eingängen OR-Gate mit 20 Eingängen

Tabelle 179: Physikalische Analogkanäle der Funktionen

Schutz	Phasenströme AI1, AI2, AI3	Leiterspannung AI4, AI5, AI6	Offene Dreiecks- spannung AI7	Summenstrom AI8
DSTPDIS1	x	x	x	
DEFLPDEF1			x	x
DEFHPDEF1			x	x

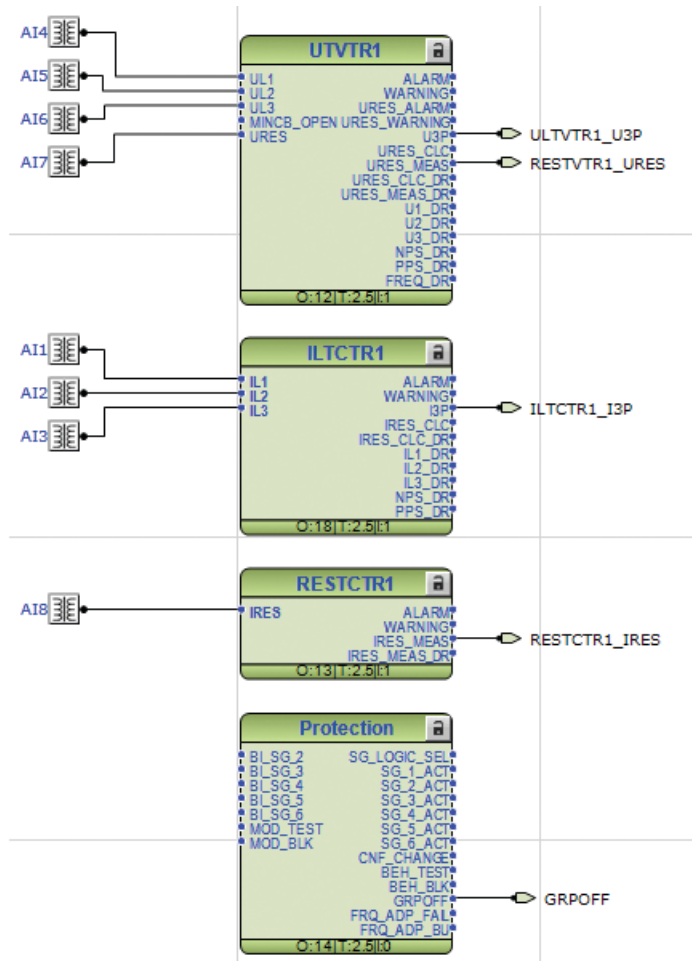


Abb. 80: Relaisgang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

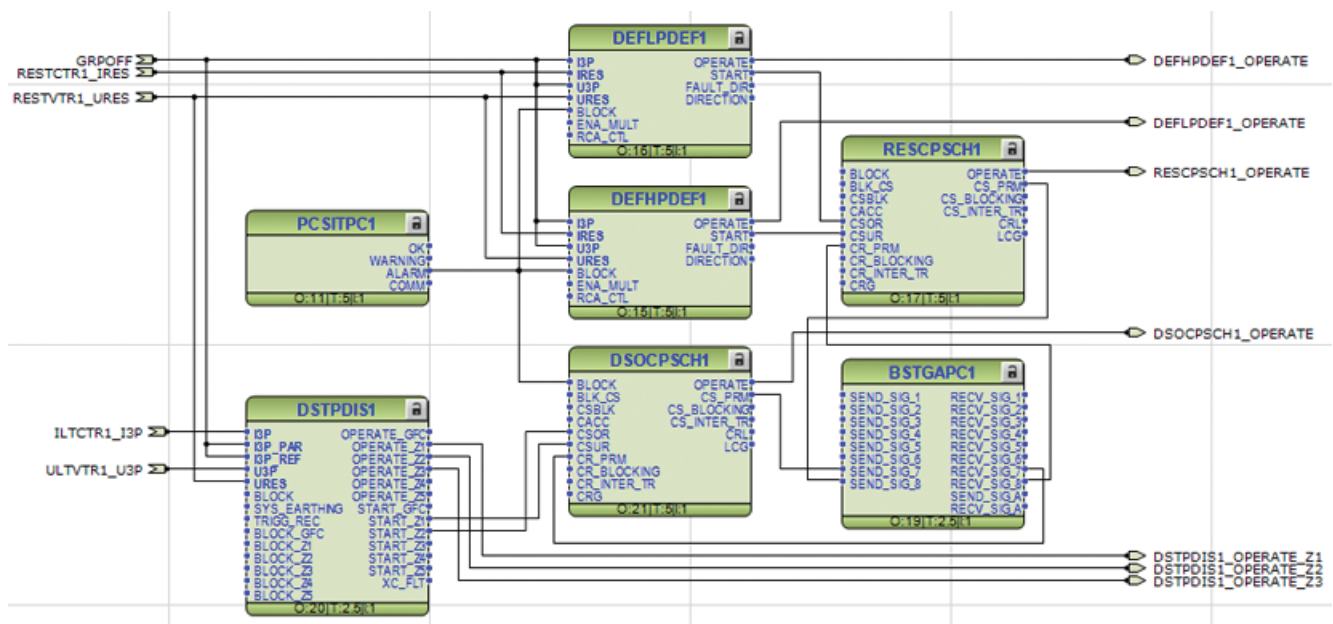


Abb. 81: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

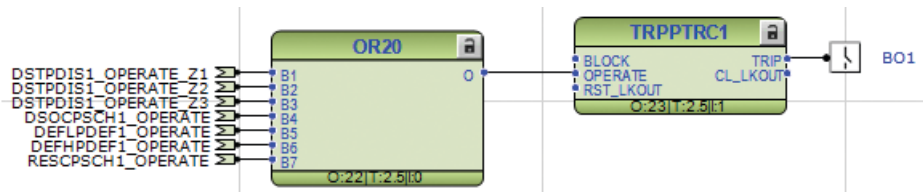


Abb. 82: Relais-Ausgangsanschlüsse

7.3.1.5

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Leiterströme. Die [Tabelle 180](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 180: ILTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	400 A	Primärstromwert
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstromwert

RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal. Die [Tabelle 181](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 181: *RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	100 A	Primärstrom
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstrom

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. [Tabelle 182](#) und [Tabelle 183](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 182: *UTVTR1: Leiterspannungs-Transformatoreinstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	6,35 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	63,5 V	Sekundäre Nennspannung

Tabelle 183: *UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatoreinstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	6,35 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	110 V	Sekundäre Nennspannung

DSTPDIS1 – Distanzschutz

DSTPDIS bietet einen Distanzvollschutz für Übertragungs- und Verteilungsnetze, in welchen bei allen Arten von Fehlern dreipolige Auslösung erlaubt ist. DSTPDIS hat fünf flexible, konfigurierbare Impedanzonen für den Schutz (Z1, Z2, Z3, Z4 und Z5). In der Beispielanwendung werden die in Vorwärtsrichtung freigegebenen Zonen Z1, Z2 und Z3 verwendet. Zone Z1 ist auf 80 % der geschützten Leitung eingestellt, Zone Z2 auf 100 % der geschützten Leitung plus 20 % der benachbarten kürzesten Leitung und Z3 ist mit 100 % der geschützten Leitung plus 50 % der benachbarten längsten Leitung eingestellt.

Die Zonen Z1A, Z2A und Z3A in [Abbildung 83](#) werden für das Relais an Bus A definiert und die Zonen Z1B, Z2B und Z3B werden für das Relais an Bus B definiert. Die Abbildung zeigt in Zone 2 einen Fehler des Relais an Bus A (Z2A) und in Zone 1 des Relais am Bus B (Z1B). Die Parameter für die geschützten Kabel und die benachbarten kürzesten und längsten Kabel sind in [Tabelle 184](#) enthalten.

Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

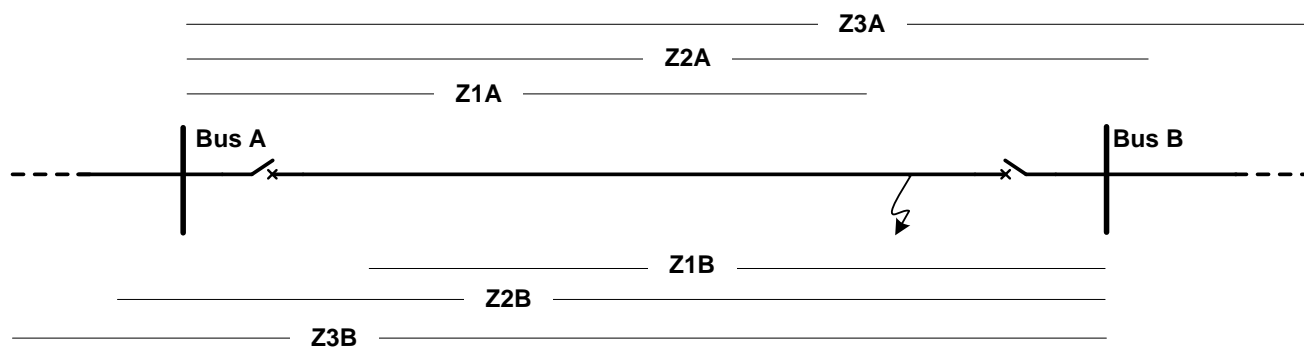


Abb. 83: Zonendefinitionen und Fehlerort für den Beispielfall

Tabelle 184: Leitungsparameter

Parameter	Kabeldaten	Parameter	Geschützte Leistung	Benachbarte kürzeste Leitung	Benachbarte längste Leitung
Direktreaktanz (R1) in Ohm/km	0,15	R1 in Ohm	1,5	1,8	3,0
Direktreaktanz (X1) in Ohm/km	0,11	X1 in Ohm	1,1	1,32	2,2
Nullwiderstand (R0) in Ohm/km	1,09	R0 in Ohm	10,9	13,08	21,8
Nullreaktanz (X0) in Ohm/km	0,25	X0 in Ohm	2,5	3,0	5,0

Die [Tabelle 185](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 185: DSTPDIS1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung	Kommentare
Str A Ph Sel GFC	1,93 xIn	Leiterstrom Anrenewert, PSL	2 · 485/400 (xIn)
X Gnd Fwd reach GFC	7,5 Ohm	Reaktive Reichweite, vorwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL	2,5 + 5,0 (Ohm)
X Gnd Rv reach GFC	5,0 Ohm	Reaktive Reichweite, rückwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL	2 + 2,5 (Ohm)
Ris Gnd Fwd Rch GFC	32,7 Ohm	Resistive Reichweite, vorwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL	10,9 + 21,8 (Ohm)
Ris Gnd Rv Rch GFC	21,8 Ohm	Resistive Reichweite, rückwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL	2 + 10,9 (Ohm)
X PP Fwd reach GFC	3,3 Ohm	Reaktive Reichweite, vorwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL	1,1 + 2,2 (Ohm)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung	Kommentare
X PP Rv reach GFC	2,2 Ohm	Reaktive Reichweite, rückwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL	$2 \cdot 1,1$ (Ohm)
Ris PP Fwd Rch GFC	4,5 Ohm	Resistive Reichweite, vorwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL	$1,5 + 3,0$ (Ohm)
Ris PP Rv Rch GFC	3,0 Ohm	Resistive Reichweite, rückwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL	$2 + 1,5$ (Ohm)
Gnd Op Strom GFC	0,19 xIn	Basisauslösewert für Nullstrom, EF-Erkennungsfunktion	$0,2 \cdot 385/400$ (xIn)
Max. Phasenwinkel, GFC	15 Grad	Rechtsseitiger Winkel, gerichtete Erdschlussfunktion	Empfohlener Wert
Min. Phasenwinkel, GFC	115 Grad	Linksseitiger Winkel, gerichtete Erdschlussfunktion	Empfohlener Wert
Op Mod PP loops Zn1	TRUE	Freigabe LL/3L-Schleifenmessung, Zone 1	
R1 Zone 1	1,2 Ohm	Resistive Reichweite, Mitsystem, Zone 1	$1,5 \cdot 80/100$ (Ohm)
X1 Zone 1	0,88 Ohm	Leitungsreaktanz (Reichweite), Mitsystem, Zone 1	$1,1 \cdot 80/100$ (Ohm)
Op Mod Gnd loops Zn1	TRUE	Freigabe LE-Schleifenmessung, Zone 1	
R0 Zone 1	8,72 Ohm	Resistive Reichweite, Nullsystem, Zone 1	$10,9 \cdot 80/100$ (Ohm)
X0 Zone 1	2,0 Ohm	Reaktive Reichweite, Nullsystem, Zone 1	$2,5 \cdot 80/100$ (Ohm)
Op Mod PP loops Zn2	TRUE	Freigabe LL/3L-Schleifenmessung, Zone 2	
R1 Zone 2	1,86 Ohm	Resistive Reichweite, Mitsystem, Zone 2	$1,5 + 1,8 \cdot 0,2$ (Ohm)
X1 Zone 2	1,36 Ohm	Leitungsreaktanz (Reichweite), Mitsystem, Zone 2	$1,1 + 1,32 \cdot 0,2$ (Ohm)
Op Mod Gnd loops Zn2	TRUE	Freigabe LE-Schleifenmessung, Zone 2	
R0 Zone 2	13,52 Ohm	Resistive Reichweite, Nullsystem, Zone 2	$10,9 + 13,08 \cdot 0,2$ (Ohm)
X0 Zone 2	3,1 Ohm	Reaktive Reichweite, Nullsystem, Zone 2	$2,5 + 3,0 \cdot 0,2$ (Ohm)
Op Mod PP loops Zn3	TRUE	Freigabe LL/3L-Schleifenmessung, Zone 3	
R1 Zone 3	3,0 Ohm	Resistive Reichweite, Mitsystem, Zone 3	$1,5 + 3,0 \cdot 0,5$ (Ohm)
X1 Zone 3	2,2 Ohm	Leitungsreaktanz (Reichweite), Mitsystem, Zone 3	$1,1 + 2,2 \cdot 0,5$ (Ohm)
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung	Kommentare
Op Mod Gnd loops Zn3	TRUE	Freigabe PE-Schleifenmessung, Zone 3	
R0 Zone 3	21,8 Ohm	Resistive Reichweite, Nullsystem, Zone 3	10,9 + 21,8 0,5 (Ohm)
X0 Zone 3	5,0 Ohm	Reaktive Reichweite, Nullsystem, Zone 3	2,5 + 5,0 0,5 (Ohm)

DSOCPSCH1 – Kommunikationsschemalogik

DSOCPSCH1 bietet die unmittelbare Entstörung unabhängig vom Fehlerort auf der geschützten Leitung oder dem Einspeiser, und benötigt einen Kommunikationskanal, der die Binärsignale in beide Richtungen übertragen kann. Der Kommunikationskanal sollte schnell, sicher und zuverlässig sein und daher werden fest zugeordnete Kommunikationskanäle empfohlen. Für kurze Distanzen bis zu wenigen Kilometern kann ein einfacher Steuerdraht basierend auf der Hilfsspannung verwendet werden. Für Distanzen bis zu 50 km können faseroptische Kabel mit integrierter Kommunikationsschnittstelle verwendet werden. Für Distanzen bis zu 150 km können wiederum faseroptische Kabel mit externen Geräten verwendet werden.

Die verfügbaren Kommunikationsschematypen, die von DSOCPSCH1 unterstützt werden, sind DUTT, PUTT, POTT und DCB. Im Anwendungsbeispiel wird das POTT-Schema verwendet und deshalb wird der *Schematyp* mit "Permissive Overreach" (Erlaubte Überreichweite) festgelegt. Die logische Darstellung des POTT-Schemas wird in [Abbildung 84](#) gezeigt.

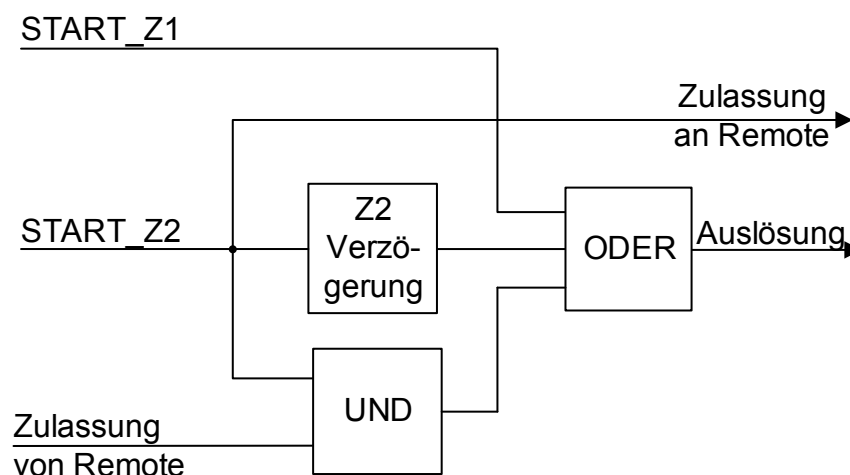


Abb. 84: Logische Darstellung des POTT-Schemas.

[Abbildung 85](#) zeigt das vereinfachte Funktionsschaltbild für das POTT-Schema. Fehler in Zone 2 des Relais an Bus A und in Zone 1 am Relais an Bus B. Das Distanzelement des Relais an Bus A nimmt den Fehler auf und aktiviert START_Z2. Das Distanzelement des Relais an Bus B nimmt ihn ebenfalls auf und startet START_Z1 sowie START_Z2. Weil das Relais an Bus B in Zone 1

aufnimmt, wird eine unverzögerte Auslösung an Trennschalter B ausgegeben. Das Relais an Bus B gibt die Genehmigung an das Relais an Bus A aus, woraufhin das Relais an Bus A die Auslösung von Trennschalter A nach einer Aufnahmeverzögerten *Coordination Time* (Koordinationszeit) ausgibt, wodurch die Zone-2-Verzögerung vermieden wird. Im POTT-Schema kann die *Koordinationszeit* mit 0 s festgelegt werden, weil die Verzögerung der Auslösung nicht erforderlich ist.

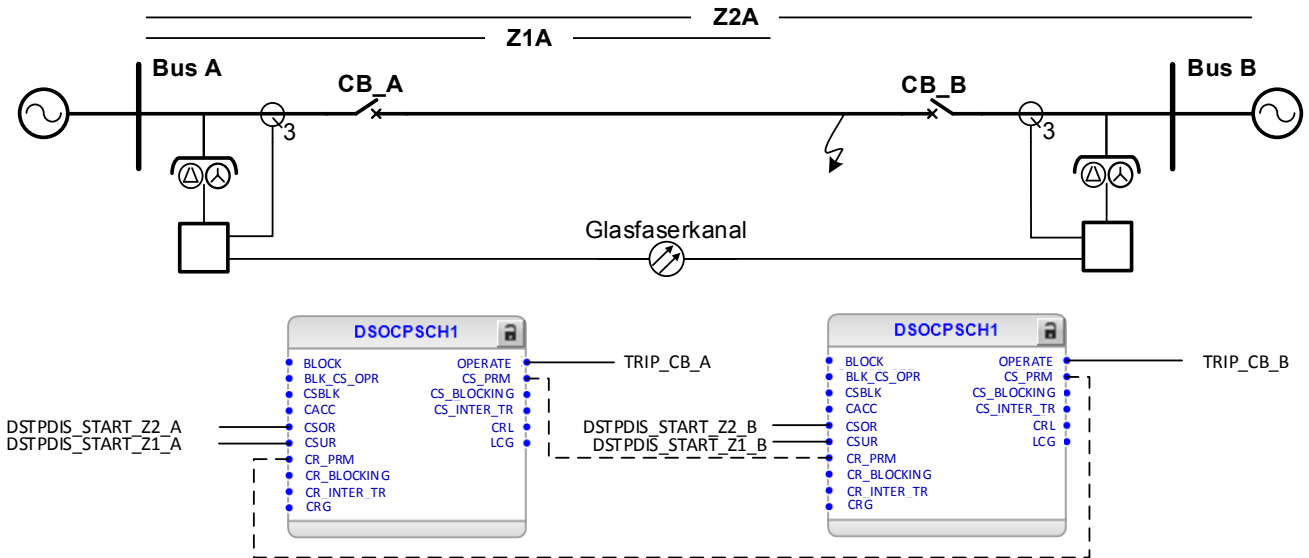


Abb. 85: Vereinfachtes Funktionsschaltbild des POTT-Schemas für den Distanzschutz.

Die [Tabelle 186](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 186: *DSOCPSCH1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Schematyp	Erlaubte Überreichweite	Schematyp
Koordinationszeit	0 s	Kommunikationsschema-Koordinatenzeit

DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1 – Erdfehlerrichtungsschutz

DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1 werden als Schutz vor gerichtetem Erdschluss für Einspeiser und Leitungen verwendet. Die Kommunikationslogik für den Erdfehlerschutz (RESCPSCH1) wird gemeinsam mit den Erdfehlerschutzblöcken verwendet, um ein selektives Erdfehlerschutzschema bereitzustellen. Die nicht standardmäßigen Einstellungen für diese Funktionen werden in [Tabelle 187](#) gezeigt; alle anderen Einstellungen von DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1 werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten. Der für den gemessenen Fehlerstrom verwendete Nennwert ist der CBCT-Primärstrom (d.h., 100 A).

Tabelle 187: DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte		Beschreibung
	DEFHPDEF1	DEFLPDEF1	
Startwert	$1,92 \times I_n^{(1)}$	$0,77 \times I_n^{(2)}$	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	50 ms ³⁾	100 ms ⁴⁾	Auslöseverzögerungszeit

- 1) Der *Startwert* für DEFHPDEF1 kann mit 50 % des Bemessungsstrom festgelegt werden, d.h. $0,5 \times 385 \text{ A}/100 \text{ A} \approx 1,92$.
- 2) Der *Startwert* für DEFLPDEF1 kann mit 20% des Bemessungsstrom festgelegt werden, d.h. $0,2 \times 385 \text{ A}/100 \text{ A} \approx 0,77$.
- 3) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für DEFHPDEF1 kann mit 50 ms festgelegt werden.
- 4) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für DEFLPDEF1 als 100 ms gesetzt werden, etwas langsamer als DEFHPDEF1.

RESCPSCH1 - Kommunikationslogik für Erdfehlerschutz

RESCPSCH1 ist das Signalvergleichsverfahren für Erdfehlerschutz und es wird in der Anwendungsfunktion mit den Erdfehlerrichtungsschutzblöcken DEFLPDEF1 und DEFHPDEF1 verwendet. Ebenso wie DSOCPSCH1 unterstützt diese Funktion die Schemaarten DUTT, PUTT, POTT und DCB. [Abbildung 86](#) zeigt ein vereinfachtes Funktionsschaltbild für das POTT-Schema; die START-Signale von DEFLPDEF1 und DEFHPDEF1 werden mit RESCPSCH1 CSOR und CSUR verbunden.

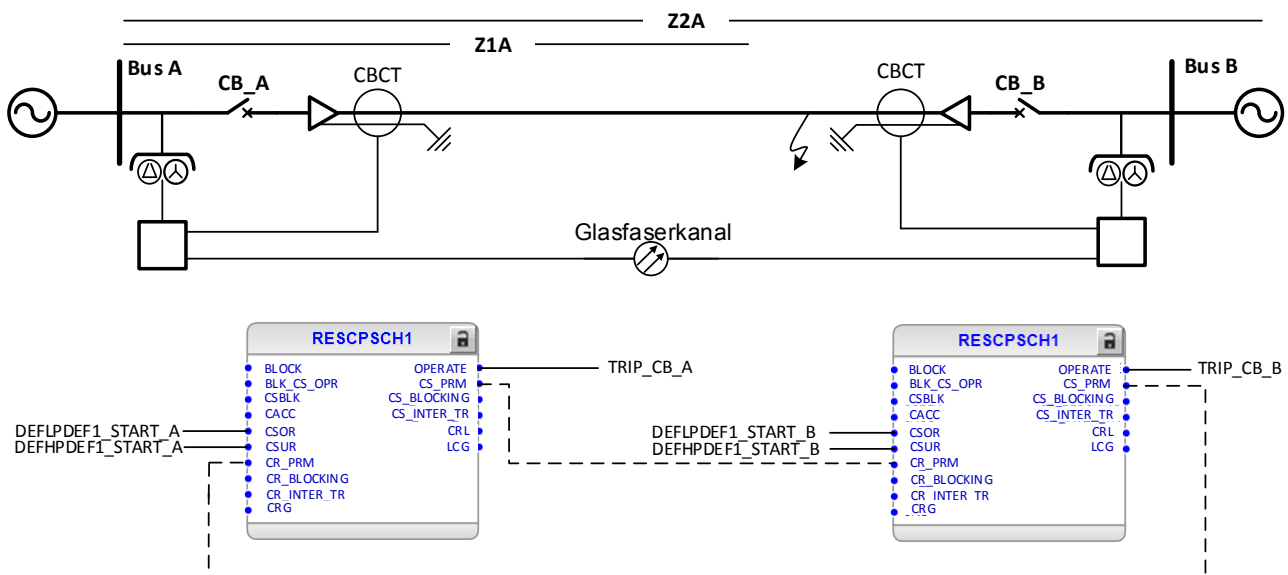


Abb. 86: Vereinfachtes Funktionsschaltbild des POTT-Schemas für den gerichteten Erdfehlerschutz.

POTT wird aktiviert, wenn der *Scheme type* (Schematyp) auf "Permissive Overreach" (Erlaubte Überreichweite) gesetzt wird. Im POTT-Schema kann die *Koordinationszeit* mit 0 s festgelegt werden, weil die Verzögerung der Auslösung nicht erforderlich ist. Die [Tabelle 188](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 188: RESCPSCH1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Schematyp	Erlaubte Überreichweite	Schematyp
Koordinationszeit	0 s	Kommunikationsschema-Koordinatenzeit

BSTGAPC1 – Binärsignal-Übertragung

BSTGAPC1 wird für die Übertragung der Binärsignale zwischen internen und externen Leitungsdifferentialschutzrelais benötigt. Diese Funktion umfasst acht Binärsignale, die im Schutzkommunikationstelegramm über ein Glasfaserkabel übertragen werden. Diese können frei konfiguriert und für jeden Zweck in der Leitungsdifferenzialanwendung verwendet werden. In diesem Anwendungsbeispiel sind die an die entfernten Relais übertragenen Binärsignale DSOCPSCH1_CS_PRM (Zulassung von DSOCPSCH1) mit SEND_SIG_7 verbunden) verbunden und RESCPSCH1_CS_PRM (Zulassung von RESCPSCH1) ist mit SEND_SIG_8 verbunden. Die entsprechenden Informationen vom fernen Ende sind verfügbar an RECV_SIG_7 und RECV_SIG_8.

Alle Einstellungen von BSTGAPC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

PCSITPC1 – Überwachung der Schutzkommunikation

PCSITPC1 überwacht den Schutzkommunikationskanal. Es blockiert die Schutzfunktionen, wenn Störungen im Schutzkommunikationskanal erkannt werden. Für BSTGAPC1, das von der kontinuierlichen Verfügbarkeit der Schutzkommunikation abhängig ist, wird diese Blockierung automatisch ausgeführt.

Alle PCSITPC1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

TRPPTRC1 – Hauptauslösung

TRPPTRC1 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen von TRPPTRC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

Abschnitt 8 Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz

8.1 Einführung in die Anwendung

Der Leitungsdifferentialschutz ist ein uneingeschränkt selektiver Stationsschutz mit einer Reihe von Vorteilen. Er kann einfach mit anderen Schutzfunktionen koordiniert werden. Alle Fehler auf der Leitung, zwischen den Leitungsfeldern des Stromwandlers, können momentan gelöscht werden. Die Empfindlichkeit kann hoch eingestellt werden und sie wird zudem nicht durch Fehlerstromumkehr bei Erdfehlern auf den parallel laufenden Leitungen beeinflusst.

In Ad-hoc-Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt lässt sich die Selektivität für den Erdschlussschutz möglicherweise nur schwer erreichen. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Fehlerstrommagnitude und die Scheinimpedanz der Fehlerschleife beträchtlich vom Fehlerort abhängen. In solchen Netzen können gerichtete Erdfehler-Schutzfunktionen die Fehlerrichtung (vorwärts oder rückwärts) ermitteln, allerdings können sie nicht ermitteln, ob der Fehler an der geschützten Leistung oder hinter der angrenzenden Station aufgetreten ist. Die Schutzkommunikation kann für den selektiven Schutz der Station mit dem Erdschlussschutz kombiniert werden.

Die Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz-Funktionen können in radialen, durchgeschleiften und vermaschten Netztopologien angewendet werden und ebenso in Netzen mit isoliertem Sternpunkt, widerstandsgeerdeten, kompensierten (Impedanz geerdet) und starren Netzen. Er kann für miteinander verbundene Einspeiser zwischen einer primären Station mit Nebenanschlüssen, bei dezentraler Erzeugung mit Stromerzeugung an der Gegenseite des Einspeisers sowie in schwachen Netze, die relativ lange Verteilungsleitungen versorgen, angewendet werden. Der Leitungsdifferentialschutz bietet uneingeschränkte Selektivität und schnelle Ansprechzeiten als Stationsschutz in kurzen Leitungen, in denen Distanzschutz nicht angewendet werden kann. Die Erdschlussschutzfunktionen wiederum bieten Schutz gegen verschiedene Erdfehler an einem Einspeiser oder der Leitung.

Tabelle 189: *Typische Leitungsfehler und Bedingungen und empfohlener Schutz und schutzbezogene Funktionen*

Fehler und Bedingungen	Schutz und schutzbezogene Funktionen
Phase-Erde, Leiter-Leiter-Erde, Dreiphasen-Fehler	Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone LNPLDF
Erdfehler	Erdfehlerichtungsschutz ($I_0 > \rightarrow$) DEFLPDEF
Überstrom	Ungerichteter Leiter-Überstromschutz PHxPTOC
Einschaltstromerkennung	Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone LNPLDF, Einschaltstromerkennung INRPHAR

8.2 Beschreibung des Beispielfalls

Für die Erläuterung der Anwendung Leitungsdifferenzial- mit gerichtetem Erdfehlerschutz wird ein allgemeines Netz als Beispiel herangezogen (Beispielfall 1). [Abbildung 87](#) zeigt eine repräsentative Konfiguration eines Netzes, 10 MVA, 11 kV, mit isoliertem Sternpunkt mit einer Freileitung mit Relais an beiden Enden A und B. Der Leitungsbemessungsstrom beträgt 500 A, die geschützte Leitung hat eine Länge von 10 km.

Angeschlossene Stromwandler messen die Phasenströme und ein CBCT misst den Summenstrom I_0 an beiden Enden. An beiden Enden angeschlossene Spannungswandler messen die Verlagerungsspannung U_0 in einer offenen Dreieckschaltung.

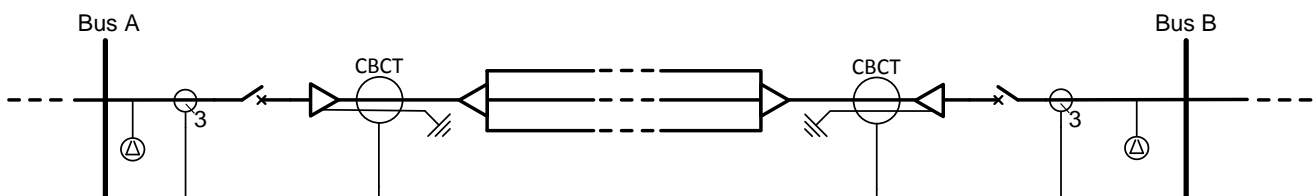


Abb. 87: *Übersichtsschaltbild eines Beispielfalls für Leitungsdifferenzial- und gerichteten Erdschlussschutz.*

Der Stromwandler Verbindungstyp (siehe Technische Handbuch, LNPLDF-Funktion, für weitere Details) in diesem Beispielfall ist Typ 1 und die Stromwandlerleistung ist an beiden Seiten identisch.

8.3 Lokales Endschutzrelais (A)

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen zur Konfiguration des Relais an Leitungsende A (lokales Endschutzrelais) gemäß diesem Anwendungsbeispiel: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Parametereinstellungen sowie

Informationen dazu, wie der Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz in den vorliegenden Beispielen erreicht werden kann.



Dieses Kapitel betrifft auch das Relais an Leitungsende B (Remote-Schutzrelais in diesem Fall) indem die Strom- und Spannungseingänge sowie Binär- und die Auslösesignale für das andere Leitungsende getauscht werden.

8.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 88](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais. CT- und CBCT-Anschlüsse für erforderliche Leiterströme und Summenstrommessung für Leitungsdifferenzial- und gerichteten Erdschlussschutz werden ebenfalls in [Abbildung 88](#) gezeigt. VT-Anschlüsse für Leiterspannungsmessungen und eine offene Dreieckschaltung für Verlagerungsspannungsmessungen werden ebenfalls dargestellt.

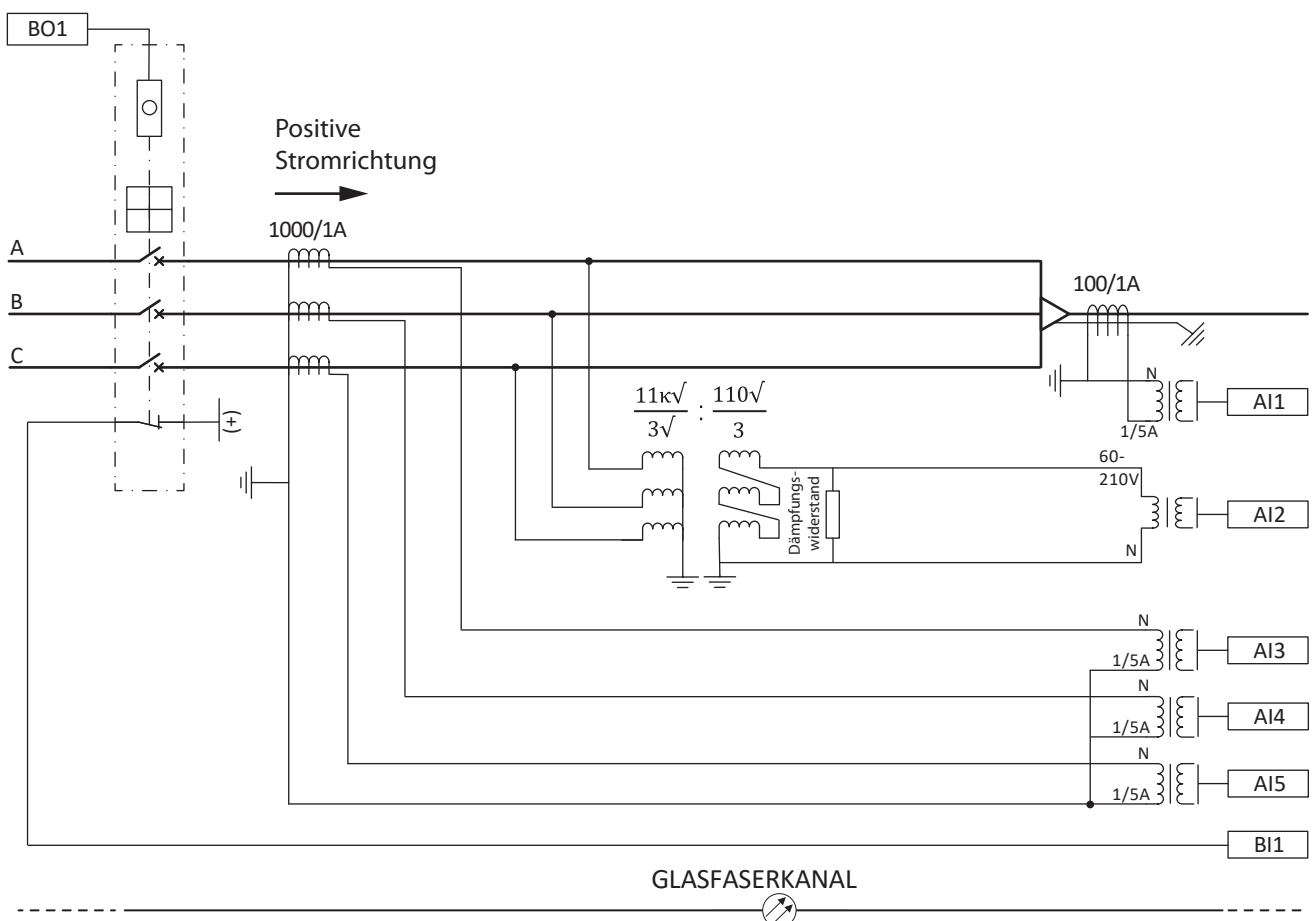


Abb. 88: Relais-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für den Beispielfall 1 Relais an Leitungsende A

8.3.1.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 190: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Summenstrom
AI2	Verlagerungsspannung
AI3	Leiter A Strom I_A
AI4	Leiter B Strom I_B
AI5	Leiter C Strom I_C

8.3.1.2 Binäre Eingangssignale

Tabelle 191: Physisches binäres Eingangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Leistungsschalter Offen-Status (CB_OPEN)

8.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 192: Physisches binäres Ausgangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Binärausgang	Beschreibung
BO1	LS öffnen

8.3.1.4 Empfohlene Alarmer

Tabelle 193: Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
LNPLDF1	OPERATE	Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz
LNPLDF1	AUSL_LS_OR	Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, niedrige Stufe, lokale Seite
LNPLDF1	OPR_LS_REM	Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, niedrige Stufe, am fernen Ende
LNPLDF1	OPR_HS_LOC	Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, hohe Stufe, lokale Seite
LNPLDF1	OPR_HS_REM	Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, hohe Stufe, am fernen Ende
DEFLPDEF1	OPERATE	Auslösung von gerichtetem Erdfehler, niedrige Stufe
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
PHIPTOC1	OPERATE	Ansprechen von unverzögertem Leitungsdifferenzialschutz
PHHPTOC1	OPERATE	Ansprechen von Überstromschutz, hohe Stufe
PHLPTOC1	OPERATE	Ansprechen von Überstromschutz, niedrige Stufe
PCSITPC1	WARNUNG	Differenzialschutz intern wegen erkannter Interferenz blockiert
PCSITPC1	ALARM	Differenzialschutz intern wegen erkannter langer Interferenz blockiert

8.3.1.5

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Die Funktionen werden im ACT-Diagramm verwendet; ihre Zwecke sind [Tabelle 194](#) zu entnehmen.

Tabelle 194: *Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke*

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR1, RESTCTR1, UTVTR1	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
LNPLDF1	Zweistufiger Leitungsdifferenzialschutz mit Transformator in Schutzzone
DEFLPDEF1	Gerichteter Erdschluss-Schutz – Vorwärtsrichtung
DEFLPDEF2	Gerichteter Erdschluss-Schutz – Rückwärtsrichtung
PHIPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe
PHHPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, hohe Stufe
PHLPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe
BSTGAPC1	Binäre Signalübertragung
PCSITPC1	Kommunikationsüberwachungsschutz
TRPPTRC1	Master-Auslösung
OR20	OR-Gate mit 20 Eingängen
AND, AND6	Logische Funktionen AND
NOT	NOT-Gate

Tabelle 195: Physikalische Analogkanäle der Funktionen

Schutz	Phasenströme AI3, AI4, AI5	Offene Dreiecksspannung AI2	Summenstrom AI1	Gegenstelle-Phasenströme (über Glasfaser)
LNPLDF1	x			x
DEFLPDEF1		x	x	
DEFLPDEF2		x	x	
PHIPTOC1	x			
PHHPTOC1	x			
PHLPTOC1	x			

Abbildung 89, Abbildung 90 und Abbildung 91 zeigt den Eingangs-, Anwendungs- bzw. den Ausgangsbereich für die Konfiguration der ACT-Relais für den Leitungsdifferenzial- und gerichteten Erdfehlerschutz

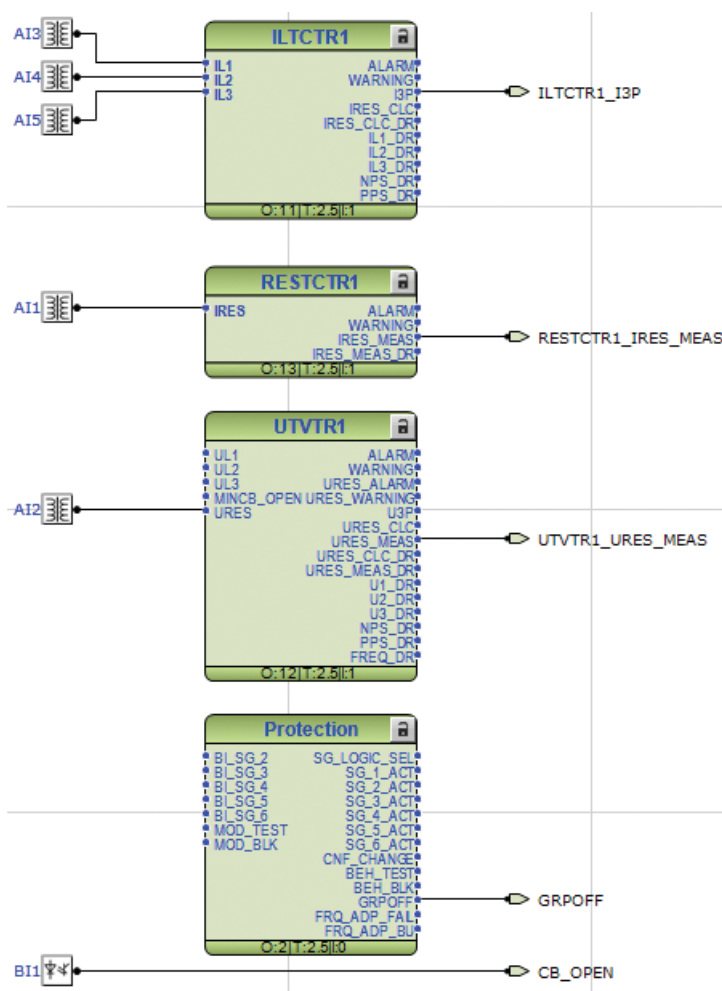


Abb. 89: Eingangsbereich

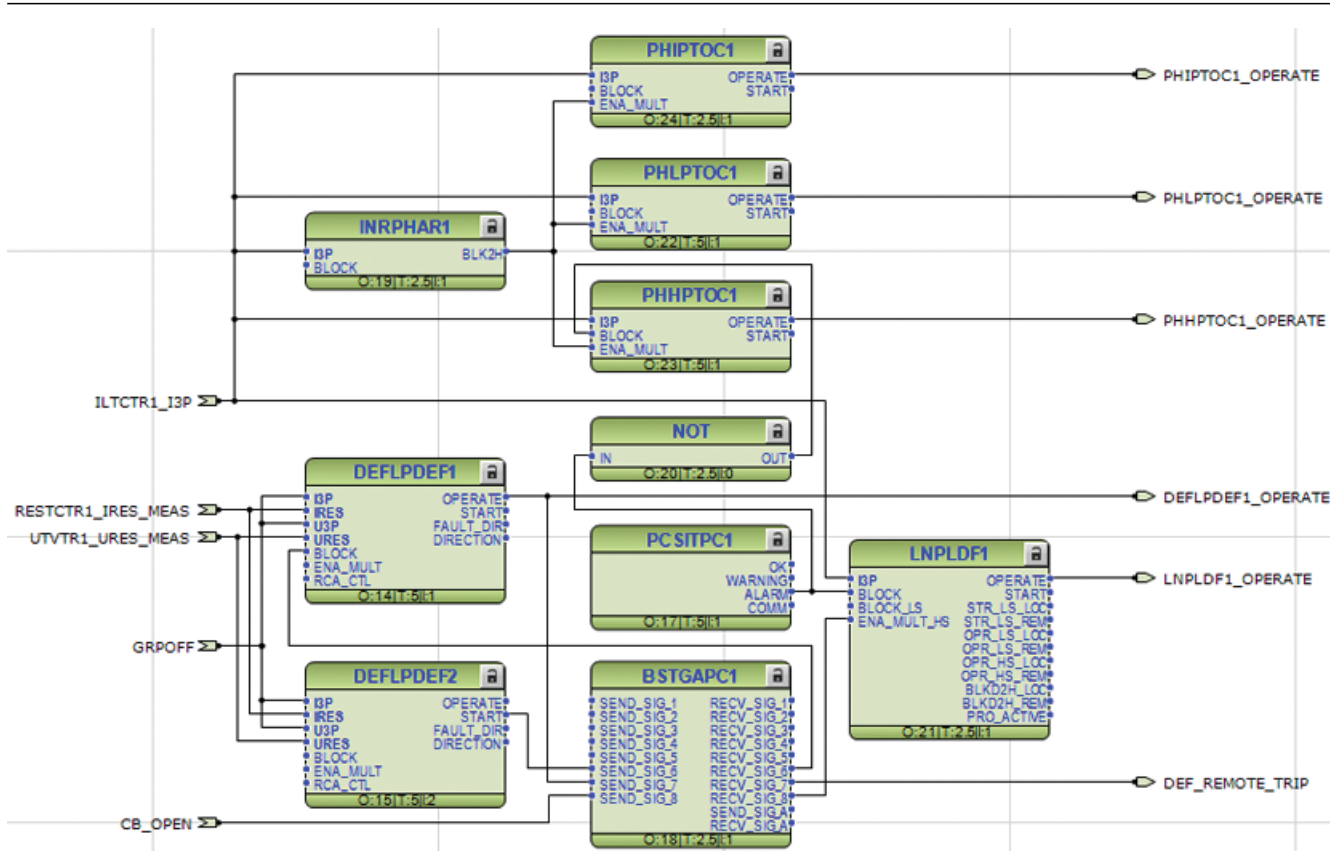


Abb. 90: Anwendungsbereich

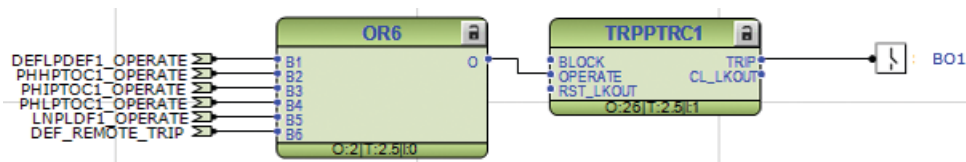


Abb. 91: Ausgangsbereich

8.3.1.6

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Leiterströme. Die [Tabelle 196](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 196: ILTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1000 A	Primärstromwert
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstromwert

RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal. Die [Tabelle 197](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 197: RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	100 A	Primärstrom
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstrom

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen Verlagerungsspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 198](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 198: UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatoreinstellungen für das Relais in Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	6,35 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	110 V	Sekundäre Nennspannung

LNPLDF1 – Leitungsdifferenzialschutz mit zonenintegriertem Leistungstransformator

LNPLDF1 wird für den Differenzialschutz von Leitungen und Kabeln in Verteilernetzen genutzt. Er umfasst tiefe, stabilisierte und hohe, nicht stabilisierte Stufen. Der Differenzialstrom wird an beiden Enden aus den eingehenden und abgehenden Strömen der Schutzzone berechnet. Die Daten werden über digitalen Kommunikationskanäle ausgetauscht. Die Ströme der Gegenseite werden über Glasfaserkabel zwischen den Relais eingespeist. Eine besondere Konfiguration ist nicht erforderlich. Bei Verlust der Schutzkommunikation wird LNPLDF1 über PCSITPC1 blockiert.

Die Überschwingungshemmung wird wegen des fehlenden zonenintegrierten Transformators in der geschützten Leitung nicht aktiviert. *Low operate value* (Niedriger Auslösewert) wird basierend auf dem Ausschaltstrom der Leitung, dem Laststrom der möglicherweise abgegriffenen Last und Ungenauigkeiten der Stromwandler gesetzt. Die Einstellung *High operate value* (Hoher Auslösewert) wird von der hohen Schnellstufe genutzt, die sofort anspricht. Es wird empfohlen, einen 0,7-fachen Wert des maximalen Dreileiter-Durchgangsfehlerstrom sowie einen Wert, der den maximalen Leiter-Innenfehlerstrom um das 0,7-fache unterschreitet, zu setzen. Die [Tabelle 199](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 199: LNPLDF1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
STW-Verhältniskorrektur	2,000 ¹⁾	STW-Verhältniskorrektur
Tiefer Auslösewert	15 % ²⁾	Basiseinstellung für die stabilisierte Anregestufe
Hoher Auslösewert	1000 % ³⁾	Schnellstufe Auslösewert
High Op value Mult	0,7 ⁴⁾	Multiplikator für die Skalierung des hohen Auslösewertes

- 1) Bemessungsstrom / Nennstrom = 1000/500 = 2
- 2) Empfohlen 15 % des Bemessungsstroms
- 3) In Anwendungsbeispiel 1: der maximale Fehlerdurchgangsstrom ist mit 12 kA und der maximale Innenfehlerstrom ist mit 15 kA gesetzt. Der *Hohe Auslösewert* kann dann mit $> 0,7 \cdot (12000/1000) \cdot 100$ und $< 0,7 \cdot (15000/1000) \cdot 100$ gesetzt werden. D.h., zwischen 840 % und 1050 % und somit 1000 %.
- 4) Der *hohe Auslösewert* wird reduziert, damit die Empfindlichkeit der Funktion verbessert wird, wenn der Trennschalter der Gegenseite öffnet.

DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 – Erdfehlerrichtungsschutz

DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 werden als Schutz vor gerichtetem Erdschluss für Einspeiser und Leitungen verwendet. Für das Inselnetz im Anwendungsbeispiel wird die gemessene offene Dreiecksspannung als Polarisierungsgröße verwendet. In einem Netz mit getrennten Neutralleitern sind die Erdschlussströme klein und somit wird CBCT für die Reststrommessung verwendet.

Ein selektiver Stationserdfehlerschutz wird mit DEFLPDEF2 (in Rückwärtsrichtung gesetzt) erreicht, so dass ein Erdfehler außerhalb der geschützten Zone erkannt wird. DEFLPDEF1 (in Vorwärtsrichtung gesetzt) erkennt Fehler auf der Leitung. Die Auslösung wird an die Trennschalter an beiden Seiten ausgegeben, wenn DEFLPDEF1 einen Fehler erkennt und von DEFLPDEF2 der Gegenseite keine Blockierung empfängt. Das im Anwendungsbeispiel verwendete Schema wird in [Abbildung 92](#) gezeigt.

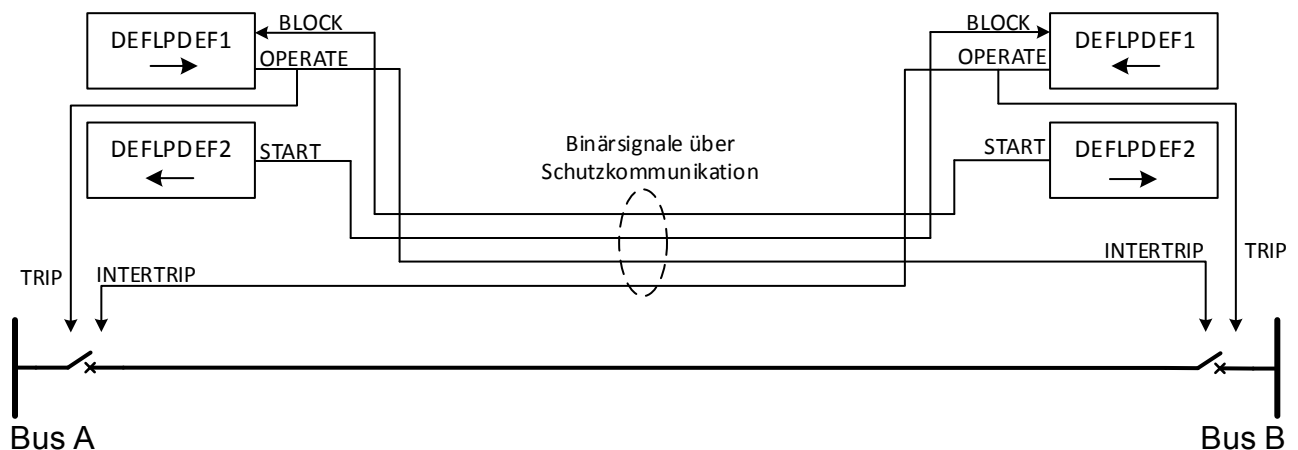


Abb. 92: Gerichtetes Erdfehlerschutzschema

Die nicht standardmäßigen Einstellungen für diese Funktionsblöcke in der Beispielanwendung werden in [Tabelle 200](#) gezeigt. Allen anderen Einstellungen von DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 200: *Einstellungen DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 für das Relais in Beispielfall 1*

Einstellung	Empfohlene Werte		Beschreibung
	DEFLPDEF1	DEFLPDEF2	
Startwert	0,015 xIn ¹⁾	0,01 xIn ²⁾	Startwert
Gerichteter Modus	Vorwärts	Rückwärts	Gerichteter Modus
Auslöseverzögerungszeit	200 ms ³⁾	300000 ms ⁴⁾	Auslöseverzögerungszeit

- 1) *Startwert* für DEFLPDEF1 kann für das Netz im Beispielfall mit getrennten Neutralleitern mit 0,015 festgelegt werden.
- 2) *Startwert* für DEFLPDEF2 kann kleiner als DEFLPDEF1 festgelegt werden, das heißt, 0,01.
- 3) Die *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für DEFLPDEF1 ist in diesem Fall mit 200 ms festgelegt, damit ein zu empfindliches Ansprechen im Fall von Transienten oder selbstlöschenden Fehler unterbunden wird.
- 4) Die *Auslöseverzögerungszeit* für DEFLPDEF2 kann sehr hoch gesetzt werden (d.h. 300 s), weil das START-Signal verwendet wird, nicht jedoch der OPERATE-Ausgang.

INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

INRPHAR1 wird für die Erkennung von Transformatorzuschaltungen in Verteilungsnetzen verwendet. In Beispielfall 1 wird - obwohl kein In-Zone-Transformator vorhanden ist - INARPHAR1 verwendet, weil der Einschaltstrom durch diese Leitung fließen kann. Der BLK2H-Ausgang von INRPHAR1 ermöglicht die Multiplikation der aktiven Einstellungen für Überstromschutz PHxPTOC1. Alle Einstellungen von INRPHAR1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

PHIPTOC1, PHHPTOC1, PHLPTOC1 – Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz

PHIPTOC1 bietet Kurzschlussschutz gegen schwere Fehler dort wo eine starke CT-Sättigung erwartet wird. Diese Schutzfunktion ist immer aktiv und sie gewährleistet die schnelle Auslösung trotz starker STW-Sättigung. In einer solchen Situation erkennt PHIPTOC1 Fehlerstrom besser als LNPLDF1, weil das Peak-to-Peak-Messprinzip verwendet wird. PHHPTOC1 bleibt normal gesperrt. Die Aktivierung erfolgt als Reserve-Überstromschutz bei einem Ausfall der Schutzkommunikation. PHLPTOC1 bietet Überlastschutz und ist immer aktiv. Alle Einstellungen müssen mit den Überlastschutzrelais im Netz koordiniert werden.

Wenn INRPHAR1 die Transformatoreinschaltung erkennt, wird der *Startwert* der PHxPTOC1-Funktionen mit der Einstellung *Start value Mult* (Startwert multip.) multipliziert (in diesem Fall wird der Standardwert 1,0 beibehalten). [Tabelle 201](#) enthält die Einstellwerte für PHIPTOC1, PHHPTOC1 und PHLPTOC1. Alle allen-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 201: Einstellungen PHIPTOC1, PHHPTOC1 und PHLPTOC1 für Relais in Beispielfall 1

Einstellung	Empfohlene Werte			Beschreibung
	PHIPTOC1	PHHPTOC1	PHLPTOC1	
Startwert	10,5 xIn ¹⁾	2,5 xIn ²⁾	0,75 xIn ³⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	200 ms ⁴⁾	200 ms ⁵⁾	500 ms ⁶⁾	Auslöseverzögerungszeit

- 1) *Startwert* für PHIPTOC1. Es wird empfohlen, den Wert auf das 0,7-fache des maximalen Innenfehlerstroms zu setzen. In diesem Beispielfall kann er auf $0,7 \cdot 15 \text{ kA}/1000 = 10,5$ gesetzt werden.
- 2) *Startwert* für PHHPTOC1 kann er auf das 5-fache des Bemessungsstroms gesetzt werden. Somit lautet die Einstellung $5 \cdot 500/1000 \approx 2,5$.
- 3) Für die Zulassung von 50 % Dauerüberlast kann der *Startwert* für PHLPTOC1 auf das 1,5-fache des Bemessungsstroms gesetzt werden. Somit lautet die Einstellung $1,5 \cdot 500/1000 \approx 0,75$.
- 4) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHIPTOC1 kann in diesem Beispielfall mit 200 ms festgelegt werden. Die *Standardwert*-Einstellung entspricht dem maximalen Durchgangsfehlerstrom und deshalb muss PHIPTOC mit den anderen Schutzvorrichtungen im Netz zeitkoordiniert werden.
- 5) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHHPTOC1 kann mit 200 ms festgelegt werden.
- 6) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHLPTOC1 kann mit 500 ms festgelegt werden.

BSTGAPC1 – Binärsignal-Übertragung

BSTGAPC1 wird für die Übertragung der Binärsignale zwischen internen und externen Leitungsdifferentialschutzrelais benötigt. Diese Funktion umfasst acht Binärsignale, die im Schutzkommunikationstelegramm über ein Glasfaserkabel übertragen werden. Diese können frei konfiguriert und für jeden Zweck in der Leitungsdifferenzialanwendung verwendet werden.

In diesem Anwendungsbeispiel sind die an des Remote-Relais übertragenen Binärsignale START von DEFLPDEF2, angeschlossen an SEND_SIG_6 (Blockierung von DEFLPDEF1 des Remote-Relais), OPERATE von DEFLPDEF1, angeschlossen an SEND_SIG_7 (Öffnen von Remote-LS) und CB_OPEN (lokaler Leistungsschalter Status offen), angeschlossen an SEND_SIG_8. Die entsprechenden Remote-Informationen sind verfügbar an RECV_SIG_6 (DEFLPDEF2 START), RECV_SIG_7 (DEFLPDEF1 OPERATE) and RECV_SIG_8 (Remote-Leistungsschalter Status offen).

Alle Einstellungen von BSTGAPC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

PCSITPC1 – Überwachung der Schutzkommunikation

PCSITPC1 überwacht den Schutzkommunikationskanal. Es blockiert die Differenzialschutzfunktionen, wenn Störungen im Schutzkommunikationskanal erkannt werden. Für LNPLDF1 and BSTGAPC1, die von der kontinuierlichen Verfügbarkeit der Schutzkommunikation abhängig sind, wird diese Blockierung automatisch ausgeführt.

Alle PCSITPC1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

TRPPTRC1 – Hauptauslösung

TRPPTRC1 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen von TRPPTRC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

8.4 Leitungsdifferentialschutz mit Leistungstransformator in der Zone

Das im [Lokales Endschutzrelais \(A\)](#) für den Leitungsdifferentialschutz erläuterte grundlegende Schutzprinzip gilt für eine Zone mit Leistungstransformator (Beispielfall 2). [Abbildung 93](#) zeigt das Übersichtsschaltbild des Leitungsdifferentialschutz-Anwendungsbeispiels mit einem Leistungstransformator in der Zone. In der geschützten Zone des Sternpunktnetzes ist ein 11-/20-kV-10-MVA-Transformator mit 6 % vorhanden. Die Wicklung auf der 20-kV-Seite ist Sternpunkt geerdet (YN), die 11-kV-Seite der Wicklung ist im Dreieck geschaltet (d). Die 20-kV-Seite ist der 11-kV-Seite um 30 Grad voraus (Taktnummer 11)

Die von Beispielfall 1 abweichenden Parametereinstellungen für die Relais am Leitungsende A (lokale Ende) und das Leitungsende der B-Seite (Gegenseite) werden in den folgenden Kapiteln erläutert.

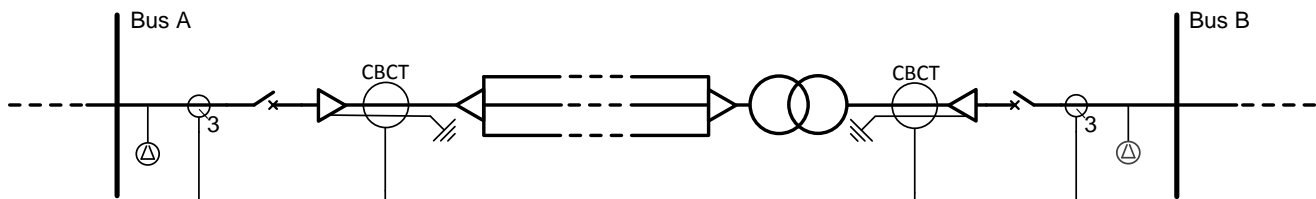


Abb. 93: Vereinfachtes Übersichtsschaltbild mit Leistungstransformator in der Zone

8.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die Anschlüsse CT, CBCT, VT und offene Dreiecks-VT sind ähnlich jenen, die in [Abbildung 88](#) dargestellt sind. Die Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO) sowie die empfohlenen Alarminformationen in den Kapitel [Analoge Eingangssignale](#), [Binäre Eingangssignale](#), [Binäre Ausgangssignale](#) und [Empfohlene Alarmer](#) sind ebenfalls für diesen Beispielfall gültig.

8.4.1.1 Relaiskonfiguration

Die ACT-Konfiguration von Beispielfall 1, dargestellt in [Abbildung 89](#) (Eingangsabschnitt), [Abbildung 90](#) (Anwendungsabschnitt) und [Abbildung 91](#) (Ausgangsabschnitt), bleibt für Fallbeispiel 2 identisch.

8.4.1.2

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

Die [Tabelle 202](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte für das Relais an Leitungsende B. Die Einstellungen für das Relais sind mit jenen in der [Tabelle 196](#) identisch. Alle anderen-Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 202: *ILTCTR1-Einstellungen für das Relais an B im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	400 A	Primärstromwert
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstromwert

RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

Die Einstellungen für RESTCTR1 sind mit jenen in [Tabelle 197](#) identisch.

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

Die [Tabelle 203](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte für das Relais an Leitungsende B in diesem Beispielfall. Die Einstellungen für das Relais A sind identisch mit jenen in der [Tabelle 198](#). Alle anderen-Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 203: *UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatoreinstellungen für Relais B in Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11,55 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	110 V	Sekundäre Nennspannung

LNPLDF1 – Leitungsdifferentialschutz mit zonenintegriertem Leistungstransformator

Die [Tabelle 204](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 204: *LNPLDF1-Einstellungen für die Relais an A und B im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Wicklungsauswahl	Wicklung 1	Geräteeinbauort bezogen auf HS (Wicklung 1) oder NS (Wicklung 2)
Typ Wicklung 1	YN	Anbindung der Hochspannungsseite des Trafos
Typ Wicklung 2	D	Anbindung an der Niederspannungsseite des Trafos
Schaltgr-Kennz.	Clk Num 11	Einstellung der Phasenverschiebung zwischen HS und LS mit Taktzahl für den Ausgleich der Verbindungsgruppe (z.B. Dyn11 -> 11)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
STW-Verhältniskorrektur	1,455 ¹⁾	STW-Verhältniskorrektur
Rückfallmodus	Harmonic2	Auswahl der verwendeten Rückfallmodi
Tiefer Auslösewert	15% ²⁾	Basiseinstellung für die stabilisierte Anreigestufe
Hoher Auslösewert	1000% ³⁾	Schnellstufe Auslösewert
High Op value Mult	0,7 ⁴⁾	Multiplikator für die Skalierung des hohen Auslösewertes

- 1) Bemessungsstrom an der 20 kV-Seite: $500 \cdot 11/20 = 275 \text{ A}$. Das heißt *CT ratio correction* (STW-Verhältniskorrektur) Bemessungsspannung/Nennspannung = $400/275 = 1,4545$.
- 2) 15% des Bemessungsstroms können als *Low operate value* (Niedriger Auslösewert) gesetzt werden.
- 3) Im Beispielfall ist der Durchgangsstrom $10 \text{ MVA}/0,06 = 167 \text{ MVA}$, und mit der Kurzschlussleistung von 286 MVA beträgt die kombinierte Durchgangsleistung $(286 \cdot 167)/(286 + 167) = 105 \text{ MVA}$. Somit beträgt der maximal bezogene Fehlerstrom $105 \text{ MVA}/\sqrt{3} \cdot 11 \text{ kV} = 5,5 \text{ kA}$ an der 11 kV-Seite und $105 \text{ MVA}/\sqrt{3} \cdot 11 \text{ kV} = 3 \text{ kA}$ an der 20 kV-Seite. Der maximale Innenfehlerstrom beträgt 15 kA. Für die 11-kV-Seite kann der *Hohe Auslösewert* dann mit $> 0,7 \cdot (5500/400) \cdot 100$ und $< 0,7 \cdot (15000/1000) \cdot 100$ gesetzt werden. D.h., zwischen 385 % und 1050 % und somit 1000 %. Für die 20-kV-Seite kann der *Hohe Auslösewert* dann mit $> 0,7 \cdot (3000/400) \cdot 100$ und $< 0,7 \cdot (15000/1000) \cdot 100$ gesetzt werden. D.h., zwischen 525% und 1050 % und somit 1000 %.
- 4) Der *hohe Auslösewert* wird reduziert, damit die Empfindlichkeit der Funktion bei Leitungseinschaltung verbessert wird.

DEFLPDEF1 – Erdfehlerrichtungsschutz

Da der im Stern-Dreieck (Y/D) angeschlossene Transformator in der Zone die Nullsequenzstrecke trennt, ist die Blockierung von der anderen Seite nicht erforderlich. Somit kann DEFLPDEF2 in der Konfiguration deaktiviert werden. Die nicht standardmäßigen Einstellungen für mit DEFLPDEF1 mit In-Zone-Leistung können mit jenen in der [Tabelle 200](#) identisch sein. Alle allen DEFLPDEF1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

INRPHAR1 wird für die Erkennung von Transformatorzuschaltungen in Verteilungsnetzen verwendet. Der BLK2H-Ausgang von INRPHAR1 ermöglicht die Multiplikation der aktiven Einstellungen für die unverzögerte Stufe von Überstromschutz PHIPTOC1. Alle Einstellungen von INRPHAR1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

PHIPTOC1, PHHPTOC1, PHLPTOC1 – Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz

PHIPTOC1-, PHHPTOC1- und PHLPTOC1-Funktion, wie im Beispielfall, ohne einen In-Zone-Transformator. Wenn INRPHAR1 die Transformatoreinschaltung erkennt, wird der *Startwert* von PHxPTOC1 von der Einstellung *Start value Mult* (Startwert multip.) multipliziert. Die Einstellungen für PHHPTOC1 und PHLPTOC1 in Relais A sind identisch mit jenen in [Tabelle 201](#). Die Einstellungen für PHIPTOC1 sind [Tabelle 205](#) zu entnehmen.

Die Einstellungen für Relais B in Beispielfall 2 werden in [Tabelle 206](#) gezeigt.

Alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 205: *PHIPTOC1-Einstellungen für das Relais an A im Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	6,6 xIn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	50 ms ²⁾	Auslöseverzögerungszeit
Start value Mult	3,0 ³⁾	Multiplikator für die Skalierung des Startwerts

- 1) Der *Startwert* für PHIPTOC1 kann über Fehlerstrom höchstens auf den 1,2-fachen Wert festgelegt werden, d.h. $1,2 \cdot 5,5 \text{ kA}/1000 \approx 6,6$.
- 2) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHIPTOC1 kann für den schnellen Betrieb auf Minimum, d.h. 20 ms, festgelegt werden.
- 3) *Start value Mult* (Startwert multip.) wird mit 3 beibehalten, um den Einschaltstrom zu berücksichtigen.

Tabelle 206: *Einstellungen PHIPTOC1, PHHPTOC1 und PHLPTOC1 für Relais B in Beispielfall 2*

Einstellung	Empfohlene Werte			Beschreibung
	PHIPTOC1	PHHPTOC1	PHLPTOC1	
Startwert	9,0 xIn ¹⁾	1,03 xIn ²⁾	0,75 xIn ³⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	50 ms ⁴⁾	100 ms ⁵⁾	150 ms ⁶⁾	Auslöseverzögerungszeit
Start value Mult	3,0 ⁷⁾	(Standard)	(Standard)	Multiplikator für die Skalierung des Startwerts

- 1) Der *Startwert* für PHIPTOC1 kann über Fehlerstrom höchstens auf den 1,2-fachen Wert festgelegt werden, d.h. $1,2 \cdot 3 \text{ kA}/400 \approx 9,0$.
- 2) Der *Startwert* für PHHPTOC1 kann mit dem 1,5-fachen des Bemessungsstroms festgelegt werden. Somit lautet die Einstellung $1,5 \cdot 275/400 \approx 1,03$.
- 3) Der *Startwert* für PHLPTOC1 kann mit dem 1,1-fachen des Nennstroms festgelegt werden. Somit lautet die Einstellung $1,1 \cdot 275/400 \approx 0,75$.
- 4) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHIPTOC1 kann für den schnellen Betrieb auf Minimum, d.h. 20 ms, festgelegt werden.
- 5) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHHPTOC1 kann in diesem Beispielfall mit 200 ms festgelegt werden.
- 6) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHLPTOC1 kann in diesem Beispielfall mit 500 ms festgelegt werden.
- 7) *Start value Mult* (Startwert multip.) wird mit 3 beibehalten, um den Einschaltstrom zu berücksichtigen.

Abschnitt 9 Generatorschutz

9.1 Einführung in die Anwendung

Die Generatorschutz- und Steuerungsfunktionen in diesem Relais sind für den Schutz eines Leistungsgenerators mit direkter Netzanbindung sowie für einen Generator mit Anschluss über einen Aufspanntransformator ausgelegt. Der Generator ist eine unerlässliche Komponente des Leistungssystems und, in den meisten Fällen, die teuerste, somit sollte er beispielsweise vor Kurzschlüssen, Überlasten und Erdschluss geschützt werden.

Während des Betriebs unterliegen Generatoren einer Reihe von Fehlern und abnormalen Bedingungen, die sich alle nachteilig auf die Leistung und die Lebensdauer auswirken können. Zu den Hauptkategorien der Generatorfehler gehören Wicklungsfehler, die auf die dielektrische, thermische und mechanische Beanspruchung zurückzuführen sind. Diese können sich als Kurzschlüsse, lokale Überhitzungen (Hot Spots) oder Brechen der Wicklungen manifestieren. Andere Fehler sind beispielsweise Leiter-Leiter-Fehler, Fehler gegen Erde, Kernfehler, Durchführungsfehler, Überspannung sowie Übererregung.

Ein fehlerhafter Generator muss schnellstmöglich vom Netz genommen werden. Die Schutzfunktionen müssen hochempfindlich ausgelegt sein, damit Fehler erkannt werden. Gleichzeitig sollte der Schutz stabil gegen externe Fehler sein. Das lässt sich typischerweise mit Differenzialschutzfunktionen realisieren, die in den meisten Fällen der für den Generator verwendete Hauptschutz sind.

Die Methode für die Sternpunktterdung des Generators legt die Erdschlusschutzverfahren für den Generatorstator fest. Erdschlussdifferenzialschutzfunktionen bieten Schutz gegen eine Reihe von Erdschlussbedingungen. Das Ziel der Generatorschutzfunktionen des Relais ist der umfassende Schutz des Generators, zum Beispiel gegen Überstrom, Überspannung, Übererregung, Kurzschluss und Erdschlüsse.

Tabelle 207: *Typische Generator-Fehlerbedingungen und Schutzfunktionen*

Fehlertyp	Schutzfunktion
Kurzschluss- und Wicklungsfehler	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, dreiphasiger spannungsabhängiger Überstromschutz PHPVOC, dreiphasiger Unterimpedanzschutz UZPDIS
90% Statorerdschluss	Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV, Ungerichteter Erdfehlerschutz, I> EFLPTOC
Windungsschlüsse	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF
Untererregung oder Feldverlust	Dreiphasiger Untererregungsschutz UEXPDIS
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Fehlertyp	Schutzfunktion
100% Statorerdschlusschutz	Statorerdschlusschutz basierend auf der 3. Harmonischen H3EFPSEF und Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV
Rotorerdschluss	Rotor-Erdschlusschutz (Einspeisungsmethode) MREFPTOC
Leistungsschaltversagererkennung	Leistungsschaltversagerschutz CCBRBRF

Abnormale Leistungssystembedingungen können nachteilige Auswirkungen auf den Turbinengenerator haben, wenn sie nicht rechtzeitig behoben werden. Diese abnormalen Bedingungen können beispielsweise auf einen externen Fehler, ein Problem im Erregersystem oder einer Antriebsmaschine oder der angeschlossenen Last zurückzuführen sein. Es ist wichtig, dass der Turbinengenerator vom Leistungssystem getrennt wird, wenn die abnormale Bedingung anhält.

Tabelle 208: *Typische abnormale Generator-Fehlerbedingungen und Schutzfunktionen*

Abnormaler Betrieb	Schutzfunktion
Thermische Überlast	Statortemperaturmessung basierend auf thermischem Überlastschutz, dreiphasigem ungerichtetem Leiter-Überstromschutz (I>), dreiphasigem thermischem Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten T2PTTR
Gerichteter Unterleistungsschutz	Unterleistungsschutz DUPDPDR
Rückleistung	Rückleistungs-/gerichteter Überleistungsschutz DOPDPDR
Übererregung	Übererregungsschutz OEPVPH
Außertrittfallschutz	Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen OOSRPSB
Schieflastschutz	Gegen-Überstromschutz für Maschinen MNSPTOC
Spannungslose Maschine LS-Anregung	Dreiphasiger unverzüglicher Überstromschutz, ungerichtet (I>>>) PHIPTOC und dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV2
Unterspannung	Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV
Unterfrequenz	Frequenzschutz FRPFRQ1
Überspannung	Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV
Überfrequenz	Frequenzschutz FRPFRQ2
Frequenzänderungsrate	Frequenzschutz FRPFRQ

Der Einschluss der unterschiedlichen Arten von Schutzfunktionen in das Generator-Gesamtschutzschema ist abhängig vom Typ (Hydro, Turbo), der Größe sowie von der Kritikalität des Generators.

Die Auslösung der mit Turbine-Generator verknüpften Schutzfunktionen im Generator-Gesamtschutzschema ist unterschiedlichen Aktionen verknüpft. Diese sind abhängig von der Ursache und Potenzial des Turbinen-Generatorschadens.

9.1.1 Schutzschema für Generatoren

Tabelle 209: Schutzschema für Turbogeneratoren

Schutzfunktion	Typ und Größe der Maschine					
	Luftgekühlt				Wasserstoffge- kühlt	Wasserstoff-/ wassergekühlt
	< 5 MVA	5...20 MVA	20...80 MVA	80...150 MVA	100...300 MVA	300...1500 MVA
95% Statorerd- schluss	x	x	x	x	x	x
100% Statorerd- schluss					x	x
Rotorerdschluss	x	x	x	x	x	x
Differenzialschutz		x	x	x	x	x
Generatordifferenti- alschutz	x	x	x	x	x	x
Kurzschlussimpe- danzschutz	x	x	x	x	x	x
Statortemperatur Überlastschutz						x
Rotortemperatur Überlastschutz						x
Phasenschieflast- schutz		x	x	x	x	x
Erregungsverlust- schutz		x	x	x	x	x
Übererregungs- schutz				x	x	x
Überspannungs- schutz	x	x	x	x	x	x
Wellenstromschutz				x	x	x
Unterfrequenz- schutz						
Rückleistungs- schutz	x	x	x	x	x	x
Zuschaltenschutz				x	x	x
Drehzahlüberwa- chungssystem	x	x	x	x	x	x
Temperatursystem	x	x	x	x	x	x
Lichtbogenüberwa- chungssystem			x	x	x	x

Tabelle 210: Schutzschema für Hydraulikgeneratoren

Schutzfunktion	Typ und Größe der Maschine				
	Luftgekühlt				Wasserstoff-/wasser- gekühlt
	< 5 MVA	5...20 MVA	20...80 MVA	80...600 MVA	
95% Statorerdschluss	x	x	x	x	x
100% Statorerdschluss				x	x
Rotorerdschluss	x	x	x	x	x
Differenzialschutz		x	x	x	x
Generatordifferential- schutz	x	x	x	x	x
Kurzschlussimpedan- schutz	x	x	x	x	x
Statortemperatur Über- lastschutz				x	x
Rotortemperatur Über- lastschutz				x	x
Phasenschieflastschutz		x	x	x	x
Erregungsverlustschutz		x	x	x	x
Übererregungsschutz				x	x
Überspannungsschutz	x	x	x	x	x
Wellenstromschutz		x	x	x	x
Unterfrequenzschutz					
Rückleistungsschutz	x	x	x	x	x
Zuschaltschutz				x	x
Drehzahlüberwa- chungssystem	x	x	x	x	x
Temperatursystem	x	x	x	x	x
Lichtbogenüberwa- chungssystem			x	x	x

9.1.2 Turbine - Generator: Auslöseschema

Tabelle 211: Auslöseschema für die Turbine - Generatoreinheit

Ursache	Netzabschaltung	Generator LS-Auslösung	Turbinenschnellschluss	Erregung aus
Generator-Elektroschutz, Generatortransformator- Elektroschutz, Erd- schluss	x	x	x	x
Netzstörung	x			
Generator-Übererre- gungsschutz ¹⁾		x		x
Mechanisches Turbinen- problem ²⁾		x	x	

1) Wenn der Generator nicht mit dem Netz verbunden

2) Zuerst schaltet die Turbine ab, dann schaltet der Generator mit Leistungsrichtungsschutz ab.

9.2 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung der Schutzfunktionen für Kurzschluss, Erdfehler, Statorfehler, Überlast und Rotorfehler zu erläutern, wird als Beispiel ein allgemeines System herangezogen. [Abbildung 94](#) zeigt einen Synchrongenerator und eine Dampfturbine, die mit einem einzelnen 11-kV-Bus verbunden sind. Die Nullspannung des Generators ist mit hoher Impedanz geerdet. Ein Leistungsschalter (LS) kann den Generator mit einem einzelnen 11-kV-Bus verbinden. Sechs PT 100-Widerstandsthermometer (RTD) sind in die Ständernute des Generators eingebettet.

Die Abbildung zeigt eine repräsentative Konfiguration mit einem Generator mit Einzelbus/Einzeltrenner an der Klemmenseite und hochohmiger Erdung durch einen Sternpunkt-geerdeten Transformator am Nullleiter des Generators.

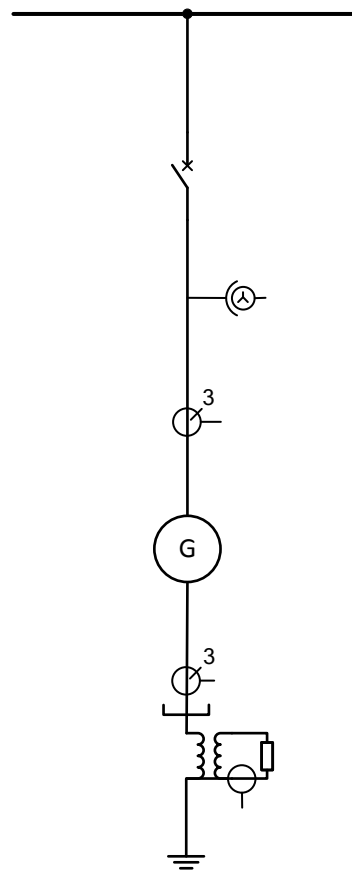


Abb. 94: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls für das Generator-LS-Feld

Zur Erläuterung der Einstellungen der verschiedenen Schutzfunktionen werden die Turbinen-Generator-Designdaten für den Beispielfall in [Tabelle 212](#) dargestellt. Die Leistungskurve des Generators ist in [Abbildung 95](#) zu sehen.

Tabelle 212: Technische Daten für den Drehstrom-Synchron-Generator

Einstellung	Wert
Antriebsmaschine	Dampfturbine
Stator-Sternpunktterdung	Hochimpedanz
Nennwirkleistung	10 MW
Nennspannung L-L	11 kV
Bemessungsstrom	656
Nennleistungsfaktor	0,8
Synchronreaktanzen X_d (pu bei 12,5 MVA)	1,2
Übergangsreaktanzen X'_d (pu bei 12,5 MVA)	0,23
Anfangsreaktanzen X''_d (pu bei 12,5 MVA)	0,15
Widerstand (pu bei 12,5 MVA)	0,003
Leckreaktanzen (pu bei 12,5 MVA)	0,16
Mitreaktanzen (pu bei 12,5 MVA) X_2	0,15
Nullreaktanzen (pu bei 12,5 MVA) X_0	0,1
Isolationsklasse	B
Generatorzeitkonstante	10 Min.

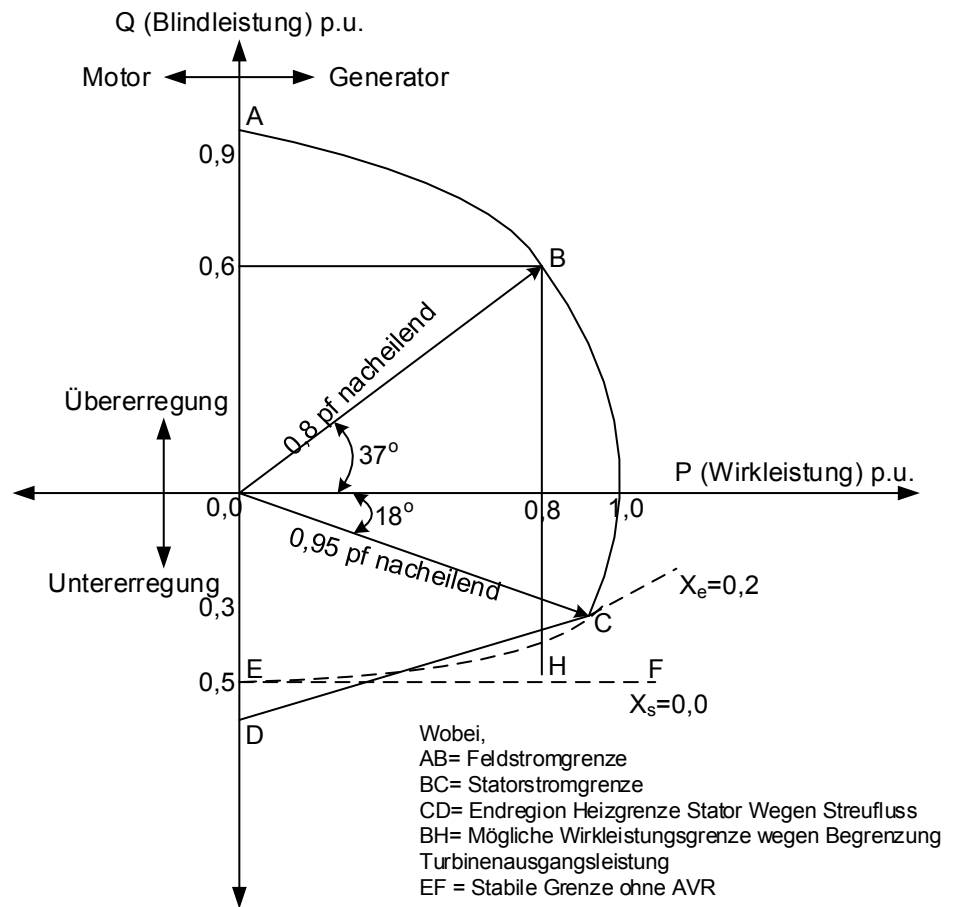


Abb. 95: Generatorleistungskurve

Der Generator im Beispielfall ist wie in [Abbildung 96](#) gezeigt mit dem Rest des Leistungssystems verbunden. Ein 11-kV-Generatorbus ist über einen Aufwärtstransformator mit einer 110-kV-Übertragungsleitung verbunden.

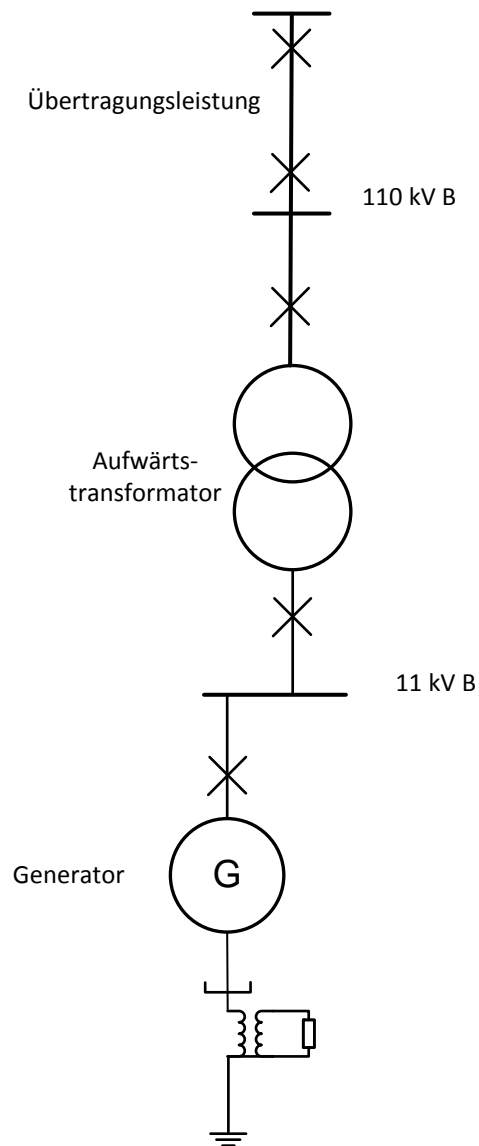


Abb. 96: Generatoranschluss an das Leistungssystem

Für die Berechnung der OOSRPSB1-Funktion werden die Einstellungen aus [Tabelle 213](#) herangezogen.

Tabelle 213: Technische Daten für Aufwärtstransformator, Übertragungsleitung und das Netz

Einstellung	Wert
Aufwärtstransformator	
Nennleistung	12,5 MVA
Verhältnis (Niederspannung L-L/Hochspannung L-L)	11 /110 kV
Kurzschlussimpedanz Z_{scTx}	10%
Kurzschlussresistenz R_{scTx}	0,5 %
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Einstellung	Wert
Übertragungsleitung	
Länge	30 km
Direktreaktanz pro Kilometer (X1-Leitung)	0,5
Direktreaktanz pro Kilometer (R1-Leitung)	0,05
Netz	
Kurzschlussleistung Netz Sn	800 MVA

9.3 Generatorschutzrelais

9.3.1 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 97](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO) und des RTD-Eingangs des Relais. Die erforderlichen CT- und VT-Anschlüsse für einen umfassenden Generatorschutz im Beispielfall werden ebenfalls gezeigt.

Stromwandler werden für das Messen der Leiterströme an beiden Seiten der Generatorwicklungsklemmen (Phase und Neutral) angeschlossen. Ein Stromwandler wird für die Messung des Erdfehlerstroms sekundärseitig mit dem sternpunktgeerdeten Transformator verbunden.

Ein externes Spannungseinspeisungsgerät REK 510 wird für den Rotor-Erdschlussschutz verwendet.

Spannungswandler werden angeschlossen, um die Leiterspannungen an der Klemme und die Verlagerungsspannung sekundärseitig am sternpunktgeerdeten Transformator zu messen.

Zwei Binäranalysen werden verbunden, um die Offen-/Geschlossen-Stellungen des LS zu identifizieren. Drei Binärausgänge werden für das Ausschalten von Leistungsschalter, AVR und Antriebsmaschine verwendet.

Mit dem Generator sind sechs RTDs verbunden; ein RTD für die Messung der Umgebungstemperatur.

9.3.1.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 214: *Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Analogueingang	Beschreibung
AI1	Generatorklemme U_A Spannung
AI2	Generatorklemme U_B Spannung
AI3	Generatorklemme U_C Spannung
AI4	Generatorklemme I_A Strom
AI5	Generatorklemme I_B Strom
AI6	Generatorklemme I_C Strom
AI7	Generator Nullleiter I_A Strom
AI8	Generator Nullleiter I_B Strom
AI9	Generator Nullleiter I_C Strom
AI10	Generator-Nullspannung
AI11	Sternpunkt-geerdeter Transformator Sekundärstrom
AI12	Rotor-Erdschlussdetektorstrom (von REK 510)

9.3.1.2 RTD-Eingangssignale

Tabelle 215: *Physische RTD-Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

RTD-Eingang	Beschreibung
RTD1	Wicklungstemperatur für Leiter 1 (Messwert 1)
RTD2	Wicklungstemperatur für Leiter 1 (Messwert 2)
RTD3	Wicklungstemperatur für Leiter 2 (Messwert 1)
RTD4	Wicklungstemperatur für Leiter 2 (Messwert 2)
RTD5	Wicklungstemperatur für Leiter 3 (Messwert 1)
RTD6	Wicklungstemperatur für Leiter 3 (Messwert 2)
RTD7	Umgebungstemperatur

9.3.1.3 Binäre Eingangssignale

Tabelle 216: *Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Leistungsschalter geschlossene Stellung
BI2	Leistungsschalter geöffnete Stellung

9.3.1.4 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 217: *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Dieser Ausgang wird für das Schließen des Generator-Leistungsschalters verwendet.
BO2	Dieser Ausgang wird für Auslösen oder Öffnen des Generator-Leistungsschalters verwendet.
BO3	Dieser Ausgang wird für das Schließen des Erregersystems verwendet.
BO4	Dieser Ausgang wird für die Abschaltung (Schnellschluss) der Turbine verwendet.
BO5	CBFP-Auslösung an alle Quellen, die mit einem Leistungsschalter mit demselben Leistungssystem verbunden sind.

9.3.1.5 Empfohlene Alarme

[Tabelle 218](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt den Text der Ereigniscontainer-, Ereignis- und Alarmkonfiguration für die Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarme gekennzeichnet werden sollten.

Tabelle 218: *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
ILTCTR1	ALARM	Leiterstromvorverarbeitung
ILTCTR1	WARNUNG	Leiterstromvorverarbeitung
ILTCTR2	ALARM	Leiterstromvorverarbeitung
ILTCTR2	WARNUNG	Leiterstromvorverarbeitung
RESTCTR1	ALARM	Nullstromvorverarbeitung
RESTCTR1	WARNUNG	Nullstromvorverarbeitung
RESTCTR2	ALARM	Nullstromvorverarbeitung
RESTCTR2	WARNUNG	Nullstromvorverarbeitung
UTVTR1	ALARM	Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung
UTVTR1	WARNUNG	Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung
UTVTR2	ALARM	Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung
UTVTR2	WARNUNG	Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung
MPDIF1	OPERATE	Stabilisierter und unverzügter Differentialschutz für Maschinen
PHPVOC1	OPERATE	Spannungsabhängiger Dreiphasen-Überstromschutz
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
ROVPTOV1	OPERATE	Verlagerungsspannungsschutz
H3EFPSEF1	OPERATE	Statorerdschlusschutz basierend auf der 3. Harmonischen
EFLPTOC1	OPERATE	Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>
OOSRPSB1	OPERATE	Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen
DOPPDPR1	OPERATE	Rückleistungs-/gerichteter Überlastungsschutz
DUPPDPR1	OPERATE	Unterleistungsschutz
UEXPDIS1	OPERATE	Dreiphasen-Untererregungsschutz
OEPVPH/1	OPERATE	Übererregungsschutz
MNSPTOC1	OPERATE	Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen
MREFPTOC1	OPERATE	Rotor-Statorerdschlusschutz (Einspeisungsmethode)
MREFPTOC1	ALARM	Rotor-Statorerdschlusschutz (Einspeisungsmethode)
PHPTOV1	OPERATE	Drei-Phasen-Überspannungsschutz
PHPTUV1	OPERATE	Drei-Phasen-Unterspannungsschutz
FRPFRQ1	OPR_UFRQ	Frequenzschutz
FRPFRQ2	OPR_OFRQ	Frequenzschutz
MAPGAPC1	OPERATE	Multifunktionsschutz
MAPGAPC2	OPERATE	Multifunktionsschutz
MAPGAPC3	OPERATE	Multifunktionsschutz
MAPGAPC4	OPERATE	Multifunktionsschutz
MAPGAPC5	OPERATE	Multifunktionsschutz
MAPGAPC6	OPERATE	Multifunktionsschutz
PHLPTOC1	OPERATE	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe
UZPDIS1	OPERATE	Dreiphasen-Unterimpedanzschutz
PHIPTOC1	OPERATE	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe
PHPTUV2	OPERATE	Drei-Phasen-Unterspannungsschutz
PHHPTOC1	OPERATE	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, hohe Stufe
CCBRBRF1	CB_FAULT_AL	Leistungsschalter-Versager-schutz
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
SEQSPVC1	FUSEF_U	Sicherungsausfallüberwachung
TRPPTRC1	TRIP	Master-Auslösung
T2PTTR1	OPERATE	Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten

9.3.1.6

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 219: In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR, UTVTR, RESTVTR, RESTCTR	Analogsignal-Vorverarbeitungsblock
MPDIF1	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen
PHPVOC1	Spannungsabhängiger Dreiphasen-Überstromschutz
ROVPTOV1	Verlagerungsspannungsschutz
H3EFPSEF1	Statorerdschlusschutz basierend auf der 3. Harmonischen
EFLPTOC1	Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>
OOSRPSB1	Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen
DUPDPDR1	Unterleistungsschutz
DOPDPDR1	Rückleistungs-/gerichteter Überlastungsschutz
UEXPDIS1	Dreiphasen-Untererregungsschutz
OEPVPH1	Übererregungsschutz
MNSPTOC1	Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen
MREFPTOC1	Rotor-Statorerdschlusschutz (Einspeisungsmethode)
PHPTOV1	Drei-Phasen-Überspannungsschutz
PHPTUV1, PHPTUV2	Drei-Phasen-Unterspannungsschutz
FRPFRQ1, FRPFRQ2	Frequenzschutz
PHLPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe
UZPDIS1	Dreiphasen-Unterimpedanzschutz
PHIPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe
PHHPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, hohe Stufe
CCBRBRF1	Leistungsschalter-Versagerschutz
INRPHAR1	Drei-Phasen-Einschaltstrom-Detektor
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
T2PTTR1	Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten
TRPPTRC	Auslösebefehlssammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion
SEQSPVC	Mit der Sicherungsausfallüberwachung wird der spannungsabhängige Schutz blockiert, um die Fehlfunktion zu vermeiden.

Tabelle 220: *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

Schutz	Klemmenspannung, AI1, AI2, AI3	Klemmenströme, AI4, AI5, AI6	Neutralleiterstrom, AI7, AI8, AI9	Verlagerungsspannung, AI10	Sternpunkt-geerdeter Transformatorsekundärstrom A11	Rotor-Erdschluss-detektorstrom AI12
MPDIF1		x	x			
PHPVOC1	x		x			
ROVPTOV1				x		
H3EFPSEF1	x			x		
EFLPTOC1					x	
OOSRPSB1	x		x			
DUPPDPR1	x	x				
DOPPDPR1	x	x				
UEXPDIS1	x	x				
OEPVPH1	x	x				
MNSPTOC1		x				
MREFPTOC1						x
PHPTOV1	x					
PHPTUV1	x					
FRPFRQ1	x					
FRPFRQ2	x					
PHLPTOC1		x				
UZPDIS1	x		x			
PHIPTOC1		x				
PHPTUV2	x					
PHHPTOC1			x			
CCBRBRF1		x			x	
INRPHAR1		x				
T2PTTR1		x				

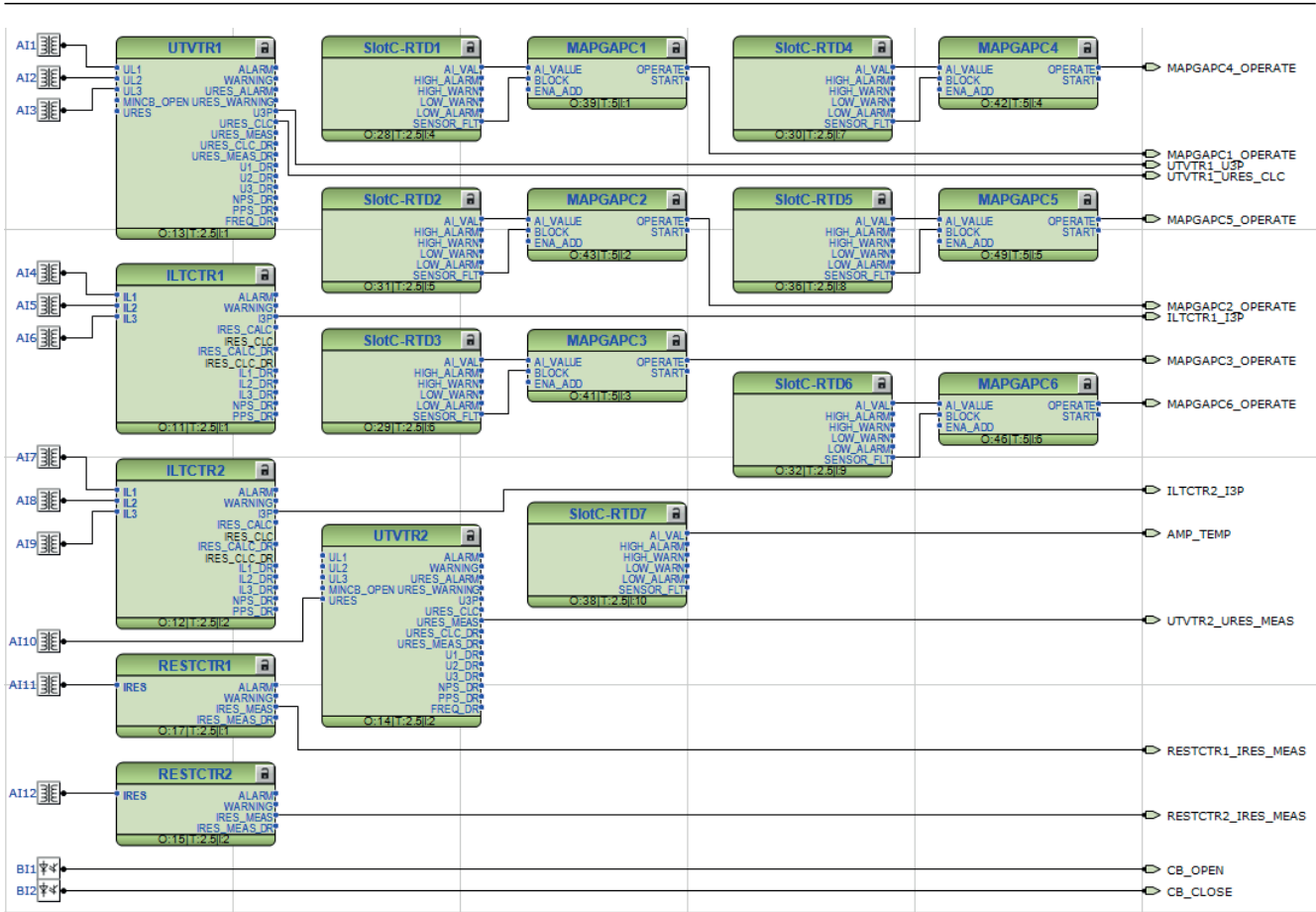


Abb. 98: Als Beispielfall: Analogeingang, RTD- und Binäreingangsanschluss

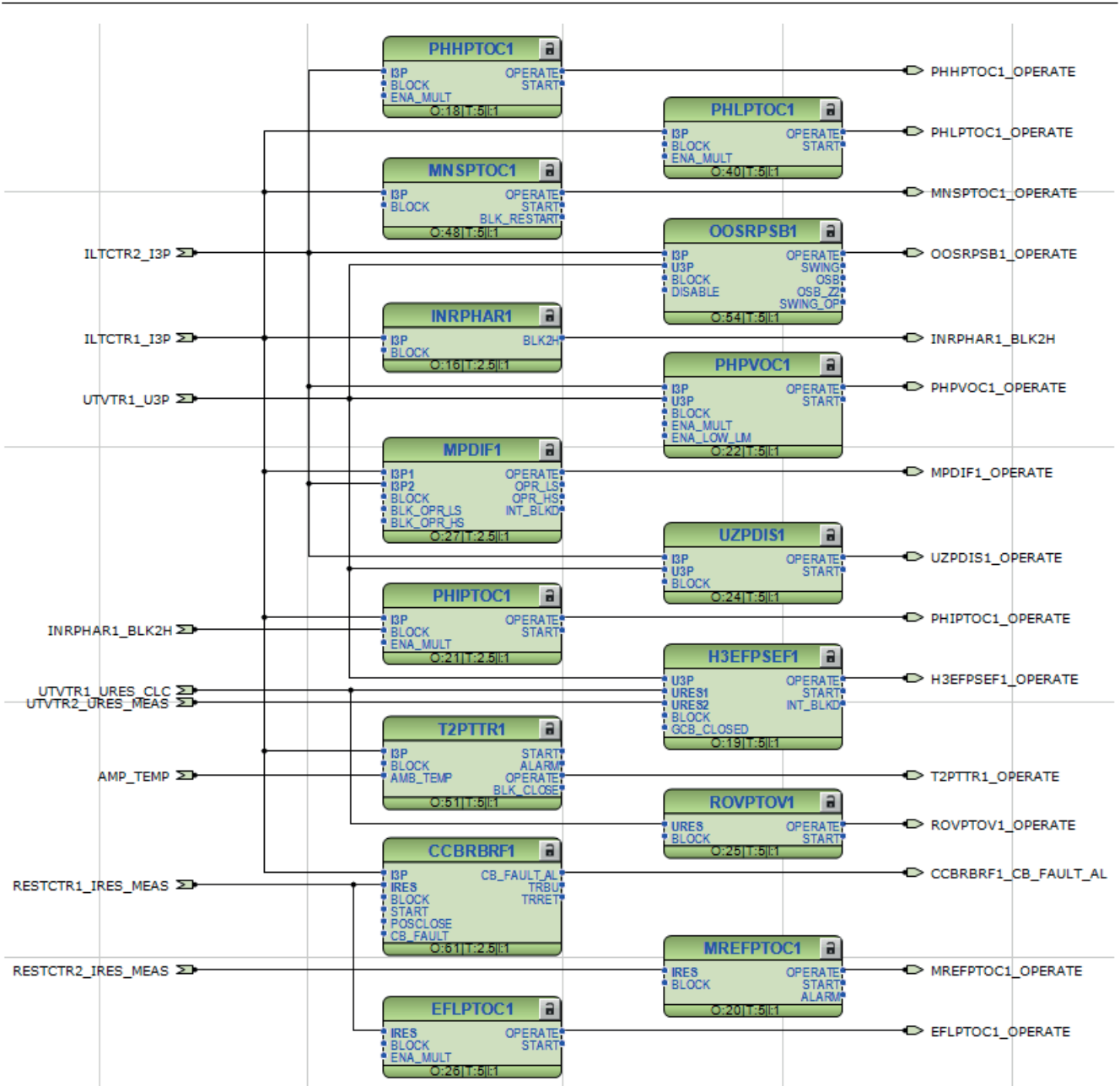


Abb. 99: Verbindung der Schutzfunktion als Beispielfall (Teil 1)

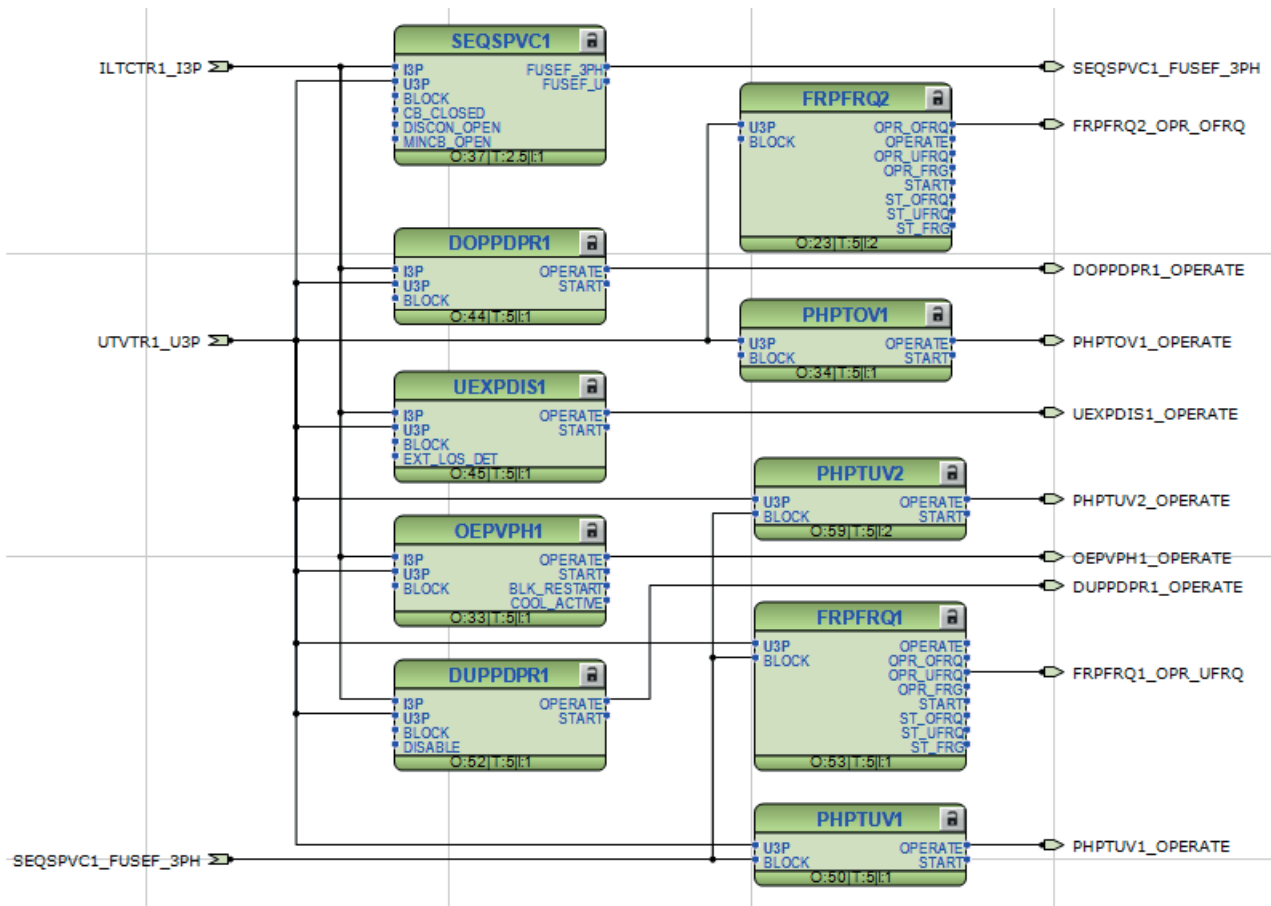


Abb. 100: Verbindung der Schutzfunktion als Beispielfall (Teil 2)

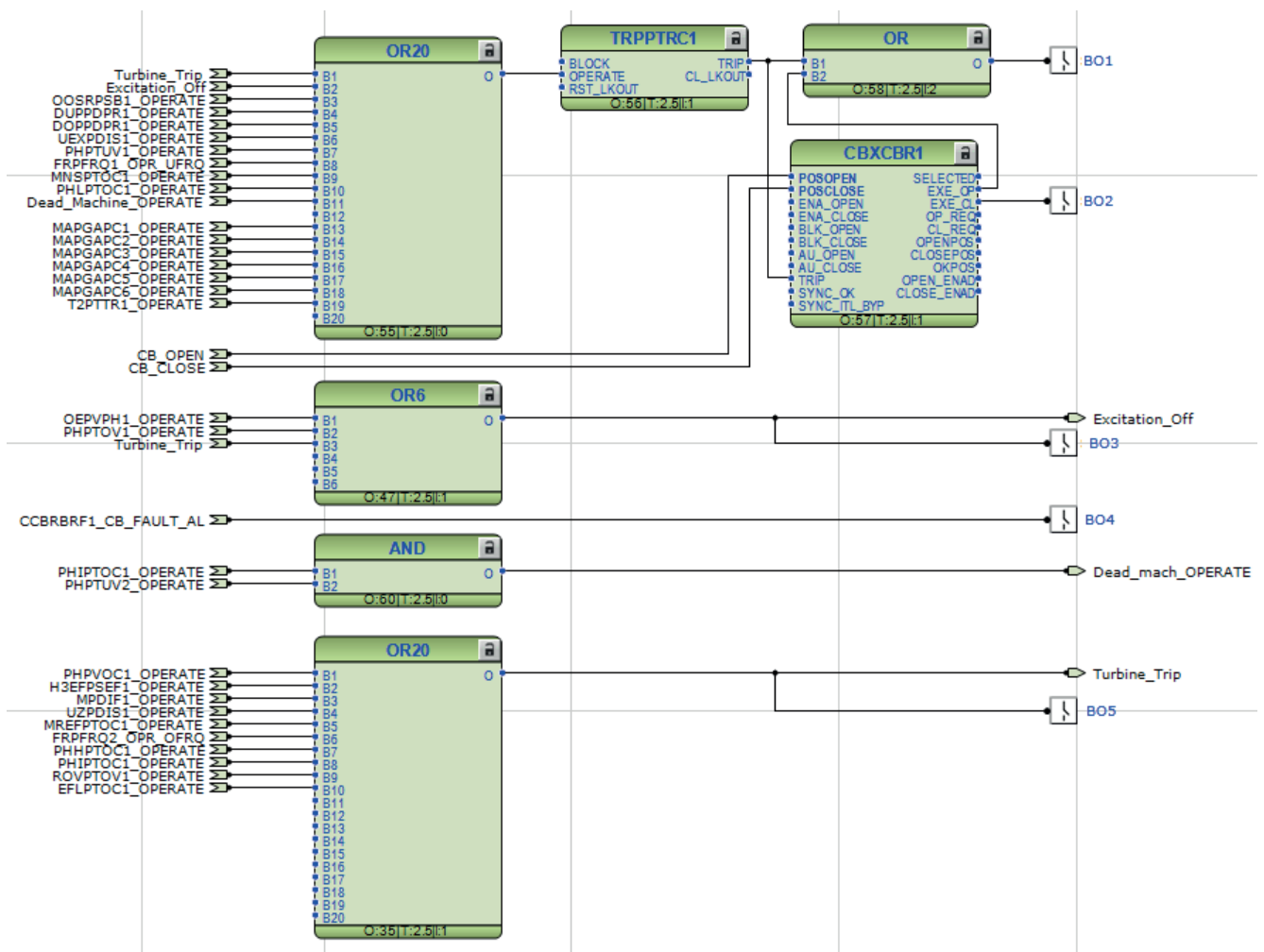


Abb. 101: Binärausganganschluss als Beispielfall

9.3.1.7 Funktionsblöcke und Einstellwert

ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Der CT-Stromanschluss an der Generatorklemme wird nur an ILTCTR1 bereitgestellt. Der CT-Stromanschluss am neutralen Ende des Generators wird nur an ILTCTR2 bereitgestellt.

Tabelle 221: Funktionseinstellungen für ILTCTR

Einstellung	Empfohlene Werte		Beschreibung
	ILTCTR1	ILTCTR2	
Primärstrom	800 A	800 A	Primärstromwert
Sekundärstrom	1 A	1 A	Sekundärstromwert
Frequenzadaptivität	Backup als Frequenzquelle	Freigabe	

RESTCTR – Summenstrom-Vorverarbeitung

RESTECTR1 ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsblock für das Sekundärstromsignal des Sternpunkt geerdeten Transformators.

Tabelle 222: Funktionseinstellungen für RESTCTR1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	200 A	CT-Primärstrom
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstromwert
Frequenzadaptivität	Freigabe	

RESTECTR2 ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsblock für das Analogsignal des Rotor-Erdfehlerdetektors.

Tabelle 223: Funktionseinstellungen für RESTCTR2

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	1 A	CT-Primärstrom
Bemessungsstrom	1 A	Sekundärstromwert
Frequenzadaptivität	Deaktivieren	

UTVTR – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsblock für das Analogsignal des Rotor-Erdfehlerdetektors.

Tabelle 224: Funktionseinstellungen für UTVTR1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11,00 kV	VT-Primärspannung
Sekundärspannung	100 V	Spannungswandler-Sekundärspannung
Nennspannung	11,00 kV	Generator-Nennspannung
Spannungswandleranschluss	Ypsilon	Spannungswandler-Anschlusstyp
Frequenzadaptivität	Hauptfrequenzquelle	

UTVTR2 ist der Analogsignal-Verarbeitungsblock für das Sekundärspannungssignal des Sternpunkt geerdeten Transformators.

Tabelle 225: Funktionseinstellungen für UTVTR2

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11,00 kV	Spannungswandler-Primärspannung
Sekundärspannung	100 V	Spannungswandler-Sekundärspannung
Frequenzadaptivität	Freigabe	

MPDIF1 - Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen

Ein Kurzschluss zwischen den Leitern der Statorwicklungen erzeugt große Fehlerströme und somit besteht die Gefahr der Beschädigung von Isolierung, Wicklungen und Ständerkern. Die großen Kurzschlussströme erzeugen starke Kräfte, die andere Komponenten in der Maschine beschädigen können. Der Kurzschluss kann auch Explosionen und Feuer auslösen. Bei einem Kurzschluss in einer Maschine muss der Schaden ggf. instandgesetzt werden. Die Schwere und die Reparaturzeit sind abhängig vom Ausmaß des Schadens, der beträchtlich von der Fehlerzeit abhängig ist. Die schnelle Entstörung dieses Fehlertyps ist von äußerster Wichtigkeit, um den Schaden und die wirtschaftlichen Verluste zu begrenzen.

Der Differenzialschutz arbeitet nach dem Prinzip der Berechnung von Differenzialstrom an den beiden Enden der Wicklung, d.h., der Strom, der in die Wicklung eintritt wird mit dem Strom abgeglichen, der die Wicklung verlässt. Bei einem internen Fehler unterscheiden sich die Eingangs- und Ausgangsströme der Wicklung. Das resultiert in einem Differenzialstrom, der als Grundlage für die Generierung des Auslösesignals verwendet wird. Aufgrund dieses Prinzips löst der Differenzialschutz während externen Fehlern nicht aus. Allerdings werden Interturn-Fehler in demselben Leiter üblicherweise erst dann entdeckt, wenn sich diese Fehler in einem anderen Fehlertyp entwickeln.

[Tabelle 226](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen MPDIF1 - Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 226: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf den Beispielen von den Standardwerten abweichen*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
DC restrain enable	TRUE	Diese Einstellung sollte mit "TRUE" festgelegt werden, wenn das Netz (Generator) eine DC-Zeitkonstante hat.
Stromwandler Verbindungstyp	Type2	Als Beispielfall Typ 2
CT ratio Cor Line	1,22 ¹⁾	CT-Korrektur, Verhältnis zwischen der Leitung und dem Bemessungsstrom
CT ratio Cor Neut	1,22 ²⁾	STW-Korrektur, Verhältnis zwischen Neutralseite und Bemessungsstrom

1) Einstellung *CT-Verh.-Korr. Leit* = 800/656

= 1,22

2) Einstellung *CT-Verh.-Korr. Neut* = 800/656

= 1,22

PHPVOC1 - Dreiphasiger spannungsabhängiger Überstromschutz

Im Fall eines von der Generator-Synchronreaktanzen ermittelten

Dauerkurzschlussstroms muss dieser den Volllaststrom weit unterschreiten. Auch bei Generatoren mit einem Erregersystem, das nicht von den Generatoranschlüssen gespeist wird, führt ein Spannungsabfall wegen eines Kurzschlusses ebenfalls zu

einem niedrigen Fehlerstrom. Möglicherweise erkennt der Primärschutz, wie der normale Überstromschutz, einen solchen Fehler nicht. Aus diesem Grund sollte ein spannungsabhängiger Überstromschutz als Reserve eingesetzt werden.

Die Kennlinie der Spannungssteilheit wird als Reserve für die verschiedenen Relais verwendet. Der Stromanlaufwert variiert entsprechend den Generator-Klemmenspannungen zwischen der festgesetzten Spannungsgrenze und der unteren Spannungsgrenze gemäß [Abbildung 102](#). Auf diese Weise ist die Funktion trotz des Abfalls des Fehlerstromwerts sichergestellt.

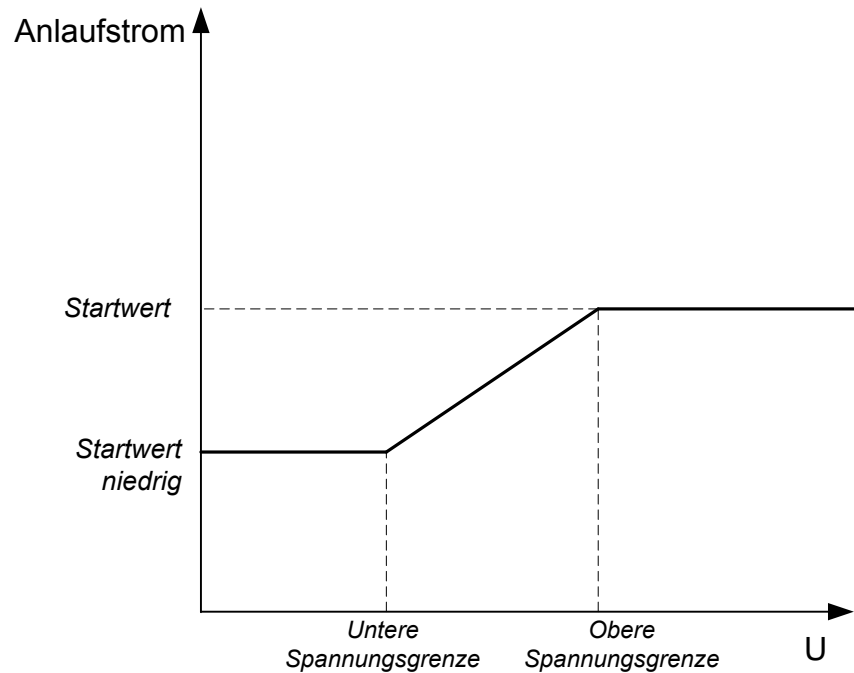


Abb. 102: Charakteristik der Spannungsflanke

Die Verwendung dieser Funktion muss im Hauptschutzschema zeitlich abgestuft sein, so dass sichergestellt ist, dass sie nicht vor dem Hauptschutz anspricht. [Tabelle 227](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen PHPVOC1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 227: Funktionseinstellungen für PHPVOC1 als Charakteristik der Spannungsflanke

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,92 xIn ¹⁾	Der Wert sollte gleich oder größer als 150 % der Generator-Bemessungsspannung bei Erreichen der oberen Spannungsgrenze sein. In diesem Beispiel wird 150 % verwendet:
Unterer Startwert	0,31 xIn ²⁾	Der Wert sollte gleich oder größer als 150 % der Generator-Bemessungsspannung bei Erreichen der unteren Spannungsgrenze sein. In diesem Beispiel wird 150 % verwendet:
Obere Spannungsgrenze	0,75 xUn	Ein typischer Einstellwert ist zwischen 0,75...1,00 Un
Untere Spannungsgrenze	0,25 xUn	Ein typischer Einstellwert ist zwischen 0,25...0,50 Un
Steuerungsmodus	Spannungssteuerung	

- 1) *Startwert*
 = *Obere Spannungsgrenze* · 1,5 · Generator Bemessungsstrom / STW primär
 = 0,75 · 1,5 · 656/800
 = 0,92
- 2) *Unterer Startwert*
 = *Untere Spannungsgrenze* · 1,5 · Generator Bemessungsstrom / STW primär
 = 0,31

ROVPTOV1 – Verlagerungsspannungsschutz

Ein höherer Fehlerstrom führt zu einem größeren Schaden des Generatorkerns. Eine Möglichkeit, um den Kernschaden zu minimieren, ist die Hochimpedanzerdung des Generator-Neutralleiters. Während eines Erdfehlers erhöht die Hochimpedanz die Überspannung am gesunden Leiter. Dieser Spannungsanstieg kann zu einem weiteren Fehler führen. Damit die Verlagerungsspannung kein inakzeptables Niveau erreicht, wird ROVPTOV verwendet. Die [Tabelle 228](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 228: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,029 xUn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	60 ms	Diese Einstellung sollte mit der Auslösezeit der primären und sekundären VT-Sicherungen koordiniert werden.

- 1) Strom im Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler
 = Bemessungsspannung L-L / ($\sqrt{3}$ · Sekundärwiderstand (Spannungswandler Spannung L-L primär/ Spannung sekundär)²)
 = 11000 / ($\sqrt{3}$ · 0,5 · (11000/110)²)
 = 1,27 A
 Sekundärstrom im Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler
 = 1,27 · 11000/110
 = 127
 Spannung am Widerstand

$$\begin{aligned}
 &= 127 \cdot 0,5 \\
 &= 63,5 \\
 &\text{Startwert} \\
 &= 5 \% \text{ der Spannung am Widerstand/ Spannungswandler Sekundärspannung} \\
 &= 0,05 \cdot 63,5/110 \\
 &= 0,029
 \end{aligned}$$



Im Beispielfall sind 5 % des Stators (vom Nullleiter) weiterhin nicht vor Statorerdfehler geschützt.

EFLPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz – niedrige Stufe (I>)

In der Beispielanwendung wird der Erdfehlerstrom durch ein hochohmiges Sternpunktterdungsschema des Generators begrenzt. Zusätzlich zum Verlagerungsspannungsschutz kann EFLPTOC1 Erdschlussschutz bieten. Diese Funktion bietet auch die Schutzabdeckung, wenn der LS nach Einschalten der Anregung geöffnet ist. Die [Tabelle 229](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 229: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,06 xIn ¹⁾	10 % des Sekundärstroms im Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler Der Einstellwert muss die normalen unsymmetrische Strömen im Neutralleiter überschreiten.
Betriebskennlinie	12 = IEC Ext. inv.	Extrem inverse Zeitkennlinie

1) *Startwert* = 10 % des Sekundärstroms (bei NGT) /STW primär
 = 0,1 · 127/200
 = 0,06

H3EFPSEF1 – Stator-Erdfehlerschutz basierend auf der 3. Harmonischen

Im Fall eines Stator-Erdfehlers kann der Schutz vor ungerichtetem Erdschluss oder der Schutz vor gerichtetem Erdschluss den Fehler bis zu 90...95 Prozent von der Generatorklemme erkennen. H3EFPSEF1 wird verwendet, um den Stator-Erdfehler am Sternpunkt und mindestens bis zu 15...20 % vom Sternpunkt entlang der Statorwicklung zu erkennen. Damit der Erdfehler erkannt werden kann, vergleicht die Funktion die Spannung auf der 3. Harmonischen, die vom Generator am Sternpunkt und den Klemmen des Generators produziert wird.



Damit der verlässliche Betrieb des Schutzes gewährleistet ist, muss der Generator die Spannung der 3. Harmonischen erzeugen, die mindestens 1 % der Generator-Bemessungsspannung beträgt. Wenn H3EFPSEF1 nur als Sternpunkt-Unterspannungsschutz der 3.

Harmonischen fungiert, muss die Funktion während Anlaufen und Abschalten des Generators gesperrt werden.

Das Spannungsniveau der dritten Harmonischen an der Generatorklemme und am Sternpunkt hängt von der Last sowie von der Bauweise des Generators ab, das heißt, dass für die Einstellung der unterschiedlichen Parameter ein Feldtest durchgeführt werden sollte. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

Tabelle 230: Berechnung der Schritte für die H3EFPSEF1-Einstellungen

SI no	% Genera- torlast	UD_3H	UB_3H	Verhältnis UB_3H / UD_3H	Min.-Ver- hältnis	Betawert für K = 1,5	Betawert für K = 1,5
1	10	1,2	1,5	1,25	1,25	1,5/1,25 = 1,2	2/1,25 = 1,6
2	20	1,5	2,5	1,67			
3	25	1,9	3	1,58			
4	50	2,9	4,2	1,49			
5	75	3,6	6	1,67			
6	100	4,2	7,5	1,79			

Schritt 1: Berechnung von Verhältnis UB_3H: UD_3H (Spalte 5)

Schritt 2: Berechnung Min. von UB_3H: UD_3H (Spalte 6)

Schritt 3: Berechnen Sie den Betawert für einen anderen Sicherheitsfaktor K (Spalte 7, 8)

Die [Tabelle 231](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 231: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Spannungsauswahl	U ₀	Diese Einstellung ist abhängig von der Verfügbarkeit der Klemmenspannung. In diesem Beispiel wird die Klemmenspannung von drei L-N VTs gespeist. Wenn kein L-N-Anschluss verfügbar ist, entnehmen Sie weitere Optionen bitte dem technischen Handbuch.
Beta	1,2	Anteil der 3. Harmonischen auf der Neutralseite für Bias
Generatorschalter verwendet	Ja	Als Beispielfall

DOPPDPR1 – Rückleistungsschutz

Gelegentlich sinkt die mechanische Leistung einer Generator-Antriebsmaschine so sehr ab, dass sie die internen Verluste nicht mehr decken kann. In diesem Fall fungiert der Synchrongenerator als Synchronmotor und zieht aus dem übrigen System Energie ab. Diese Betriebsart, in der ein Generator als Motor arbeitet, bedeutet kein Risiko für die Antriebsmaschine selbst. Das Ausmaß des Schadens hängt vom Typ der Antriebsmaschine ab.

Die Aufgabe des Rückleistungsschutzes DOPPDPR1 ist der Schutz der Antriebsmaschine.



Immer wenn ein niedriger Wert des Rückleistungsschutzes benötigt wird, sollte der Unterleistungsschutz gemeinsam mit dem gerichteten Überleistungsschutz verwendet werden. Die Grenze hängt von der CT- und VT-Genauigkeit ab.

Die [Tabelle 232](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 232: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,07 xSn ¹⁾	Die aus dem Leistungssystem importierte Leerlaufleistung variiert abhängig vom Typ der Antriebsmaschine: von 0,2 % der Nennleistung (Hydroturbine) bis 50 % (Gasturbine). In diesem Beispiel wird 10% verwendet:
Gerichteter Modus	Rückwärts	Rückleistungsrichtung
Auslöseverzögerungszeit	2000 ms	Abhängig von der Leistung der Antriebsmaschine In diesem Beispiel wird die Zeit 2 ms verwendet.

1) $Startwert = \text{Leerlaufleistung} / \sqrt{3} \cdot VT \text{ primär} \cdot STW \text{ primär}$
 $= 0,10 \cdot 10 \cdot 1000 / (\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 800)$
 $= 0,07$

DUPPDPR1 – Unterleistungsschutz

Gelegentlich sinkt die mechanische Leistung einer Generator-Antriebsmaschine so sehr ab, dass sie die internen Verluste nicht mehr decken kann. Dampfturbinen neigen schnell zur Überhitzung, wenn der Dampfstrom zu niedrig ist oder wenn durch die Turbine kein Dampf mehr fließt. Der Unterleistungsschutz soll die Antriebsmaschine vor Bedingungen mit sehr niedriger Leistungsabgabe schützen.

Die [Tabelle 233](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 233: Funktionseinstellungen für DUPDPR1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,03 xSn ¹⁾	Abhängig von der Dauer der niedrigen Niedrigleistungsfähigkeit der Antriebsmaschine. In diesem Beispiel wird 5 % verwendet:
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms	Abhängig von der Ladeleistung des Generators nach Schließen des LS (hier 5 s für 50 % Last)

- 1) $Startwert = 0,05 \cdot \text{Nennwirkleistung (MW)} \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot VT \text{ primär (kV)} \cdot STW \text{ primär}$
 $= 0,05 \cdot 10 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 800$
 $= 0,033$
 $= 0,03$

UEXPDIS1 – Dreiphasen-Untererregungsschutz

Eine Reduzierung des Erregerstroms schwächt die Kopplung zwischen Rotor und externem Leistungssystem. Eventuell arbeitet die Maschine nicht synchron, sondern wie eine Induktionsmaschine, wodurch der Blindleistungsverbrauch ansteigt. Selbst dann, wenn die Maschine weiterhin synchron arbeitet, ist ein solcher Zustand über einen längeren Zeitraum eventuell nicht akzeptabel. Die Untererregung erzeugt übermäßige Hitze in der Endregion der Statorwicklung. Dadurch kann die Isolierung der Statorwicklung und sogar der Eisenkern beschädigt werden.

Bei Untererregung arbeitet der Generator zudem in einem asynchronen Modus. Dadurch erhöht sich die Rotordrehzahl, was wiederum Hitze im Rotoreisen und in den Dämpfungswicklungen erzeugt. Eine hohe Blindleistungsaufnahme aus dem Netz während Untererregung bringt Probleme im Netz mit sich, unter anderem Spannungsabfall, Stabilitätsschwankungen und Leistungspendeln. Leitungspendeln belastet den Maschinenantrieb und verursacht Kavitation der Turbinenschaufel sowie die mechanische Belastung im Getriebe.

Die Leistungskennlinie beschreibt die Untererregungsfähigkeit der Maschine. Übermäßige kapazitive Last im Synchrongenerator verursacht Abschaltung des Schritts. Der Grund dafür ist, dass die Gleichgewichtszustandsgrenze, die vom Lastwinkel = 90° definiert wird, nur im untererregten Zustand der Einheit erreicht werden kann. UEXPDIS1 schützt die Synchronmaschinen vor instabilem Betrieb wegen Verlust der Erregung. Der Teil- oder Gesamtverlust verursacht eine Blindleistungsaufnahme aus dem Netz zum Generator. Die Systemreaktanz entwickelt sich von den Generator клемmen aus gesehen negativ. Dieser Art der „Reaktanzabfall“-Bedingung lässt sich durch die Messung der Systemimpedanz ermitteln.

Die [Tabelle 234](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 234: Funktionseinstellungen für UEXPDIS1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Durchmesser ¹⁾	146 %Zn	Durchmesser des Mho-Diagramms (normalerweise identisch mit der synchronen Maschinen-Impedanz X_d .)
Offset ²⁾	-14 %Zn	Offset Impedanzkreis von der R-Achse. Die übliche Einstellung ist entsprechend $-X_d/2$,
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms	Die Einstellung ist abhängig von der kurzzeitigen Untererregungsfähigkeit des Generators sowie von der AVR-Reaktion. In diesem Beispiel wird die Zeit 5 ms verwendet.

- 1) Generator synchrone Impedanz bei 11 kV:
 $X_{Gen_d} = X_d \text{ Nennspannung} / \text{Nennwirkleistung/Leistungsfaktor}$
 $= 1,2 \cdot 11 \cdot 11 / 12,5$
 $= 11,616$
 Kreisdurchmesser $= X_{Gen_d} \cdot (CT \text{ primär} \cdot \sqrt{3} \cdot 100) / (VT \text{ primär} \cdot 1000)$
 $= 11,616 \cdot 800 \cdot \sqrt{3} \cdot 100 / 11 \cdot 1000$
 $= 146$
- 2) Generator transiente Impedanz bei 11 kV:
 $X_{Gen_d} = X_d \text{ Nennspannung} / \text{Nennwirkleistung/Leistungsfaktor}$
 $= 0,23 \cdot 11 \cdot 11 / 12,5$
 $= 2,2264$
 $Offset = -0,5 \cdot X'_{Gen_d} \cdot CT \text{ primär} \cdot \sqrt{3} \cdot 100 / VT \text{ primär} \cdot 1000$
 $= -0,5 \cdot 2,2264 \cdot 800 \cdot \sqrt{3} \cdot 100 / 11 \cdot 1000$
 $= -14$

OOSRPSB1 – Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen

Außertrittfallschutzfunktionen erkennen stabiles Leistungspendeln und Außertrittfallbedingungen, weil Spannungs-/Stromabweichungen während Leistungspendeln im Vergleich zu den Schrittwechseln während eines Fehlers eher gering sind. Sowohl Fehler als auch Leistungspendeln können dazu führen, dass die gemessene Impedanz die Betriebseigenschaften eines entfernten Relaislements annimmt. Die Scheinimpedanz bewegt sich während einer Fehlerbedingung in sehr kurzer Zeit (wenige Millisekunden) von einem Vor-Fehler zu einem Fehler. Die Veränderungsrate der Impedanz ist während Leistungspendeln oder Außertrittfallbedingungen wesentlich kürzer, als während eines Fehlers, und sie ist abhängig von der Schlupffrequenz des Außertrittfalls.

Die Impedanzmessung selbst sollte nicht verwendet werden, um zwischen einer Fehlerbedingung oder einer Außertrittfallbedingung infolge eines Leiterfehlers zu unterscheiden. Die grundlegende Methode für die Unterscheidung zwischen Fehlern und Leistungspendeln ist die Kontrolle der Veränderungsrate der gemessenen Impedanz.

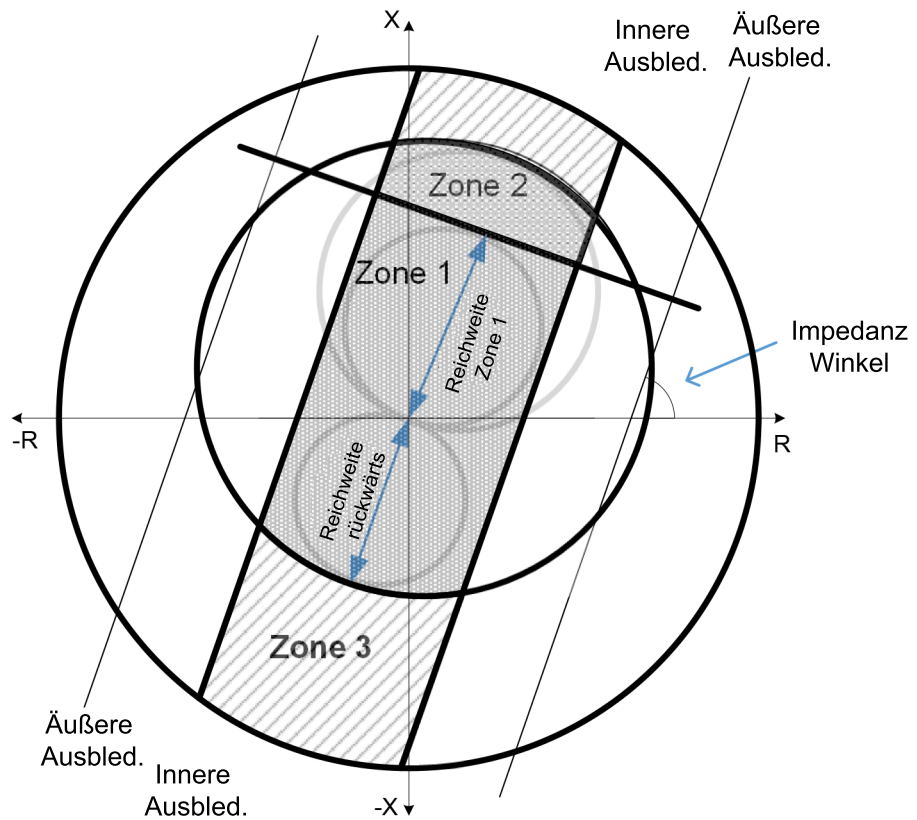


Abb. 103: Betriebszone für Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen

Tabelle 235: Berechnung der Schritte für die Einstellungen der Außertrittfallfunktion

	Generator	Aufwärtstransformator	Übertragungsleitung	Netz
Z-Basis bei Generatorklemmenspannung 11 kV	$Z_{b_Gen} = 11 \cdot 11 / 12,5 = 9,68 \text{ Ohm}$	$Z_{b_Tx} = 11 \cdot 11 / 12,5 = 9,68 \text{ Ohm}$	Basisänderungsfaktor $B_f = 11 \cdot 11 / 110 / 110 = 0,01$	Basisänderungsfaktor $B_f = 11 \cdot 11 / 110 / 110 = 0,01$
Berechnung der Gesamtimpedanz	$X'_{d_Gen} = X'_d \cdot Z_{b_Gen} = 0,23 \cdot 9,68 = 2,2264 \text{ Ohm}$	$Z_{Tx} = Z_{Tx} \cdot Z_{b_Tx} = 0,1 \cdot 9,68 = 0,968$	$X_L = X1 \text{ Leitung Länge} \cdot B_f = 0,5 \cdot 30 \cdot 0,01 = 0,15$	$Z_s = 110 \cdot 110 \cdot B_f / (S_n) = 110 \cdot 110 \cdot 0,01 / 800 = 0,1513$
Impedanzwinkel (deg)	$= \cos^{-1} ((R_{scTx}) / (Z_{scTx})) \cdot 180 / \pi = \cos^{-1}(0,5 / 10) \cdot 180 / \pi = 87,13 \text{ Grad}$			
Reichweite in Vorwärtsrichtung (primär - Ohm)	$= Z_{Tx} + X_L + Z_s = 0,968 + 0,15 + 0,1513 = 1,2693$			
Reichweite in Rückwärtsrichtung (primär - Ohm)	$= X'_{d_Gen} = 2,2264$			
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

	Generator	Aufwärtstransformator	Übertragungsleitung	Netz
Reichweite Zone 1 (%)	= 80 % von $Z_{Tx} \cdot 100$ / Reichweite in Vorwärtsrichtung = $0,8 \cdot 0,968 \cdot 100/1,2693$ = 61,01			
Innere Richtungskennlinie R (primär - Ohm)	= (Reichweite in Vorwärtsrichtung und Reichweite in Rückwärtsrichtung) / (2 · tan60) = $(1,2693 + 2,2264)/2 \cdot 1,7320$ = 1,01			
Äußere Richtungskennlinie R (primär - Ohm)	= (Reichweite in Vorwärtsrichtung und Reichweite in Rückwärtsrichtung) / (2 · tan(45)) = $(1,2693 + 2,2264) / 2 \cdot 1$ = 1,74			

Die [Tabelle 236](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen OOSRPSB1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 236: Funktionseinstellungen für OOSRPSB1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Reichweite in Vorwärtsrichtung	1,27 Ohm	Reichweite in Vorwärtsrichtung Mho-Kreis
Reichweite in Rückwärtsrichtung	2,23 Ohm	Reichweite in Rückwärtsrichtung Mho-Kreis
Innere Richtungskennlinie R	1,01 Ohm	Widerstandswert innere Aussparung auf R-Achse
Äußere Richtungskennlinie R	1,74 Ohm	Widerstandswert äußere Aussparung auf R-Achse
Impedanzwinkel	87,13 Grad	Winkel zwischen Mho-Kreis und Aussparungen und R-Achse
Reichweite Zone 1	61,01 %	Prozentsatz Mho-Reichweite in Vorwärtsrichtung zum Anzeigen des Endes der Zone 1 und Beginns der Zone 2
Pendelzeit	30 ms	Die Zeit zwischen Aussparungen bis zur Erkennung von Pendeln (gemäß der Aussparungseinstellung entspricht das 2,77 Hz).
Max. Anzahl Schlupf	1	Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 1
Zone 2 aktiv	Ja	Freigabe Funktion Zone 2
Max Num slips Zn2	4	Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 2
LS-AUS-Zeit	50 ms	Öffnungszeit Leistungsschalter

OEPVPH1 – Übererregungsschutz

Überspannung oder Unterfrequenz oder eine Kombination aus beiden führen zu einer hohen Flussdichte. Wenn der geschichtete Kern eines Leistungstransformators einer magnetischen Flussdichte ausgesetzt ist, die über seinen konstruktionsbedingten Grenzwerten liegt, erhöht sich der Streufluss. Dies

führt zu Hysterese und Wirbelstromverlusten in den ungeschichteten Teilen. Die Verluste können in relativ kurzer Zeit zu einer übermäßigen Erwärmung führen und schwere Schäden an der Isolierung und anliegenden Teilen verursachen. Weil die Flussdichte direkt proportional zur Spannung und umgekehrt proportional zur Frequenz ist, berechnet OEPVPH1 das relative V/Hz-Verhältnis, anstatt einer direkten Messung der Flussdichte.

Die [Tabelle 237](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 237: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	105 %	Der Nennstrom (Nennspannung bei Nennfrequenz) wird üblicherweise mit 100 % angenommen, ein Wert, der abhängig von der Konstruktion, leicht übertroffen werden kann. In diesem Beispiel wird 105% verwendet.
Betriebskennlinie	IEC Def. Zeit	Auswahl der Verzögerungskennlinie Wenn die V/Hz-Leistung des Generators vorliegt, ziehen Sie bitte für die Kennlinieneinstellungen das Technische Handbuch hinzu.
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms	Die Reaktion des Erregungssystems (Feldeinfluss); variiert typischerweise zwischen 1...10 s. In diesem Beispiel werden 5 s verwendet.
Leakage React	16 %	Leckreaktanz (% bei 12,5 MVA)
Voltage Max Cont	100 %	Üblicherweise werden die U/f-Charakteristiken so angegeben, dass das Verhältnis 1,00 bei Nennspannung und Nennfrequenz ist. Deshalb wird der Wert 100 % für die Einstellung „Voltage Max Cont“ (Volt max. kont.) empfohlen.

MNSPTOC1 – Gegensystem-Überstromschutz

Wenn der Generator mit Schiefast verbunden ist oder Schiefast liefert, fließen Gegensystemströme durch die Statorwicklungen, die Gegensystemspannung in den Läuferwicklungen erzeugen. Die Frequenz des induzierten Stroms beläuft sich ungefähr auf das Zweifache der Versorgungsfrequenz. Wegen des Skineffekts trifft der induzierte Strom mit einer doppelten Frequenz der Versorgungsfrequenz auf einen hohen Rotorwiderstand, der selbst bei Phasenströmen mit einem Wert unterhalb des Bemessungsstroms des Generators übermäßige Hitze erzeugt. Diese übermäßige Hitze kann die Isolierung der Rotorwicklung beschädigen.

MNSPTOC1 schützt Synchronmotoren vor Schiefplast. Die [Tabelle 238](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 238: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,08 xIn ¹⁾	Die Dauerschiefplast-Belastbarkeit des Generators muss berücksichtigt werden. Hier wird sie mit 10 % des Generatorbemessungsstroms angenommen.
Betriebskennlinie	IEC Def. Zeit	Auswahl der Verzögerungskennlinie Wenn die Schiefplastleistung, d.h. I ² ₂ · t, des Generators vorliegt, ziehen Sie bitte für die Kennlinieneinstellungen das Technische Handbuch hinzu.
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) *Startwert* = 10 % · Bemessungsstrom/Stromwandler primär
 = 0,1 · 656/800
 = 0,082

MREFPTOC1 – Rotor-Erdfehlerschutz (Einspeisungsmethode)

Der Rotorkreis eines Synchrongenerators ist normalerweise von der Erde isoliert. Der Rotorkreis kann abnormalen mechanischen oder thermischen Belastungen ausgesetzt sein, beispielsweise wegen Vibrationen, Überstrom oder begrenztem Kühlmitteldurchfluss. Das kann zu einem Versagen der Isolierung zwischen der Feldwicklung und dem Rotoreisen an dem Punkt führen, der übermäßiger Belastung ausgesetzt ist.

In Generatoren mit Schleifringen reduziert sich der Widerstand des Rotors gelegentlich wegen den von den Schleifringbürsten erzeugten Kohlenstoffablagerungen.

Der Kreis weist eine hohe Erdungsimpedanz auf. Ein einzelner Fehler führt nicht zu einem sofortigen Schaden, weil der Fehlerstrom wegen einer niedrigen Spannung gering ist. Allerdings besteht das Risiko eines zweiten Fehlers, der einen Rotorfehler zwischen den Wicklungen mit schwerwiegendem magnetischem Ungleichgewicht und starken Rotorvibrationen erzeugt, die schnell einen beträchtlichen Schaden mit sich bringen.

Aus diesem Grund muss die Maschine schnellstmöglich vom Netz getrennt werden, wenn ein Isolationsfehler erkannt wird. Es wird empfohlen, dass der Alarm und die Betriebsstufen von MREFPTOC1 genutzt werden: die Alarmstufe für die Anzeige von schwach entwickelten Erdfehlern und die Betriebsstufe für den Schutz gegen vollentwickelte Erdfehler. Normalerweise löst die Ausrüstung nach einer kurzen Verzögerung aus.

Das Spannungseinspeisungsgerät REK 510 speist den Rotorkreis über seine Koppelkondensatoren (C1, C2) gegen Erde mit einer 100 VAC Sekundärspannung; siehe [Abbildung 104](#). C_E und R_E entsprechen der Erdungskapazität des Rotors und der Rotor-Störfestigkeit.



In dem beispielhaft dargestellten Synchrongenerator ist die Erregerfeldwicklung mit den Bürsten verbunden.

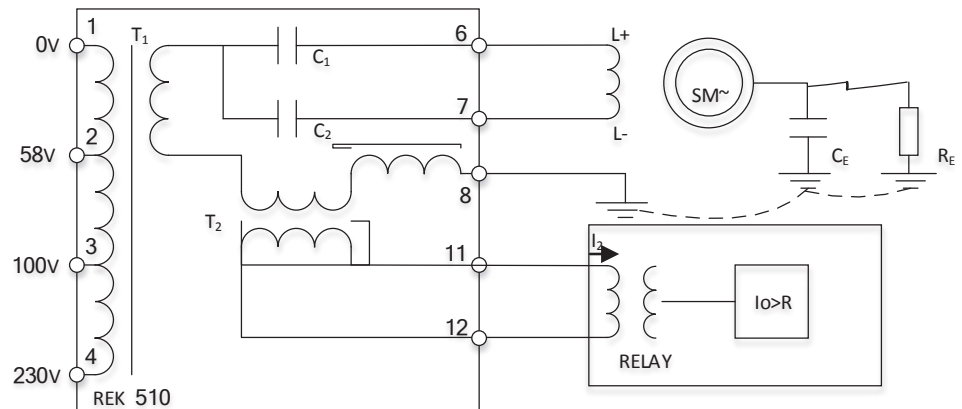


Abb. 104: Rotor-Erdfehlerschutz (MREFPTOC) mit Einspeisungsgerät

Die Einstellwerte können nicht im Voraus berechnet werden. Diese Werte werden während der Inbetriebnahmetestphase definiert. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch. [Tabelle 239](#) wurde für die Berechnung der Einstellwerte vorbereitet. Der Alarmstartwert sollte 10 kOhm und der Auslösewert sollte 2 kOhm entsprechen.

Tabelle 239: Widerstandssimulation (R_E) vs. Überwachung eingespeister Strom I_2

R_E (kOhm)	I_2
2	0,4
10	0,19

Die [Tabelle 240](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 240: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Alarmstartwert	0,40 pu	Alarmstartwert
Auslösewert	0,19 pu	Auslösewert

PHPTOV1 – Dreiphasen-Überspannungsschutz

Die Reduzierung des Last am angeschlossenen Generator oder die Trennung des Generators vom Leistungsnetz kann an der Generatorklemme übermäßigen Spannungsanstieg herbeiführen. Unter normalen Bedingungen steuert der automatische Spannungsregler (AVR) die Generatorklemmenspannung und führt diese auf normale Betriebsbedingungen zurück. Bei einem fehlerhaften (vollständige oder langsame Reaktion) AVR kann diese übermäßige Spannung jedoch negative Auswirkungen auf den Generator oder die Isolierung der angeschlossenen Geräte haben.

PHPTOV1 schützt Synchrongeneratoren vor Überspannung. Die [Tabelle 241](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 241: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	1,20xUn	Die Dauerüberspannungsleistung des Generators sollte berücksichtigt werden. Hier wird sie mit 120% der Generatorklemmen-Bemessungsspannung angenommen.
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms	Die Einstellung sollte die AVR-Ansprechzeit berücksichtigen und so gesetzt sein, dass im Normalbetrieb kein unerwünschtes Ansprechen des Generatorleistungsschalters eintritt. Für den Beispielfall werden 1000 ms verwendet.

PHPTUV1 – Dreiphasen-Unterspannungsschutz

Übermäßiger Verbrauch von Blindleistung (im Fall von übermäßiger induktiver Last, Starten großer Induktionsmotoren oder unter Fehlerbedingungen) kann zu einer Reduzierung der Generatorklemmenspannung führen. Unterspannung kann auch auf den fehlerhaften AVR-Betrieb zurückzuführen sein. Diese Unterspannung wirkt sich nicht negativ auf den Generator aus, allerdings zieht die angeschlossene Ausrüstung (Motor) mehr Strom für dieselbe angeschlossene Last, was zu der thermischen Überhitzung der entsprechenden Lasten führen kann. Im Allgemeinen ist der Motorschutz mit einem Unterspannungsauslöser ausgestattet. Somit wird der Motorschutz hier als Reserveschutz angesehen.

PHPTUV1 schützt Synchrongeneratoren vor Unterspannung. Die [Tabelle 242](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen für diesen Beispielfall werden als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 242: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,80xUn	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms	Diese Einstellung sollte die AVR-Reaktionszeit und die größte Motorstartzeit berücksichtigen. Das Auslösen des Generators sollte auch die Verfügbarkeit des Shunt-Kondensators und dessen automatischen Betrieb. Für den Beispielfall werden 1,0 s verwendet.

FRPFRQ – Frequenzschutz

Die Beibehaltung der Frequenzstabilität eines Systems ist einer der wichtigsten Schwerpunkte bei der Wartung von Verteilungs- und Übertragungsnetzen. Um alle frequenzempfindlichen elektrischen Geräte im Netz zu schützen, sollte ein Betrieb mit Abweichung von der zulässigen Bandbreite verhindert werden.

Unterfrequenz kann auf Systemüberlast zurückzuführen sein, entweder aufgrund des Ausfalls an Erzeugungskapazitäten oder einspeisenden Mietleitungen. Unterfrequenz kann auch auftreten, wenn die thermische Energie (Dampf) für die angeschlossene Last im Inselbetrieb nicht ausreichend ist. Mit der reduzierten Frequenz reduziert sich auch die Belüftungsfähigkeit des Generators. In der Folge steigt Temperatur von Generatorstator oder Rotorwicklung und Kern entsprechend dieser Last an. Wegen der reduzierten Frequenz steigt die Flussdichte (F/Hz), wodurch Kernverlust beschleunigt werden.

Überfrequenz kann auf Lastabwurf zurückzuführen sein, entweder aufgrund des Lastabwurfs im Inselbetrieb oder Verlust der Leistungsabgabe aus Mietleitungen. Über den Bemessungswert hinausgehende Überfrequenz (d.h. Geschwindigkeit) kann zu mechanischer Belastung der Turbine führen.

FRPFRQ1 wird für Unterfrequenz, FRPFRQ2 wird für Überfrequenz konfiguriert, so dass der Generator vom Rest des Leistungssystem isoliert werden kann. Die [Tabelle 243](#) und [Tabelle 244](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 243: Funktionsparameter für FRPFRQ1 als Unterfrequenzschutz

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Freq<	Gibt den Unterfrequenzschutz frei
Startwert Freq<	0,9500 xFn	95...105 % zulässiges Band für den Frequenzbetrieb in diesem Beispielfall.

Tabelle 244: Funktionsparameter für FRPFRQ2 als Überfrequenzschutz

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Betriebsart	Freq>	Gibt den Überfrequenzschutz frei
Startwert Freq>	1,0500 xFn	95...105 % zulässiges Band für den Frequenzbetrieb in diesem Beispielfall.

T2PTTR1 - Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten

Der Synchrongenerator ist für eine spezifische maximale Leistung ausgelegt. Wenn die Last dieses Niveau übersteigt, übertreffen die Verluste im Generatorstator auch den konstruktionsbedingten Grenzwert. Dann steigt die Generator-Statorkern-/Wicklungstemperatur und übertrifft wiederum die sichere Konstruktionsgrenze. Dieser übermäßige Temperaturanstieg kann sich nachteilig auf die Widerstandsfähigkeit der Isolierung auswirken. Die entstehenden schwachen Punkte können das Risiko von Leiter-Leiter- oder Leiter-Erde-Fehlern verstärken. T2PTTR schützt den Generator vorrangig vor kurzfristigen Überlasten. Das Alarmsignal von T2PTTR ist eine Frühwarnung, so dass Betreiber entsprechend handeln können, bevor der Generator auslöst. Wenn der Temperaturanstieg anhält, wird der OPERATE-Ausgang abhängig vom thermischen Modell des Generators aktiviert. Nach der Abschaltung kann der Generator nach Ablauf der Abkühlzeit wieder angefahren werden.

T2PTTR nutzt Drei-Phasen-Strommessungen und die Umgebungstemperaturwerte (als RTD-Eingang). Die [Tabelle 245](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 245: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Kurzzeitkonstante	168 s ¹⁾	Kurzzeitkonstante in Sekunden
Langzeitkonstante	2700 s ¹⁾	Langzeitkonstante in Sekunden
Spannungsreferenz	0,82 xI _n ²⁾	Laststrom, der zu Temperaturanstieg führt

- 1) Im Datenblatt des Herstellers verfügbar. Wenn der Hersteller eine einzelne Zeitkonstante angibt, ziehen Sie bitte das Technische Handbuch hinzu, um die entsprechenden Kurz- und Langzeitkonstanten zu ermitteln.
- 2) $Spannungsreferenz = \text{Generator-Bemessungsstrom} / \text{STW primär}$
 $= 656 / 800$
 $= 0,82 \cdot I_n$

Thermischer Überlastschutz

Die Statortemperaturmessung auf Grundlage des thermischen Überlastschutzes ist der Hauptschutz gegen thermische Generatorüberlast. Direktes Fühlen der Statortemperatur bietet Schutz gegen jene Bedingungen, die Überstromschutz

erfassen kann, beispielsweise reduzierte Belüftung. Im Beispielfall werden sechs RTDs (zwei pro Phase) verwendet.

Die [Tabelle 246](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 246: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Eingangsmodus	Pt100	Pt 100 Typ RTD für den Beispielfall
Einheit	Grad Celsius	Ausgewählte Einheit für das Ausgangwert-Format
Minimalwert	15°C	Minimaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung
Maximalwert	180°C	Maximaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung
Oberster Grenzwert	115°C ¹⁾	Aufgezeichnete Maximaltemperatur während Erwärmungslauf-Test des Generators (bei Umgebungstemperatur 40°C); 110°C im Beispielfall.
Oberer Grenzwert	110°C	

- 1) *Oberer Grenzwert* = Die höchste erfasste Temperatur während Generatorerwärmungslauf-Test
 = 110
 = 110°C
Val high high limit (Oberster Grenzwert) = *Value high limit* (Oberer Grenzwert) + 5°C
 = 115°C

Der Multifunktionsschutz MAPGAPC1 wird für das Auslösen des Generator-Leistungsschalters konfiguriert. Die [Tabelle 247](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 247: *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	120	Erfasste Maximaltemperatur während Erwärmungslauf-Test des Generators +10°C für Auslösen
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms	Auslöseverzögerung für Alarm und Auslösen

PHLPTOC1 – Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz, niedrige Stufe (I>)

Der primäre thermische Überlastschutz wird durch direkte Überwachung von RTD oder von T2PTTR1 bereitgestellt. Wenn der primäre Schutz versagen, schützt der

Reserveschutz den Generator vor thermischer Überlast. PHLPTOC1 stellt im Beispielfall den Reserveschutz bereit.

Die [Tabelle 248](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 248: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,90 x In ¹⁾	110 % von Volllaststrom
Betriebskennlinie	IEC Ext. inv.	Siehe thermische Generator-Statorwiderstandsfähigkeit. Hier wird sie mit 7 s bei 225 % des Volllaststroms angenommen.

- 1) $Startwert = 1,1 \cdot \text{ Bemessungsstrom/Stromwandler primär}$
 $= 1,1 \cdot 656/800$
 $= 0,90$

UZPDIS1 – Dreiphasen-Unterimpedanzschutz

UZPDIS1 wird als Reserveschutz gegen Kurzschlussfehler an den Generatorklemmen verwendet. Die Funktion schützt die Zone zwischen den Generatorwicklungen und den Generatorseitenwicklungen des Aufwärtstransformators, vorrangig den Generatorbus, das Niederspannungsteil des Aufwärtstransformators und einen Teil der Statorwicklung.

Die [Tabelle 249](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 249: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Polarreichweite	10%Zn ¹⁾	Circa 80 % der Transformator-Kurzschlussimpedanz
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms	Für den Betrieb der Hauptfunktion sollte ausreichende Zeitverzögerung berücksichtigt werden. Hier wird 1 s verwendet.

- 1) $Transformator \text{ Kurzschlussimpedanz bei } 11 \text{ kV}$
 $Z_{Tx} = X'_d \cdot \text{ Nennspannung Nennspannung/Bemessungsspannung Transformator}$
 $= 0,1 \cdot 11 \cdot 11/12,5$
 $= 0,968$

$Reichweite = 80 \% \text{ von } Z_{Tx} \cdot \text{ Stromwandler primär} \cdot \sqrt{3} \cdot 100/ \text{ Spannungswandler primär}$
 $= 0,8 \cdot 0,968 \cdot 800 \cdot \sqrt{3} \cdot 100/11 \cdot 1000$
 $= 9,76$



In Maschinen mit Direktanschluss, in welchen die Impedanz zum Netz begrenzt ist, wird empfohlen, den Spannungsabhängiger

Dreiphasen-Überstromschutz PHPVOC anstelle des Dreiphasen-Unterimpedanzschutzes UZPDIS1 zu verwenden.

Zuschaltschutz

Wenn der Leistungsschalter schließt und die Felderregung ausgeschaltet ist, verhält sich der Generator ähnlich wie ein Induktionsmotor. Die lange Beschleunigungszeit maximiert die thermische Belastung des Generators.

Somit kann das Schließen des Generatorschalters bei Stillstand oder geringer Drehzahl schwerwiegende Fehler des Generators oder anderer Geräte auslösen (z. B. ölgeschmierte Lager oder Turbine).

Ein Zuschaltschutzschema kann mit PHIPTOC1 und PHPTUV2 konfiguriert werden.

Die [Tabelle 251](#) und [Tabelle 252](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 250: Schritte für die Berechnung des fälschlichen Einschaltstroms für den Beispielfall

	Generator	Aufwärtstransformator	System
Reaktanzberechnung (pu)	Gegenreaktanz $X_2 = 0,15$	$X_{Tx} = 0,10$	$X_{sys} = 0,10$ (für den Beispielfall)
Berechnung der Gesamtreaktanz	$X_{total} = X_2 + X_{Tx} + X_{sys}$ $= 0,15 + 0,1 + 0,1$ $= 0,35$		
Fälschlicher Einschaltstrom (pu)	$= 1 / X_{total}$ $= 1 / 0,35$ $= 2,86$		
Fälschlicher Einschaltstrom (A)	$I_{AEC} = \text{ Bemessungsstrom} - \text{ Fälschlicher Einschaltstrom (pu)}$ $= 656 \cdot 2,86$ $= 1876,16 \text{ A}$		

Tabelle 251: Funktionseinstellungen für PHIPTOC1 für Generator-Zuschaltschutz

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert ¹⁾	1,03 x In	Er sollte mit 50 % von I_{AEC} gesetzt werden und das 1,25-fache des Bemessungsstroms unterschreiten.
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms	Die Einstellung sollte die AVR-Ansprechzeit berücksichtigt werden und so gesetzt sein, dass die unerwünschte Auslösung im Normalbetrieb unterbunden wird. Für den Beispielfall werden 1000 ms verwendet.

- 1) *Startwert* = Minimum $(1,25 \cdot \text{ Bemessungsstrom}, 0,5 \cdot I_{AEC}) / \text{STW primär}$
 = Minimum $(1,25 \cdot 656, 0,5 \cdot 1876,16) / 800$
 = $1,25 \cdot 656 / 800$
 = 1,025

Tabelle 252: Funktionseinstellungen für PHPTUV2 für Zuschaltenschutz

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,50xUn	50 % der Nennspannung
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms	Der Wert sollte die Entstörungszeit des Systems überschreiten. Für den Beispielfall werden 5 s verwendet.
Rücksetzkurve	Def Zeitrücksetzung	
Rücksetzen Verzögerungszeit	500 ms	Dieser Wert sollte die Reaktionszeit von PHIPTOC1, START-Ausgang, übertreffen.

Turbine Generatorschutz während Anlauf

Das Anfahren des Turbinen-Generatorsatzes umfasst drei Schritte für die Dampfturbine als Antriebsmaschine.

1. Die Turbine dreht, während Anrege- und der Generatorschalter ausgeschaltet sind. Mit der steigenden Drehzahl der Antriebsmaschine steigt auch die Klemmenspannungen infolge der Remanenzspannung. Bei 90...95 % dieser Nenndrehzahl kann dieser Wert (abhängig von der Generatorbauweise) 10...15 % der Bemessungsspannungsspannung erreichen.
2. Sobald die Turbinendrehzahl 90...95 % erreicht, wird die Feldanregung zugeschaltet, während der Generatorleistungsschalter ausgeschaltet bleibt.
3. Die Spannung baut sich auf und der Generatorschalter wird eingeschaltet (das heißt, im Parallelbetrieb wird der Turbinengenerator mit dem Rest des Leistungssystems synchronisiert.

Während Anrege- und Generatorschalter ausgeschaltet sind, ist die Antriebsmaschine (im Beispielfall die Dampfturbine) primär durch den mechanischen Schutz geschützt. Dieser umfasst zum Beispiel Wellenschwingung, axiale Schwingungen und Lagertemperatur.

Sobald der Anregeschalter eingeschaltet ist (im Beispielfall 90 % der Drehzahl) ist der Generator in Schritt 2 einem Fehler ausgesetzt. Daher ist Folgendes sehr wichtig:

- In Schritt zwei 2 muss der Generatorschutz verfügbar sein und
- die Schutzfunktionen dürfen bei reduzierter Frequenz nicht ausfallen.

Die Schutzfunktionen sind für maximale Empfindlichkeit bei Nennfrequenz ausgelegt. Damit die reduzierte Empfindlichkeit bei reduzierter Frequenz (90 % im Beispielfall in Schritt 2) überwunden werden kann, muss die Konfigurationseinstellung Konfiguration/System/Steuerung/Frequenz-Adaptivität "Enable" (Freigabe) sein.

PHHPTOC1 – Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>)

In Schritt 2 ist der Generatorschalter ausgeschaltet und die Spannung erreicht 10...100 % der Bemessungsspannung, somit kann der Fehlerstrom lediglich 10 % betragen. PHHPTOC1 kann nur für Schritt 2 konfiguriert werden. Die [Tabelle 253](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 253: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,71xIn ¹⁾	20 % Kurzschlussstromfestigkeit
Start value Mult	2,2 ²⁾	50% Kurzschlussstromfestigkeit in pu

1) $Startwert = 0.2 \cdot (1/X'_d) \cdot \text{Bemessungsstrom/STW primär}$
 $= 0,2 \cdot (1/0,23) \cdot 656/800$
 $= 0,71$

2) $Startwert \text{ multip.} = 0,5 \cdot (1/X'_d)$
 $= 0,5 \cdot 1/0,23$
 $= 2,2$



Sobald der LS schließt, sollte der Startwert sich zum Wert der Kurzschlussstromfestigkeit ändern oder blockiert werden. Im Beispielfall wird der Startwert geändert.

INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

Einschaltströme werden während der Einschaltung des Transformators (mit dem Generator verbunden oder im gleichen Netz) erzeugt oder wenn die Transformatorspannung nach einer Spannungsreduzierung wegen eines Kurzschlusses in der Anlage normalisiert wird. Der Einschaltstrom kann den Bemessungsstrom um ein Vielfaches übertreffen und er kann mehrere Sekunden lang anhalten. Ein Anstieg des Einschaltstroms kann eine Störung im Schutzschema des angeschlossenen Generators verursachen. Mit INRPHAR1 kann dieses Schutzschema blockiert werden.

Alle Einstellungen von INRPHAR können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

CCBRBRF1 - Leistungsschaltversagerschutz

Für die Konzeption eines Entstörungssystems wird häufig das Kriterium n-1 herangezogen. Das bedeutet, dass der Fehler auch dann entstört wird, wenn eine Komponente im Entstörungssystem selbst fehlerhaft ist.

Im Entstörungssystem wird die kritische Komponente des Leistungsschalters benötigt. Aus praktischen und wirtschaftlichen Erwägungen ist es nicht möglich, den Leistungsschalter für die geschützte Komponente zu verdoppeln. Stattdessen wird der Schaltversagerschutz angewendet.

CCBRBRF verwendet einen Backup-Auslösebefehl zu den vorgeschalteten Leistungsschaltern (in einem netzgekoppelten System) und zu allen Leistungsschaltern der Quellen (Generator-Parallelbetrieb), wenn der ursprüngliche Leistungsschalter nicht für die geschützte Komponente auslösen sollte.

Die [Tabelle 254](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen für diesen Beispielfall werden als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 254: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Stromwert	$0,25 \times I_n^{(1)}$	30% des Bemessungsstroms
Current value Res	$0,06 \times I_n^{(2)}$	10 % des Sekundärstroms am Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler
LS-Versagerverzögerung	100 ms ³⁾	In diesem Beispiel ist die maximale LS Öffnen-Zeit 60 ms. 20 ms werden benötigt, damit die Funktion die richtige Schalterfunktion erkennen kann, und 20 ms ist die Sicherheitsmarge.

- 1) $Stromwert = 0,3 \text{ Bemessungswert}/CT \text{ primär}$
 $= 0,3 \cdot 656/800$
 $= 0,25$
- 2) $Current \ value \ Res \ (Stromwert \ Res) = 10 \% \ \text{des Sekundärstroms (bei NGT) } /STW \ \text{primär}$
 $= 0,1 \cdot 127 /200$
 $= 0,06$
- 3) $LS\text{-Versagerverzögerung} = \text{max. Leistungsschalter Öffnen-Zeit} + \text{Sicherheitsmarge} + 20$
 $= 60 + 20 + 20$
 $= 100$

TRPPTRC1 – Hauptauslösung

TRPPTRC wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen von TRPPTRC können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

SEQSPVC1 – Sicherungsausfallüberwachung

Nur wenige Schutzfunktionen arbeiten auf Grundlage des gemessenen Spannungswerts im Relaismesspunkt. Diese Funktionen bei einem Fehler in den Messkreisen zwischen dem Spannungswandler und dem Schutzrelais versagen.

Eine Fehler im Spannungsmesskreis wird von SEQSPVC1 überwacht. Eine schnelle Sicherungsfehlererkennung ist eines der Mittel für das Sperren der spannungsbasierten Funktionen, bevor diese Ansprechen.

Die [Tabelle 255](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 255: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Neg Seq current Lev	$0,09 \times I_n^{(1)}$	Der maximale Gegensystemstrom während Normalbetrieb beträgt 10 % und hier wird ein Sicherheitsfaktor von 10 % angelegt.
Neg Seq voltage Lev	$0,06 \times U_n^{(2)}$	Der maximale Gegensystemspannung während Normalbetrieb beträgt 5 % und hier wird ein Sicherheitsfaktor von 20 % angelegt.
Wechselrate freigegeben	TRUE	
Durchzugssp.-sens.	TRUE	

1) $v = 10 \% \cdot \text{Sicherheitsfaktor Bemessungsstrom /STW primär}$
 $= 0,10 \cdot 1,1 \cdot 656/800$
 $= 0,09$

2) $\text{Neg Seq voltage Lev (Geg.-sys.Sp.-pegel)} = 5 \% \cdot \text{Sicherheitsfaktor Bemessungsspannung (L-L) / Spannungswandler primär (L-L)}$
 $= 0,05 \cdot 1,2 \cdot 11000/11000$
 $= 0,06$

Abschnitt 10 Asynchronmotorschutz

10.1 Einführung in die Anwendung

Elektrische Motoren sind vielen Störungen und Belastungen ausgesetzt. Ein Teil dieser Störungen ist auf äußere Einflüsse zurückzuführen, wie Über- und Unterspannung, Über- und Unterfrequenz, Oberschwingungen, Unsymmetriespannung und Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen, wie automatisches Wiedereinschalten im versorgenden Netz. Weitere Ursachen für externe Störungen sind unter anderem Schmutz im Motor, das Kühlsystem sowie Lagerfehler oder ansteigende Umgebungstemperatur und Feuchtigkeit. Belastungsfaktoren infolge abnormaler Nutzung des Motorantriebs sind häufige aufeinanderfolgende Anläufe, Stillstand und Überlastsituationen, einschließlich mechanischer Belastung. Belastung und mechanische Störungen tragen zur Verschlechterung der Wicklungsisolierung des Motors bei und sie beschleunigen die thermische Alterungsrate, was zu einem Isolationsfehler führen kann.

Der Zweck des Motorschutzes ist die Begrenzung der Auswirkungen von Störungen und Belastungsfaktoren auf ein sicheres Maß, indem Überlastung begrenzt oder häufige Startversuche unterbunden werden. Die Aufgabe des Schutzes bei einer Störung des Motors ist jedoch die rechtzeitig Trennung des Motors vom versorgenden Netz.

Tabelle 256: *Typische Fehler und Bedingungen, Schutzfunktionen und Geräte*

Fehler und Bedingungen	Schutzfunktionen und Geräte
Stator Kurzschluss und Erdschluss	Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz, Ungerichteter Erdfehlerschutz EFxP-TOC, Erdfehlerichtungsschutz DEFxPDEF, Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz HREFPDIF, Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF, Sicherungen.
Wicklungskurzschlüsse	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF
Überlast	Thermischer Überlastschutz für Motoren MPTTR, RTD-Sensoren
Unzureichende Belüftung, reduzierte Kühlung, ungewöhnliche Umgebungsbedingungen	RTD-Sensoren
Blockierter Rotor, keine Beschleunigung	Motoranlaufüberwachung STTPMSU
Blockierung eines laufenden Motors	Motorlastsprungerkennung JAMPTOC
Verlängertes Anlaufen	Motoranlaufüberwachung STTPMSU
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Fehler und Bedingungen	Schutzfunktionen und Geräte
Zu häufige Starts	Motoranlaufzähler MSCPMRI, Motoranlaufüberwachung STTPMSU
Schiefast, einphasig	Schiefastschutz für Maschinen MNSPTOC, Spannungsunsymmetrieschutz NSPTOV
Phasenumkehr, falsche Drehrichtung	Drehfeldüberwachung PREVPTOC
Über-/Unterspannung	Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV, Unterspannungsschutz (Mitsystem) PSPTUV, Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV
Frequenz	Frequenzschutz FRPFRQ
Lastverlust	Unterstromschutz LOFLPTUC
Notstart	Notstartoption ESMGAPC

10.2

Beschreibung des Beispielfalls

In diesem Beispielfall wird ein bürstenloser 3900 kW-, 10,7-kV-Asynchronmotor geschützt, der einen Kompressor antreibt. Die Motoreinstellungen werden in [Tabelle 257](#) und das Übersichtsschaltbild in [Abbildung 105](#) dargestellt.

Tabelle 257: *Motordaten*

Motorparameter	Wert
Nennleistung	3900 kW
Spannung	11 kV ±5%
Strom	246 A
Schalttyp	S1 (Dauerbetrieb)
Kühlmethode	IC 81W, Kühlwassertemp. 22° C
Umgebungstemperatur, max.	40°C
Isolierung oder Temperaturanstieg	Klasse F / B
Anlaufstrom	5,6 Bemessungsstrom
Startzeit	3,9 s (U = 100 %), 9,1 s (U = 80 %)
Max. Blockierzeit	5 s (warm)
Anzahl nachfolgender Starts	3 / 2 (kalt/warm)
Aufwärm- und Abkühl-Zeitkonstante	25 Min und 150 Min
Höhe, max.	1000 Meter über dem Meeresspiegel

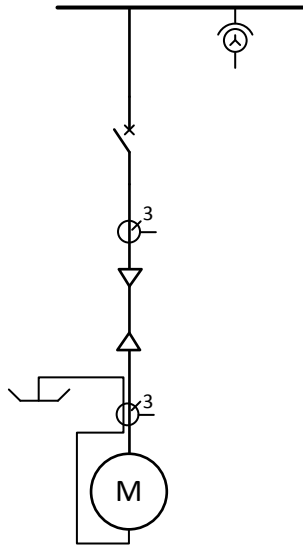


Abb. 105: Übersichtsschaltbild

Der Motor ist mit Phasenstromwandlern 300/5 A und selbsthaltenden Stromwandlern 50/1 A ausgestattet. Darüber hinaus empfängt der Schutz die Spannungsmesswerte vom Bus.

10.3 Motorschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaisschnittstellen, die empfohlenen Alarmer, das ACT-Diagramm und die Parametereinstellungen.

10.3.1 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 106](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais.

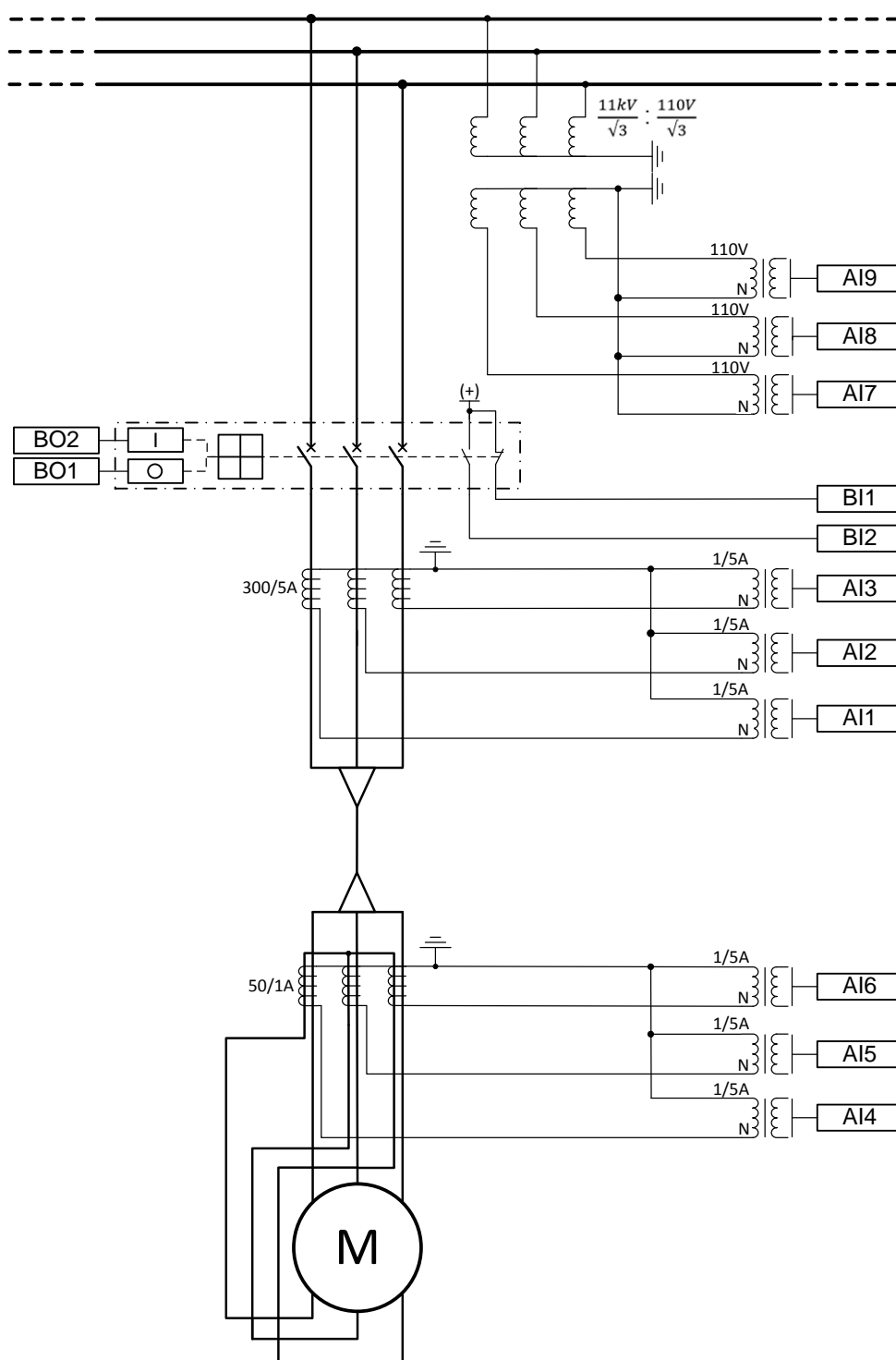


Abb. 106: Relais-Schnittstellen und Strom-/Spannungswandleranschlüsse für den Beispielfall

10.3.1.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 258: Physische analoge Eingangssignale

Analogueingang	Beschreibung
AI1	Leiterstrommessung, Leiter I_A
AI2	Leiterstrommessung, Leiter I_B
AI3	Leiterstrommessung, Leiter I_C
AI4	Differenzialstrommessung, Leiter I_A
AI5	Differenzialstrommessung, Leiter I_B
AI6	Differenzialstrommessung, Leiter I_C
AI7	Leiter-Erde Spannung U_A
AI8	Leiter-Erde Spannung U_B
AI9	Leiter-Erde Spannung U_C

10.3.1.2 Binäre Eingangssignale

Tabelle 259: Physische binäre Eingangssignale

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Leistungsschalterstellung Öffnen-Signal
BI2	Leistungsschalterstellung Schließen-Signal

10.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 260: Physische Ausgangssignale

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen
BO2	Signal Leistungsschalter schließen, d.h. Motor starten

10.3.1.4 Empfohlene Alarme

[Tabelle 261](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarme gekennzeichnet werden sollten.

Tabelle 261: Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
PHIPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Kurzschlusschutz
STTPMSU1	OPR_IIT	Auslösung durch Anlaufschutz
JAMPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Lastsprungschutz
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
MPTR1	OPERATE	Auslösung durch thermischem Überlastschutz
MSCPMRI1	OPERATE	Auslösung durch Anlaufzähler
MNSPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Unsymmetrieschutz
PREVPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Phasenfolgeschutz
DEFLPDEF1	OPERATE	Auslösung durch Erdfehlerschutz
PHPTUV1	OPERATE	Auslösung durch Unterspannungsschutz
PHPTOV1	OPERATE	Auslösung durch Überspannungsschutz
MPDIF1	OPERATE	Auslösung durch Differenzialschutz
OR6	Q	Wiederanlauf verhindert

10.3.1.5

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Für den Beispielfall wird die Relaiskonfiguration in [Abbildung 107](#), [Abbildung 108](#) und [Abbildung 109](#) dargestellt.

Für die Auslösung werden alle Schutzfunktion-Auslösesignale verwendet. In STTPMSU1 wird empfohlen, die Ausgänge OPR_IIT and OPR_STALL für die Auslösung zu verbinden, wobei OPR_STALL in diesem Beispielfall jedoch nicht verwendet wird.

Das Anlaufen des Motors, das heißt Schließen des Unterbrechers über CBXCBR1 ist nur erlaubt, wenn keine Schutzfunktion das Anlaufen verhindert.

- MPTR1: Wärmekapazität des Motors zu hoch für Anlaufen
- MSCPMRI1: zu häufige Motorstarts
- STTPMSU1: Zeit seit dem letzten Start zu kurz
- MNSPTOC1: unzureichende Kühlung nach Ansprechen wegen Unsymmetrie

In einem solchen Fall muss der Motor erst abkühlen, bevor erneutes Starten erlaubt wird.

Tabelle 262: In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR1, ILTCTR2, UVTR1	Analogsignal-Vorverarbeitung für andere Schutzfunktionen
Schutz	Stellt das GRPOFF-Signals bereit
CBXCBR1	Leistungsschaltersteuerung
TRPPTRC1	Master-Auslösung
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktionsblock	Beschreibung
PHIPTOC1	Ungerichteter Leiter-Überstromschutz
MPTTR1	Thermischer Überlastschutz
JAMPTOC1	Motorlastsprungschutz
STTPMSU1	Motoranlaufüberwachung
MSCPMRI1	Motorstartzähler
MNSPTOC1	Gegensystem-Überstromschutz
PREVPTOC1	Phasenumkehrschutz
MHZPDIF1	Differentialschutz mit hoher Impedanz oder Flusssymmetrie
PHPTUV1	Drei-Phasen-Unterspannungsschutz
PHPTOV1	Drei-Phasen-Überspannungsschutz
DEFLPDEF1	Gerichteter Erdschluss-Schutz, niedrige Stufe
OR OR6 OR20	OR-Gate mit zwei Eingängen OR-Gate mit sechs Eingängen OR-Gate mit 20 Eingängen
SR	S-R Flip-Flop, flüchtig

Tabelle 263: *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

Schutz	Phasenströme AI1, AI2, AI3	Differentialströme AI4, AI5, AI6	Leiter-Erde Spannungen AI7, AI8, AI9
MPTTR1	x		
PHIPTOC1	x		
MSCPMRI1			
STTPMSU1	x		
MNSPTOC1	x		
PREVPTOC1	x		
MHZPDIF1		x	
JAMPTOC1	x		
PHPTOV1			x
PHPTUV1			x
DEFLPDEF1	x (Io berechnet)		x (Uo berechnet)

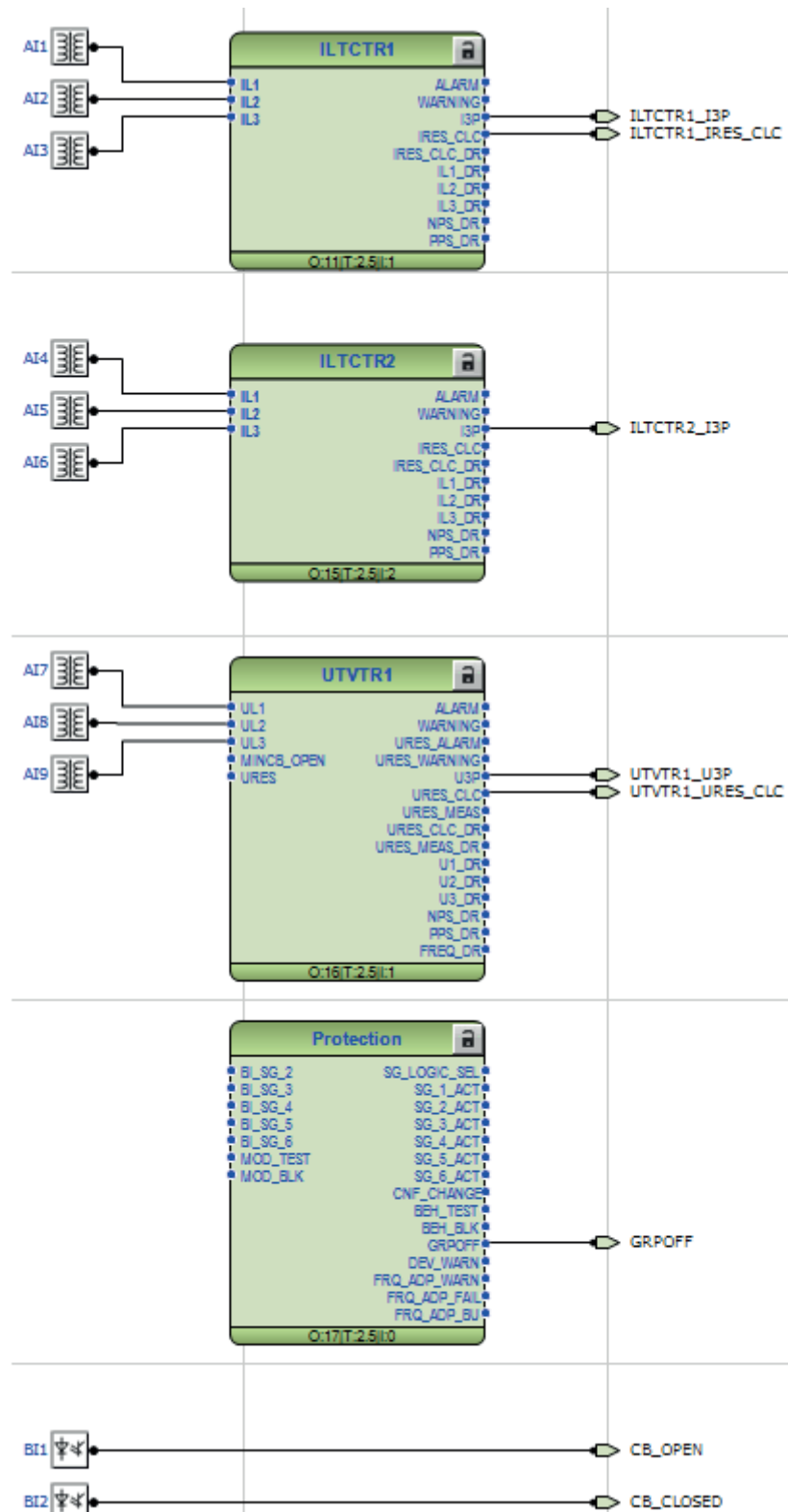


Abb. 107: Eingangsbereich

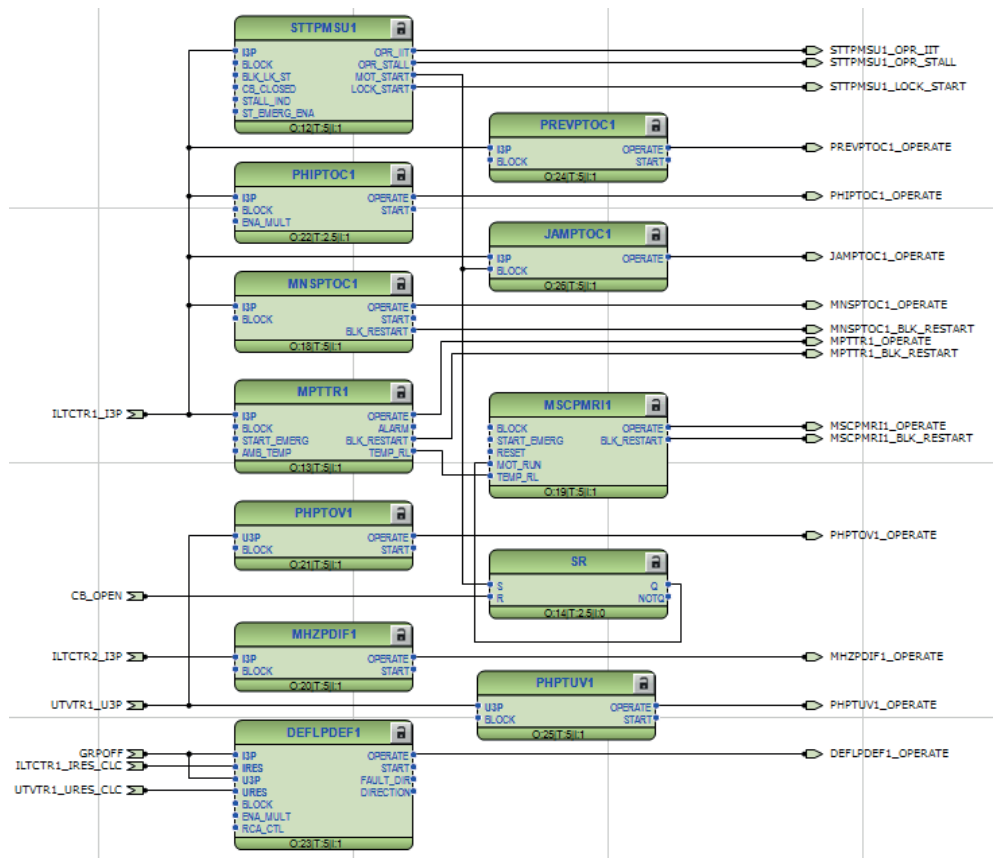


Abb. 108: Anwendungsbereich

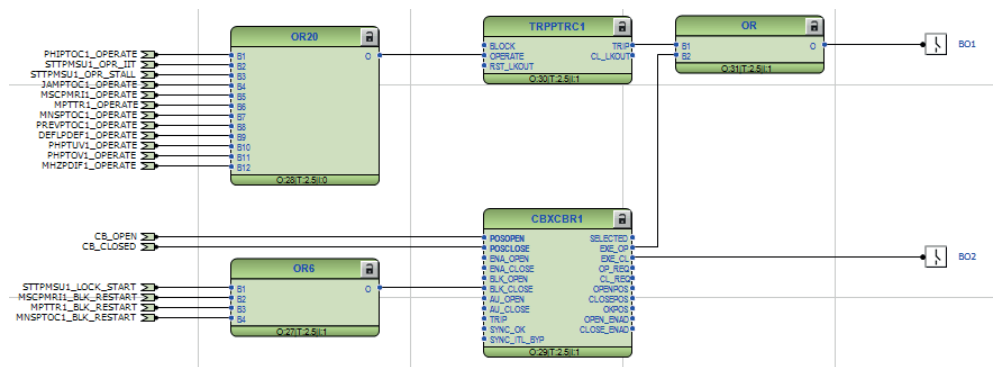


Abb. 109: Ausgangsbereich

10.3.1.6

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionsblock; LTCTR1 wird für Leiterströme verwendet und ILTCTR2 für das Differenzialstromsignal. Die [Tabelle](#)

[264](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 264: *ILTCTR-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte		Beschreibung
	ILTCTR1	ILTCTR2	
Primärstrom	300 A	50 A	Primärstromwert
Sekundärstrom	5 A	1 A	Sekundärstromwert

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. [Tabelle 265](#) und [Tabelle 266](#) zeigen die Funktionseinstellungen für den Beispielfall

Tabelle 265: *UTVTR1: Leiterspannungs-Transformatorfunktionseinstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	110 V	Sekundäre Nennspannung

Tabelle 266: *UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatorfunktionseinstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	6,35 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	110 V	Sekundäre Nennspannung

MPTTR1 – Thermischer Überlastschutz für Motoren

Motorüberlast ist vorrangig auf die abnormale Verwendung des Motors, unsymmetrische Versorgungsspannung oder Oberschwingungen zurückzuführen. Alles das trägt zu Motorverlusten bei und verursacht somit zusätzliche Wärme. Sollten die Motortemperaturen die für die Schutzklasse angegebenen Grenzwerte überschreiten, beschleunigt sich der Verschleiß der Wicklungsisolierung und das bedeutet eine verkürzte Lebensdauer des Motors. Als Daumenregel gilt: jeder Temperaturanstieg um 8...12° C halbiert die Lebensdauer. Zu hohe oder häufige Überlast kann ebenfalls zu elektrischem Schaden in der Wicklung oder zu Rotorschäden beitragen.

Deshalb ist der thermische Überlastschutz, zusätzlich zum Kurzschlusschutz des Motors, der wichtigste Schutz. Im Allgemeinen fordern die Behörden die Ausstattung des Motors mit thermischem Überlastschutz.

MPTTR1 berechnet die thermische Motorschutzkapazität basierend auf der Leiterstrommessung. Der wahre RMS-Wert des Strom wird gemessen, so dass auch die Oberschwingungen berücksichtigt werden. MPTTR1 schützt gegen jede

Art von thermischer Überlast, mit Ausnahme reduzierter Kühlung, so dass RTD-Sensoren die Wicklungstemperatur überwachen müssen.

Die Ermittlung der geeigneten Einstellung für MPTTR1 kann in drei Schritten durchgeführt werden: zuerst wird der *Overload factor* (Überlastfaktor) festgelegt, dann der *Weighting factor* (Gewichtungsfaktor) und die Zeitkonstanten. Abschließend werden die restlichen Einstellungen vorgenommen.

Schritt 1

Die *Überlastfaktor*-Einstellung definiert die maximal zulässige Dauerlast. Im Beispielfall ist der Motor in Temperaturklasse B (80° C) und Isolierklasse F (max. Temperatur 155° C) ausgelegt. Bei Verwendung mit der Auslegungsumgebungstemperatur 40 C erreicht der Motor den Höchstwert von 155 C, wenn der Laststrom mindestens $\sqrt{[(155 - 40)/80]} = 1,198$ -fache der Motornennlast beträgt. Das ist der maximale Wert für die *Überlastfaktor*-Einstellung. Allerdings wird in MPTTR typischerweise in geringerer Wert, wie 1,05, verwendet.

Schritt 2

Das thermische Verhalten von Stator und Rotor während Anfahren und langfristigen Überlastsituationen weicht beträchtlich voneinander ab. Wenn in MPTTR1 der *Gewichtungsfaktor* = "50%", werden sowohl das Überhitzungsverhalten („Hot Spot“) des Motors als auch der thermische Hintergrund modelliert. Bei Überlast oder Anfahren folgt MPTTR1 dem thermischen Verhalten der heißesten Stellen (typischerweise der Rotor), wobei 50 % dieses thermischen Anstieg an den Hintergrund abgegeben werden (Motorgehäuse). Es wird davon ausgegangen, dass Überhitzungen nach einer Überlastung schnell an das umgebende Material (Motorgehäuse) abgegeben werden. Somit senkt MPTTR1 das thermische Niveau von überhitzten Punkten schnell auf das thermische Niveau des Hintergrunds ab.

Eine allgemeine Empfehlung ist, standardmäßig *Gewichtungsfaktor* = "50 %" und *Überlastfaktor* = "1,05". Das bedeutet auch, dass ungefähr die Hälfte der thermischen Leistung des Motors genutzt wird, wenn der Motor bei Volllast läuft. Das heißt, der Motor hat Kapazität für einen Warmneustart ohne jegliche Abkühlzeit.

Es gibt verschiedene Methoden, um die Einstellung für die Zeitkonstanten zu finden. In diesem Beispielfall sind die thermischen Grenzkennlinien des Motors verfügbar und die MPTTR1 *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) wird entsprechend festgelegt. Das heißt, die Schutzkennlinien sind gleich oder unterhalb der thermischen Grenzkennlinien des laufenden Motors. Die thermischen Überlastkennlinien müssen nicht gleich oder unterhalb der gesperrten thermischen Grenzkennlinien des Rotors sein, weil das Relais dafür über eine spezifische Schutzfunktion verfügt.

Die Verwendung der vom Motorhersteller vorgegebenen Aufwärmzeitkonstante für den Schutz wird nicht empfohlen, weil diese typischerweise zu unzureichendem

Wärmeschutz führt. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Aufwärmzeitkonstante hauptsächlich den Stator im Normalbetrieb des Motors darstellt und somit wesentliche Sicherheitsgrenzen, beispielsweise in anderen Teilen des Motors während Überlast, nicht berücksichtigt. Die Motor-Abkühlzeitkonstante kann jedoch als ein guter Ausgangspunkt für die MPTR1-Einstellung *Time constant stop* (Zeitkonstante Stillstand) verwendet werden.

Die *Time constant start* (Zeitkonstante Start) wird typischerweise entsprechend der *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) festgelegt.

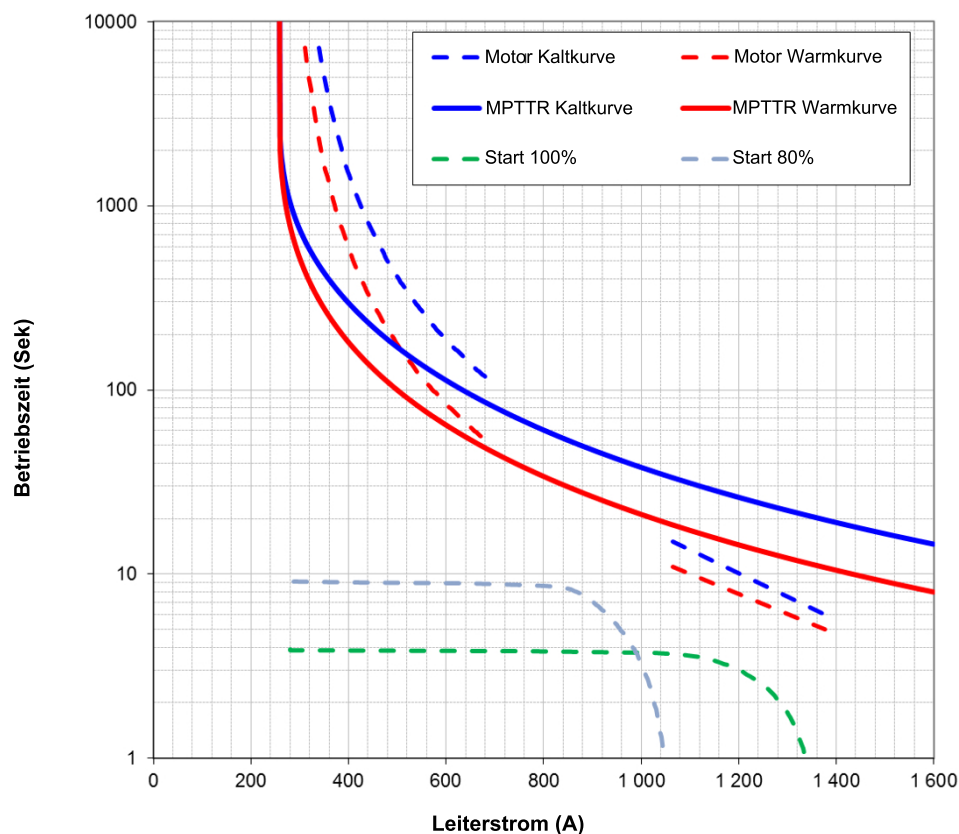


Abb. 110: Motorüberlastgrenze-, Zeit-Strom- und thermische Überlastkennlinien

Schritt 3

Um die übermäßige Wärmeenerzeugung infolge von Unsymmetrie zu berücksichtigen, kann die MPTR1-Einstellung *Negative Seq factor* (Gegen.-Sys. Faktor) verwendet werden.

Mit der Einstellung *Restart thermal Val* (Anlaufsperr-Temp.) wird das Wiederanlaufen des Motors gesperrt, bis die thermische Motorleistung für den Neustart ausreicht. Der Einstellwert kann folgendermaßen berechnet werden

$$\text{Restart thermal Val} = 95\% - \frac{\text{start-up time}}{\text{Cold motor trip time at start-up current}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 5)

In diesem Beispielfall beträgt die Anlaufzeit bei Bemessungsspannung 3,9 s, und die MPTR1-Auslösezeit bei Anfahrstrom ca. 20 s ([Abbildung 110](#)). Das heißt $95\% - (3,9/20) \cdot 100\% = 75\%$. Anlaufen bei 80 % der Bemessungsspannung dauert 9,1 Sek. und die Auslösezeit sind 33,3 Sek., d.h. $95\% - (9,1/33,3) \cdot 100\% = 66,7\%$.

Es wird empfohlen zu überprüfen, ob MPTR1 die erforderliche Anzahl der Warmstarts zulässt. *Anlaufsperr-Temp.* kann entsprechend gemeinsam mit *Zeitkonst. Stillst.* gewählt werden, um die Schnelligkeit des nächsten Anlaufens zu begrenzen. Im Beispielfall wird *Anlaufsperr-Temp.* mit 56% festgelegt.

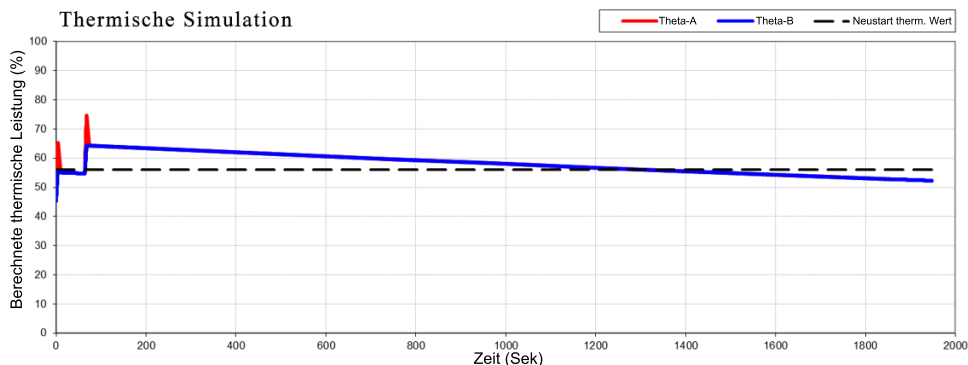


Abb. 111: Simulation von zwei Warmstarts bei Bemessungsspannung mit den empfohlenen Einstellungen

Tabelle 267: MPTR1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Überlastfaktor	1,05	Erlaubte Dauerüberlast
Restart thermal Val	56 %	Temperaturpegel für erneuten Motoranlauf sperren
Negative Seq factor	5,6 ¹⁾	Wärmewirkungsfaktor für Unsymmetrie
Gewichtungsfaktor p	50 %	Gewichtungsfaktor für therm. Abbild
Zeitkonstante normal	550 Sek.	Zeitkonstante während Motor-normalbetrieb und leichter Überlast
Zeitkonstante Start	550 Sek.	Zeitkonstante während Motorstart
Zeitkonstante Stillstand	9000 Sek ²⁾	Zeitkonstante während Motorstillstand
Spannungsreferenz	0,82 x I _n ³⁾	Volllaststrom des Motors

1) $175 / (I_{\text{Start}} / I_{\text{Nenn}})^2 = 175 / 5,6^2 = 5,58$

2) Identisch mit der Motorabkühlzeitkonstante (150 Min)

3) $\text{Motornenn.} / \text{CT-Nenn.} = 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 0,82 \text{ x I}_n$

PHIPTOC1 – Unverzögerter Leiter-Überstromschutz ($I >>>$)

PHIPTOC1 sorgt für Kurzschlusschutz im Motor- oder Einspeiserkabel. Für PHIPTOC1, das die Peak-to-Peak-Messfunktion nutzt, wird die Einstellung $1,5 \cdot$ Motorstartstrom mit Mindestbetriebszeit empfohlen. Die [Tabelle 268](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die voreingestellten Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 268: PHIPTOC1-Einstellungen

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	$6,9 \times I_n^{1)}$	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	20 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $1,5 \cdot 5,6 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 6,9 \times I_n$

MSCPMR11 – Motoranlauf-Zähler

Der Motorhersteller gibt an, dass der Motor aus dem kalten Zustand drei Mal hintereinander oder aus dem warmen Zustand zweimal hintereinander anlaufen kann. MSCPMR11 wird für die Begrenzung dieser Anlaufzahlen verwendet.

Eine typische Dauer für die Abkühlung des Wärmeeffekts eines einfachen Anlaufs sind 60 Minuten, sofern der Motorhersteller keine anderweitigen Angaben macht.

Für die Unterscheidung zwischen Kalt- und Warmstarts muss *Warm start level* (Warmstartlevel) richtig gesetzt werden. Dieser ist abhängig von den MPTTR1-Einstellungen, weil MPTTR1 das thermische Niveau des Motors übermittelt. Ein guter Einstellwert ist ungefähr das 0,5...0,7-fache des MPTTR1 *Weighting factor* (Gewichtungsfaktors), der dem Wärmeanstieg des Motors um ungefähr 50...75 % der Nennbetriebstemperatur entspricht.

Tabelle 269: MSCPMR11-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Warmstartlevel	35 % ¹⁾	Temperaturschwelle
Max Anz Kaltstart	3	Maximale Anzahl zulässiger Kaltstarts
Max. Anz. Warmstart	2	Maximale Anzahl zulässiger Warmstarts
Zählerabsenkezeit	60 min.	Abkühlzeit nach einem Anlaufen
Cnt Dec time Mult	1	Multiplikator für <i>Cnt decrease time</i> (Zählerabsenkezeit), wenn der Motor stoppt.

1) $0,7 \cdot \text{MPTTR1 Gewichtungsfaktor}$

STTPMSU1 – Motorstart-Überwachung

Diese Funktion umfasst die Motoranlauferkennung (MOT_START-Ausgang), den thermischen belastungsbasierten Anlaufschutz (OPER_IIT-Ausgang),

unabhängigen Rotorblockierschutz (OPR_STALL-Ausgang und den Gesamtanlaufzeit-Zähler LOCK_START-Ausgang).

Damit das Anlaufen des Motors richtig erkannt wird, muss zuerst die Einstellung *Motor standstill A* (Strom Motorstillstand) unterhalb des Motoraussschaltstrom, typischerweise 12 % des Motorbemessungsstrom, festgelegt werden. Danach wird die Einstellung *Start detection A* (Anlauf Erk. A) typischerweise mit mindestens 150 % des Motorbemessungsstroms und 75 % unterhalb des Motoranlaufstroms festgelegt. Abschließend wird die Einstellung *Str over delay time* (Zeit abgel. Anlauf) verwendet, um festzulegen, wie lange die Statorströme unter $0,9 \cdot \text{Start detection A}$ (Anlauf Erk. A) gehalten werden müssen, bevor der Motoranlauf beendet ist. Ohne Stern-Dreieck (Y/D)-Anlauf oder bei rundgewickelten Motoren mit sehr geringem Motoranlaufstrom (z. B. und Softstarts) werden 100 ms gewählt.

Die auf dem Anlaufschutz basierende thermische Belastung basiert wiederum auf dem Integral des Anlaufstroms über die Anlaufzeit; vereinfacht ausgedrückt als $I^2 \cdot t$ (oder IIT). *Motor start-up A* (Motoranlauf A) wird gemäß dem Motoranlaufstrom festgelegt. *Motor start-up time* (Motoranlaufzeit) wird vorzugsweise unterhalb der Zeit für den Rotorblockierschutz festgelegt, jedoch mindestens 10 % über der tatsächlichen Motoranlaufzeit. Auf diese Weise ist der Motor gegen Rotorblockierung und verlängerten Anlauf geschützt. Die *Betriebsart* wird mit "IIT" festgelegt, was bedeutet, dass die Einstellung *Lock rotor time* (Rotorblockierzeit) unwirksam ist.



Die *Betriebsart* „Stall“ kann nur verwendet werden, wenn der Motor mit einem Drehzahlshalter mit Anzeige des stationären oder drehenden Motors ausgestattet ist.

Mit dem Startgesamtzähler kann die gesamte Motoranlaufzeit begrenzt werden. Diese Funktionen und MSCPMRI1 überschneiden sich: MSCPMRI1 zählt die Anzahl der Kalt- und Warmstarts, wobei die Anlaufzeit ignoriert wird. STTMPSU1 wiederum zählt die Gesamtstartzeit. Somit kann der Schutz in STTMPSU1 als zusätzliche Begrenzung der Startvorgänge verwendet werden, wenn die Anlaufzeit innerhalb der zulässigen Grenzen und, beispielsweise bei Anläufen mit zu hoher Last, länger als normal ist. Wenn die Gesamtstartzeit die Einstellung *Cumulative time Lim*, (Gesamtzeitgrenze) überschreitet, werden weitere Neustarts unterbunden, bis der Zähler diese Einstellung unterschreitet. Die Abfallrate wird mit der Einstellung *Counter Red rate* (Zählerrate) festgelegt.

STTPMSU1 verfügt auch über die *Restart inhibit time* (Wiederanlaufsperrzeit), die das erneute Anlaufen des Motors unterbindet, bis zumindest die letzte Startzeit abgelaufen ist. Typischerweise sind 5...10 Minuten zwischen aufeinanderfolgenden Starts ausreichend, um die thermische Gesamtbelastung infolge zu schneller Neustarts, insbesondere des Rotors, zu reduzieren.

Tabelle 270: *STTPMSU1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Betriebsart	IIT	Betriebsart
Motoranlauf A	4,6 xIn ¹⁾	IIT Schutzstrom-Einstellung
Motoranlaufzeit	4,5 s	IIT Schutzauslösezeit, wenn der Motorstrom der Strom-einstellung entspricht
Rotorblockierzeit	N/A ²⁾	Erlaubte Rotorblockierzeit
Zählerrate	3,9 s/h ³⁾	Anlaufgesamtzähler-Verringerungsrate
Gesamtzeitgrenze	8,5 s ⁴⁾	Anlaufgesamtzähler Wiederanlaufunterdrückungsschwelle
Anlaufunterdr.-zeit	10 min.	Unterdrückung nach dem Anlaufen

1) Motoranlaufstrom $5,6 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 4,6 \times I_n$

2) Nicht wirksam in IIT-Modus

3) Gemäß der Motoranlaufzeit

4) 1,1 2 Anlaufzeit (für 2+ 1 zugelassene Kaltstarts)

MNSPTOC1 – Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen

MNSPTOC1 wird für den Schutz gegen Schiefast und defekte Leiter genutzt.

Diese Zustände erzeugen zusätzliche Wärmeverluste und lokale Überhitzung des Rotors sowie mechanische Vibrationen. Ein typischer Einstellung ist 8...15 %.

Sowohl die unabhängige Betriebszeit (typischerweise 5...10 s) als auch die IDMT-Kennlinie werden herangezogen.

Jede Schiefast im Netz erzeugt Schiefasten in den Anlagenspannungen, insbesondere bei schwacher Versorgung. Das Spannungsungleichgewicht verursacht dann Unsymmetrie der Phasenströme im gesunden Motor, der den Schieflastschutz startet. Damit sichergestellt ist, dass nur der fehlerhafte Motorzuleiter auslöst, wird die IDMT-Kennlinie empfohlen. Bei Anwendung der IDMT entspricht die Einstellung *Machine time Mult* (Maschinenzeit Mult) der Motorkonstante $I_2^2 \cdot t$. D.h. Ermittlung der Widerstandsfähigkeit des Rotors gegen die durch das Gegensystem erzeugte Wärme. Die Einstellung kann geschätzt werden als $175 / I_{\text{start}}^2$.



Bei einem defekten Leiter beträgt der Gegensystemstrom 58 % des Statorstroms. Die Motordrehzahl sinkt sich wegen des Abfalls der elektrischen Leistung, woraufhin der Statorstrom ansteigt, bis das Gleichgewicht zwischen Leistung/Drehmoment wiederhergestellt ist oder der Motor stoppt. Wenn der Motor stoppt, stimmt der Statorstrom mit dem Anlaufstrom überein. Für den Motor im Beispiel beträgt der Gegensystemstrom $58 \% \cdot 5,6 = 325 \%$ des Motorbemessungsstroms.



Die zusätzlich erzeugte Wärme infolge der Unsymmetrie kann in MPTR1 ebenfalls berücksichtigt werden.

Tabelle 271: *MNSPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	$0,12 \times I_n^{1)}$	Startwert
Betriebskennlinie	Inv. Kennlinie B	Betriebskennlinie
Maschinenzeit Mult.	$5,6^{2)}$	Maschinenabhängige Zeitkonstante für IDMT-Kennlinie
Spannungsreferenz	$0,82 \times I_n^{3)}$	Volllaststrom des Motors

1) 15% Motornenn. ($0,15 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A}$) = $0,12 \times I_n$

2) $175 / I_{\text{start}}^2 = 5,6$

3) Motornenn. / CT-Nenn. = $246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 0,82 \times I_n$

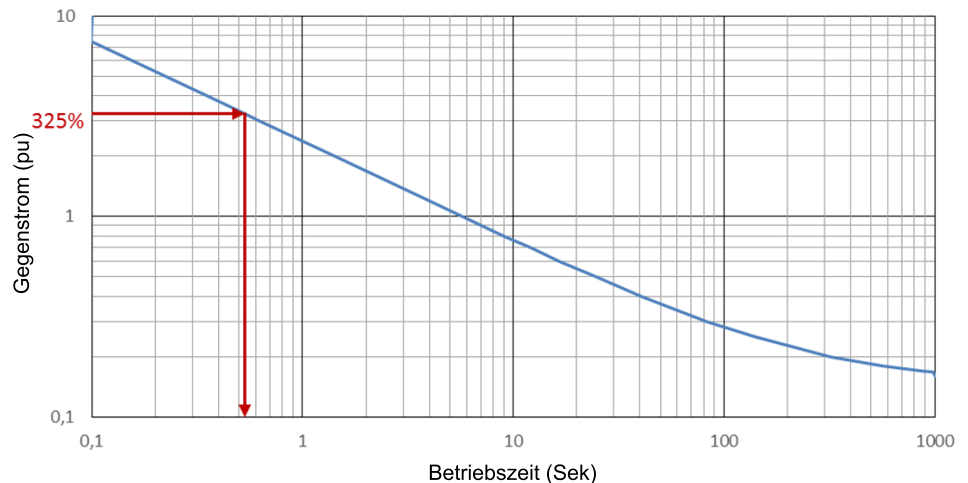


Abb. 112: *MNSPTOC1-Betriebszeit mit empfohlenen Einstellungen*

PREVPTOC1 – Phasenumkehrschutz

Mit PREVPTOC1 kann der Motorbetrieb in der falschen Richtung unterbunden werden. Der Schutz basiert auf dem Verhältnis von Gegensystem- und Mitsystemstrom. In der normalen Phasenfolge ohne Unsymmetrie entspricht der Mitsystemstrom dem Statorstrom und der Gegensystemstrom ist Null. Bei einer falschen, d.h. umgekehrten Phasenfolge, ist der Mitsystemstrom Null, der Gegensystemstrom entspricht dem Statorstrom.

Tabelle 272: *PREVPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellungen	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	0,62 xIn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	100 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $0,75 \cdot 236 \text{ A} / 300 \text{ A} = 0,62 \text{ xIn}$

MHZPDIF1 – Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz

Dieses Relais bietet Möglichkeiten für die Realisierung eines anderen Differenzialschutzes. In diesem Beispielfall ist der Motor im Stern geschaltet und mit separaten Stromwandlern für die Messung der flussinduzierten Differentialströme in jeder Phase ausgestattet. Daher wird MHZPDIF1 verwendet.

Der Vorteil des Summenstrom-Differentialschutz mit drei Stromwandlern gegenüber dem stabilisierten Differenzialschutz mit Phasenmessungen aus sechs Stromwandlern ist, dass Flusstransformatoren unabhängig von der Leiter-Strom-Amplitude gewählt werden können.

Der Einstellwert ist typischerweise sehr niedrig; in diesem Fall 4 % der Stromwandlerleistung, d.h. 12 A primär.

Tabelle 273: *MHZPDIF1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Auslösewert	4 %In	Auslösewert
Min. Auslösezeit	20 ms	Auslöseverzögerungszeit

JAMPTOC1 – Motorlastsprungschutz

JAMPTOC1 schützt den Motor vor Lastsprung, z. B. wegen zu hoher mechanischer Last. In einem solchen Fall steigt der Statorstrom bis auf den Anzugsstrom an. Der Schutz löst aus, wenn der Statorstrom den Wert während der Einstellzeit überschreitet. Die Funktion ist während Motoranlauf gesperrt.

Der *Startwert* wird typischerweise auf 50...75 % des Anzugsstroms gesetzt; als *Auslöseverzögerungszeit* werden circa 1...2 s gewählt.

Tabelle 274: *JAMPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	2,3 xIn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	2000 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $0,5 \cdot 5,6 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 2,3 \text{ xIn}$

PHPTUV1 – Dreiphasen-Unterspannungsschutz

Unterspannung erzeugt einen Anstieg des Statorstroms und Überlast des Motors. Dieses erkennt jedoch der thermische Überlastschutz.

Wenn nur eine Stufe des Unterspannungsschutzes verwendet wird, wird der Schutz typischerweise auf 70 % der Bemessungsspannung und eine kurze Auslösezeit gesetzt. Bei Ausfall der Versorgungsspannung muss der Unterspannungsschutz typischerweise die Motorabschaltung veranlassen, damit ein simultanes erneutes Anlaufen aller Motor vermieden wird, wenn die Spannungsversorgung wieder hergestellt ist.

Bei der Verwendung des zweistufigen Schutzes wird die zweite Stufe typischerweise auf 90 % gesetzt, allerdings muss die Betriebszeit länger sein, als die Motorunterspannungsanlaufzeit.

Tabelle 275: *PHPTUV1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellungen	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	0,68 xUn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms ²⁾	Auslöseverzögerungszeit

1) $0,7 \cdot 10,7 \text{ kV} / 11 \text{ kV} = 0,68 \text{ xUn}$

2) Erlaubt kurzzeitige Unterbrechungen und Übergänge

PHPTOV1 – Dreiphasen-Überspannungsschutz

In den meisten Fällen können Motoren als spannungsabhängige Lasten mit einem konstanten U/F-Verhältnis angeglichen werden. Eine Anhebung dieses Verhältnisses wegen Überspannung oder Unterfrequenz erhöht die Flussdichte im Motor, was zu übermäßiger Erwärmung beitragen kann.

Typischerweise wird der Überspannungsschutz mit circa 110 bis 120 % der Bemessungsspannung und die Schaltzeit mit wenigen Sekunden festgelegt. Der Schutz muss mit dem Eingangs-/Bus-Überspannungsschutz koordiniert werden.

Tabelle 276: *PHPTOV1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	1,07 xUn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms ²⁾	Auslöseverzögerungszeit

1) $1,1 \cdot 10,7 \text{ kV} / 11 \text{ kV} = 1,07 \text{ xUn}$

2) Erlaubt kurzzeitige Übergänge

DEFLPDEF1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, tiefe Stufe, I▷

Aus Sicht des Schutzes ist die Messung des Erdschlussstroms mit einem Kabelumbau-Stromwandler CT (CBCT) die beste Wahl. Es bieten sich zwei Vorteile: das CBCT-Verhältnis kann geringer gewählt werden als das Leiter-

Stromwandlerverhältnis und es besteht keine Gefahr der Stromwandlersättigung bei Motoreinschaltung.

In Motoranwendungen wird der Erdschlussstrom typischerweise als Summe der Leiterströme gemessen oder berechnet. Der Nachteil ist, dass das Relais bei Sättigung des Phasen-Stromwandlersatzes zu Beginn der Motoreinschaltung einen unwahren Erdschlussstrom erkennt. In diesem Fall erlaubt DEFLPDEF1 die Ausführung der Schutzfunktion nur, wenn gleichzeitig Summenstrom (U_0) anliegt.

In diesem Beispielfall ist der maximale Erdschlussstrom in Netz 30 A. Die Verwendung von beispielsweise Einstellung 1% ($1\% 300 \text{ A} = 3 \text{ A}$ in primär) für Erdschlussschutz schützt dann 90 % der Motorwicklungen, ausschließlich des Effekts der möglichen Fehlerresistenz. Die Betriebszeit muss mit anderem Erdschlussschutz im Netz koordiniert werden. In diesem Beispiel wird die Zeit 100 ms verwendet.

Die *Startwert*-Einstellung muss gleich oder unterhalb der Restspannung im Netz der 3-A-Relaiseinstellung sein. Die *Startwert*-Einstellung muss jedoch höher sein, als die normale Restspannung im Netz in gutem Zustand. In diesem Beispiel wird die Zeit $0,10 U_n$ verwendet. Die berechnete Restspannung kann nur genutzt werden, wenn die VTs, wie in diesem Fallbeispiel, in Sternschaltung mit dem Relais verbunden sind.

Tabelle 277: *DEFLPDEF1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	0,01 xIn	Startwert für den Summenstrom
Gerichteter Modus	Ungerichtet ¹⁾	Gerichteter Modus
Auslöseverzögerungszeit	100 ms	Auslöseverzögerungszeit
Spannungsstartwert	0,10 xUn	Startwert für die Restspannung
Spannungsbegrenzung ein	True	<i>Spannungsanregewert</i> wird verwendet, d.h., der Schutz startet/arbeitet erst, wenn die Restspannung den <i>Voltage start value</i> (Spannungsanregewert) überschreitet.

1) Auch als gerichtet möglich

Abschnitt 11 Synchronmotorschutz

11.1 Einführung in die Anwendung

Elektrische Motoren sind vielen Störungen und Belastungen ausgesetzt. Ein Teil dieser Störungen ist auf äußere Einflüsse zurückzuführen, wie Über- und Unterspannung, Über- und Unterfrequenz, Oberschwingungen, Unsymmetriespannung und Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen, wie automatisches Wiedereinschalten im versorgenden Netz. Weitere Ursachen für externe Störungen sind unter anderem Schmutz im Motor, das Kühlsystem sowie Lagerfehler oder ansteigende Umgebungstemperatur und Feuchtigkeit. Belastungsfaktoren infolge abnormaler Nutzung des Motorantriebs sind häufige aufeinanderfolgende Anläufe, Stillstand und Überlastsituationen, einschließlich mechanischer Belastung. Belastung und mechanische Störungen tragen zur Verschlechterung der Wicklungsisolierung des Motors bei und sie beschleunigen die thermische Alterungsrate, was zu einem Isolationsfehler führen kann.

Der Zweck des Motorschutzes ist die Begrenzung der Auswirkungen von Störungen und Belastungsfaktoren auf ein sicheres Maß, indem Überlastung begrenzt oder häufige Startversuche unterbunden werden. Die Aufgabe des Schutzes bei einer Störung des Motors ist jedoch die rechtzeitig Trennung des Motors vom versorgenden Netz.

Tabelle 278: *Typische Fehler und Bedingungen, Schutzfunktionen und Geräte*

Fehler und Bedingungen	Schutzfunktionen und Geräte
Stator Kurzschluss und Erdschluss	Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz, Ungerichteter Erdfehlerschutz EFxP-TOC, Erdfehlerichtungsschutz DEFxPDEF, Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz HREFPDIF, Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF, Sicherungen.
Wicklungskurzschlüsse	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF
Überlast	Thermischer Überlastschutz für Motoren MPTTR, RTD-Sensoren
Unzureichende Belüftung, reduzierte Kühlung, ungewöhnliche Umgebungsbedingungen	RTD-Sensoren
Blockierter Rotor, keine Beschleunigung	Motoranlaufüberwachung STTPMSU
Blockierung eines laufenden Motors	Motorlastsprungerkennung JAMPTOC
Verlängertes Anlaufen	Motoranlaufüberwachung STTPMSU
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Fehler und Bedingungen	Schutzfunktionen und Geräte
Zu häufige Starts	Motoranlaufzähler MSCPMRI, Motoranlaufüberwachung STTPMSU
Schiefast, einphasig	Schiefastschutz für Maschinen MNSPTOC, Spannungsunsymmetrieschutz NSPTOV
Phasenumkehr, falsche Drehrichtung	Drehfeldüberwachung PREVPTOC
Über-/Unterspannung	Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV, Unterspannungsschutz (Mitsystem) PSPTUV, Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV
Frequenz	Frequenzschutz FRPFRQ
Lastverlust	Unterstromschutz LOFLPTUC
Notstart	Notstartoption ESMGAPC
Rotor-Erdfehlerschutz in Motoren mit Schleifringen	Rotor-Erdfehlerschutz (MREFPTOC) mit Einspeisungsgerät REK 510
Untererregung, Feldverlust	Dreiphasiger Untererregungsschutz UEXPDIS
Wirkleistungsbegrenzung	Rückleistungs-/gerichteter Überleistungsschutz DOPDPR
Außertrittfall	Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen OOSRPSB

11.2 Beschreibung des Beispielfalls

In diesem Beispielfall wird ein bürstenloser 5800 kW-, 11-kV-Synchronmotor geschützt, der einen Kompressor antreibt. Die Motoreinstellungen werden in [Tabelle 279](#) dargestellt, die Motorleistungsübersicht in [Abbildung 113](#) und das Übersichtsschaltbild in [Abbildung 114](#).

Tabelle 279: Motordaten

Motoreinstellung	Wert
Nennleistung	5800 kW (6600 kVA)
Spannung	11 000 V $\pm 10\%$
Frequenz	50 Hz $\pm 5\%$
Drehzahl	1500 U/min, kritische Drehzahl >1725 U/min
Strom	346 A (6600 kVA)
Kühlmethode	IC 6A1A6, Luft-Luft-Wärmetauscher
Umgebungstemperatur, max.	40°C
Isolierung / Temperaturanstieg	Klasse F / B
Anlaufstrom DOL-Start	3,99 Bemessungsstrom im unendlichen Netz 3,47 Bemessungsstrom bei 86 % Spannung 3,07 Bemessungsstrom bei 76% Spannung
Startzeit	4 s (U = 100 %), 6 s (U = 86 %), 8 s (U = 76 %)
Anzahl nachfolgender Starts	3 / 2 (kalt/warm), >30 Min. zwischen jedem Start
Reaktanzen	$X_d = 124,2\%$, $X_d' = 33,2\%$

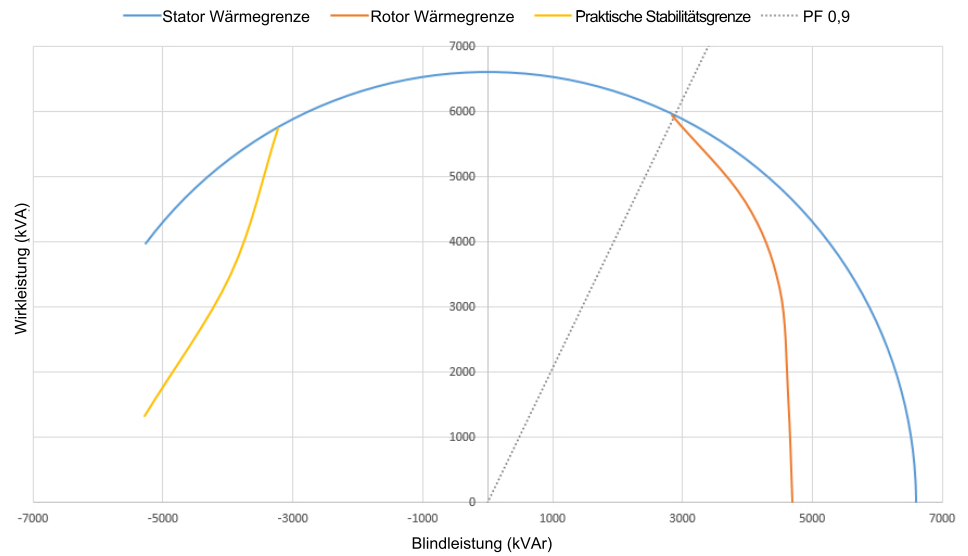


Abb. 113: Motorleistungsübersicht

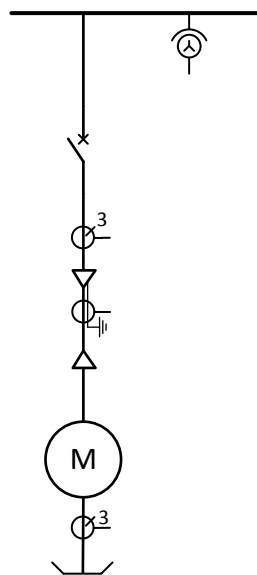


Abb. 114: Übersichtsschaltbild

Der Motor ist mit Phasenstromwandlern 600/1 A und CBCT 100/1 A ausgestattet. Darüber hinaus empfängt der Schutz die Spannungsmesswerte vom Bus.

11.3 Motorschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, die empfohlenen Alarme, das ACT-Diagramm und die Parametereinstellungen.

11.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 115](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais.

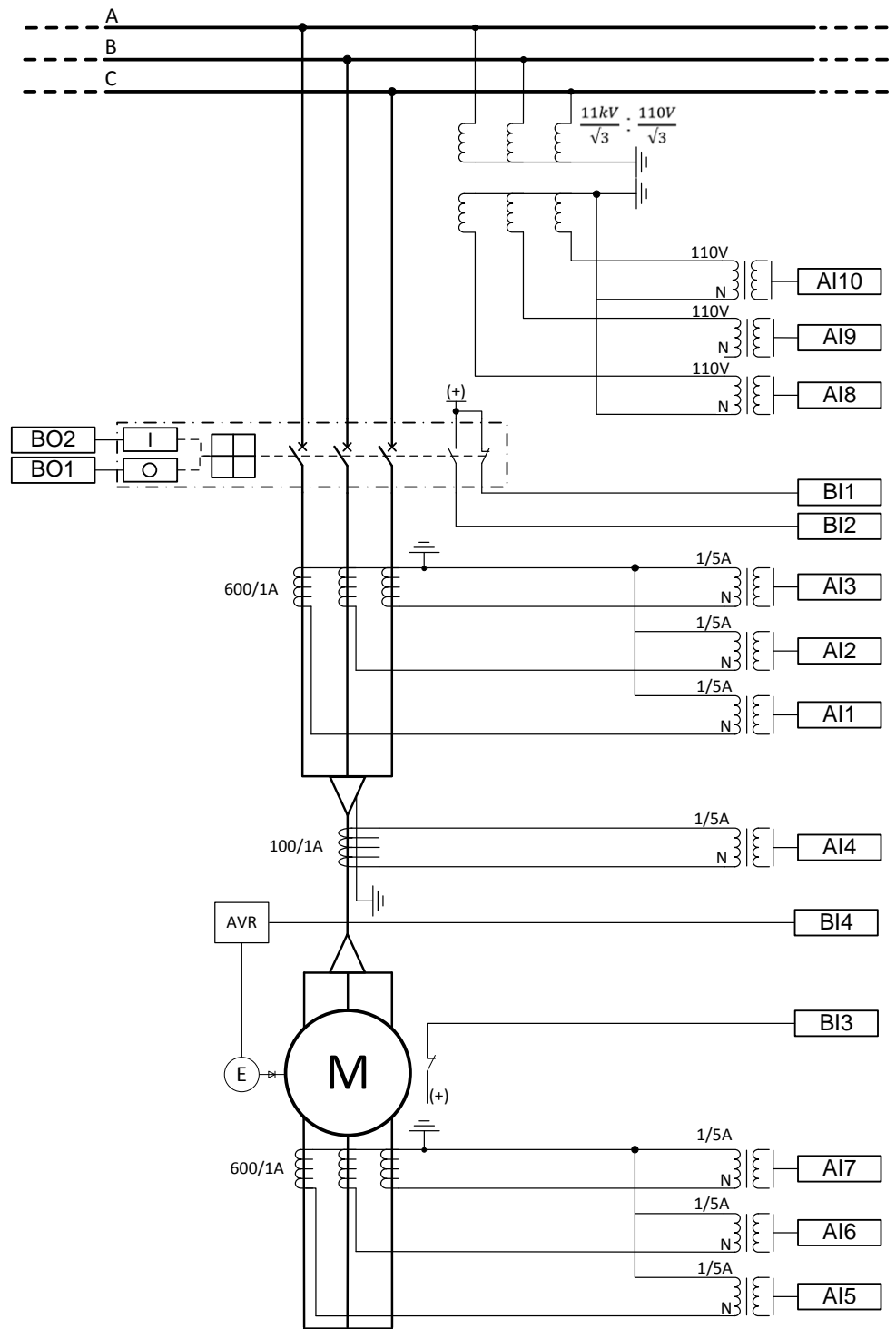


Abb. 115: Relais-Schnittstellen und Strom-/Spannungswandleranschlüsse für den Beispielfall

11.3.1.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 280: Physische analoge Eingangssignale

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Abgangsseite Leiterstrommessung, Leiter I_A
AI2	Abgangsseite Leiterstrommessung, Leiter I_B
AI3	Abgangsseite Leiterstrommessung, Leiter I_C
AI4	Fehlerstrommessung
AI5	Neutralleiterstrommessung, Leiter I_A
AI6	Neutralleiterstrommessung, Leiter I_B
AI7	Neutralleiterstrommessung, Leiter IL3
AI8	Leiter-Erde Spannung U_A
AI9	Leiter-Erde Spannung U_B
AI10	Leiter-Erde Spannung U_C

11.3.1.2 Binäre Eingangssignale

Tabelle 281: Physische binäre Eingangssignale

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Leistungsschalterstellung Öffnen-Signal
BI2	Leistungsschalterstellung Schließen-Signal
BI3	Geschwindigkeitsschalter
BI4	Statusinformationen des Erregersystems (Erregerverlust)

11.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 282: Physische binäre Ausgangssignale

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen
BO2	Signal Leistungsschalter schließen, d.h. Motor starten

11.3.1.4 Empfohlene Alarmer

[Tabelle 283](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarmer gekennzeichnet werden sollten.

Tabelle 283: Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
PHIPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Kurzschlusschutz
STTPMSU1	OPR_IIT	Auslösung durch Anlaufschutz
JAMPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Lastsprungschutz
MPTR1	OPERATE	Auslösung durch thermischem Überlastschutz
MSCPMRI1	OPERATE	Auslösung durch Anlaufzähler
MNSPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Unsymmetrieschutz
PREVPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Phasenfolgeschutz
EFLPTOC1	OPERATE	Auslösung durch Erdfehler-schutz
PHPTUV1	OPERATE	Auslösung durch Unterspannungsschutz
PHPTOV1	OPERATE	Auslösung durch Überspannungsschutz
MPDIF1	OPERATE	Auslösung durch Differenzialschutz
UEXPDIS1	OPERATE	Auslösung durch Untererregungsschutz
OOSRPSB1	OPERATE	Auslösung durch Außertrittfall-schutz
DOPPDPR1	OPERATE	Auslösung durch Überleistungsschutz
OR6	Q	Wiederanlauf verhindert

11.3.1.5

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Für den Beispielfall wird die Relaiskonfiguration in [Abbildung 116](#), [Abbildung 117](#) und [Abbildung 118](#) dargestellt.

Für die Auslösung werden alle Schutzfunktion-Auslösesignale verwendet. In STTPMSU1 wird empfohlen, die Ausgänge OPR_IIT and OPR_STALL für die Auslösung zu verbinden.

Das Anlaufen des Motors, das heißt Schließen des Unterbrechers über CBXCBR ist nur erlaubt, wenn keine Schutzfunktion das Anlaufen verhindert.

- MPTR1: Wärmekapazität des Motors zu hoch für Anlaufen
- MSCPMRI1: zu häufige Motorstarts
- STTPMSU1: Zeit seit dem letzten Start zu kurz
- MNSPTOC1: unzureichende Kühlung nach Ansprechen wegen Unsymmetrie

In einem solchen Fall muss der Motor erst abkühlen, bevor erneutes Starten erlaubt wird.

Tabelle 284: *In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke*

Funktionsblock	Beschreibung
ILTCTR1, ILTCTR2, RESTCR1, UTVTR1	Analogsignal-Vorverarbeitung für andere Schutzfunktionen
CBXCBR1	Leistungsschaltersteuerung
TRPPTRC1	Master-Auslösung
PHIPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe
MPTTR1	Thermischer Überlastschutz für Motoren
JAMPTOC1	Motorlastsprungschutz
STTPMSU1	Motoranlaufüberwachung
MSCPMR1	Motorstartzähler
MNSPTOC1	Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen
PREVPTOC1	Phasenumkehrschutz
MPDIF1	Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen
PHPTUV1	Drei-Phasen-Unterspannungsschutz
PHPTOV1	Drei-Phasen-Überspannungsschutz
EFLPTOC1	Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>
UEXPDIS1	Dreiphasen-Unterregungsschutz
DOPDPDR1	Rückleistungs-/gerichteter Überlastungsschutz
OOSRPSB1	Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen
OR OR6 OR20	OR-Gate mit zwei Eingängen OR-Gate mit sechs Eingängen OR-Gate mit 20 Eingängen
SR	S-R Flip-Flop, flüchtig

Tabelle 285: *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

Schutz	Phasenströme und der Klemme AI1, AI2, AI3	Summenstrom AI4	Neutralleiterströme AI5, AI6, AI7	Leiter-Erde Spannungen AI8, AI9, AI10
MPTTR1	x			
PHIPTOC1	x			
STTPMSU1	x			
MNSPTOC1	x			
PREVPTOC1	x			
MPDIF1	x		x	
JAMPTOC1	x			
PHPTOV1				x
PHPTUV1				x

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schutz	Phasenströme und der Klemme AI1, AI2, AI3	Summenstrom AI4	Neutralleiterströme AI5, AI6, AI7	Leiter-Erde Spannungen AI8, AI9, AI10
EFLPTOC1		x		
UEXPDIS1	x			x
DOPDPR1	x			x
OOSRPSB1	x			x

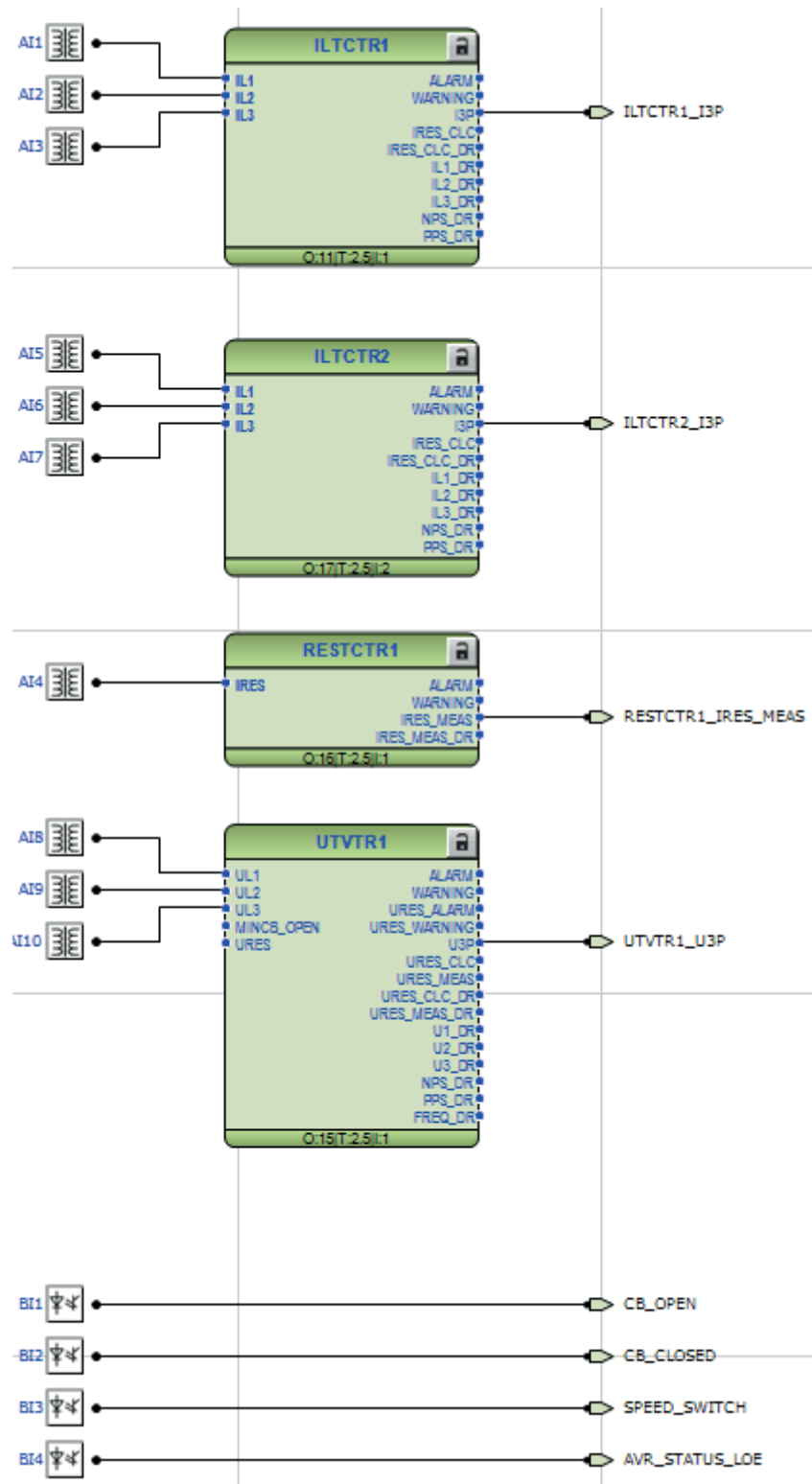


Abb. 116: Eingangsbereich

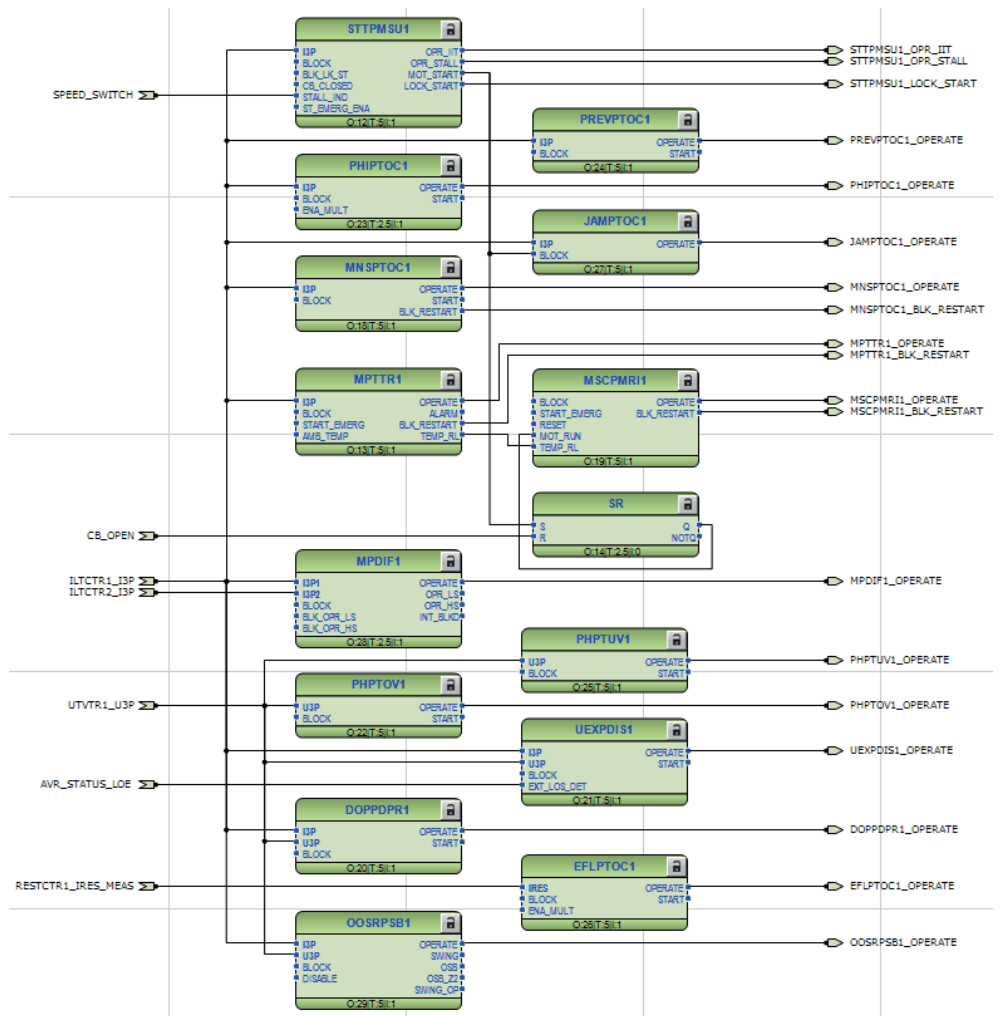


Abb. 117: Anwendungsbereich

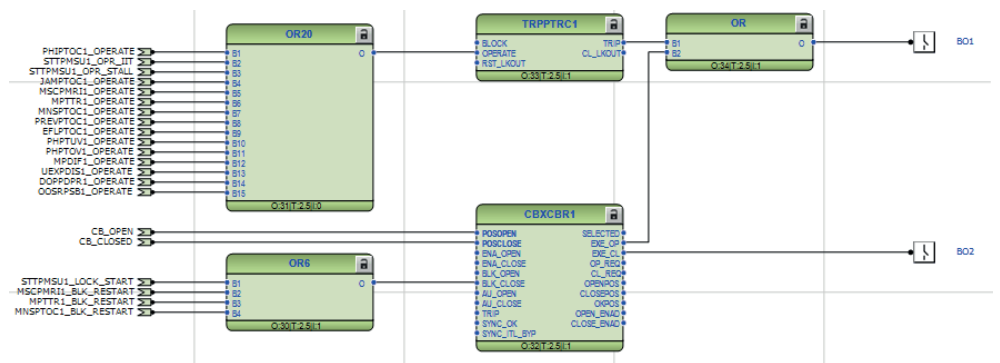


Abb. 118: Ausgangsbereich

11.3.1.6

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionsblock: ILTCTR1 wird für abgangsseitige Leiterströme verwendet und ILTCTR2 für Motor-Neutralleiterströme. Die [Tabelle 286](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 286: *ILTCTR-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	600 A	Primärstromwert
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstromwert

RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal

Tabelle 287: *RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärstrom	100 A	Primärstrom
Sekundärstrom	1 A	Sekundärstrom

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden.

Tabelle 288: *UTVTR1: Leiterspannungs-Transformatorfunktionseinstellungen für das Relais im Beispielfall*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11 kV	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	110 V	Sekundäre Nennspannung

MPTR1 – Thermischer Überlastschutz für Motoren

Motorüberlast ist vorrangig auf die abnormale Verwendung des Motors, unsymmetrische Versorgungsspannung oder Oberschwingungen zurückzuführen. Alles das trägt zu Motorverlusten bei und verursacht somit zusätzliche Wärme. Sollten die Motortemperaturen die für die Schutzklasse angegebenen Grenzwerte überschreiten, beschleunigt sich der Verschleiß der Wicklungsisolierung und das bedeutet eine verkürzte Lebensdauer des Motors. Als Daumenregel gilt: jeder Temperaturanstieg um 8...12° C halbiert die Lebensdauer. Zu hohe oder häufige Überlast kann ebenfalls zu elektrischem Schaden in der Wicklung oder zu Rotorschäden beitragen.

Deshalb ist der thermische Überlastschutz, zusätzlich zum Kurzschlusschutz des Motors, der wichtigste Schutz. Im Allgemeinen fordern die Behörden die Ausstattung des Motors mit thermischem Überlastschutz.

MPTTR1 berechnet die thermische Motorschutzkapazität basierend auf der Leiterstrommessung. Der wahre RMS-Wert des Strom wird gemessen, so dass auch die Oberschwingungen berücksichtigt werden. MPTTR1 schützt gegen jede Art von thermischer Überlast, mit Ausnahme reduzierter Kühlung, so dass RTD-Sensoren die Wicklungstemperatur überwachen müssen.

Die Ermittlung der geeigneten Einstellung für MPTTR1 kann in drei Schritten durchgeführt werden: zuerst wird der *Overload factor* (Überlastfaktor) festgelegt, dann der *Weighting factor* (Gewichtungsfaktor) und die Zeitkonstanten. Abschließend werden die restlichen Einstellungen vorgenommen.

Schritt 1

Die *Überlastfaktor*-Einstellung definiert die maximal zulässige Dauerlast. Im Beispielfall ist der Motor in Temperaturklasse B (80° C) und Isolierklasse F (max. Temperatur 155° C) ausgelegt. Bei Verwendung mit der Auslegungsumgebungstemperatur 40 C erreicht der Motor den Höchstwert von 155 C, wenn der Laststrom mindestens $\sqrt{[(155 - 40)/80]} = 1,198$ -fache der Motornennlast beträgt. Das ist der maximale Wert für die *Überlastfaktor*-Einstellung. Allerdings wird in MPTTR1 typischerweise in geringerer Wert, wie 1,05, verwendet.

Schritt 2

Das thermische Verhalten von Stator und Rotor während Anfahren und langfristigen Überlastsituationen weicht beträchtlich voneinander ab. Wenn in MPTTR1 der *Gewichtungsfaktor* = "50%", werden sowohl das Überhitzungsverhalten („Hot Spot“) des Motors als auch der thermische Hintergrund modelliert. Bei Überlast oder Anfahren folgt MPTTR1 dem thermischen Verhalten der heißesten Stellen (typischerweise der Rotor), wobei 50 % dieses thermischen Anstieg an den Hintergrund abgegeben werden (Motorgehäuse). Es wird davon ausgegangen, dass Überhitzungen nach einer Überlastung schnell an das umgebende Material (Motorgehäuse) abgegeben werden. Somit senkt MPTTR1 das thermische Niveau von überhitzten Punkten schnell auf das thermische Niveau des Hintergrunds ab.

Eine allgemeine Empfehlung ist, standardmäßig *Gewichtungsfaktor* = "50 %" und *Überlastfaktor* = "1,05". Das bedeutet auch, dass ungefähr die Hälfte der thermischen Leistung des Motors genutzt wird, wenn der Motor bei Volllast läuft. Das heißt, der Motor hat Kapazität für einen Warmneustart ohne jegliche Abkühlzeit.

Es gibt verschiedene Methoden, um die Einstellung für die Zeitkonstanten zu finden. In diesem Beispielfall sind die thermischen Grenzkennlinien des Motors verfügbar und die MPTTR1 *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) wurde entsprechend festgelegt. Das heißt, die Schutzkennlinien sind gleich oder unterhalb

der thermischen Grenzkennlinien des laufenden Motors. Die thermischen Überlastkennlinien müssen nicht gleich der gesperrten thermischen Grenzkennlinien des Rotors sein oder diese unterschreiten, weil das Relais dafür über eine spezifische Schutzfunktion verfügt.

Die Verwendung der vom Motorhersteller vorgegebenen Aufwärmzeitkonstante für den Schutz wird nicht empfohlen, weil diese typischerweise zu unzureichendem Wärmeschutz führt. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Aufwärmzeitkonstante hauptsächlich den Stator im Normalbetrieb des Motors darstellt und somit wesentliche Sicherheitsgrenzen, beispielsweise in anderen Teilen des Motors während Überlast, nicht berücksichtigt. Die Motor-Abkühlzeitkonstante kann jedoch als ein guter Ausgangspunkt für die MPTR1-Einstellung *Time constant stop* (Zeitkonstante Stillstand) verwendet werden.

Die *Time constant start* (Zeitkonstante Start) wird typischerweise entsprechend der *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) festgelegt.

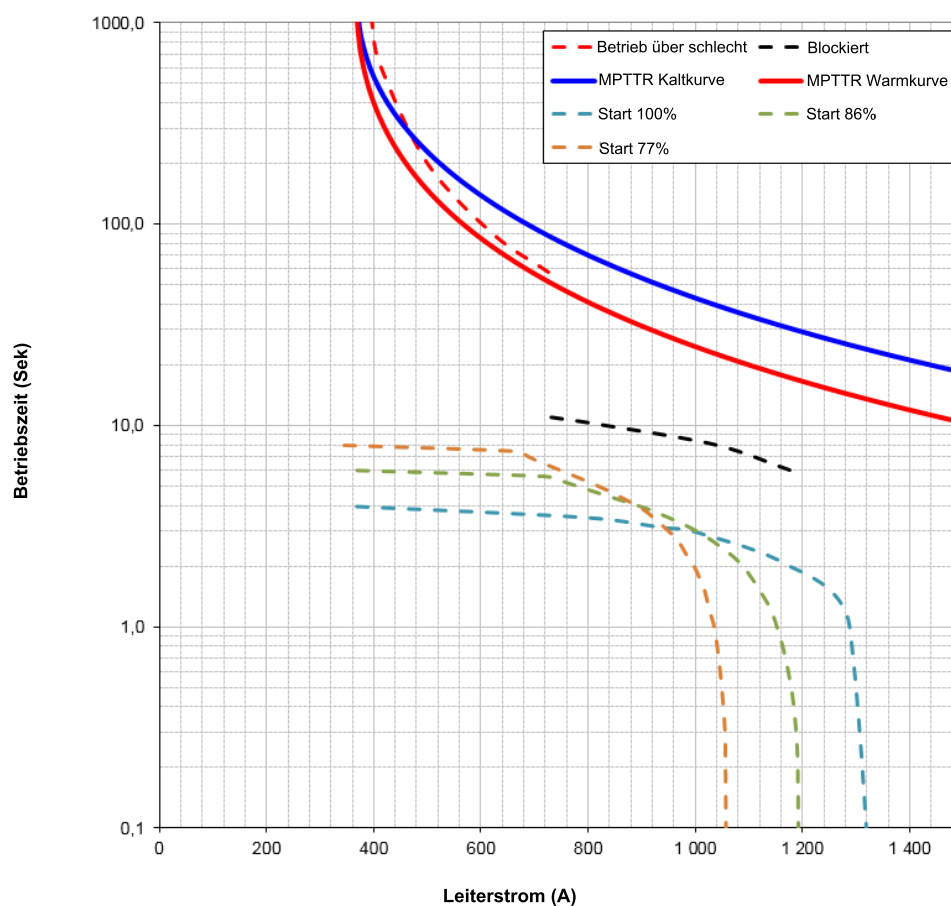


Abb. 119: Motorüberlastgrenze-, Motorzeit-Strom- und thermische Überlastkennlinien

Schritt 3

Um die übermäßige Wärmeerzeugung infolge von Unsymmetrie zu berücksichtigen, kann die MPTTR1-Einstellung *Negative Seq factor* (Gegen.-Sys. Faktor) verwendet werden.

Mit der Einstellung *Restart thermal Val* (Anlaufsperr-Temp.) wird das Wiederanlaufen des Motors gesperrt, bis die thermische Motorleistung für den Neustart ausreicht. Der Einstellwert kann folgendermaßen berechnet werden

$$\text{Restart thermal Val} = 95\% - \frac{\text{start-up time}}{\text{Cold motor trip time at start-up current}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 6)

In diesem Beispielfall beträgt die Anlaufzeit bei Bemessungsspannung 4 Sek. und die MPTTR1-Auslösezeit bei Anfahrstrom ca. 21 Sek. ([Abbildung 119](#)). Das heißt $95\% - (4/21) \cdot 100\% = 76\%$. Anlaufen bei 76 % der Bemessungsspannung dauert 8 Sek. und die Auslösezeit sind 37 Sek., d.h. $95\% - (8/37) \cdot 100\% = 73\%$. Im Beispielfall wird *Anlaufsperr-Temp.* mit 70 % festgelegt.

Es wird empfohlen zu überprüfen, ob MPTTR1 die erforderliche Anzahl der Warmstarts zulässt. *Anlaufsperr-Temp.* kann entsprechend gemeinsam mit *Time constant stop* (Zeitkonst. Stillst.) gewählt werden, um die Schnelligkeit des nächsten Anlaufens zu begrenzen.

In diesem Fall sind zwei Warmstarts pro Stunde erlaubt, wenn zwischen den beiden Anlaufvorgängen mindestens 30 Minuten liegen. Verglichen mit der thermischen Motorleistungskennlinie (im Betrieb) weist dies darauf hin, dass der Rotor für den Motor kritisch ist. Die Einstellung *Zeitkonst. Stillst.* wird so gewählt, dass Wärmeniveau nach 30 Min. Stillstand ungefähr mit jenem vor dem Warmstart identisch ist.

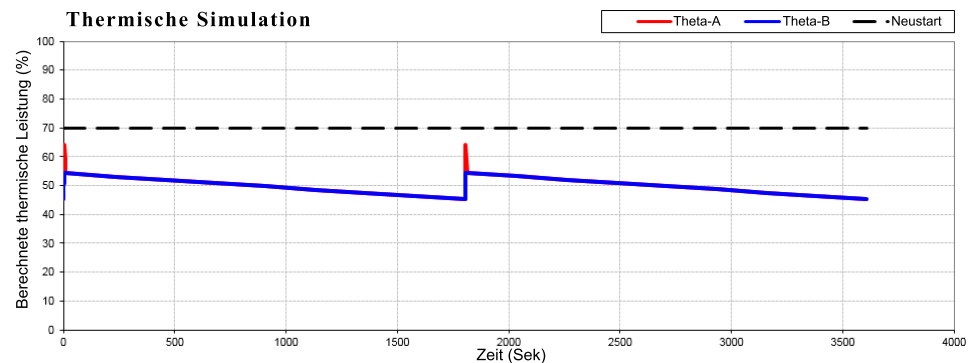


Abb. 120: Simulation von zwei Warmstarts bei Bemessungsspannung mit den empfohlenen Einstellungen

Tabelle 289: *MPTTR1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Überlastfaktor	1,05	Erlaubte Dauerüberlast
Restart thermal Val	70%	Temperaturpegel für erneuten Motoranlauf sperren
Negative Seq factor	11,0 ¹⁾	Wärmewirkungsfaktor für Unsymmetrie
Gewichtungsfaktor p	50%	Gewichtungsfaktor für therm. Abbild
Zeitkonstante normal	300 s	Zeitkonstante während Motor-normalbetrieb und leichter Überlast
Zeitkonstante Start	300 s	Zeitkonstante während Motor-start
Zeitkonstante Stillstand	10000 s	Zeitkonstante während Motor-stillstand
Spannungsreferenz	0,58 xIn ²⁾	Volllaststrom des Motors

1) $175 / (I_{\text{Start}} / I_{\text{Nenn}})^2 = 175 / 3,99^2 = 10,99$

2) $\text{Motornenn.} / \text{CT-Nenn.} = 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 0,577 \text{ xIn}$

PHIPTOC1 – Unverzögerter Leiter-Überstromschutz ($I >>>$)

PHIPTOC1 sorgt für Kurzschlusschutz im Motor- oder Einspeiserkabel. Für PHIPTOC1, das die Peak-to-Peak-Messfunktion nutzt, wird die Einstellung $1,5 \cdot$ Motorstartstrom mit Mindestbetriebszeit empfohlen. Die [Tabelle 290](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die voreingestellten Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 290: *PHIPTOC1-Einstellungen*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	$3,5 \text{ xIn}^1)$	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	20 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $1,5 \cdot 3,99 \cdot 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 3,5 \text{ xIn}$

MSCPMR11 – Motoranlauf-Zähler

Der Motorhersteller gibt an, dass der Motor aus dem kalten Zustand drei Mal hintereinander oder aus dem warmen Zustand zweimal hintereinander anlaufen kann. Für die Begrenzung dieser Zahlen wird MSCPMR11 verwendet.

Die typische Dauer für die Abkühlung des Wärmeeffekts eines einfachen Anlaufs sind 60 Minuten, sofern der Motorhersteller keine anderweitigen Angaben macht.

Für die Unterscheidung zwischen Kalt- und Warmstarts muss *Warm start level* (Warmstartlevel) richtig gesetzt werden. Dieser ist abhängig von den MPTTR1-Einstellungen, weil MPTTR1 das thermische Niveau des Motors übermittelt. Ein guter Einstellwert ist ungefähr das 0,5...0,7-fache des MPTTR1 *Weighting factor*

(Gewichtungsfaktors), der dem Wärmeanstieg des Motors um ungefähr 50...75 % der Nennbetriebstemperatur entspricht.

Tabelle 291: *MSCPMR1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Warmstartlevel	35 % ¹⁾	Temperaturschwelle
Max. Anz. Kaltstart	3	Maximale Anzahl zulässiger Kaltstarts
Max. Anz. Warmstart	2	Maximale Anzahl zulässiger Warmstarts
Zählerabsenkezeit	60 min.	Abkühlzeit nach einem Anlaufen
Cnt Dec time Mult	1	Multiplikator für <i>Cnt decrease time</i> (Zählerabsenkezeit), wenn der Motor stoppt.

1) $0,7 \cdot \text{MPTTR1}$ Gewichtungsfaktor



Die erforderliche 30-Min-Spanne zwischen jedem Anlaufen wird mit STTPMSU1 geregelt.

STTPMSU1 – Motorstart-Überwachung

Diese Funktion umfasst die Motoranlaufserkennung (MOT_START-Ausgang), den thermischen belastungsbasierten Anlaufschutz (OPER_IIT-Ausgang), unabhängigen Rotorblockierschutz (OPR_STALL-Ausgang und den Gesamtanlaufzeit-Zähler LOCK_START-Ausgang).

Damit das Anlaufen des Motors richtig erkannt wird, muss zuerst die Einstellung *Motor standstill A* (Strom Motorstillstand) unterhalb des Motorausgangstroms festgelegt werden. Für den Synchronmotor kann das 1 % sein, wohingegen für die mechanische Last (in diesem Beispiel der Kompressor) die Leerlaufverluste der bestimmende Faktor sind.

Danach wird die Einstellung *Start detection A* (Anlauf Erk. A) typischerweise mit mindestens 150 % des Motorbemessungsstroms und 75 % unterhalb des Motoranlaufstroms festgelegt. Abschließend wird die Einstellung *Str over delay time* (Zeit abgel. Anlauf) verwendet, um festzulegen, wie lange die Statorströme unter $0,9 \cdot \text{Start detection A}$ (Anlauf Erk. A) gehalten werden müssen, bevor der Motoranlauf beendet ist. Die Zeit 100 ms wird verwendet.

Die auf dem Anlaufschutz basierende thermische Belastung basiert wiederum auf dem Integral des Anlaufstroms über die Anlaufzeit; vereinfacht ausgedrückt als $I^2 \cdot t$ (oder IIT). *Motor start-up A* (Motoranlauf A) wird gemäß dem Motoranlaufstrom festgelegt. *Motor start-up time* (Motoranlaufzeit) wird vorzugsweise unterhalb der Zeit für den Rotorblockierschutz festgelegt, jedoch mindestens 10 % über der tatsächlichen Motoranlaufzeit. Auf diese Weise ist der Motor gegen

Rotorblockierung und verlängerten Anlauf geschützt. Die *Betriebsart* wird mit "IIT" festgelegt, was bedeutet, dass die Einstellung *Lock rotor time* (Rotorblockierzeit) unwirksam ist.



Die *Betriebsart* „Stall“ wird verwendet, wenn der Motor mit einem Drehzahlmesser mit Anzeige des stationären oder drehenden Motors ausgestattet ist. Die *Lock rotor time* (Rotorblockierzeit) wird identisch bzw. unterhalb der zulässigen Rotorblockierzeit festgelegt.

Mit dem Startgesamtzähler kann die gesamte Motoranlaufzeit begrenzt werden. Diese Funktionen und MSCPMRI1 überschneiden sich: MSCPMRI1 zählt die Anzahl der Kalt- und Warmstarts, wobei die Anlaufzeit ignoriert wird. STTMPMSU1 wiederum zählt die Gesamtstartzeit. Somit kann der Schutz in STTMPMSU1 als zusätzliche Begrenzung der Startvorgänge verwendet werden, wenn die Anlaufzeit innerhalb der zulässigen Grenzen und, beispielsweise bei Anläufen mit zu hoher Last, länger als normal ist. Wenn die Gesamtstartzeit die Einstellung *Cumulative time Lim*, (Gesamtzeitgrenze) überschreitet, werden weitere Neustarts unterbunden, bis der Zähler diese Einstellung unterschreitet. Die Abfallrate wird mit der Einstellung *Counter Red rate* (Zählerrate) festgelegt.

STTMPMSU1 verfügt auch über die Einstellung *Restart inhibit time* (Wiederanlaufsperrzeit), die das erneute Anlaufen des Motors unterbindet, bis zumindest die letzte Startzeit abgelaufen ist. In diesem Beispielfall darf der Motor erst 30 Min. nach dem vorherigen Anlaufen erneut starten.

Tabelle 292: *STTMPMSU1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Betriebsart	IIT und Blockierung	Betriebsart
Motoranlauf A	2,3 xIn ¹⁾	IIT Schutzstrom-Einstellung
Motoranlaufzeit	3,0 s	IIT Schutzauflösezeit wenn der Motorstrom der Stromeinstellung entspricht
Rotorblockierzeit	2 s	Erlaubte Rotorblockierzeit
Zählerrate	4,0 s/h ²⁾	Anlaufgesamtzähler-Verringerungsrate
Gesamtzeitgrenze	8,8 s ³⁾	Anlaufgesamtzähler Wiederanlaufunterdrückungsschwelle
Anlaufunterdr.-zeit	30 Min.	Unterdrückung nach dem Anlaufen
Strom Motorstillstand	0,05 x In	Stromschwelle für angehaltenen Motor

1) Motoranlaufstrom 3,99 · 346 A / 600 A = 2,3 xIn

2) Gemäß der Motoranlaufzeit

3) 1,1 2 Anlaufzeit (für 2+1 zugelassene Kaltstarts)

MNSPTOC1 – Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen

MNSPTOC1 wird für den Schutz gegen Schiefast und defekte Leiter genutzt. Diese Zustände erzeugen zusätzliche Wärmeverluste und lokale Überhitzung des Rotors sowie mechanische Vibrationen. Ein typischer Einstellung ist 8...15 %. Sowohl die unabhängige Betriebszeit (typischerweise 5...10 s) als auch die IDMT-Kennlinie werden herangezogen.

Jede Schiefast im Netz erzeugt Schiefasten in den Anlagenspannungen, insbesondere bei schwacher Versorgung. Das Spannungsungleichgewicht verursacht dann Unsymmetrie der Phasenströme im gesunden Motor, der den Schiefastschutz startet. Damit sichergestellt ist, dass nur der fehlerhafte Motorzuleiter auslöst, wird die IDMT-Kennlinie empfohlen. Bei Anwendung der IDMT entspricht die Einstellung *Machine time Mult* (Maschinenzeit Mult) der Motorkonstante $I_2^2 \cdot t$. D.h. Ermittlung der Widerstandsfähigkeit des Rotors gegen die durch das Gegenstromsystem erzeugte Wärme. Die Einstellung kann geschätzt werden als $175 / I_{\text{start}}^2$.



Wenn der Motor wegen eines defekten Leiters stoppt, stimmt der Statorstrom mit dem Anlaufstrom überein. Für den Motor im Beispiel beträgt der Gegensystemstrom $58 \% \cdot 3,99 = 232 \%$ des Motorbemessungsstroms.



Die zusätzlich erzeugte Wärme infolge der Unsymmetrie kann in MPTTR1 ebenfalls berücksichtigt werden.

Tabelle 293: *MNSPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	0,08 xIn ¹⁾	Startwert
Betriebskennlinie	Inv. Kennlinie B	Betriebskennlinie
Maschinenzeit Mult.	11 ²⁾	Maschinenabhängige Zeitkonstante für IDMT-Kennlinie
Spannungsreferenz	0,57 xIn ³⁾	Volllaststrom des Motors

1) 15 % Motorleistung (0,15 · 346 A / 600 A) = 0,08 xIn

2) $175 / I_{\text{start}}^2 = 11$

3) Motorleistung/ CT-Leistung = 346 A / 600 A = 0,57 xIn

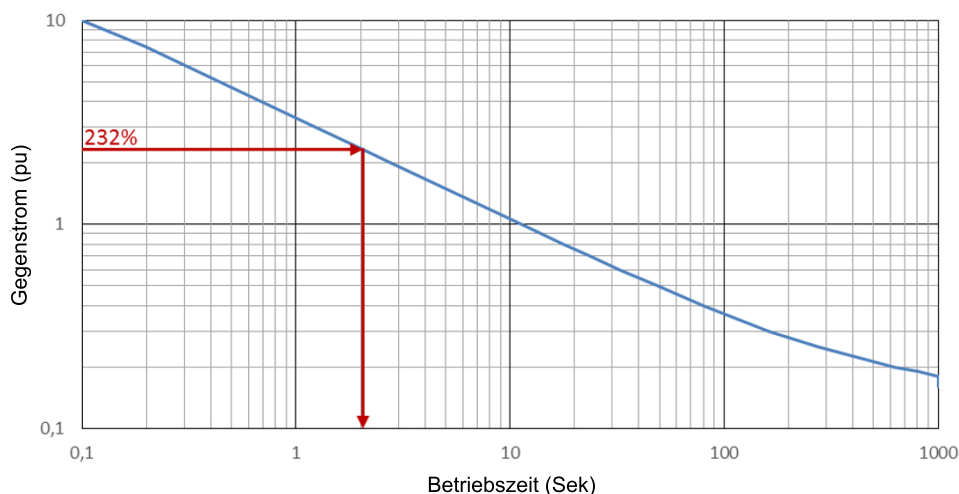


Abb. 121: MNSPTOC1-Betriebszeit mit empfohlenen Einstellungen

PREVPTOC1 – Phasenumkehrschutz

Mit PREVPTOC1 kann der Motorbetrieb in der falschen Richtung unterbunden werden. Der Schutz basiert auf dem Verhältnis von Gegensystem- und Mitsystemstrom. In der normalen Phasenfolge ohne Unsymmetrie entspricht der Mitsystemstrom dem Statorstrom und der Gegensystemstrom ist Null. Bei einer falschen, d.h. umgekehrten Phasenfolge, ist der Mitsystemstrom Null, der Gegensystemstrom entspricht dem Statorstrom.

Tabelle 294: PREVPTOC1 -Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

Einstellungen	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	0,43 xIn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	100 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $0,75 \cdot 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 0,43 \text{ xIn}$

MPDIF1 - Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen

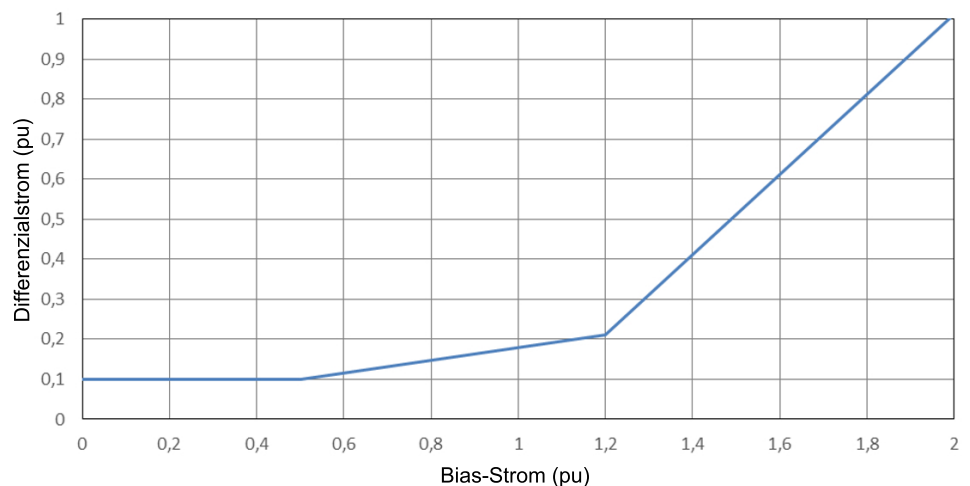
Dieses Relais bietet Möglichkeiten für die Realisierung eines anderen Differenzialschutzes. In diesem Beispielfall ist der Motor mit Stromwandlern für Messung der Ströme an beiden Seiten der Motorwicklungen ausgestattet. Daher wird MPDIF1 verwendet.

Zuerst wird die Einstellung *Slope section 2* (Steilheit Bereich 2) als Summe der beidseitigen CT- und Relaisfehler + einer Sicherheitsmarge berechnet. Mit *End section 1* (Endbereich1) = "50%", wird dann *Low operate value* (Niedriger Auslösewert) als 50 % von *Steilheit Abschnitt 2* + einer kleinen Sicherheitsmarge berechnet. *High operate value* (Hoher Auslösewert) wird geringfügig über dem Motoranlaufstrom gesetzt.

Tabelle 295: *MPDIF1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Tiefer Auslösewert	10 % ¹⁾	Basiseinstellung für die stabilisierte Anregestufe
Hoher Auslösewert	450 % ²⁾	Schnellstufe Auslösewert
Steilheit Bereich 2	16 % ³⁾	Steilheit der zweiten Kennlinie der Auslösecharakteristik
Endbereich 1	50%	Wendepunkt zwischen der ersten und zweiten Kennlinie der Betriebseigenschaften
Endbereich 2	120%	Wendepunkt zwischen der zweiten und der dritten Kennlinie der Betriebseigenschaften
Steilheit Bereich 3	100%	Steilheit der dritten Kennlinie der Betriebseigenschaften
Stromwandler Verbindungstyp	Typ 2	Stromwandler Verbindungstyp
CT ratio Cor Line	1,73 ⁴⁾	Wandlerverhältnis Korrektur, Leitungsseite
CT ratio Cor Neut	1,73 ⁴⁾	Wandlerverhältnis Korrektur, Motor-Sternpunktseite

- 1) $0,5 \cdot \text{Steilheit Bereich 2} + \text{Marge } 2 \%$
- 2) Geringfügig über dem Anlaufstrom
- 3) Leitung CT Klasse 5 1% + Sternpunkt STW Klasse 5 % + Relais Genauigkeit 3 % + Sicherheitsmarge 3 %
- 4) $600 \text{ A} / 346 \text{ A} = 1,73$

**Abb. 122:** *MPDIF1 Betriebseigenschaften, niedrig eingestellte Stufe*

JAMPTOC – Motorlastsprungschutz

JAMPTOC schützt den Motor vor Lastsprung, z.B. wegen zu hoher mechanischer Last. In einem solchen Fall steigt der Statorstrom bis auf den Anzugsstrom an. Der

Schutz löst aus, wenn der Statorstrom den Wert während der Einstellzeit überschreitet. Die Funktion ist während Motoranlauf gesperrt.

Der *Startwert* wird typischerweise auf 50...75 % des Anzugsstroms gesetzt; als *Auslöseverzögerungszeit* werden circa 1...2 s gewählt.

Tabelle 296: *JAMPTOC-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	1,15 xIn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	2000 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $0,5 \cdot 3,99 \cdot 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 1,15 \text{ xIn}$

PHPTUV1 – Dreiphasen-Unterspannungsschutz

Unterspannung erzeugt einen Anstieg des Statorstroms und Überlast des Motors. Dieses erkennt jedoch der thermische Überlastschutz.

Wenn nur eine Stufe des Unterspannungsschutzes verwendet wird, wird der Schutz typischerweise auf 70 % der Bemessungsspannung und eine kurze Auslösezeit gesetzt. Bei Ausfall der Versorgungsspannung muss der Unterspannungsschutz typischerweise die Motorabschaltung veranlassen, damit ein simultanes erneutes Anlaufen aller Motor vermieden wird, wenn die Spannungsversorgung wieder hergestellt ist.

Bei der Verwendung des zweistufigen Schutzes wird die zweite Stufe typischerweise auf 90 % gesetzt, allerdings muss die Betriebszeit länger sein, als die Motorunterspannungsanlaufzeit. Die [Tabelle 297](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen für diesen Beispielfall werden als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 297: *PHPTUV1-Einstellungen*

Einstellungen	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	0,65 xUn	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	1000 ms	Auslöseverzögerungszeit

PHPTOV1 – Dreiphasen-Überspannungsschutz

Typischerweise wird der Überspannungsschutz mit circa 110 bis 120 % der Bemessungsspannung und die Schaltzeit mit wenigen Sekunden festgelegt. Der Schutz muss mit dem Eingangs-/Bus-Überspannungsschutz koordiniert werden.

Tabelle 298: *PHPTOV1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	1,10 xUn	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms ¹⁾	Auslöseverzögerungszeit

1) Erlaubt kurzzeitige Übergänge

EFLPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, niedrige Stufe (I>)

In diesem Beispielfall ist der maximale Erdschlussstrom in Netz 30 A. Die Verwendung von beispielsweise Einstellung 3 % (3 % 100 A = 3 A in primär) für Erdschlusschutz schützt dann 90 % der Motorwicklungen, ausschließlich des Effekts der möglichen Fehlerresistenz. Die Betriebszeit muss mit anderem Erdschlusschutz im Netz koordiniert werden. In diesem Beispiel wird die Zeit 100 ms verwendet.

Tabelle 299: EFLPTOC1-Einstellungen

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	0,03 xIn	Startwert für Summenstrom
Auslöseverzögerungszeit	100 ms	Auslöseverzögerungszeit

UEXPDIS1 – Dreiphasen-Unterregungsschutz

Der Teil- oder Gesamtverlust verursacht eine Blindleistungsaufnahme aus dem Netz zum Motor, mit negativen Folgen. Der Unterregungsschutz berechnet die Scheinimpedanz basierend auf den Motorspannungen und -strömen. Die Betriebseigenschaft ist ein kreisförmiges Offset-Mho auf der Impedanzebene. Darüber hinaus wird der Schutz durch den Binäreingang von AVR aktiviert, d.h. die Verlustanzeige.

Die Schutzeinstellungen basieren auf der synchronen ($x_d = 124,2\%$) und transienten ($x_d' = 33,2\%$) Reaktanz des Motors. Bemessungsstrom und -spannung des Motors betragen 346 A und 11 kV, d.h. Motor-Grundimpedanz $Z_{\text{Motor}} = 11 \text{ kV} / (\sqrt{3} \cdot 346 \text{ A}) = 18,355 \text{ Ohm}$. CT- und VT-Bemessungsspannungen: 600 A und 11 kV, d.h. $Z_{\text{Relais}} = 11 \text{ kV} / (\sqrt{3} \cdot 600 \text{ A}) = 10,585 \text{ Ohm}$.

Tabelle 300: UEXPDIS1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Durchmesser	215 % ¹⁾	Durchmesser Mho-Diagramm
Offset	-29 % ²⁾	Offset Impedanzkreis von der R-Achse
Versatz	0 %	Versatz Impedanz Kreismitte von der X-Achse
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $124,2\% \cdot 18,355 \text{ Ohm} / 10,585 \text{ Ohm} = 215,4\%$ 2) $33,2\%/2 \cdot 18,355 \text{ Ohm} / 10,585 \text{ Ohm} = 28,8\%$

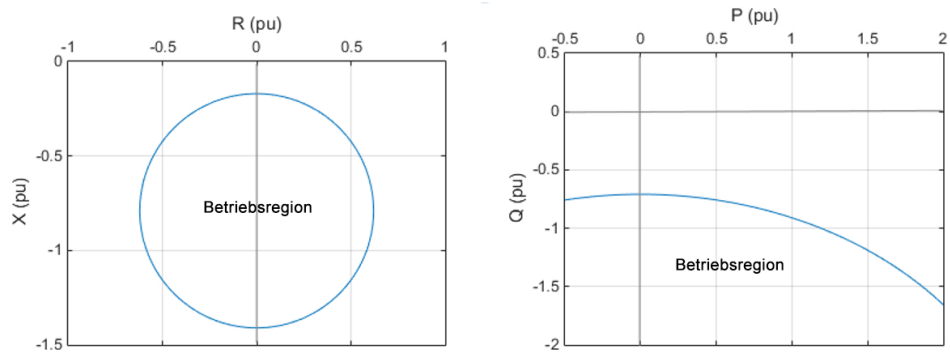


Abb. 123: In Impedanz- und Leistungsebenen dargestellte UEXPDIS1-Betriebseigenschaften Werte in Motor pu

OOSRPSB1 – Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen

OOSRPSB1 wird für den Erkennung der Außertrittfallbedingung des Synchronmotors verwendet. Die Schutzeinstellungen basieren sowohl auf den Motor- als auch auf den Netzparametern. In diesem Fall wird der 11-kV-Bus über ein 110-kV-Netz mit 2000-MVA-Kurzschlussleistung versorgt. Die Versorgungsleitung zum 110-kV-Netz ist 20 km lang, Mitreaktanz $X1_{Leitung} = 0,4 \Omega/\text{km}$. Leistungstransformator mit 110/11 kV, 40 MVA, $Z_k 10 \%$, $R_k=1 \%$ und Bemessungsstrom 2099 A an der 11-kV-Seite.

Tabelle 301: Berechnung der Schritte für die Einstellungen der Außertrittfallfunktion

	Motor	Transformator	Übertragungsleitung	Netz
Nennimpedanz	$Z_{Motor} = 11 \text{ kV}/(\sqrt{3} \cdot 346 \text{ A}) = 18,36 \Omega$	$Z_{tr} = 11 \text{ kV}/(\sqrt{3} \cdot 2099 \text{ A}) = 3,03 \Omega$		
Kurzschlussimpedanz		$Z_{k_{tr}} = 3,03 \Omega \cdot 0,10 = 0,303 \Omega$		$Z_{k_{Netz}} = [(110 \text{ kV})^2 / 2000 \text{ MVA}] / (110 \text{ kV}/11 \text{ kV})^2 = 0,06 \Omega$
Reaktanzen reduziert auf 11 kV			$X1=0,4 \Omega/\text{km} \cdot 20 \text{ km} \cdot (110 \text{ kV}/11 \text{ kV})^2 = 0,08 \Omega$	
Reichweite in Vorwärtsrichtung (Ohm primär)	$= Z_{k_{tr}} + X1 + Z_{k_{Netz}} = 0,303 + 0,08 + 0,06 \Omega = 0,44 \Omega$			
Reichweite Zone 1 (%)	$= 0,8 \cdot Z_{k_{ix}}$ in % der Reichweite in Vorwärtsrichtung $= 0,8 \cdot 0,303 / 0,44 \Omega \cdot 100 \% = 55 \%$			
Reichweite in Rückwärtsrichtung (Ohm primär)	$= X'_{d_motor} = 0,33 \cdot 18,36 \Omega = 6,06 \Omega$			
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

	Motor	Transformator	Übertragungslei- tung	Netz
Innere Richtungs- kennlinie R (Ohm primär)	= (Reichweite in Vorwärtsrichtung + Reichweite in Rückwärtsrichtung / [2 · tan(120deg/2)]) =(0,44 + 6,06 Ω) / [2 · 1,732] = 1,88 Ω			
Äußere Richtungs- kennlinie R (Ohm primär)	= (Reichweite in Vorwärtsrichtung + Reichweite in Rückwärtsrichtung / [2 · tan(90deg/2)]) =(0,44 + 6,06 Ω) / [2 · 1,00] = 3,25 Ω			
Impedanzwinkel (deg)	= cos ⁻¹ (Rk / Zk) = cos ⁻¹ (1 %/10 %) = 84 Grad			

Die [Tabelle 302](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen OOSRPSB1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 302: Funktionseinstellungen für OOSRPSB1

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Reichweite in Vorwärtsrichtung	0,44 Ω	Reichweite in Vorwärtsrichtung Mho-Kreis
Reichweite in Rückwärtsrichtung	6,06 Ω	Reichweite in Rückwärtsrichtung Mho-Kreis
Innere Richtungskennlinie R	1,88 Ω	Widerstandswert innere Aussparung auf R-Achse
Äußere Richtungskennlinie R	3,25 Ω	Widerstandswert äußere Aussparung auf R-Achse
Impedanzwinkel	84°	Winkel zwischen R-Achse, Mho-Kreis und Aussparungen
Reichweite Zone 1	55%	Prozentsatz Mho-Reichweite in Vorwärtsrichtung zum Anzeigen des Endes der Zone 1 und Beginns der Zone 2
Pendelzeit	30 ms	Die Zeit zwischen Aussparungen bis zur Erkennung von Pendeln (30 ms ergeben die 2,77 Hz Schlupf)
Max. Anzahl Schlupf	1	Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 1
Zone 2 aktiv	Ja	Freigabe Funktion Zone 2
Max Num slips Zn2	4	Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 2
LS-AUS-Zeit	50 ms	Öffnungszeit Leistungsschalter
Spannungsumkehr	Ja	

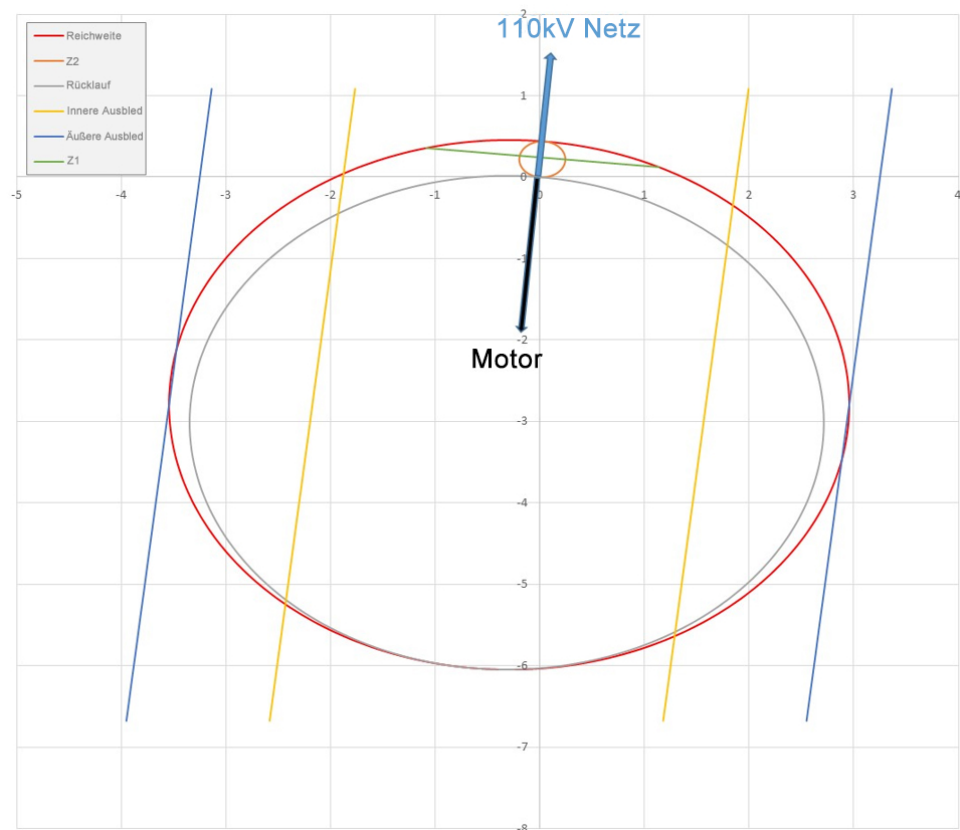


Abb. 124: OOSRPSB1-Betriebseigenschaften in der Impedanzebene Werte in Ohm primär

DOPPDPR1 – Überleistungsschutz

Mit dem Überleistungsschutz wird die Wirkleistung des Motors begrenzt. Die [Tabelle 303](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die voreingestellten Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 303: DOPPDPR1-Einstellungen

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Startwert	0,53 xSn ¹⁾	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	5000 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) $1,05 \text{ 5800 kW} / (\sqrt{3} \cdot 11 \text{ kV} \cdot 600 \text{ A}) = 0,532 \text{ xSn}$

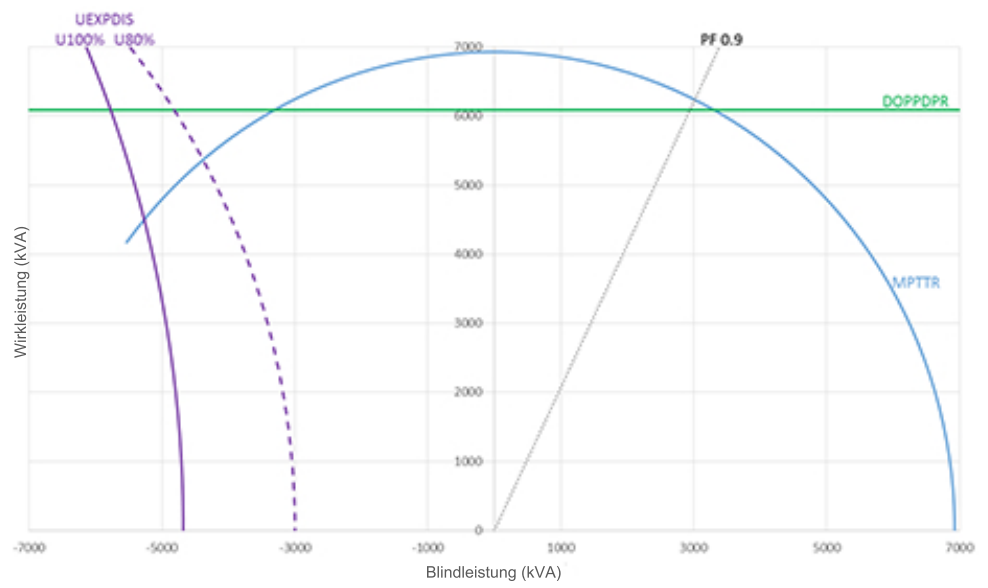


Abb. 125: *MPTR1, UEXPDIS1 und DOPPDPR1* Betriebseigenschaften in PQ-Ebene

Abschnitt 12 Generator-Leistungsschalter-Synchronisierung

12.1 Einführung in die Anwendung

Das Schutzrelais bietet die automatische Synchronisierungsfunktion für das synchrone Schließen des Generatorschalters entsprechend der vorherrschenden Bedingungen, mit lediglich minimaler zusätzlicher Belastung von Mechanik und Kabeln. Als Sonderfunktion ist ASGCSYN für die automatische Leistungsschalter-Synchronisierung vorgesehen.

Dieses Anwendungsbeispiel erläutert die Konfiguration des Relais für die Synchronisierung des Generators mit dem Netz und anschließendem Schließen des Leistungsschalters. Zuerst werden die notwendigen externen Messungen und Steuersignale dargestellt. Danach folgen die Konfiguration des Relais und die Erläuterung der notwendigen Einstellwerte.

Dieses Anwendungsbeispiel behandelt Anwendungsfälle, bei welchen Steuervorgänge am lokalen Relaisdisplay ausgeführt werden (Relais L/R Status = L). Die Fernbedienung kann durch die Verbindung der Relais mit einem verteilten Steuerungssystem implementiert werden.

12.2 Beschreibung des Beispielfalls

[Abbildung 126](#) zeigt das Beispiel eines 50-Hz-Netzes, in dem ein Generator über einen Generatorleistungsschalter (GCB) mit der Sammelschiene verbunden ist. Der Antriebsmaschinenregler (GOV) und der Spannungsregler (AVR) werden ebenfalls abgebildet, weil das Relais direkt mit diesen kommuniziert. Die Spannung muss sowohl an den Generatorklemmen als auch an der Sammelschiene gemessen werden.

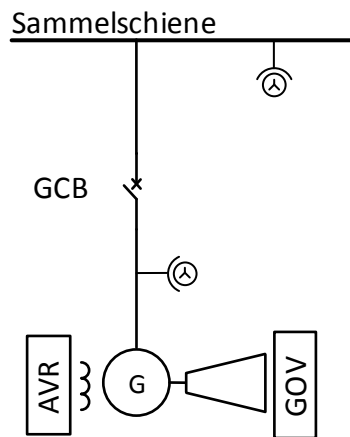


Abb. 126: Übersichtsschaltbild der Anwendung

12.3 Relais als Auto-Synchronisierer

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Einstellwerte und Informationen dazu, wie die Generatorsynchronisierung im dargestellten Beispiel erreicht werden kann. Anleitungen für die Verwendung der Anwendung mit dem lokalen Relais-Display sind ebenfalls enthalten.

12.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Für die automatische Synchronisierung werden Spannungsmessungen von den Generatorklemmen und der Sammelschiene mithilfe der entsprechenden Spannungswandler benötigt. In [Abbildung 127](#) sind alle drei Leiter-Erde-Spannungen (AI1, AI2 und AI3) ab dem Generator mit dem Relais verdrahtet. Der Auto-Synchronisierer für Generator-Leistungsschalter benötigt nur eine Spannung vom Generator, allerdings werden drei Spannungen angezeigt, weil für eine Schutzanwendung typischerweise dreiphasige Spannungsmessungen benötigt werden. Siehe das Generatorschutz-Anwendungsbeispiel. Sammelschieneneseitig ist eine Leiter-Erde-Spannung (AI4) mit dem Relais verdrahtet.

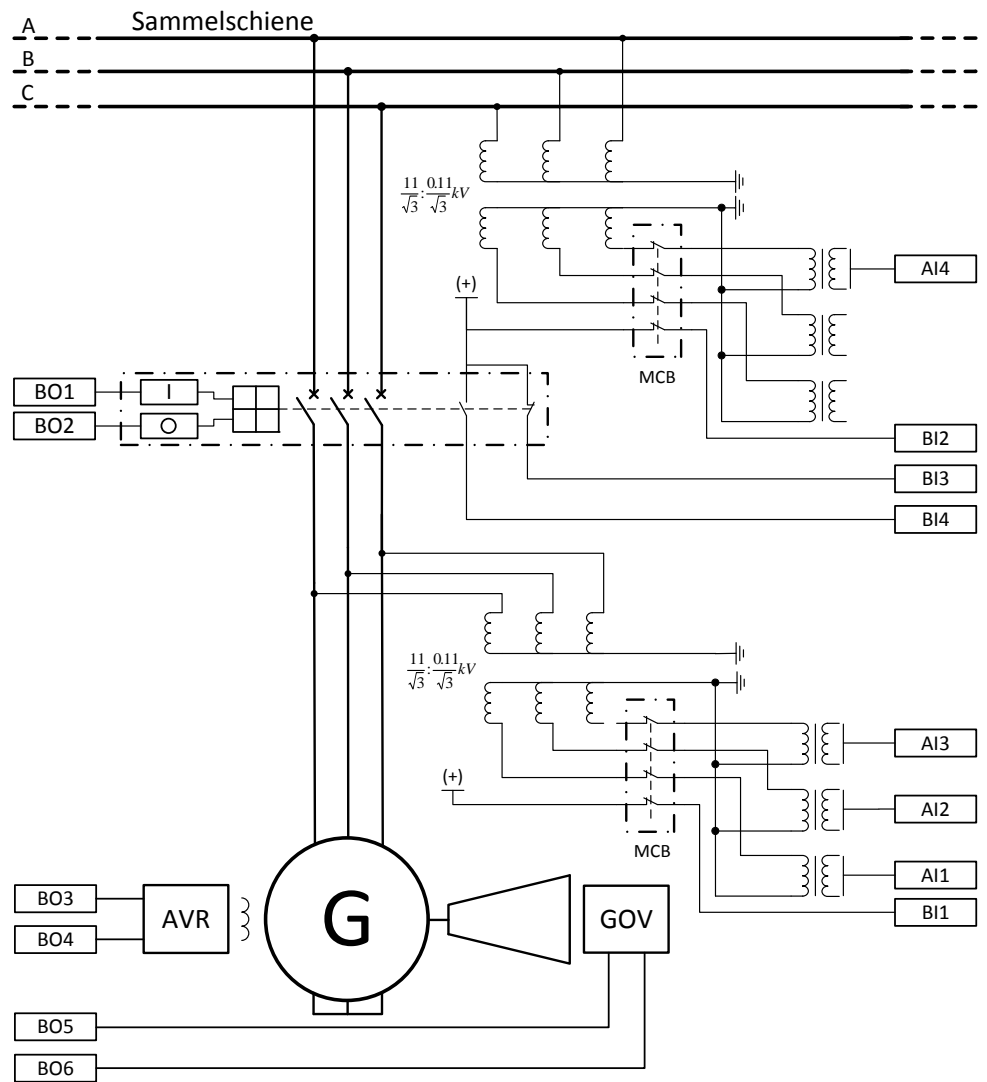


Abb. 127: Relais-Schnittstellen und VT-Anschlüsse für eine Einzelgenerator-Synchronisierung.

12.3.1.1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 304: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Generatorklemmen Spannungsmessung Leiter-Erde, U_A-Spannung
AI2	Generatorklemmen Spannungsmessung Leiter-Erde, U_B-Spannung
AI3	Generatorklemmen Spannungsmessung Leiter-Erde, U_C-Spannung
AI4	Sammelschiene Spannungsmessung Leiter-Erde, U_A-Spannung

12.3.1.2 Binäre Eingangssignale

Tabelle 305: Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Generatorklemme VT-Kreis MCB-Position. Die Signale werden „TRUE“, wenn der Sicherungsautomat auslöst. In einer solchen Fehlersituation muss die automatische Synchronisierung blockiert werden.
BI2	Sammelschiene Spannungswandlerkreis Sicherungsautomat Position Die Signale werden „TRUE“, wenn der Sicherungsautomat auslöst. In einer solchen Fehlersituation muss die automatische Synchronisierung blockiert werden.
BI3	GCB Stellung offen. Der TRUE-Zustand dieses Signals bedeutet, dass GCB geöffnet ist.
BI4	GCB Stellung geschlossen. Der TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass GCB geschlossen ist.

12.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 306: Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Beispielfalls

Binärausgang	Beschreibung
BO1	GCB schließen. Verbunden mit der Ausschaltspule von GCB. TRUE-Zustand schließt den Leistungsschalter.
BO2	GCB öffnen Verbunden mit der Einschaltspule von GCB. TRUE-Zustand öffnet den Leistungsschalter.
BO3	AVR höher. Verbunden mit dem AVR-Spannungsanhebungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung überschreitet, wird die Generatorspannung mit TRUE-Zustandsimpulsen angehoben.
BO4	AVR tiefer. Verbunden mit dem AVR-Spannungsabsenkungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung unterschreitet, wird die Generatorspannung mit TRUE-Zustandsimpulsen abgesenkt.
BO5	Regler höher. Verbunden mit dem Regler-Eingang Drehzahl erhöhen. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz überschreitet, wird die Generatorfrequenz mit TRUE-Zustandsimpulsen angehoben.
BO6	Regler tiefer. Verbunden mit dem Regler-Eingang Drehzahl absenken. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz unterschreitet, wird die Generatorfrequenz mit TRUE-Zustandsimpulsen abgesenkt.

12.3.1.4 Empfohlene Alarme

[Tabelle 307](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarme gekennzeichnet werden sollten.

Tabelle 307: Alarmliste für den Beispielfall

Ereigniscontainer	Ereignis	Beschreibung
ASGCSYN1	CL_FAIL_AL	Alarm Leistungsschalter schließen fehlgeschlagen
ASGCSYN1	CMD_FAIL_AL	Alarm Leistungsschalter öffnen fehlgeschlagen
ASGCSYN1	CB_CL_BLKD	Leistungsschalter schließen blockiert
UTVTR1	ALARM	Fehler Spannungsvorverarbeitung
UTVTR1	WARNUNG	Fehler Spannungsvorverarbeitung
UTVTR2	ALARM	Fehler Spannungsvorverarbeitung
UTVTR2	WARNUNG	Fehler Spannungsvorverarbeitung

12.3.1.5 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungsconfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 308: Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1	Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Generatorspannungen
UTVTR2	Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Sammelschienenspannung
ASGCSYN1	Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter
CBXCBR1	Generator-Leistungsschaltersteuerung

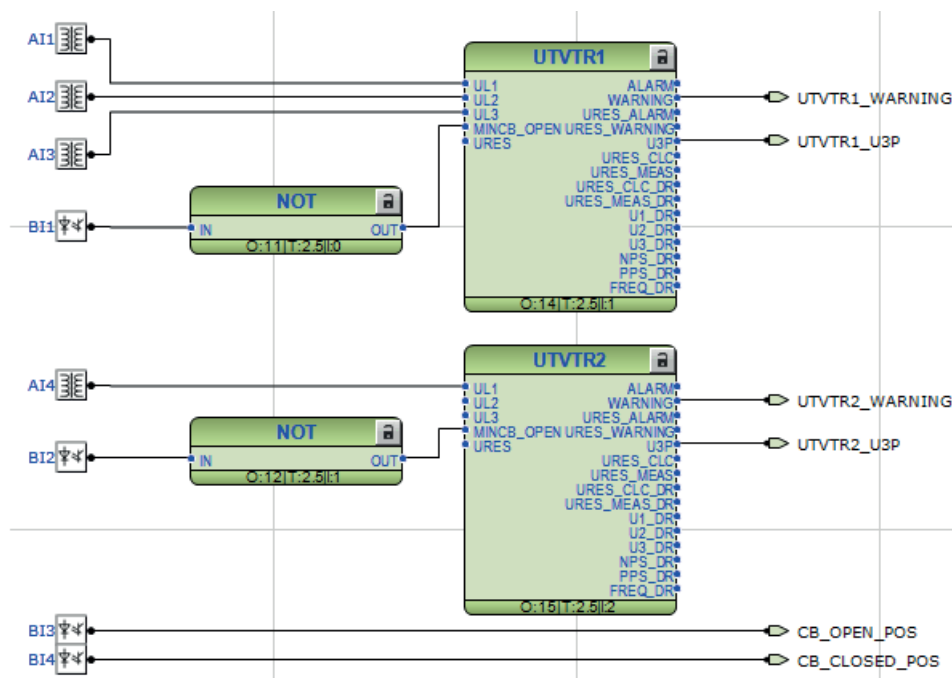


Abb. 128: Relais- und Vorverarbeitungsanschlüsse

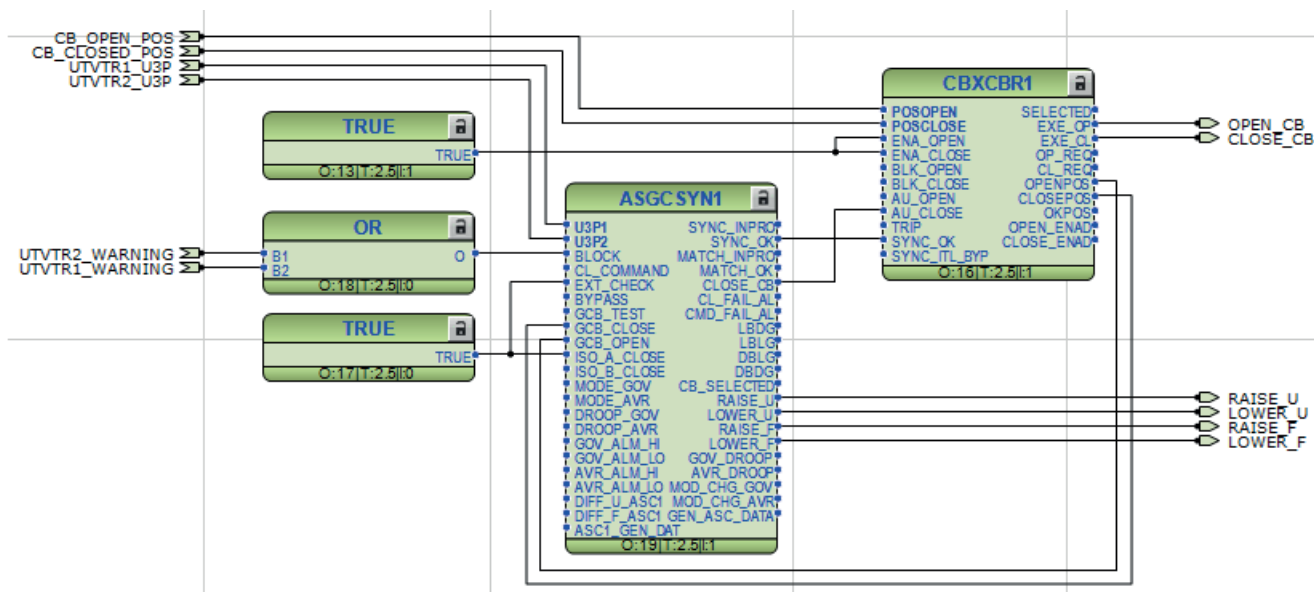


Abb. 129: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

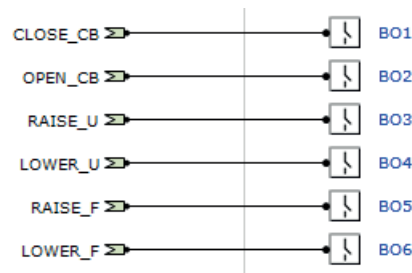


Abb. 130: Relais-Ausgangsanschlüsse

12.3.1.6

Funktionsblöcke und Einstellwerte

Allgemeine Steuerungseinstellungen

Wegen der Anfahr- und Abschalt-Generatorphasen, wenn die Generatorfrequenz von der Nennspannung abweicht, verwenden Generatoranwendungen typischerweise frequenzangepasste Messungen. Durch Aktivierung der Frequenzadaptivität werden unabhängig von der Generatorfrequenz akkurate Messwerte gewährleistet. Die [Tabelle 309](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden. Diese allgemeinen Steuerungseinstellungen finden sich unter **Konfiguration/System**.

Tabelle 309: Globale Steuerungseinstellungen

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Frequenzadaptivität	Freigabe	Frequenzadaptivität freigeben

UTVTR1 und UTVTR2 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für gemessene Spannungen. Eine Funktionsinstanz wird für die Dreiphasenspannungen des Generators benötigt, die zweite für die Sammelschienenspannung. Die Vorverarbeitungsfunktionen erlauben die Einrichtung der Messkanäle gemäß den Spannungspegeln und gewählten Spannungswandlern.

Für die Blockierung der ASGCSYN-Funktion wird der Ausgang `WARNING` in der Relaiskonfiguration verwendet. Der Ausgang wird aktiviert, wenn der Sicherungsautomat anspricht. Wenn der Ausgang `WARNING (WARNUNG)` auf `TRUE` gesetzt ist, muss die automatische Synchronisierung abgebrochen werden. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

Für UTVTR1 muss *Frequency adaptivity* (Frequenzadaptivität) aktiviert werden. [Tabelle 310](#) und [Tabelle 311](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 310: UTVTR1-Einstellungen

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	6,4 kV	Primärspannungswert
Sekundärspannung	64 V	Sekundärspannungswert
Spannungswandleranschluss	1=Sternschaltung	Spannungsübertragender Messanschluss
Frequenzadaptivität	Hauptfrequenzquelle	Frequenzadaptivitätsauswahl Diese Einstellung ist UTVTR verfügbar.

Tabelle 311: UTVTR2-Einstellungen

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	6,4 kV	Primärspannungswert
Sekundärspannung	64 V	Sekundärspannungswert
Spannungswandleranschluss	1=Sternschaltung	Spannungsübertragender Messanschluss

ASGCSYN1 – Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter

ASGCSYN prüft die Leistungsschalterbedingungen von Generator und Sammelschiene und gibt bei Bedarf Impulsbefehle an den automatischen Spannungsregler und den Antriebsmaschinenregler für den Vergleich der Spannungs- und Frequenzbedingungen aus. Sobald die Synchronisierungsprüfung abgeschlossen ist und LS-Schließbedingungen erfüllt sind, übergibt die Funktion die Genehmigung zum Schließen des Leistungsschalters. ASGCSYN umfasst die Funktionen Energieprüfung, Synchronisierungsprüfung sowie Spannungs- und Frequenzabgleich.

Das Schließen des Generatorleistungsschalters ist üblicherweise so implementiert, dass die Frequenz des Generators jene der Sammelschiene geringfügig überschreitet. Das heißt, ein übersynchroner Generator. Somit ist die Reaktionszeit von Regler und automatischer Spannungssteuerung für die Vermeidung für Rückleistung bei steigender Last begrenzt. Der übersynchrone Generator kann mit der Einstellung *Synchronization Dir* (Synchronisierung Richt) ausgewählt werden. Die [Tabelle 312](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 312: ASGCSYN-Einstellung

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Synchronisierung Richt	Immer über Synchronität	Erzwingt eine Generatorfrequenz, die während Leistungsschalter-Schließen höher als die Netzfrequenz ist.
Autosyn-Modus	Automatischer Synchronisiermodus	Auswahl für die automatische Synchronisierung

12.3.2

Verwendung der Generator-Synchronisierungsanwendung

Diese Kapitel enthält zwei Anwendungsfälle: automatische Synchronisierung und manuelle Synchronisierung. Der Ausgangspunkt für beide Fälle ist identisch: der Generator-Leistungsschalter ist geöffnet und die Sammelschiene ist erregt.

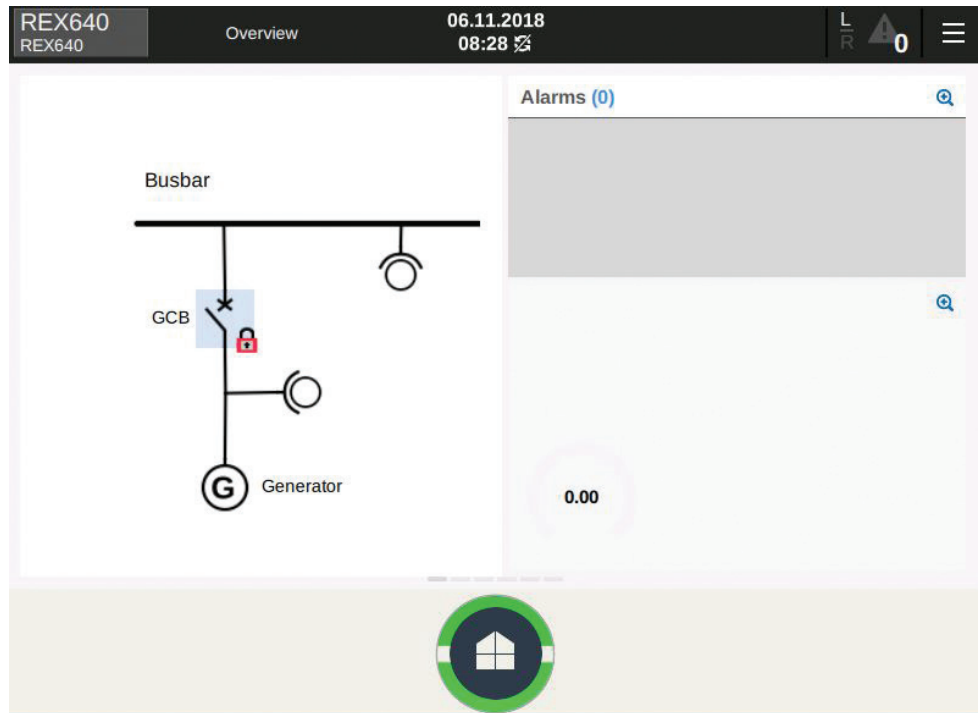


Abb. 131: Der Generator-Leistungsschalter ist geöffnet

12.3.2.1

Automatische Synchronisierung des Generator-Leistungsschalters

1. Generator-Leistungsschalter am Relais-Display berühren.
2. *Auto Syn mode* (Auto Sync Modus) auf "Automatic synchronising mode" (Automatischen Synchronisierungsmodus) und *Live dead mode* (Stromführend-/los Modus) auf "Off" (Aus) setzen.

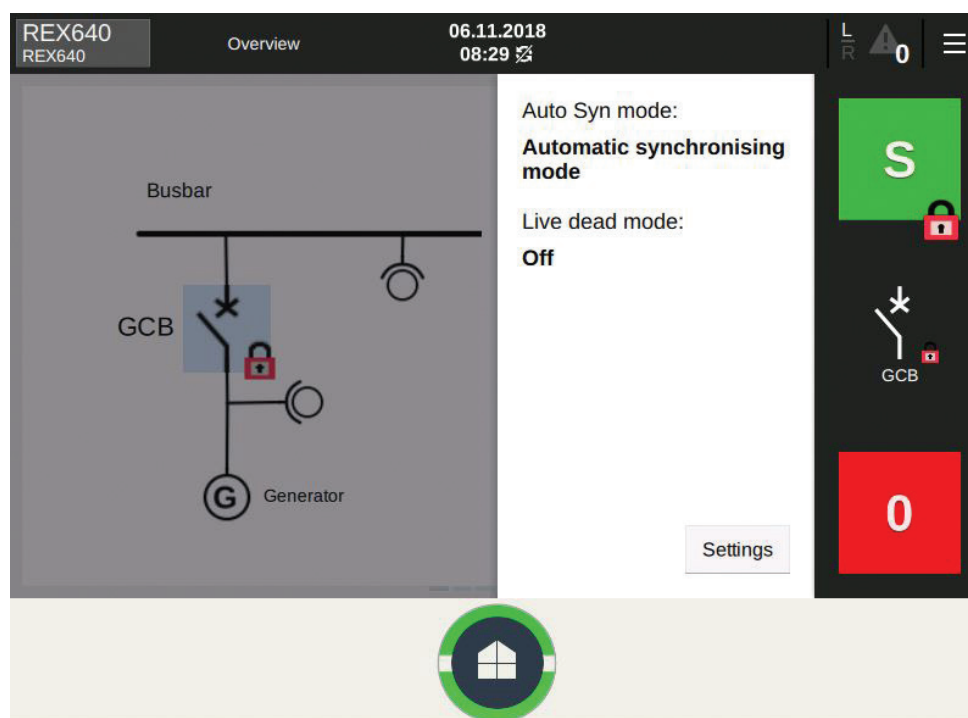


Abb. 132: Der Generator-Leistungsschalter ist für die automatische Synchronisierung ausgewählt.

3. S berühren, um die automatische Synchronisierung zu starten.

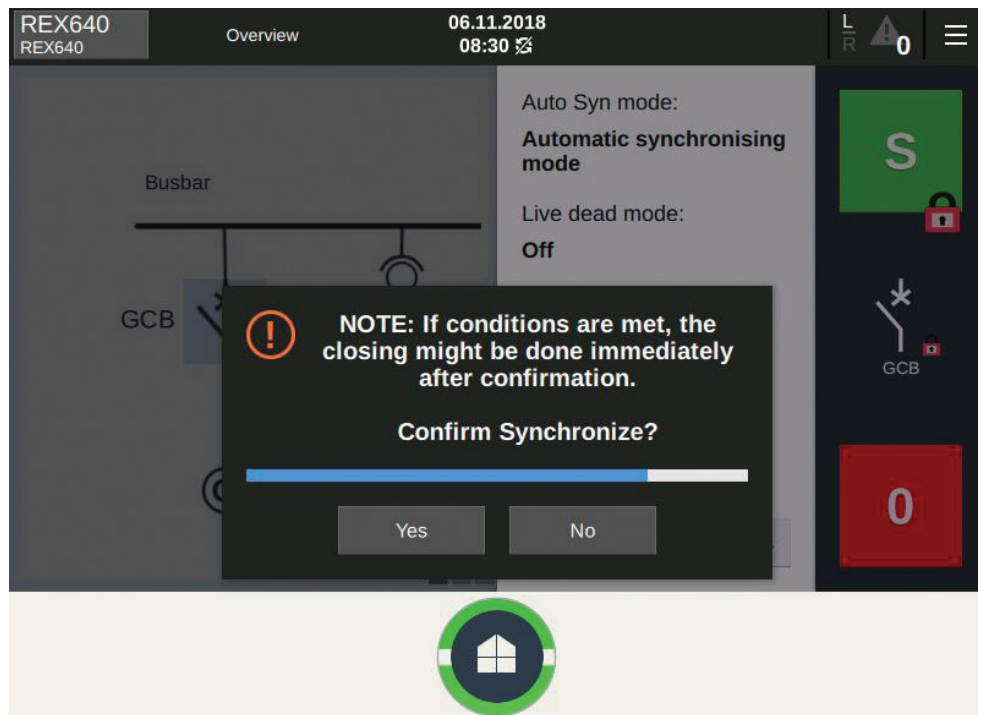


Abb. 133: Synchronisierdialog

4. **Yes (Ja)** berühren, um die Synchronisierung zu bestätigen.
Die automatische Synchronisierung von Spannung und Frequenz mit der Sammelschiene wird ausgeführt.

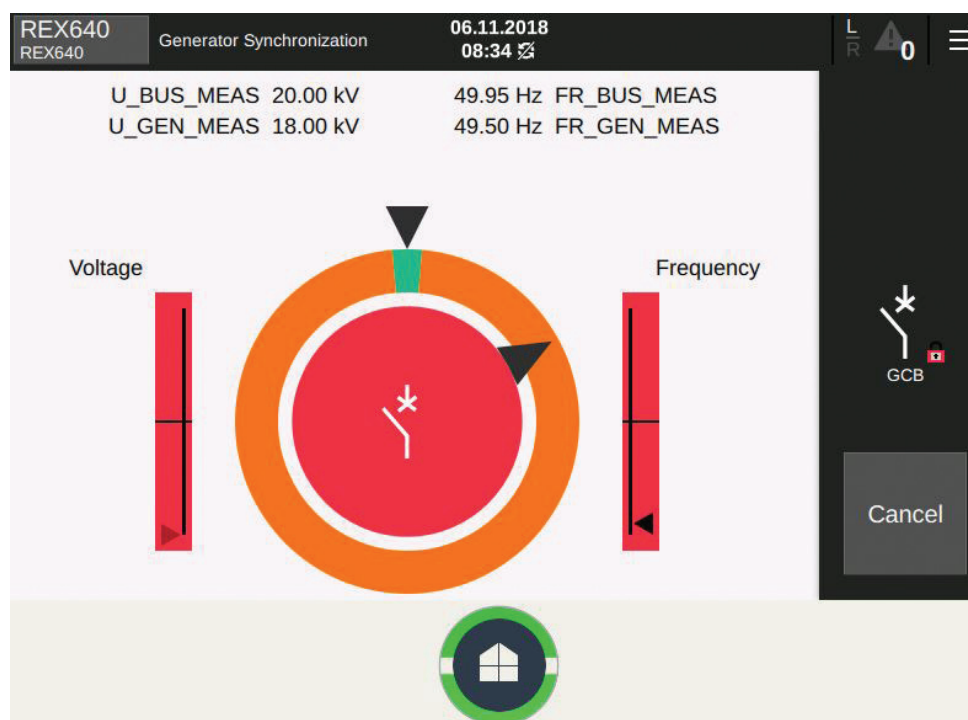


Abb. 134: Automatische Synchronisierung läuft

Nach Abschluss der automatischen Synchronisierung gibt ASGCSYN den Schließen-Befehl an den Generator-Leistungsschalter aus.

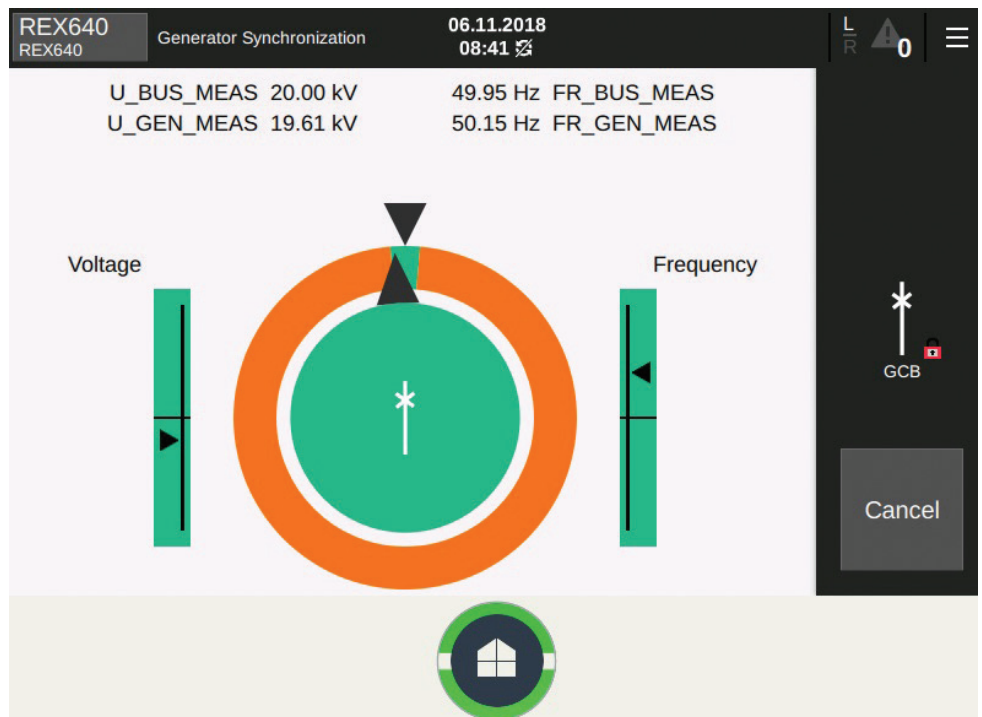


Abb. 135: Die automatische Synchronisierung ist abgeschlossen und der Leistungsschalter wird geschlossen.

12.3.2.2

Manuelle Synchronisierung des Generator-Leistungsschalters

1. Den Generatorschalter am Relais-Display berühren.
2. *Auto Syn mode* (Auto Sync Modus) auf "Manual mode" (Manueller Modus) und *Live dead mode* (Stromführend-/los Modus) auf "Off" (Aus) setzen.

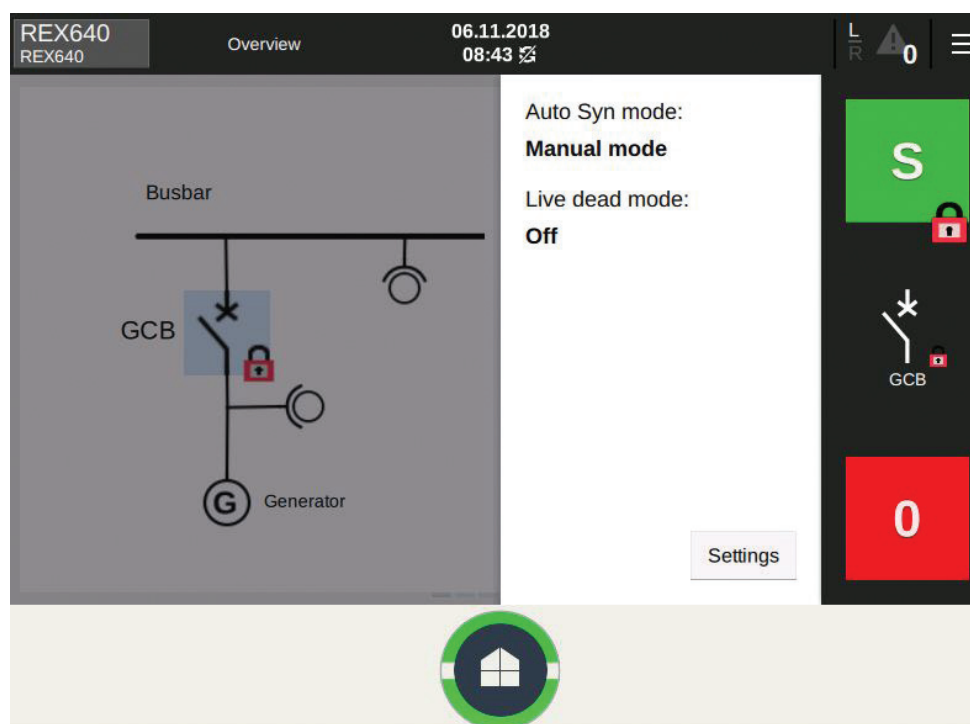


Abb. 136: Einstellungen für die manuelle Synchronisierung

3. Drücken Sie S.
Der Dialog „Synchronisieren bestätigen“ wird geöffnet.

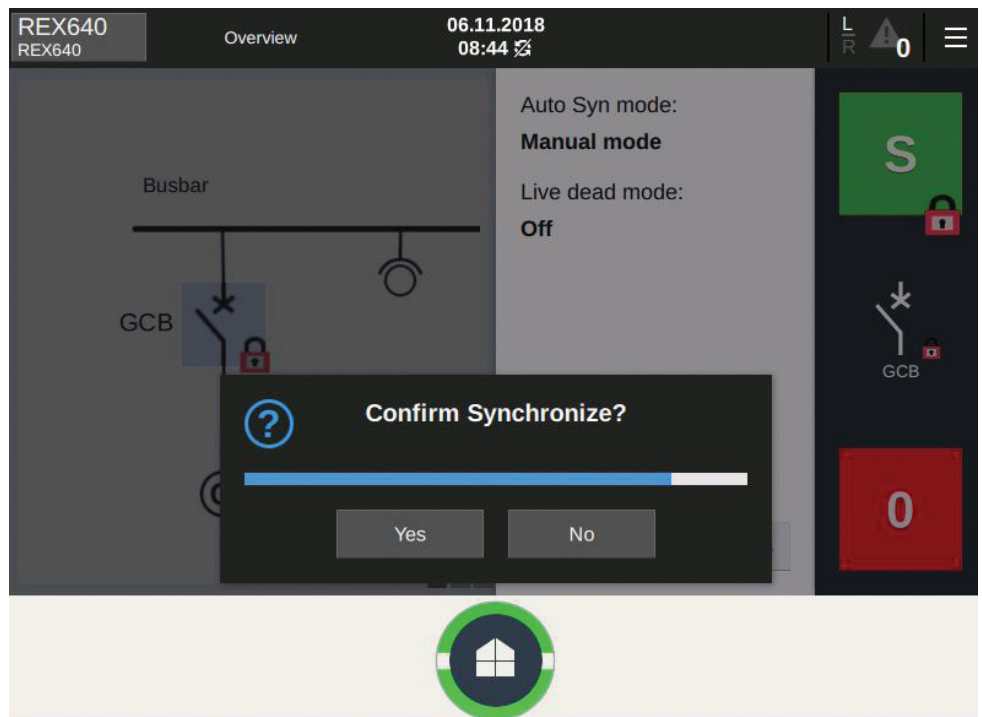


Abb. 137: Ansicht „Synchronisieren bestätigen“

4. Drücken Sie **Yes** (Ja), um die Synchronisierungsansicht zu aktualisieren.

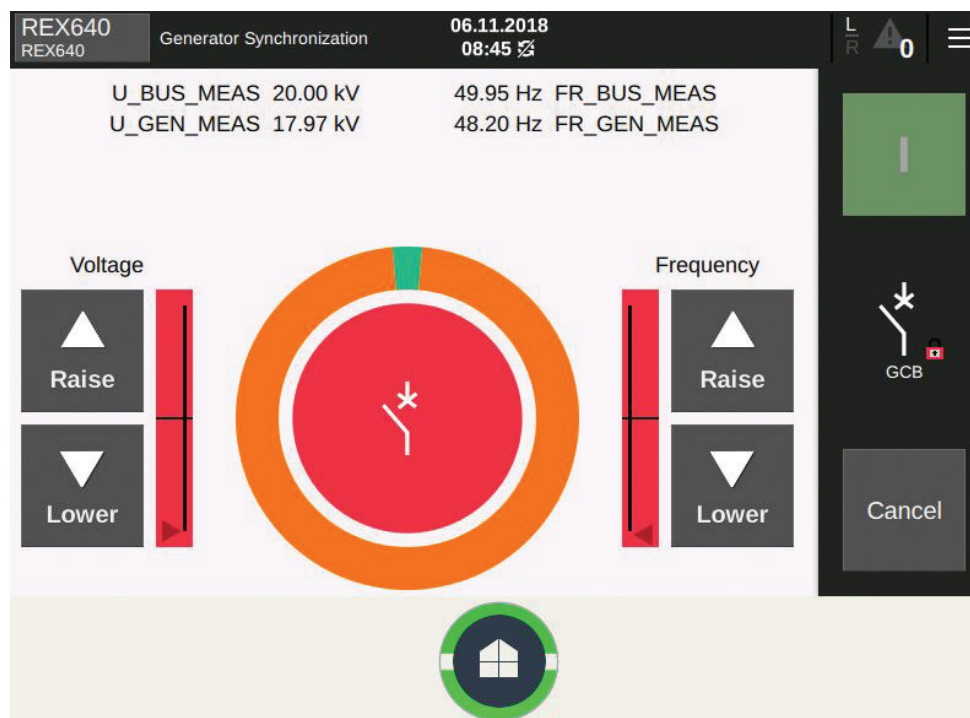


Abb. 138: Synchronoskop für manuelle Impulse

5. Berühren Sie Spannungs- und Frequenztaben **Raise** (Höher), um die Spannungs- und Frequenzabweichungen zwischen Generator und Bus zu verringern.

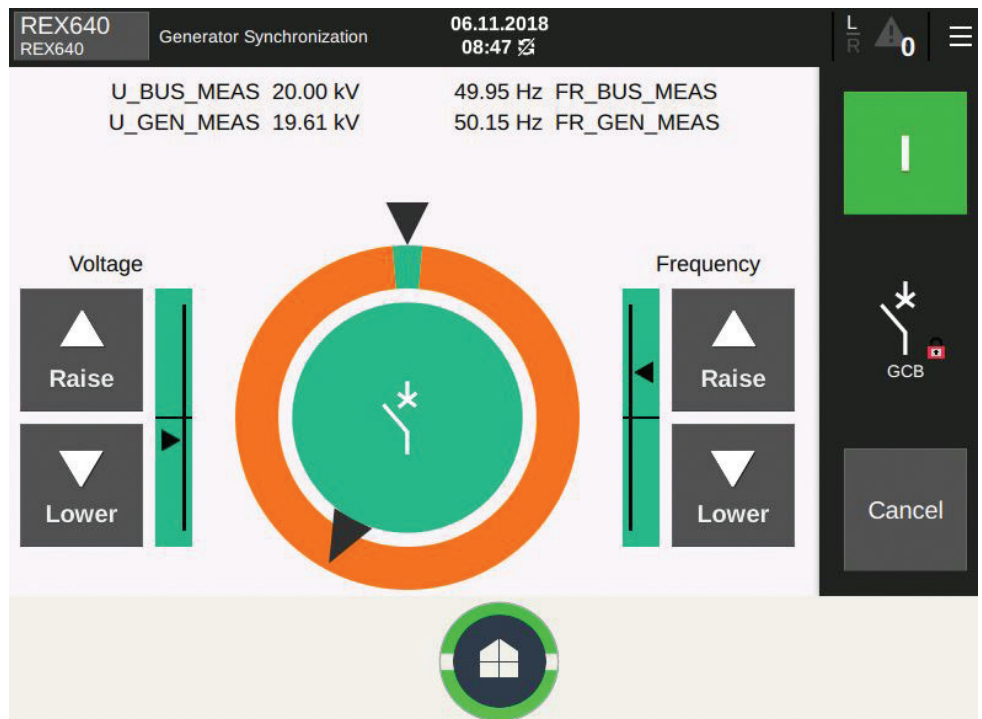


Abb. 139: Bedingungen für Leistungsschalter Schließen erfüllt

Nun stimmen Spannungs- und Frequenzabweichung überein, was das Schließen des Leistungsschalter erlaubt.

6. Berühren Sie **I** berühren, um den Leistungsschalter zu schließen. Das Relais sucht nach dem frühesten Moment für das Schließen des Leistungsschalters.

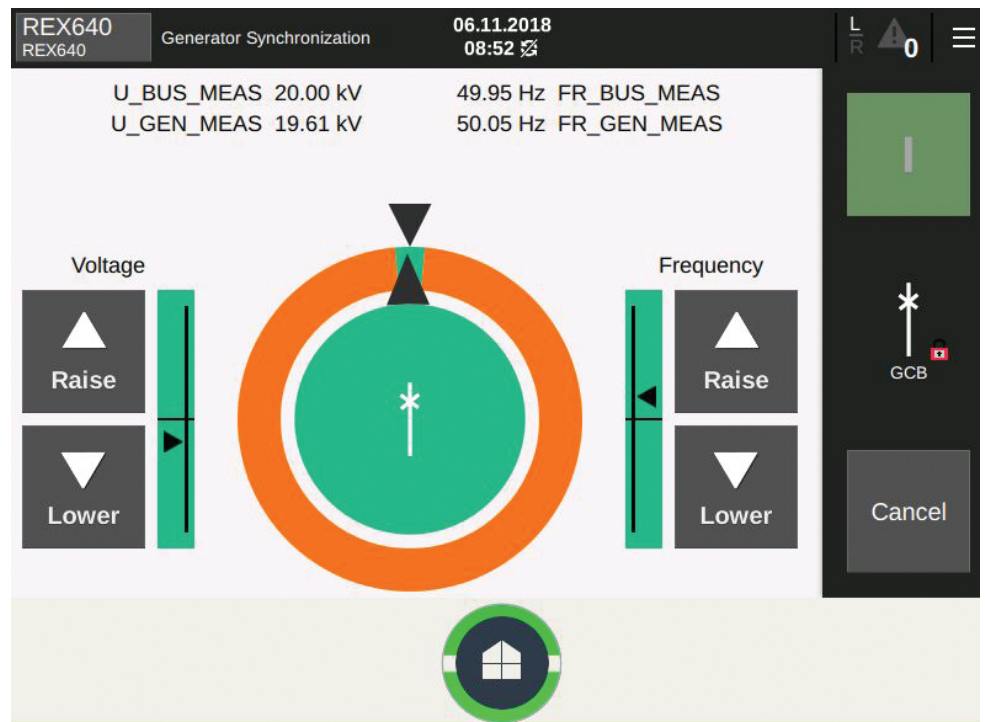


Abb. 140: Synchronisierung abgeschlossen und Leistungsschalter geschlossen.

Abschnitt 13 Nicht-Generator-Leistungsschalter-Autosynchronisierung

13.1 Einführung in die Anwendung

Neben der Generatorleistungsschalter-Synchronisation bietet das Relais Funktionen für die Synchronisierung von Nicht-Generator-Leistungsschaltern, das heißt Nicht-Quellen-Leistungsschalter (NSCB), wie Netzanschluss- oder Buskoppler-Leistungsschalter.

Das Relais bietet spezifische Funktionen, ASGCSYN, ASNSCSYN und ASCGAPC, für die automatische Synchronisierung von Anwendungen unterschiedlicher Größe. ASGCSYN wird für die Synchronisierung des Generatorleistungsschalters (GCB) verwendet. ASNSCSYN wird für die Synchronisierung von Nicht-Generatorleistungsschaltern verwendet (z. B. Netzanschluss oder Buskoppler). ASCGAPC ist eine Koordinierungsfunktion, die benötigt wird, wenn die Anwendung Nicht-Generatorleistungsschalter enthält.

Dieses Anwendungsbeispiel behandelt Anwendungsfälle, bei welchen die Steuervorgänge am lokalen Relaisdisplay ausgeführt werden (Relais L/R Status = L). Das Generatorrelais muss im externen Modus sein, wenn es an der NSCB-Auto-Synchronisierung teilnimmt.

Die Steuerungsvorgänge können auch Remote ausgeführt werden, beispielsweise mit einem verteilten Steuersystem. Diese Vorgehensweise ist jedoch nicht im Umfang dieses Anwendungsbeispiels enthalten.

13.2 Beschreibung des Beispielfalls

[Abbildung 141](#) zeigt ein 11-kV-Netz mit Netzanschluss, lokaler Stromerzeugung und Lasten. GCB und NSCB koppeln zwei unabhängige Teile des Netzes. Diese beiden Teile des Netzes müssen hinsichtlich Frequenz-, Spannungs- und Winkeldifferenz synchronisiert werden, bevor das Schließen des Leistungsschalters erlaubt werden kann. Für die Darstellung einer realistischeren Anwendung werden auch zwei Abgangslasten gezeigt. Diese Einspeiserrelais sind nicht vom automatischen Synchronisierungssystem abhängig. Deshalb werden sie in diesem Anwendungsbeispiel nicht erläutert.

Für die Synchronisierung des Leistungsschalters müssen zwei Teile des Netzes und mindestens eine Seite für die anpassbare Energieerzeugung angeregt werden. Es muss auch möglich sein, den Leistungsschalter zu schließen, wenn eine Seite

abgeschaltet wird; diese Vorgehensweise wird typischerweise als „spannungsfreies Bus/spannungsführende Leitung“-Schließen bezeichnet.

Die Relaiskonfiguration für das GCB-Relais basiert auf dem Anwendungsbeispiel für die automatische Generatorleistungsschaltersynchronisierung (diese wird an anderer Stelle im Handbuch erläutert). Es wurde eine zusätzliche Signalisierung für den Empfang der Statussignale des automatischen Spannungsreglers (AVR) und des Hauptantriebsreglers (GOV) hinzugefügt. In der Relaiskonfiguration wurde eine spezifische Koordinatorfunktion hinzugefügt, um die Kommunikation zwischen den Relais zu erlauben, die mit dem automatischen Synchronisierungssystem verbunden sind.

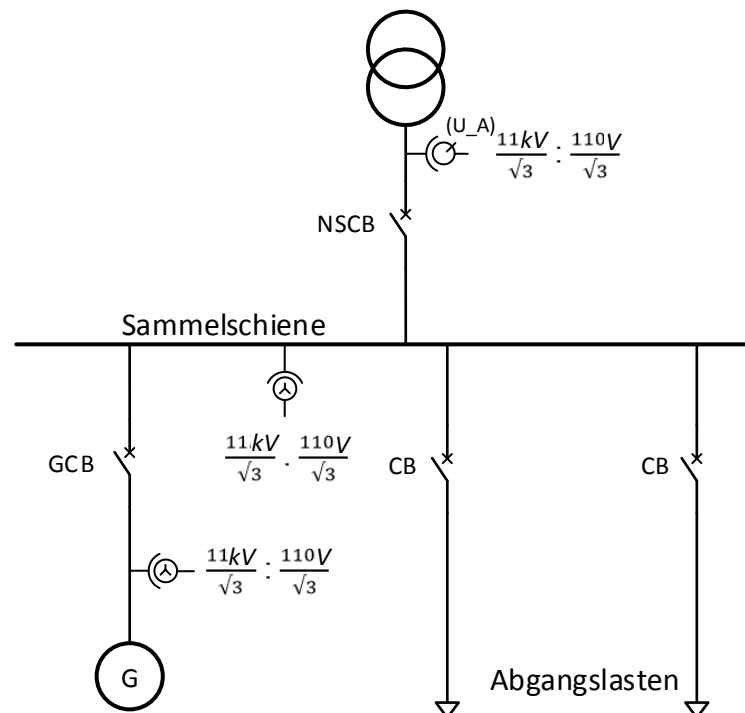


Abb. 141: Beispielkonfiguration der NSCB-Auto-Synchronisierung.

13.3

Relais als Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierer

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaisschnittstellen, das Relaiskonfigurationsdiagramm und die Parametereinstellungen sowie Informationen dazu wie die Generatorsynchronisierung im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

13.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die Relaischnittstelle zur physischen Hardware wird in [Abbildung 142](#) gezeigt. Die Schnittstellen werden aus Sicht der automatische Synchronisierung definiert. Die Netz- und die Sammelschienenspannung müssen mithilfe der entsprechenden Spannungswandler gemessen werden. In diesem Beispielfall der Sammelschienenseite werden Leiter-Erde-Spannungen mit einem Satz mit drei Spannungswandlern gemessen, die mit den Relaiseingängen AI1, AI2 und AI3 verbunden sind. Die netzseitige Leiter-Erde-Spannung U_A wird von einem einzelnen Spannungswandler gemessen, der mit dem Relaiseingang AI4 verbunden ist. Die Leistungsschaltersteuerung wird mit den Relaisausgängen BO1 und BO2 implementiert. Die Leistungsschalter-Stellungsinformationen sind mit den Relais-Binärausgängen BI3 und BI4 verdrahtet. Die MCB-Status des Spannungsmesskreises sind mit den Binäreingängen BI1 und BI2 verdrahtet. Außerdem erfordert die Anwendung die Implementierung der Kommunikation zwischen Relais mit IEC 61850-8-1 GOOSE, einen Stationsbus für den Informationsaustausch zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

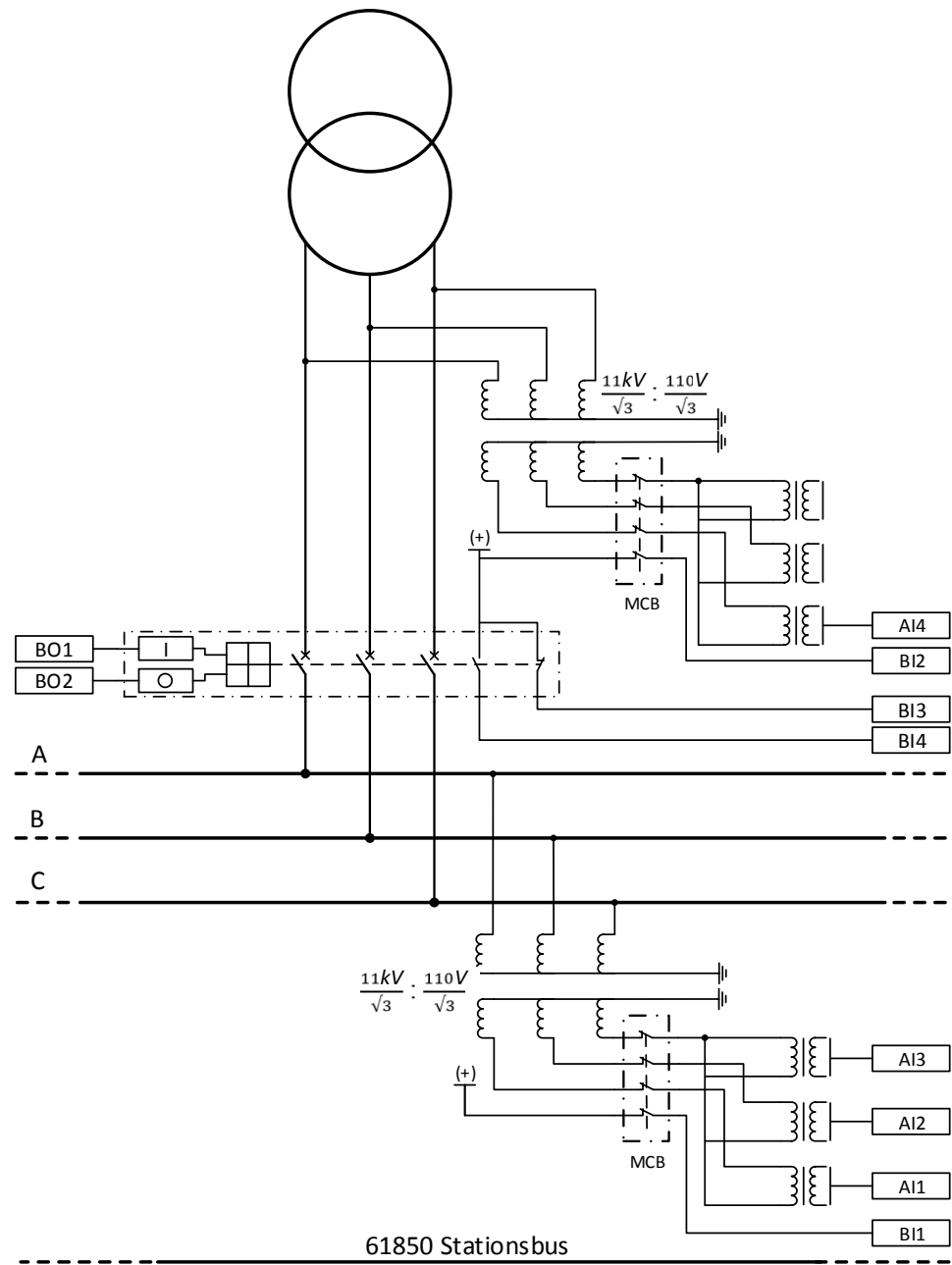


Abb. 142: Relais-Schnittstellen und Spannungswandleranschlüsse für den Beispielfall

13.3.1.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 313: *Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Busspannungsmessung, U_A-Spannung
AI2	Busspannungsmessung, U_B-Spannung
AI3	Busspannungsmessung, U_C-Spannung
AI4	Netzspannungsmessung, U_A-Spannung

13.3.1.2 Binäre Eingangssignale

Tabelle 314: *Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Netzseite VT-Kreis MCB-Position. FALSE bedeutet, dass der Stromwandler-Messkreis geöffnet ist.
BI2	Sammelschienseite Stromwandlerkreis Sicherungsautomat Position FALSE bedeutet, dass der Stromwandler-Messkreis geöffnet ist.
BI3	Netztrenner Stellung geöffnet, um zu bestätigen, dass NSCB geöffnet ist. TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass NSCB geöffnet ist.
BI4	Netztrenner Stellung geschlossen, um zu bestätigen, dass NSCB geschlossen ist. Der TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass NSCB geschlossen ist.

13.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 315: *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	NSCB schließen. Verbunden mit der Einschaltspule von NSCB. TRUE-Zustand schließt den Leistungsschalter.
BO2	NSCB öffnen. Verbunden mit der Ausschaltspule von NSCB. TRUE-Zustand öffnet den Leistungsschalter.

13.3.1.4 Empfohlene Alarme

Die [Tabelle 316](#) enthält eine Empfehlung für die WHMI- und LHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarme gekennzeichnet werden sollten.

Tabelle 316: Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

Funktionskennung	Ereignis	Beschreibung
Spannung (3U, VT)	WARNUNG	Sammelschiene Spannungsmesskreis MCB (Sicherheitsautomat) offen
Spannung (3UB, VT)	WARNUNG	Sammelschiene Spannungsmesskreis Sicherungsautomat offen
ASNSCSYN1	CL_FAIL_AL	Alarm Leistungsschalter schließen fehlgeschlagen
ASNSCSYN1	CMD_FAIL_AL	Alarm Leistungsschalter öffnen fehlgeschlagen
ASNSCSYN1	CB_CL_BLKD	Leistungsschalter schließen blockiert
ASCGAPC1	AS_CONFLICT ¹⁾	Konfliktbedingung in der automatisch synchronisierten Koordinierung

1) Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

13.3.1.5

Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Die einfachen Logikblöcke werden nicht in der [Tabelle 317](#) aufgeführt.

Tabelle 317: Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1	Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Sammelschienen Spannungen
UTVTR2	Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Netzspannung
ASNSCSYN1	Auto-Synchronisierer für Netz-Leistungsschalter
ASCGAPC1	Auto-Synchronisierer-Koordinator
CBXCBR1	Netz Leistungsschaltersteuerung
GOOSERCV_INT32	IEC 61850-8-1 GOOSE-Empfänger für INT32-Datentyp

[Abbildung 143](#), [Abbildung 144](#), [Abbildung 145](#) und [Abbildung 146](#) Stellen die mit ACT implementierte Relaiskonfiguration dar.

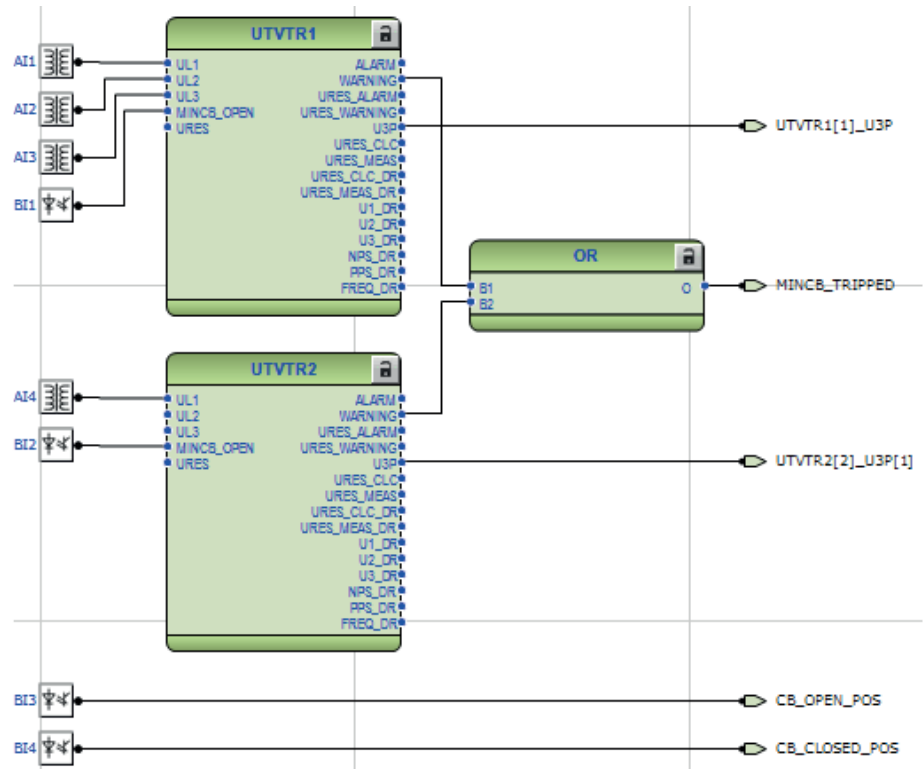


Abb. 143: Eingangsbereich

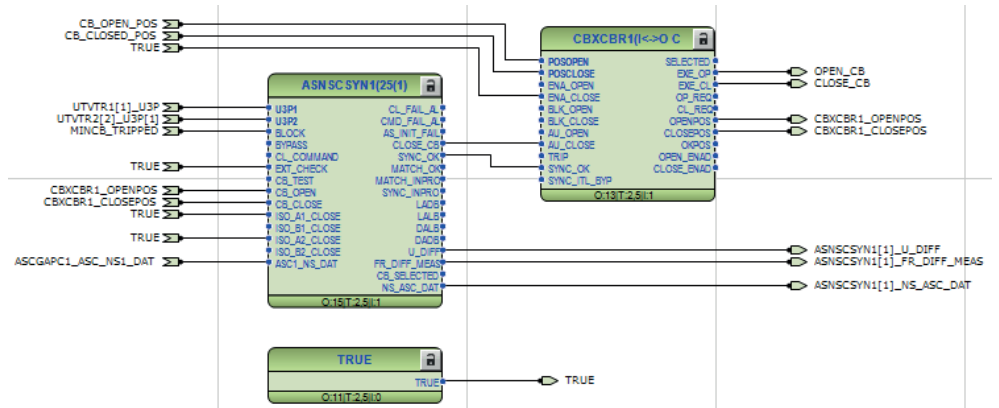


Abb. 144: Automatischer Synchronisiersteuerungsbereich

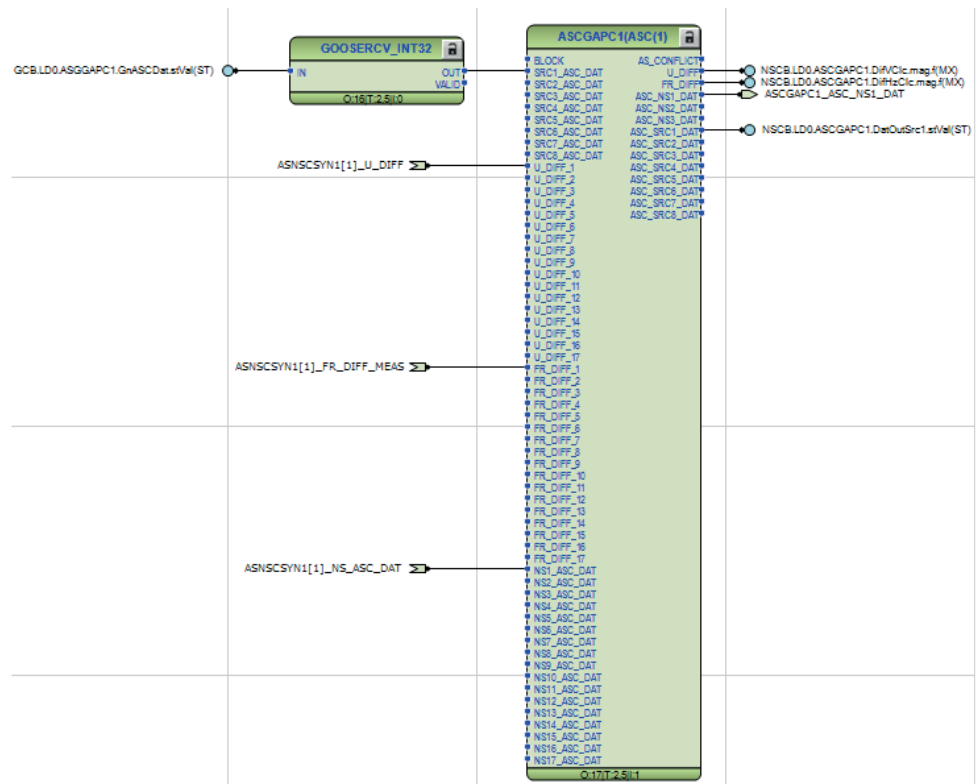


Abb. 145: Auto-Synchronisierer-Koordinatorbereich

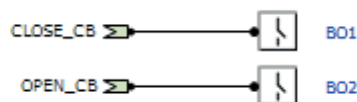


Abb. 146: Relais-Ausgangsanschlüsse

13.3.1.6 Funktionsblöcke und Einstellwerte

UTVTR1 und UTVTR2 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für gemessene Spannungen. Eine Funktionsinstanz wird für die Dreileiter-Erde-Spannungen der Sammelschiene benötigt, und eine zweite für die Phase-Erde-Spannung eines Einzelnetzes. Die Vorverarbeitungsfunktionen erlauben die Einrichtung der Messkanäle gemäß den Spannungspegeln und gewählten Spannungswandlern.

Für die Blockierung von ASNSCSYN1 wird der im UTVTR-Ausgang WARNING (WARNUNG) in der Relaiskonfiguration verwendet. Der Ausgang WARNING wird aktiviert, wenn der MCB anspricht. Die Auto-Synchronisierung muss abgebrochen werden, wenn WARNING auf „TRUE“ gesetzt ist.

Die [Tabelle 318](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 318: *UTVTR1- und UTVTR2-Einstellungen*

Einstellung	Empfohlene Werte		Beschreibung
	UTVTR1	UTVTR2	
Spannungseingangstyp	Spannungstrafo	Spannungstrafo	Typ des Spannungseingangs
Primärspannung	11 kV	11 kV	Primärspannungswert
Sekundärspannung	110 V	110 V	Sekundärspannungswert
Spannungswandleranschluss	Ypsilon	Ypsilon	Spannungsübertragender Messanschluss

ASNSCSYN1 – Auto-Synchronisierer für Netz-Leistungsschalter

ASNSCSYN1 überprüft die Leistungsschalterbedingungen zwischen Sammelschiene und Netz. Die Funktion kommuniziert die gemessene Spannungs- und Frequenzabweichung und Steuerungsanforderungen an die Koordinatorfunktion ASCGAPC. Sobald die Synchronisierungsprüfung abgeschlossen ist und die LS-Schließbedingungen erfüllt sind, übergibt die Funktion die Genehmigung zum Schließen des Leistungsschalters. ASNSCSYN1 beinhaltet die Funktion Einschalt- und Synchronisierungsprüfung.

Die [Tabelle 319](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 319: *Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASNSCSYN1*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Autosyn-Modus	Automatischer Synchronisierungsmodus	Der Betriebsart „automatische Synchronisierung“ wird für den automatischen Vergleich und die automatische Ausgabe des LS-Schließbefehls verwendet.

ASCGAPC1 – Auto-Synchronisierer-Koordinator

ASCGAPC1 verarbeitet die Steuerungsanforderung und teilt die Informationen mit der Anwendung, wenn mehrere Relais mit dem automatischen Synchronisierungssystem verbunden sind. Die [Tabelle 320](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 320: Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASCGAPC1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Anzahl Quellen	1	Gesamtanzahl der Quellen im System
Anzahl der NonSrc LS	1	Anzahl der Buskoppler oder Netztransformator-LS im System
Src1 bus A Num	Schiene 1	Quelle1 LS verbunden mit Schiene Nummer A
NichtQuel1 Schien A1 Num	Schiene 1	Nicht-Quellen LS1 verbunden mit Schiene Nummer A1
NonSrc1 Bus A2 Num	Netz	Nicht-Quellen LS1 verbunden mit Schiene Nummer A2

CBXCBR1 – Leistungsschaltersteuerung

CBXCBR1 verbindet die automatische Synchronisierungsverriegelungsanforderung mit dem Leistungsschalter. Für alle Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

13.3.1.7

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 321: IEC 61850-8-1 GOOSE-Eingangssignale für das Nicht-Generator-Relais

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingang
GCB	ASGCSYN1	GEN_ASC_DATA	LD0.ASGGAPC1.GnASC-Dat.stVal ¹⁾	Control-Daten vom Generatorrelais	ASCGAPC1	SRC1_ASC_DATA

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV_INT32.

Tabelle 322: IEC 61850-8-1 GOOSE-Ausgangssignale für das Nicht-Generator-Relais

Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung
ASCGAPC1	U_DIFF	LD0.ASGGAPC1.DifVClc.mag.f	Gemessene Spannungsdifferenzen, die an das Generatorrelais gesendet werden müssen
ASCGAPC1	FR_DIFF	LD0.ASGGAPC1.DifHzClc.mag.f	Gemessene Frequenzabweichungen, die an das Generatorrelais gesendet werden müssen
ASCGAPC1	ASC_SRC1_DAT	LD0.ASGGAPC1.DataOutSrc1.stVal	Control-Daten, die an das Generatorrelais gesendet werden müssen

13.4 Relais als Generator-Leistungsschalter-Synchronisierer

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das Relaiskonfigurationsdiagramm und die Parametereinstellungen sowie Informationen dazu wie die Generatorsynchronisierung im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

13.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die Relaischnittstelle zur physischen Hardware wird in [Abbildung 147](#) gezeigt. In diesem Beispielfall der Generatorseite werden Leiter-Erde-Spannungen mithilfe von Spannungswandlern gemessen, die mit den Relaiseingängen AI1, AI2 und AI3 verbunden sind. Die busseitige Leiter-Erde-Spannung U_A wird von einem einzelnen Spannungswandler gemessen, der mit dem Relaiseingang AI4 verbunden ist. Die MCB-Status des Spannungsmesskreises sind mit den Binäreingängen BI1 und BI2 verdrahtet. Die Leistungsschaltersteuerung wird mit den Relaisausgängen BO1 und BO2 implementiert. Die Leistungsschalter-Stellungsinformationen sind mit den Relais-Binärausgängen BI3 und BI4 verdrahtet.

Die Binärausgänge BO3 und BO4 sind für die AVR-Steuerung reserviert. Die Binärausgänge BI5 und BI6 werden für die Überwachung des AVR-Überreaktionsfähigkeit verwendet. Der Binäreingang BI7 zeigt die AVR-Modusauswahl auf Abfall an

Die Binärausgänge BO5 und BO6 sind für die GOV-Steuerung reserviert. Die Binärausgänge BI8 und BI9 werden für die Überwachung des GOV-Überreaktionsfähigkeit verwendet. Der Binäreingang BI10 zeigt die GOV-Modusauswahl Abfall an

Außerdem erfordert die Anwendung die Implementierung der Kommunikation zwischen Relais mit IEC 61850-8-1 GOOSE, einen Stationsbus für den Informationsaustausch zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

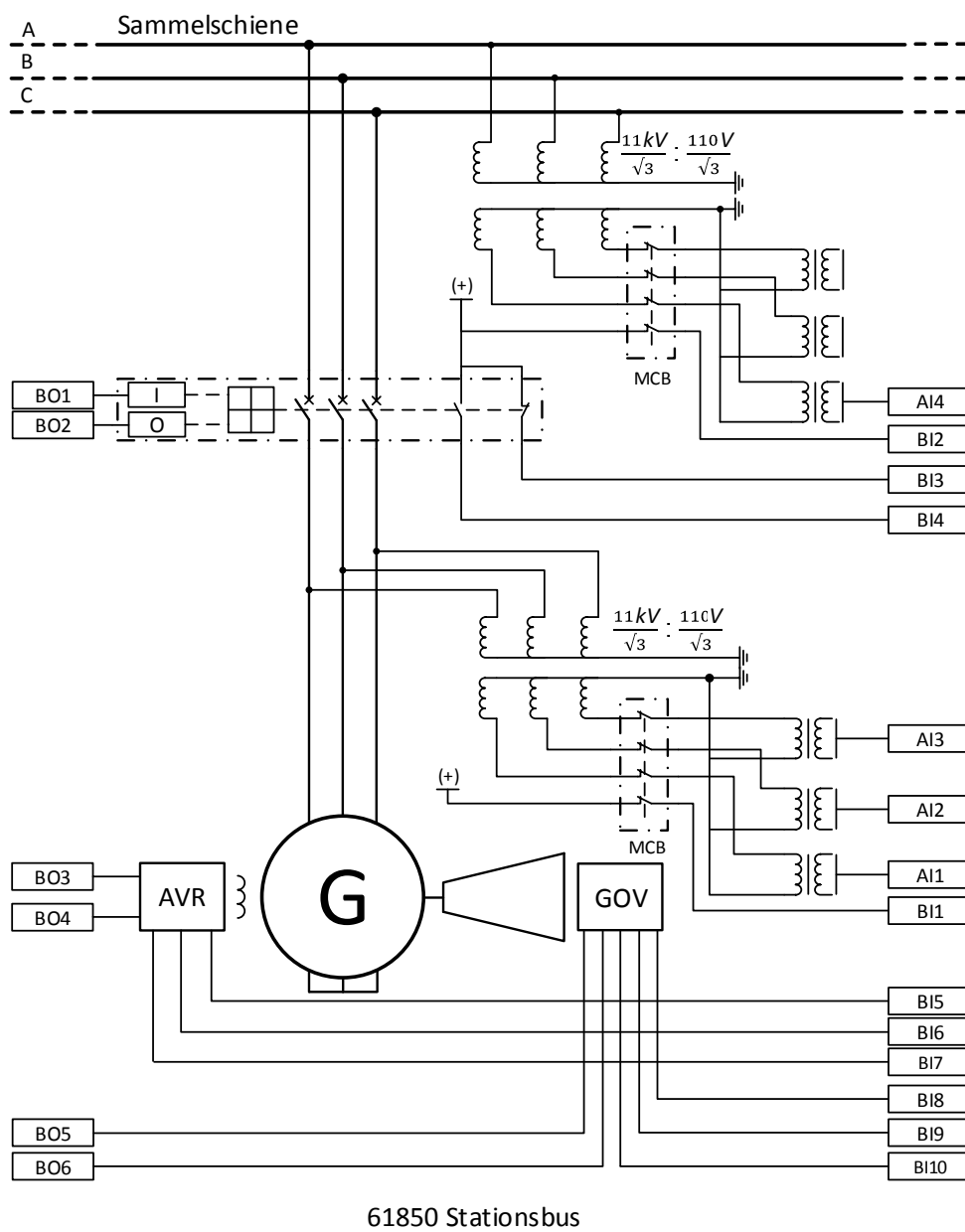


Abb. 147: Der Relaisanschluss zeigt zum primären Prozess

13.4.1.1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 323: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Generatorspannungsmessung, U_A-Spannung
AI2	Generatorspannungsmessung, U_B-Spannung
AI3	Generatorspannungsmessung, U_C-Spannung
AI4	Sammelschienenspannungsmessung, U_A-Spannung

13.4.1.2

Binäre Eingangssignale

Tabelle 324: *Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

Binäreingang	Beschreibung
BI1 und BI2	Position des Sicherungsautomaten MCB im Generator- bzw. Bus-B-VT-Kreis FALSE zeigt an, dass Sicherungsautomat im Spannungswandlerring geöfnet ist und die Synchronisierung blockiert werden muss.
BI3	Generator-Leistungsschalterstellung geöfnet, um zu bestätigen, dass GCB geöfnet ist. Der TRUE-Zustand dieses Signals bedeutet, dass GCB geöfnet ist.
BI4	Generator-Leistungsschalterstellung geschlossen, um zu bestätigen, dass GCB geschlossen ist. Der TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass GCB geschlossen ist.
BI5	AVR übermäßiges Ansprechen auf Anheben Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die Spannungsanhebung eine zu große Spannungsanhebung am Generator verursacht.
BI6	AVR übermäßiges Ansprechen auf Absenken. Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die Spannungsabsenkung eine zu großes Spannungsabsenkung am Generator verursacht.
BI7	AVR Abfall-Zustand. TRUE zeigt an, dass AVR im Abfallmodus ist.
BI8	GOV übermäßiges Ansprechen auf Absenken. Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die GOV-Anhebung eine zu große Drehzahlab-senkung am Generator erzeugt.
BI9	GOV übermäßiges Ansprechen auf Anheben. Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die GOV-Anhebung eine zu große Drehzahlanhebung am Generator erzeugt.
BI10	GOV Abfall-Zustand. TRUE zeigt an, dass GOV im Abfallmodus ist.

13.4.1.3 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 325: *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Binärausgang	Beschreibung
BO1	GCB schließen. Verbunden mit der Ausschaltspule von GCB. TRUE-Zustand schließt den Leistungsschalter.
BO2	GCB öffnen Verbunden mit der Einschaltspule von GCB. TRUE-Zustand öffnet den Leistungsschalter.
BO3	AVR höher. Verbunden mit dem AVR-Spannungsanhebungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung überschreitet, wird die Generatorspannung mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse angehoben.
BO4	AVR tiefer. Verbunden mit dem AVR-Spannungsabsenkungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung unterschreitet, wird die Generatorspannung mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse abgesenkt.
BO5	GOV höher. Verbunden mit dem GOV-Drehzahlanhebungseingang. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz überschreitet, wird die Generatordrehzahl mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse angehoben.
BO6	GOV tiefer. Verbunden mit dem GOV-Drehzahlabsenkungseingang. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz unterschreitet, wird die Generatordrehzahl mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse abgesenkt.

13.4.1.4 Empfohlene Alarmer

Die [Tabelle 326](#) enthält eine Empfehlung für die WHMI- und LHMI-Alarmbehandlung Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarmer gekennzeichnet werden sollten.

Tabelle 326: *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

Funktionskennung	Ereignis	Beschreibung
Spannung (3U, VT)	WARNUNG	Generator VT-Kreis MCB offen
Spannung (3UB, VT)	WARNUNG	Sammelschiene VT-Kreis MCB offen
ASCGAPC1	AS_CONFLICT	Widersprechende Bedingung in der automatische Synchronisierungsabstimmung ¹⁾

1) Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

13.4.1.5 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungsconfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 327: *Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke*

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1	Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Generatorspannungen
UTVTR2	Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Sammelschienenspannung
ASGCSYN1	Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter
ASCGAPC1	Auto-Synchronisierer-Koordinator
CBXCBR1	Generator-Leistungsschaltersteuerung
GOOSERCV_MV	IEC 61850-8-1 GOOSE-Empfänger für MS-Datentyp
GOOSERCV_INT32	IEC 61850-8-1 GOOSE-Empfänger für INT32-Datentyp
TRUE	Konstantes TRUE-Signal

[Abbildung 148](#), [Abbildung 149](#), [Abbildung 150](#) und [Abbildung 151](#) Stellen die mit ACT implementierte Relaiskonfiguration dar.

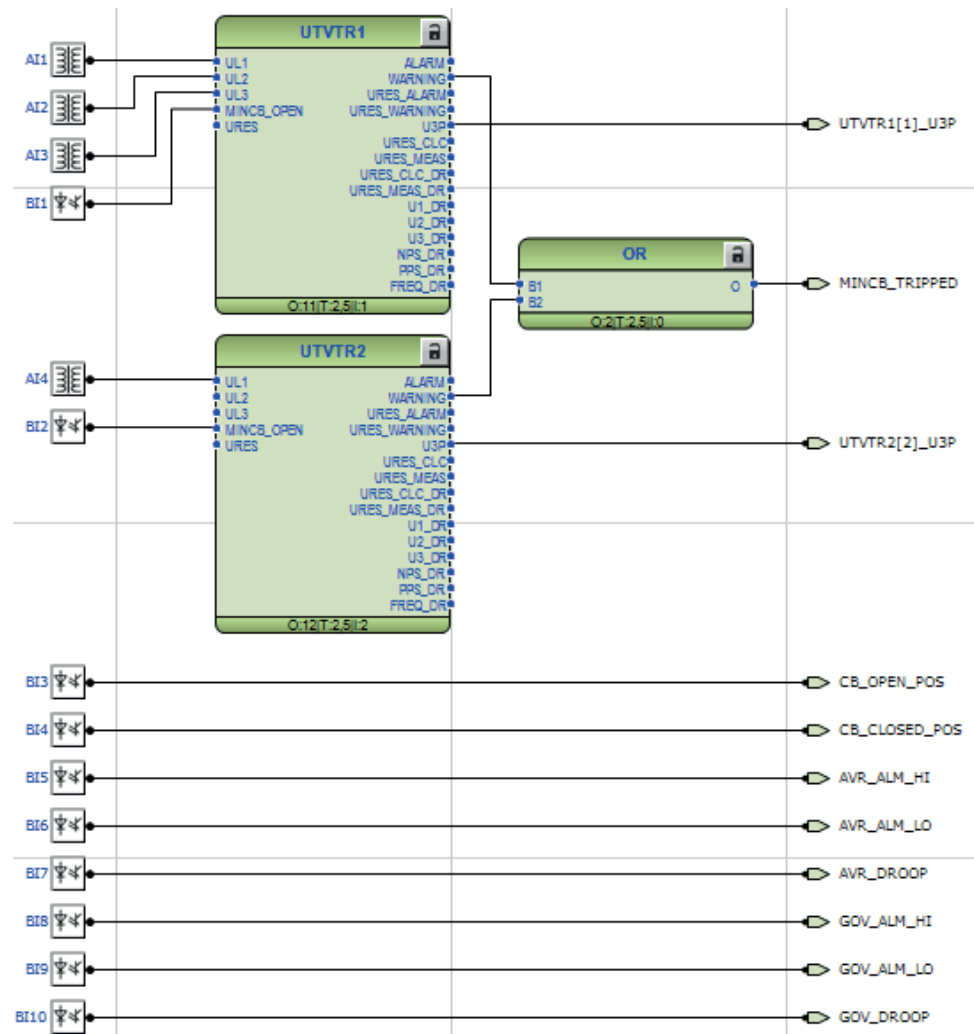


Abb. 148: Eingangsbereich

Nicht-Generator-Leistungsschalter-Autosynchronisierung

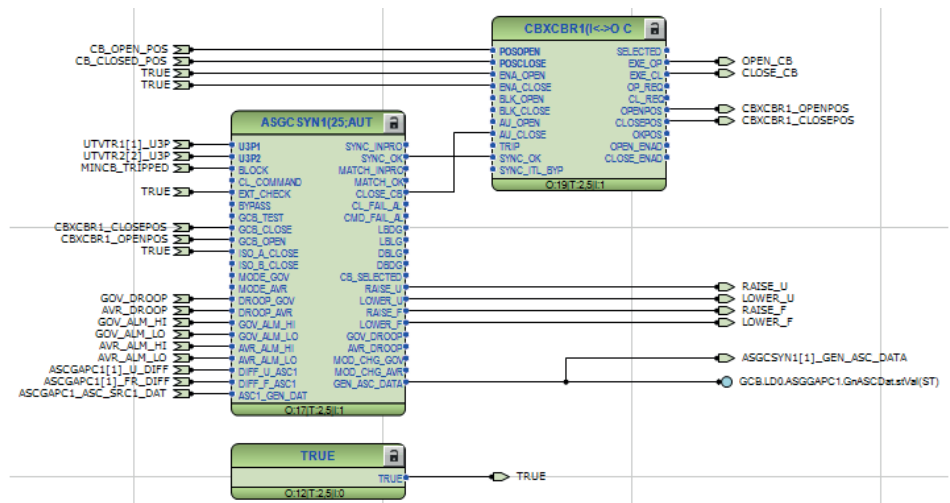


Abb. 149: Automatischer Synchronisierbereich

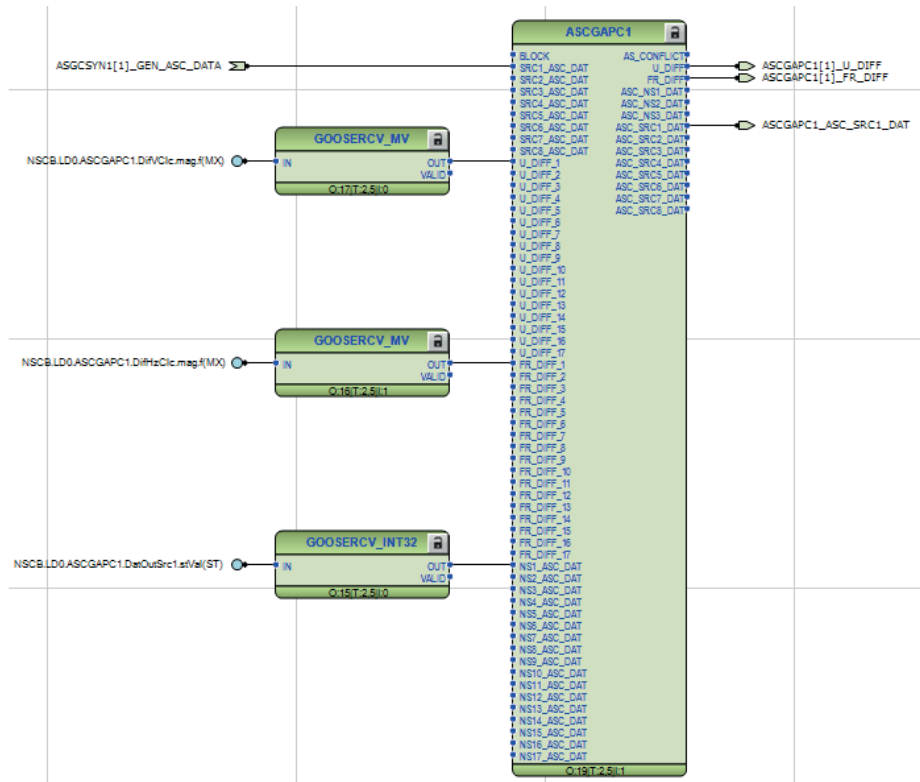


Abb. 150: Auto-Synchronisierer-Koordinatorbereich

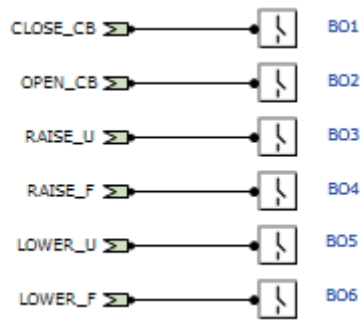


Abb. 151: Ausgangsbereich

13.4.1.6

Funktionsblöcke und Einstellwerte

Allgemeine Steuerungseinstellungen

Diese allgemeinen Steuerungseinstellungen sind abgelegt unter **Konfiguration/System**. Wegen der Anfahr- und Abschalt-Generatorphasen, wenn die Generatorfrequenz von der Nennspannung abweicht, verwenden Generatoranwendungen typischerweise frequenzangepasste Messungen. Durch Aktivierung der Frequenzadaptivität werden unabhängig von der Generatorfrequenz akkurate Messwerte gewährleistet. [Tabelle 328](#) enthält den Einstellwert für das Anwendungsbeispiel; alle anderen Einstellungen bleiben unverändert als Standardwerte.

Tabelle 328: Nicht-standardmäßiger globaler Steuerungseinstellwert

Einstellung	Empfohlener Wert	Beschreibung
Frequenzadaptivität	Freigabe	Frequenzadaptivität freigeben

UTVTR1 und UTVTR2 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für gemessene Spannungen. Eine Funktionsinstanz wird für die Dreiphasenspannungen benötigt, eine zweite für die Sammelschienenspannung. Die Vorverarbeitungsfunktionen erlauben die Einrichtung der Messkanäle gemäß den Spannungspegeln und gewählten Spannungswandlern.

Für die Blockierung von ASGCSYN wird im UTVTR-Output WARNING (WARNUNG) in der Relaiskonfiguration verwendet. Der Ausgang WARNING wird aktiviert, wenn der MCB anspricht. Die Auto-Synchronisierung muss abgebrochen werden, wenn WARNING auf „TRUE“ gesetzt ist. Weitere Informationen finden Sie im UTVTR-Abschnitt im Technischen Handbuch.

Die Frequenz-Adaptivität muss für UTVTR1 gemäß Angaben im Abschnitt [Allgemeine Steuerungseinstellungen](#) aktiviert werden. [Tabelle 329](#) und [Tabelle 330](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 329: Nicht-standardmäßige UTVTR1-Einstellwerte

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11 kV	Primärspannungswert
Sekundärspannung	110 V	Sekundärspannungswert
Spannungswandleranschluss	1=Sternschaltung	Spannungsübertragender Messanschluss
Frequenzadaptivität	Hauptfrequenzquelle	Frequenzadaptivitätsauswahl

Tabelle 330: Nicht-standardmäßige UTVTR2-Einstellwerte

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11 kV	Primärspannungswert
Sekundärspannung	110 V	Sekundärspannungswert
Spannungswandleranschluss	1=Sternschaltung	Spannungsübertragender Messanschluss

ASGCSYN1 – Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter

In diesem Beispielfall kann ASGCSYN1 als eigenständiger Auto-Synchronisierer für den Generatorleistungsschalter verwendet werden oder in den Spannungs- und Frequenzvergleich für die Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierung eingebunden werden. Im letzteren Fall empfängt das Generatorrelais ASCGAPC1 Daten über IEC 61850-8-1 GOOSE vom Relais des Nicht-Quellen-Leistungsschalters ASCGAPC1. Spannungs- und Frequenzanpassungssignale werden an AVR und GOV gesendet, damit die Spannungs- und Frequenzabweichungen über den Nicht-Quellen-Leistungsschalter synchronisiert werden können.

Das Schließen des Generatorleistungsschalters ist üblicherweise so implementiert, dass die Frequenz des Generators jene der Sammelschiene geringfügig überschreitet. Das heißt, ein übersynchroner Generator. Auf diese Weise wird für GOV und AVR ein kleines Fenster bereitgestellt, um auf steigende Last zu reagieren und Rückleistungssituationen zu vermeiden. Der übersynchrone Generator kann mit der Einstellung *Synchronization Dir* (Synchronisierung Richt) ausgewählt werden. Die [Tabelle 331](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 331: Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASGCSYN1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Synchronisierung Richt	Immer über Synchronität	Erzwingt eine Generatorfrequenz, die während Leistungsschalter-Schließen höher als die Netzfrequenz ist.
Autosyn-Modus	Automatischer Synchronisiermodus	Der Betriebsart „automatische Synchronisierung“ wird für den automatischen Vergleich und die automatische Ausgabe des Befehls LS schließen verwendet.

ASCGAPC – Auto-Synchronisierer-Koordinator

ASCGAPC verarbeitet die Steuerungsanforderung und teilt die Informationen mit der Anwendung, wenn mehrere Relais mit dem automatischen Synchronisierungssystem verbunden sind.

Tabelle 332: Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASCGAPC1

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
ASC CB Num1	Quelle LS 1	ASC1 Host-Leistungsschalturnummer 1
Anzahl Quellen	1	Gesamtanzahl der Quellen im System
Anzahl der NonSrc LS	1	Anzahl der Buskoppler oder Netztransformator-LS im System

CBXCBR1 – Leistungsschaltersteuerung

CBXCBR1 verbindet die automatische Synchronisierungs-Verriegelungsanforderung mit dem Leistungsschalter. Für alle Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

13.4.1.7

IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

Tabelle 333: IEC 61850-8-1 GOOSE-Eingangssignale

Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration					Ziel in dieser Relaiskonfiguration	
Relaisname	Funktionsblock	Ausgang	Daten	Beschreibung	Funktionsblock	Eingangsname
NSCB	ASCGAPC1	U_DIFF	LD0.ASC-GAPC1.DiffVClc.mag.f ¹⁾	Gemessene Spannungsdifferenz, empfangen vom Nicht-Quellen-Schalterrelais	ASCGAPC1	U_DIFF_1
NSCB	ASCGAPC1	FR_DIFF	LD0.ASC-GAPC1.DiffHzClc.mag.f ¹⁾	Gemessene Frequenzabweichung, empfangen vom Nicht-Quellen-Schalterrelais	ASCGAPC1	FR_DIFF_1
NSCB	ASCGAPC1	ASC_SRC1_DATA	LD0.ASC-GAPC1.DataOutSrc1.stVal ²⁾	Control-Daten, empfangen vom Generatorrelais	ASCGAPC1	NS1_ASC_DAT

1) Das Eingangssignal wird empfangen über den GOOSERCV_MV-Funktionsblock

2) Das Eingangssignal wird empfangen über den GOOSERCV_INT32-Funktionsblock

Tabelle 334: IEC 61850-8-1 GOOSE-Ausgangssignale

Funktionsblock	Ausgangsname	Daten	Beschreibung
ASGCSYN	GEN_ASC_DATA	LD0.ASG-GAPC1.GnASC-Dat.stVal	Steuerungssignal, das an das Nicht-Quellen-Schalterrelais gesendet werden muss

13.5 Verwendung der Nicht-Generator-Synchronisierungsanwendung

13.5.1 Automatische Synchronisierung des Leistungsschalters

Angaben zum Betrieb eines Leistungsschalters, siehe den Abschnitt „Generator-Synchronisierungsanwendung“ in diesem Handbuch.

Dieses Kapitel informiert über die automatische Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierung. Zwei Anwendungsfälle werden dargestellt:

1. Automatische System der spannungsführende Sammelschiene mit dem Netz
2. Spannungsfreien Bus zum Netz schließen

13.5.1.1 Automatische Synchronisierung über spannungsführende Leitung in das Netz

Es gibt mehrere Voraussetzung für das Starten der Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierung.

- Der Netzleistungsschalter ist offen. Siehe [Abbildung 152](#).
- Der Generator läuft und ist mit der Sammelschiene verbunden.
- AVR und GOV sind im Abfallmodus.
- Das Generatorrelais ist im externen Modus.

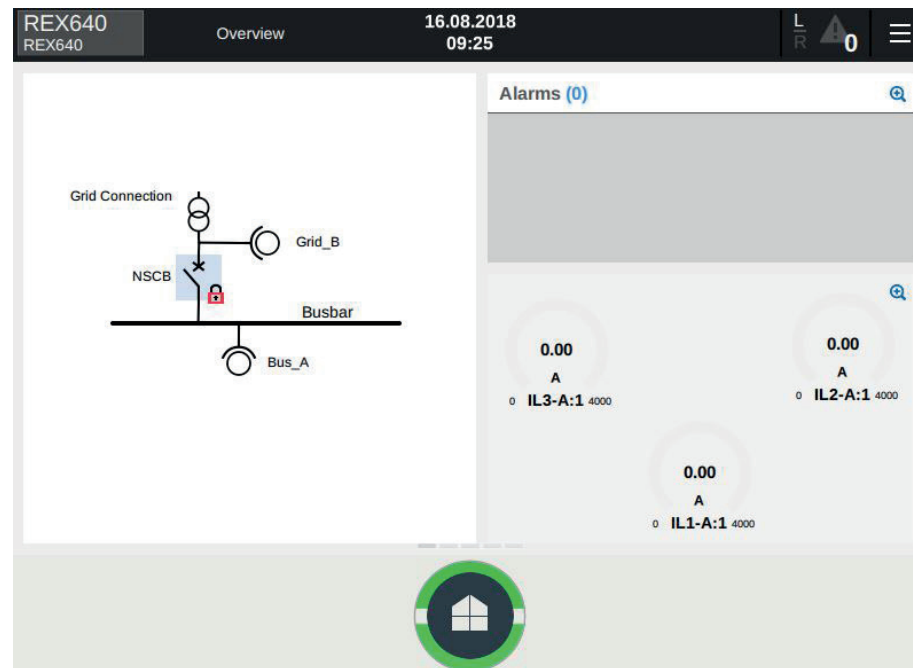


Abb. 152: Netztransformator-Leistungsschalter ist offen.

1. Berühren Sie das Symbol des Netztransformator-Leistungsschalters, um den Leistungsschalter für die Steuerung auszuwählen.
Der Synchronisier wird geöffnet.

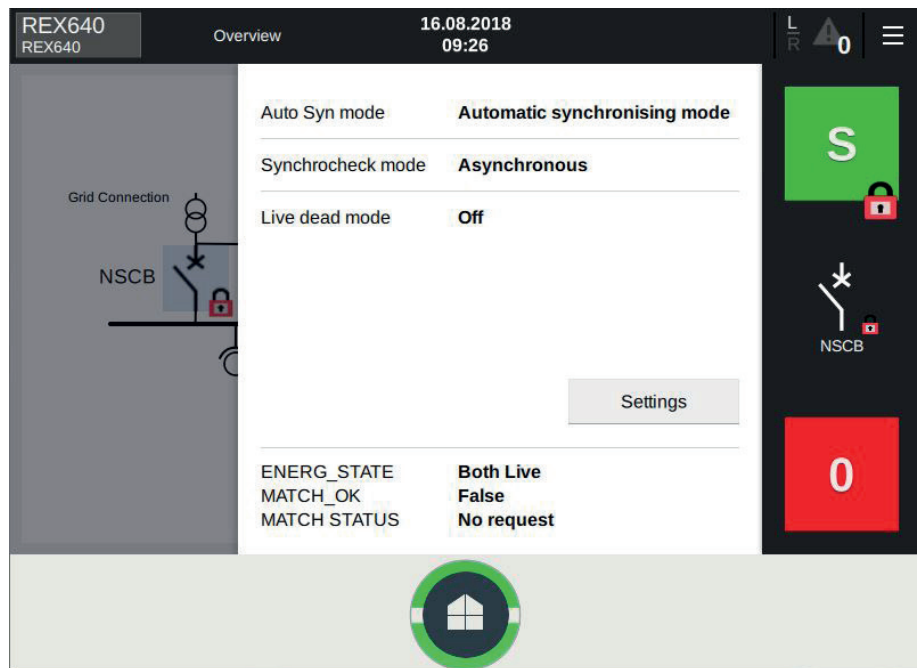


Abb. 153: Synchronisierdialog

2. Berühren Sie **S**, um den Leistungsschalter zu schließen. In dem angezeigten Dialog können die teilnehmenden Generatoren ausgewählt werden.

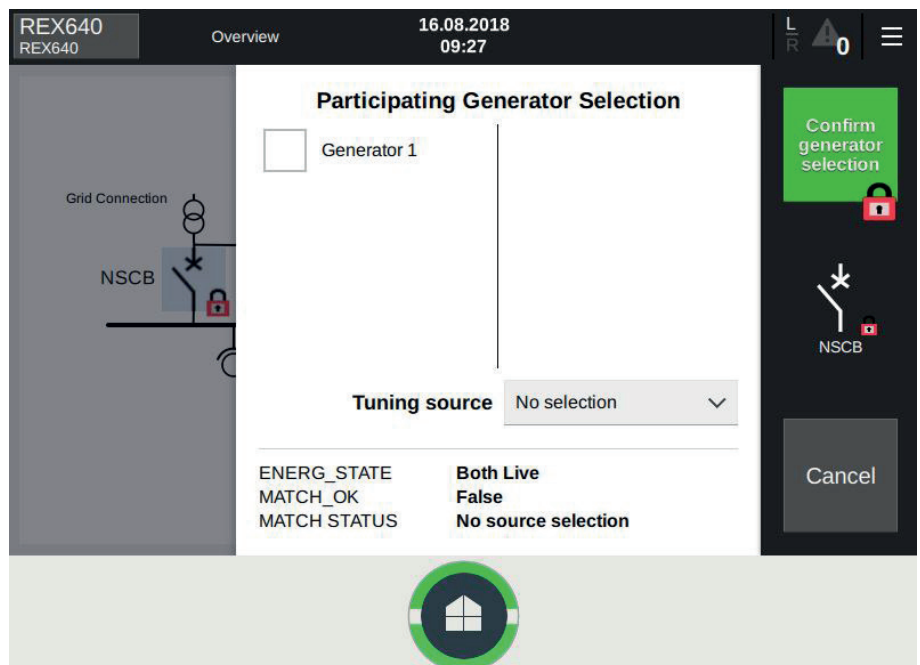


Abb. 154: Teilnehmende Generatorauswahl

Die Ansicht „Teilnehmende Generatorauswahl“ wird automatisch synchronisiert. Ein Generator ist für die Teilnahme am Spannungs- und Frequenzabgleich verfügbar, wenn die entsprechende ASGCSYN-Funktion im Synchronisationsmodus „halbautomatisch“ oder „automatisch“ und das Relais im Remote-Modus ist.

3. Wählen Sie den Generator und die Abstimmungsquelle und berühren Sie **Confirm generator selection** (Generatorauswahl bestätigen). Eine Synchroskop-Ansicht wird geöffnet.

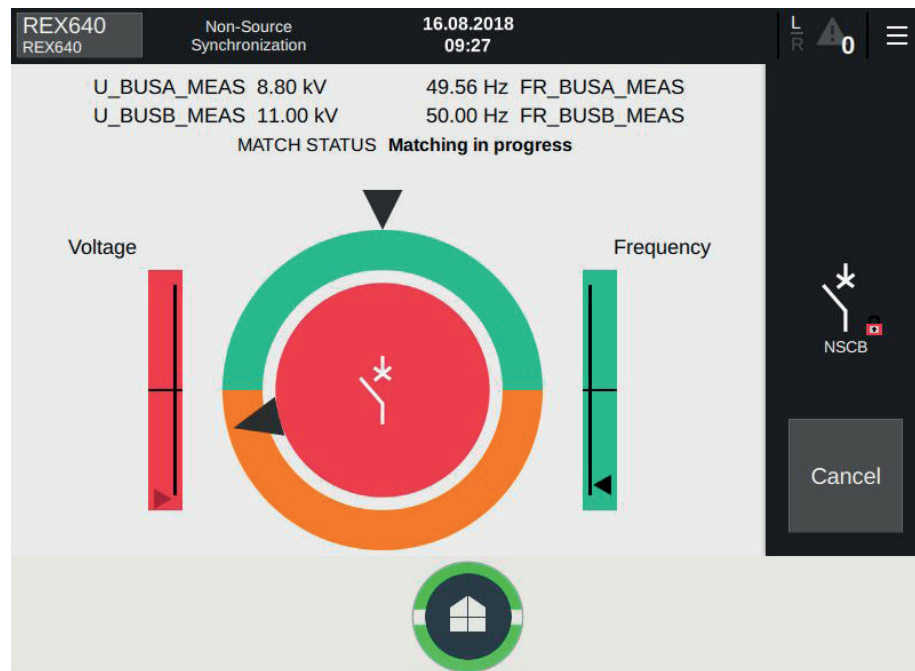


Abb. 155: Synchroskop-Ansicht

Der Transformator-Netzschutzschalter wird automatisch geschlossen, sobald die programmierten Bedingungen dies zu lassen und die Übersichtsschaltbild-Ansicht geöffnet wird.

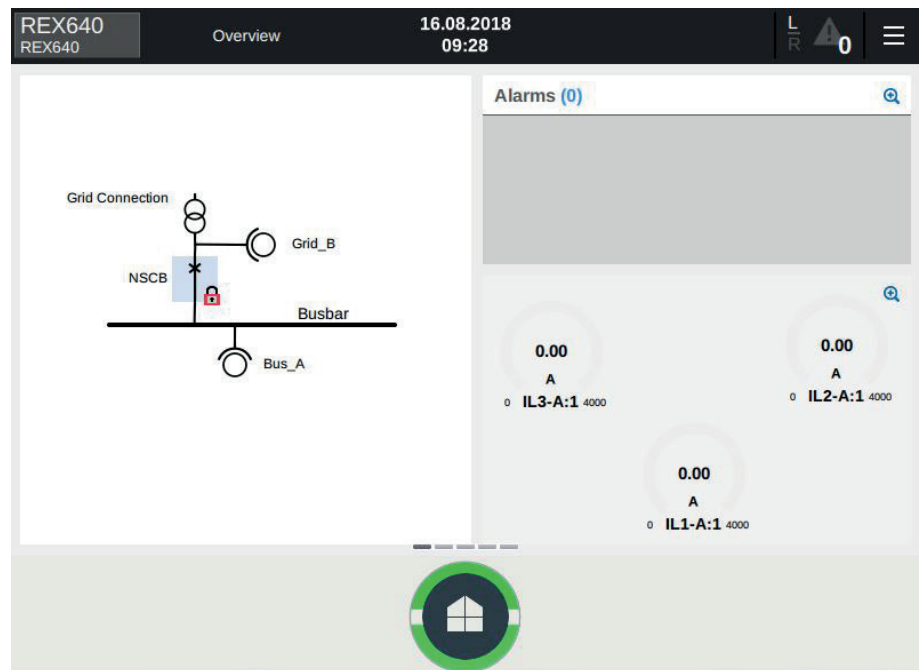


Abb. 156: Der Netzschutzschalter ist offen.

13.5.1.2

Spannungslose Schiene zum Netz schließen

In diesem Fall wird eine spannungslose Sammelschiene aus dem Netz erregt.

1. Berühren Sie das Netztransformator-Leistungsschalter-Symbol im Übersichtsschaltbild.
Dieser Dialog wird geöffnet.

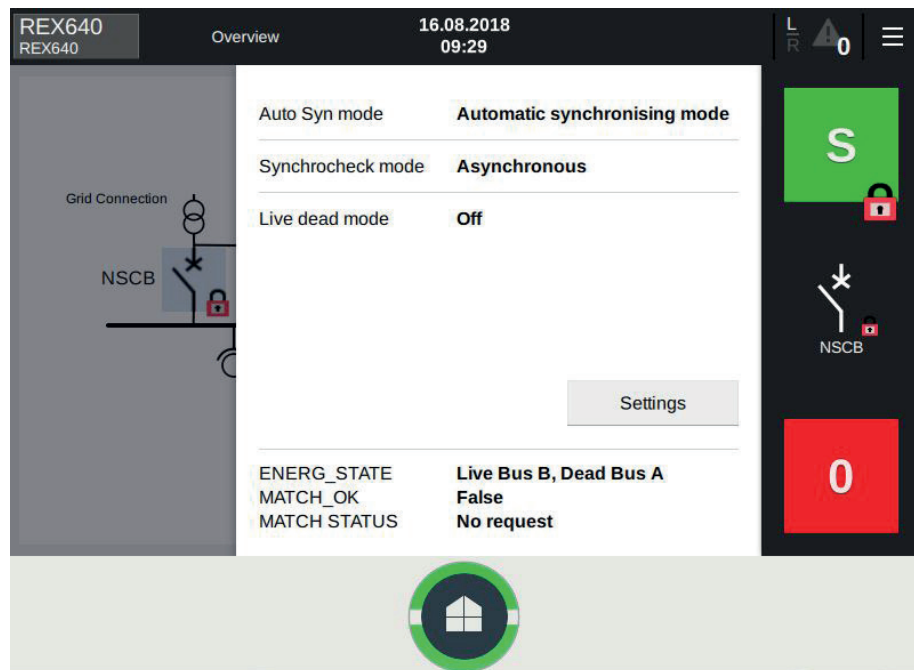


Abb. 157: Netztransformator-Leistungsschalter ausgewählt.

- Die Einstellung *Live dead mode* (Modus spannungsfrei/-führend) mit "Live B, Dead A" (Spannungsführend B, Spannungsfrei A) festlegen. Die Einstellung erlaubt nur nie normale Erregungsprüfung.

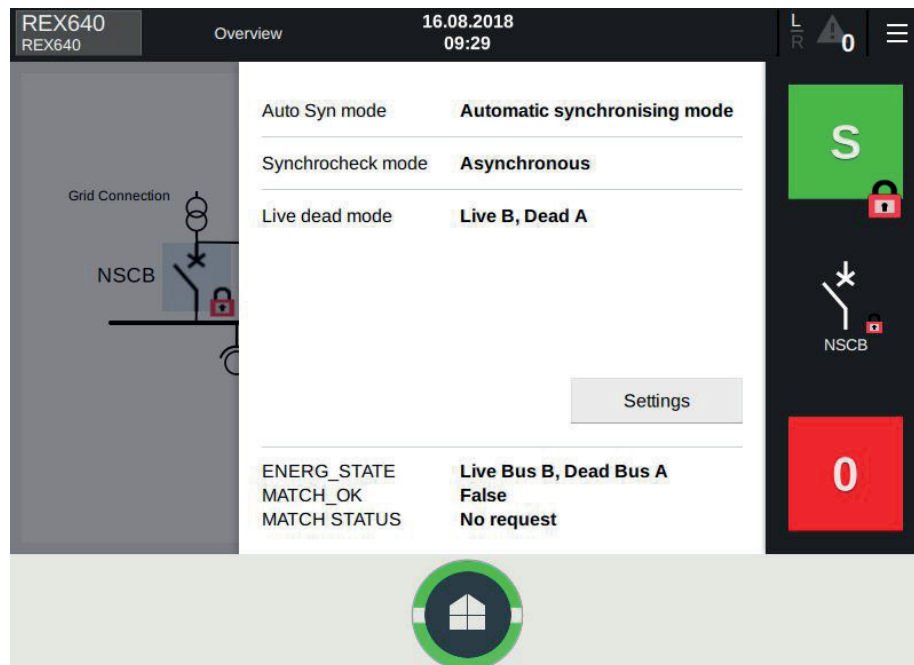


Abb. 158: Einstellwert für Erregungsprüfung

- S berühren, um den Leistungsschalter zu schließen.

Der Leistungsschalter wird geschlossen und das Übersichtsschaltbild wird aktualisiert.

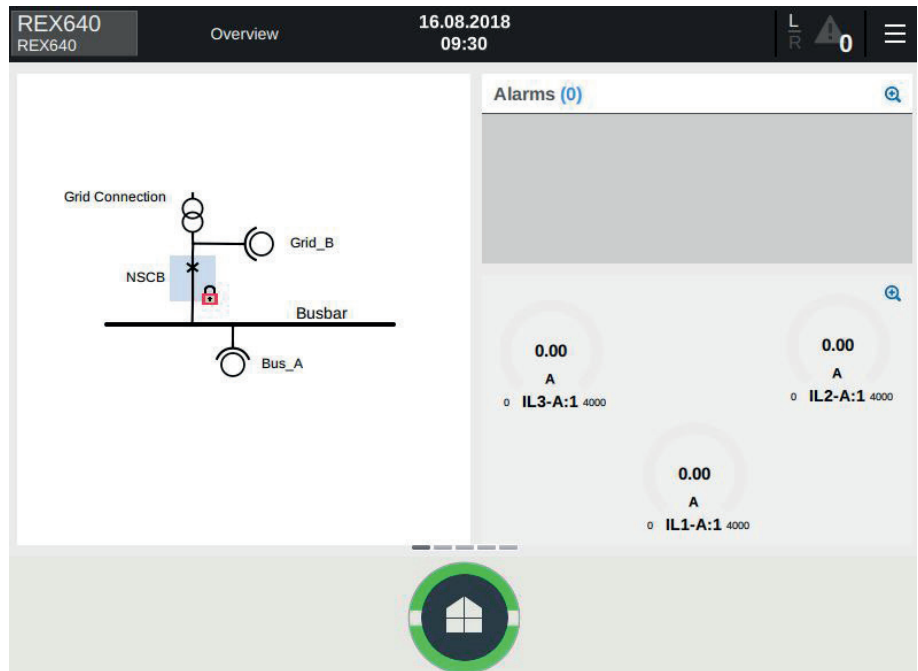


Abb. 159: Der Leistungsschalter ist geschlossen.

Abschnitt 14 Petersen-Spulensteuerung

14.1 Einführung in die Anwendung

Eine wirksame Methode für die Minderung der Auswirkungen von Erdschluss in einem Verteilungsnetz ist die Erdschlusskompensation. Dazu wird eine induktive Spule, das heißt eine Lichtbogenunterdrückungsspule (ASC, Petersen-Spule), zwischen dem Sternpunkt des Systems und der Erde eingeführt, so dass der von den Abgängen erzeugte kapazitive Erdfehlerstrom kompensiert wird. Der Sternpunkt wird im Allgemeinen mithilfe eines spezifisch geerdeten Transformators in der Schaltanlage gebildet.

Die Erdschlusskompensation erhöht die Wahrscheinlichkeit der Lichtbogenlöschung im Fall eines temporären Erdfehlers. Die Lichtbogenunterdrückungsspule ist nur wirksam, wenn ihr Wert gemäß der gesamten Kapazität des Erdschlussstroms im Netz so abgestimmt ist, dass sie den ungefähren Resonanzzustand erreicht und der Erdschlussstrom somit am Fehlerort sehr gering ist. Weil die meisten Fehler in Verteilungsnetzen Einphasenerdungsfehler sind, kann die Einführung des kompensierten Sternpunkts die Anzahl der Ausfälle beträchtlich reduzieren. Zudem wird die Sicherheit wegen der Berührungs- und Schrittspannungen am Fehlerort reduziert. Darüber hinaus reduziert die Kompensation des Erdschlussstroms die Kosten der Schutzerdung, weil der Fehlerstrom gegenüber einem ungeerdeten Nullleiter beträchtlich reduziert wird.

In einem idealen Netz sind die Leiter-Erde-Kapazitäten gleich groß. Das heißt, die Leiter sind vollständig verdrillt. In einem solchen Netz gibt es keine Sternpunktspannung (Sternpunktverschiebung). In der Realität herrscht immer eine gewisse Unsymmetrie zwischen den Leiter-Erde-Kapazitäten der verschiedenen Leiter. Das Relais bietet die Spulensteuerfunktion PASANCR für die automatische Anpassung des Lichtbogenunterdrückungsspulen-Ausgleichsstroms basierend auf der gemessenen Spulenspannung und dem gewünschten Grad der Kompensation. PASANCR steuert Lichtbogenunterdrückungsspulen in kompensierten Netzen mit Unsymmetrie zwischen den Leitern. Schiefelast tritt üblicherweise in einem Netz mit Freileitern oder Freileitern mit Kabelabgängen auf. PASANCR nutzt diese natürliche Schiefelast, um den gesamten nichtkompensierten Erdfehlerstrom des Netzes automatisch zu bestimmen.

Wenn ASC den temporären Erdfehler nicht eliminiert, muss der fehlerhafte Eingang möglicherweise ausgelöst werden. Die Summenströme in kompensierten Netzen sind im Allgemeinen jedoch sehr niedrig, weshalb sich die Ermittlung der fehlerhaften Leitung als schwierig erweist. Um Empfindlichkeitsprobleme zu vermeiden, wird häufig ein Parallelwiderstand verwendet, um den Summenstrom zu erhöhen, so dass ein Erdschlussschutz die fehlerhafte Leitung ermitteln kann.

Traditionell werden drei Arten von Steuersequenzen für den Widerstand angewendet.

1. Der Widerstand wird während des gesunden Netzzustands getrennt, jedoch nach Erdschluss mit Verzögerung eingeschaltet. Dieser Ansatz erlaubt die Selbstlöschung während der Verzögerungszeit. Wenn der Lichtbogen nicht gelöscht werden kann, erhöht der Parallelwiderstand die Wirkstromkomponente. Dann kann der fehlerhafter Einspeiser ausgewählt werden.
2. Der Widerstand ist während des gesunden Netzzustands verbunden, wird nach einem Erdschluss jedoch kurzzeitig abgeschaltet. Dieser Ansatz eignet sich, wenn die Verlagerungsspannung im gesunden Zustand zu hoch ist und abgesenkt werden muss. Die Abschaltung des Widerstands während Erdschluss verbessert die Möglichkeit einer Lichtbogenselbstlöschung.
3. Der Widerstand ist während des gesunden Netzzustands und unter Erdschlussbedingungen verbunden. Wenn dieser einfache Ansatz gewählt wird, sollte sichergestellt sein, dass der Widerstand und die ASC-Leistungshilfswicklung (PAW) kontinuierlich für den Widerstand gegen Nullstrom im Netz ausgelegt sind.

PASANCR erlaubt die Implementierung dieser Steuersequenz für den Widerstand, der Widerstand kann jedoch auch manuell geregelt werden.

Das vorstehend beschriebene kompensierte Sternpunktprinzip ist eine wirksame Methode für die Minderung der Auswirkung von Erdfehlern im Netz. Darüber hinaus müssen die Kompensationsanlagen selbst geschützt werden. Üblicherweise sind die Kompensationsanlagen mit Überstromschutzfunktionen geschützt. Das Relais bietet eine ungerichtete Überstromzeitschutzfunktion PHxPTOC.

14.2

Beschreibung des Beispielfalls

Ist diesem Beispielfall ist eine einstellbare ASC mit einem Netz mit natürlicher Schiefast verbunden. Die Spule befindet sich in der Station, das heißt, sie stellt eine Lösung für die zentrale Erdschlusskompensation dar. Die Spule wird für die Lichtbogenselbstlöschung nahe dem Resonanzpunkt des Netzes abgestimmt. Darüber hinaus ist die Spule mit einem Parallelwiderstand ausgestattet. Das ist eine typische Installation.

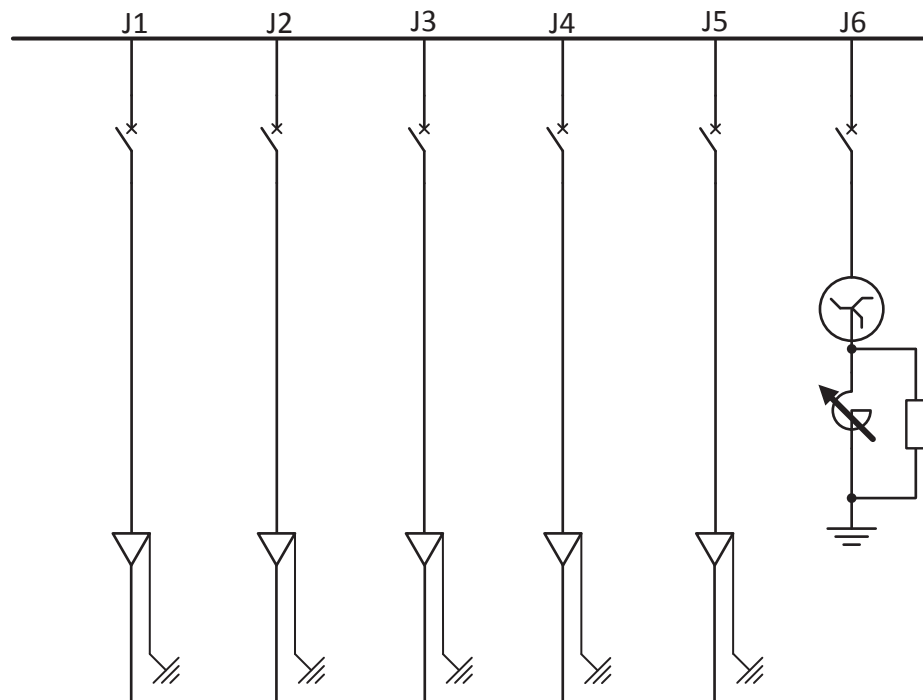


Abb. 160: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls

Dieser Beispielfall basiert auf den folgenden Annahmen in Bezug auf das Netz:

- Nenn-Außenleiterspannung des Netzes: 20 kV
- Gesamter nichtkompensierter Erdfehlerstrom der Einspeiser: 50 A.
- ASC ist einstellbar zwischen 10...100 A.
- Das Netz wird mit 5 A überkompensiert betrieben. Das heißt, der Spuleninduktionsstrom wird mit einem höheren Wert festgelegt, als der gesamte Erdfehlerstrom aller Abgänge.
- Die maximale Leiter-Erde Spannungen im gesunden Zustand beträgt 5 % der Nenn-Leiter-Erde Spannung.
- Der Parallelwiderstand mit dem Wert $2,5 \Omega$ ist in der ASC-Hilfsstromwicklung installiert. Der Widerstand ist permanent verbunden. Das heißt, sowohl während des gesunden Zustands als auch unter Fehlerbedingungen.
- Erdungstransformator Nullreaktanz: $16 \Omega/\text{Phase}$.
- Die ASC-Stellung, das heißt der Induktionsstrom, wird mithilfe eines spezifischen Potentiometers angezeigt, das neben dem Spulenmotorantrieb montiert ist. Die Potentiometerklemmen sind im Allgemeinen im Spulensteuerschrank untergebracht. Der Potentiometerwert gibt Auskunft über die Spulenposition. Das ASC-Datenblatt enthält die Positionsinformationen des Spulenherstellers. Die in diesem Beispiel verwendeten Daten werden in [Tabelle 335](#) dargestellt.

Tabelle 335: ASC-Positionsanzeige

Strom [A]	Potentiometerwert [Ω]
10	100
20	180
40	270
60	360
80	460
100	599

- Das ASC-Datenblatt enthält Informationen über die Spulenverluste, die sich im Mittel auf 1 Prozent des entsprechenden Induktionsstroms belaufen.

14.3 ASC-Steuerung

14.3.1 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 161](#) zeigt einen Analogeingang (AI), Binäreingang (BI), Binärausgang (BO) und Widerstandtemperaturdetektor (RTD)-Signale, die für die Implementierung des Anwendungsbeispiels verwendet werden.

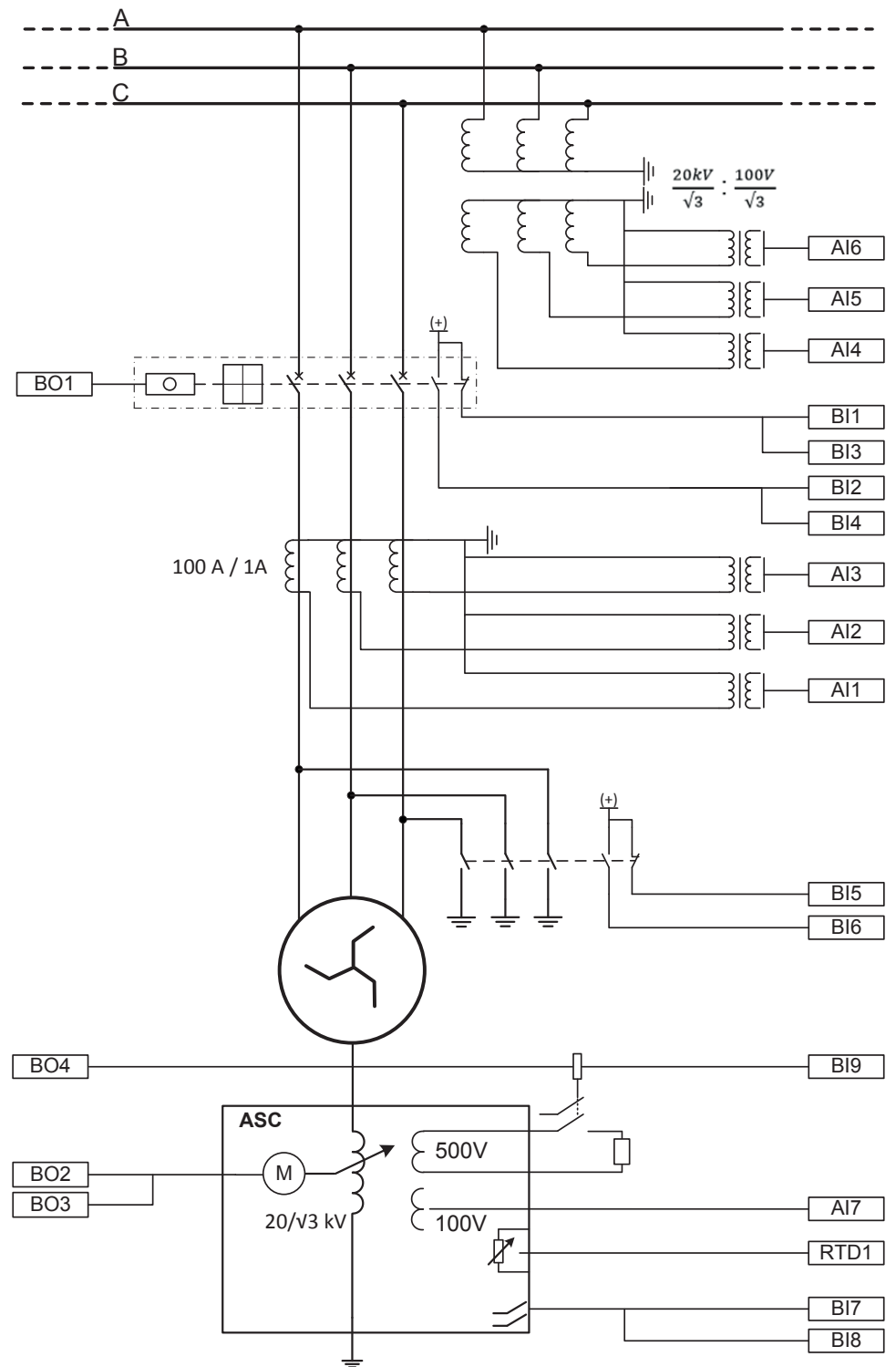


Abb. 161: Relaischnittstelle der Petersen-Spulensteuerung - Beispiel

14.3.1.1 Analoge Eingangssignale

In diesem Beispiel nutzt PASANCR die Leiter-Erde-Spannungen U_A , U_B und U_C (AI4, AI5 und AI6), um die Referenz für die Spulenspannung zu erzeugen. Die Spulenspannung wird an der ASC-Messwicklung (AI7) gemessen. Die Leiterströme (AI1, AI2 und AI3) werden für die grundlegenden Überstromschutzfunktionen gemessen, die die Kompensationsanlagen schützen. Darüber hinaus wird mithilfe der Leiterströme der berechnete Sternpunktstrom für die Spulensteuerung erzeugt.

Tabelle 336: *Notwendige physische analoge Eingangssignale für die Implementierung der ASC-Beispielanwendung*

Analogeingang	Beschreibung
AI1	Strommessung, I_A
AI2	Strommessung, I_B
AI3	Strommessung, I_C
AI4	Spannungsmessung, U_A
AI5	Spannungsmessung, U_B
AI6	Spannungsmessung, U_C
AI7	An der ASC-Messwicklung gemessene Spulenspannung

14.3.1.2 RTD-Eingangssignale

Tabelle 337: *RTD-Signale*

RTD-Eingang	Beschreibung
RTD1	ASC-Positionsanzeige

14.3.1.3 Binäre Eingangssignale

Tabelle 338: *Binäre Eingangssignale*

Binäreingang	Beschreibung
BI1	Leistungsschalter geöffnete Stellung
BI2	Leistungsschalter geschlossene Stellung
BI3	Leistungsschalter Schubtestposition
BI4	Leistungsschalter Schubserviceposition
BI5	Erdungsschalter in offener Position
BI6	Erdungsschalter in geschlossener Position
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Binäreingang	Beschreibung
BI7	Der Endlagenschalter zeigt an, dass das höchste verfügbare Kompensationsstromniveau erreicht ist
BI8	Der Endlagenschalter zeigt an, dass das tiefste verfügbare Kompensationsstromniveau erreicht ist
BI9	Installationsstatus des Parallelwiderstands. Der Status wird mithilfe des Hilfskontakts des Schützes angezeigt.

14.3.1.4 Binäre Ausgangssignale

Tabelle 339: Binäre Ausgangssignale

Binärausgang	Beschreibung
BO1	Auslösesignal für das Öffnen des Leistungsschalters
BO2	Erhöhen der ASC-Kompensationsstromstärke
BO3	Verringern der ASC-Kompensationsstromstärke
BO4	Steuerung des ASC-Parallelwiderstandsschütz

14.3.1.5 Empfohlene Alarme

Tabelle 340: Alarmliste

Funktionskennung	Ereignis	Beschreibung
PASANCR1	CLC_SEQ_WRN	Maximale Anzahl der Abstimmzyklen erreicht
PASANCR1	ERROR_POS	Spule hat sich in die Fehlerposition bewegt.
PASANCR1	ALARM	Allgemeiner Alarm
PASANCR1	MOT_ALARM	Motoralarm
PASANCR1	POT_ALARM	Potentiometeralarm
PASANCR1	EARTH_FAULT	Erdschlussanzeige
PHLPTOC1	OPERATE	Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Sternpunkt-geerdeten Transformator
PHIPTOC1	OPERATE	Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, unverzögert, für Erdschluss-Transformator

14.3.1.6 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Tabelle 341: *In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke*

Funktionsblock	Beschreibung
UTVTR1, ILTCTR1	Analogsignal-Vorverarbeitung
SlotC-RTD1	RTD-Eingang
CBXCBR1	Leistungsschalter Steuerung und Status
DCSXSU1	Leistungsschalter Schubstatus
ESSXSU1	Erdungsschalter Status
TRPPTRC1	Master-Auslösung
PASANCR1	Petersen-Spulensteuerung
PHLPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe
PHIPTOC1	Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe

Tabelle 342: *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

Schutz	Leiterspannung AI4, AI5, AI6	Phasenströme AI1, AI2, AI3	Spulenspannung	ASC-Potentiometer
PASANCR1	x	x	x	x
PHLPTOC1		x		
PHIPTOC1		x		

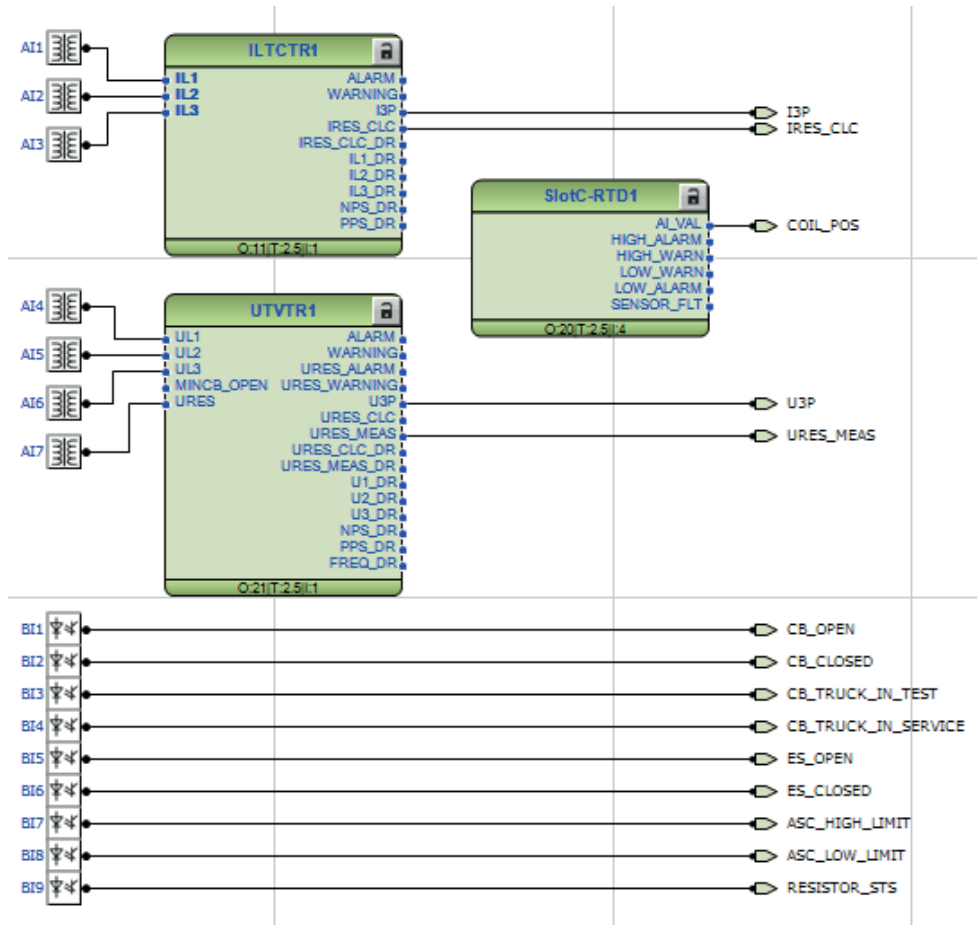


Abb. 162: Analog-, Binär- und RTD-Eingänge

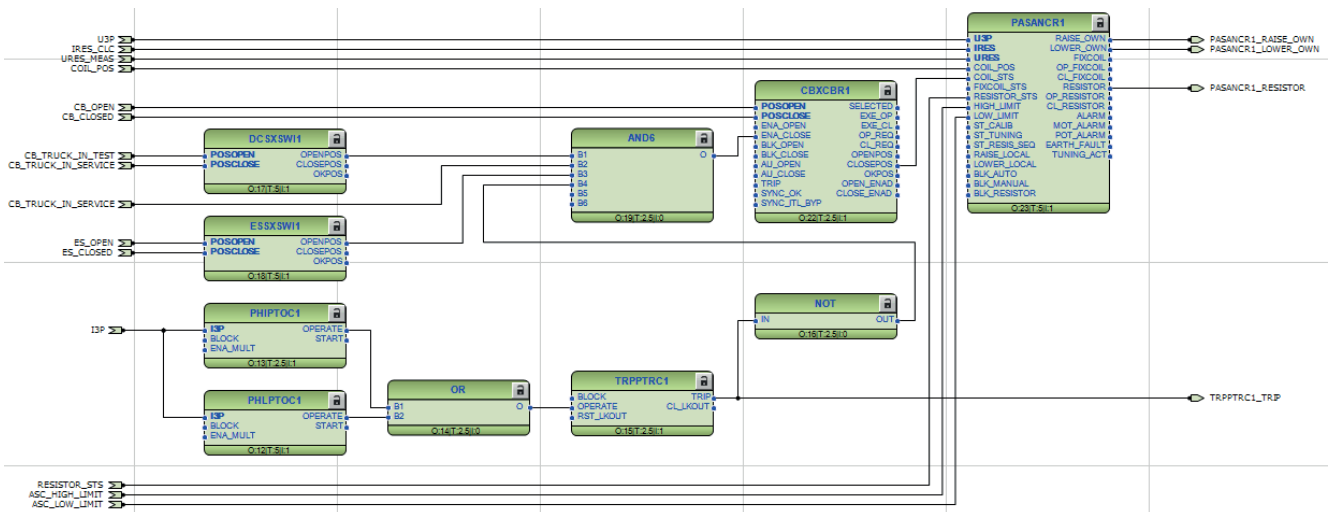


Abb. 163: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

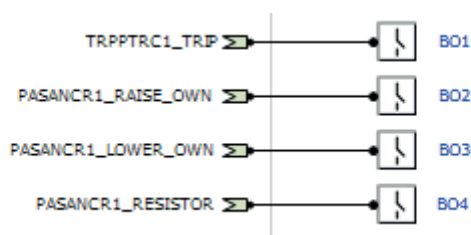


Abb. 164: Binäre Ausgänge

14.3.1.7

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von ILTCTR1 die Standardwerte beibehalten werden.

UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

Die [Tabelle 343](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 343: UTVTR1-Einstellungen für den Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Primärspannung	11,547	Primäre Nennspannung
Sekundärspannung	57,73	Sekundäre Nennspannung
Spannungswandleranschluss	Ypsilon	Spannungsübertragender Messanschluss

SlotC-RTD1

Die [Tabelle 344](#) zeigt die empfohlenen Einstellungen für SlotC-RTD1. Für alle anderen SLOTC-RTD1-Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 344: SlotC-RTD1-Einstellungen für den Beispielfall

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Eingangsmodus	Widerstand	Eingangsmodus
Einheit	Ohm	Ausgewählte Einheit für das Ausgangwert-Format

CBXCBR1 – Leistungsschaltersteuerung

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von CBXCBR1 die Standardwerte beibehalten werden.

DCSXSU1 – Trennerstellungsanzeige

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von DCSXSU1 die Standardwerte beibehalten werden.

ESSXSWI1 – Erdschalterstellungsanzeige

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von ESSXSWI1 die Standardwerte beibehalten werden.

PHxPTOC1- Ungerichteter Dreileiter-Überstromschutz

PHxPTOC bietet den grundlegenden Überstromschutz für Hilfstransformatoren gegen Kurzschlüsse. [Tabelle 345](#) und [Tabelle 346](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 345: *Einstellungen für PHLPTOC1*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Anfangswert ¹⁾	0,60 xIn	Startwert
Auslöseverzögerungszeit	500 ms	Auslöseverzögerungszeit

1) Während Erdschluss beträgt der maximale ASC-Strom 100 A, dieser wird im Hilfstransformator gleichmäßig zwischen den Leitern A, B und C aufgeteilt. Deshalb beträgt der maximale Leiterstrom $100 \text{ A} / 3 = 33,3 \text{ A}$, was $0,33 I_n$ entspricht.

Tabelle 346: *Einstellungen für PHIPTOC1*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Startwert	10,00 xIn	Startwert

PASANCR1 - Petersen-Spulensteuerung

PASANCR ist eine automatische Steuerung für eine kontinuierlich einstellbare Lichtbogenunterdrückungsspule und den Parallelwiderstand der Spule. Die [Tabelle 347](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 347: *Einstellungen für PASANCR1*

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
Verstimmungsgrad	5 A	Der Verstimmungsgrad ist positiv, wenn Überkompensation verwendet wird, das heißt, der ASC-Strom ist höher als der kapazitive Erdschlussstrom im Netz.
V Res Variation	1%	Die Sternpunkt-Spannungsschwankung, die das Steuergerät während der automatische Abstimmung über die Spulenbewegung oder die Widerstandsschaltung aufzunehmen versucht.
V Res Minimum	0,50%	Der Mindest-Sternpunktspannungspegel, den das Steuergerät vor dem Starten des automatischen Abstimmungsverfahrens aufzunehmen versucht.

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Einstellung	Empfohlene Werte	Beschreibung
V Res EF level	7 %Un	Schwelle für die Erdfehlererkennung Im Beispielfall beträgt die maximale Sternpunktspannung im gesunden Betrieb 5 %, d.h., der Einstellwert wird mit einer entsprechenden Spanne gewählt.
Coil V Nom	11547 V	Spulen-Nennspannung
Parallelwiderstand	TRUE	Installationsstatus des Parallelwiderstands
Widerstandssteuerung	EIN	Widerstandssteuerungsmodus „EIN“, d.h., der Widerstand ist während des gesunden Zustands und während Fehlerbedingungen verbunden.
Widerstand Nennwert	2,5 Ω	Widerstandswert ausgedrückt in PWA-Nennspannungspegel
X0 Transformer	16 Ω	Transformator Nullimpedanz/Leiter
Spulenverluste	1,00%	Ohmscher Verlust von ASC, % Spuleninduktionsstrom
Pot Wert 1	100 Ω	Der Potentiometerwert 1 ist der ASC-Potentiometerwert an der tiefsten Spulenposition.
Spulenstrom 1	10 A	ACS-Strom bei Potentiometerwert 1
Pot Wert 2	180 Ω	ACS Potentiometerwert 2
Spulenstrom 2	20 A	ACS-Strom bei Potentiometerwert 2
Pot Wert 3	270 Ω	ACS Potentiometerwert 3
Spulenstrom 3	40 A	ACS-Strom bei Potentiometerwert 3
Pot Wert 4	360 Ω	ACS Potentiometerwert 4
Spulenstrom 4	60 A	ACS-Strom bei Potentiometerwert 4
Pot Wert 5	460 Ω	ACS Potentiometerwert 5
Spulenstrom 5	80 A	ACS-Strom bei Potentiometerwert 5
Pot Wert 6	599 Ω	Der Potentiometerwert 6 ist der ASC-Potentiometerwert an der höchsten Spulenposition.
Spulenstrom 6	100 A	ACS-Strom bei Potentiometerwert 6

14.3.2

Verfahren vor dem Starten der Anwendung

Nachdem die Funktionen gemäß dem Beispielfall gesetzt wurden, kann die Spulenkalisierung an der LHMI des Relais im Menü **Test and commissioning/Coil controller commissioning** (Test und Inbetriebnahme) (Spulensteuerungs-

Inbetriebnahme) durch Berühren von „Start calibration“ (Kalibrierung starten) gestartet werden. Während des Kalibrierverfahrens muss die Steuerung im Einrichtbetrieb sein ((*Controller mode*="Manual") (Steuergerät = Manuell), wobei die ASC jedoch nicht mit dem Netz verbunden sein muss.

Während der Kalibrierung ermittelt das Steuergerät mehrere Spulencharakteristiken, so dass die akkuraten Abstimmungsvorgänge der Spule sichergestellt sind. Die ermittelten und angezeigten Parameter sind:

- Potentiometer-Ohmwerte entsprechend dem Mindest- und maximalen Kompensationsstrom der Spule.
- Mechanisches Spulenspiel: Scheinbewegung der Spule in Ampere nach Umkehr der Spulenbewegungsrichtung. Das mechanische Spiel der Spule ist auf einen Durchhang im mechanischen Antriebssystem der Spule zurückzuführen.
- Spule nach dem Betrieb: Amperezahl, bei welcher der Spulenmotor und das mechanische Antriebssystem schieben, nachdem der Befehl zur Anhebung oder Absenkung des Kompensationsstroms deaktiviert wurde.
- Potentiometer-Lückenpositionen: Das ist insbesondere bei älteren oder stark abgenutzten Potentiometern der Fall. Die Lücken und ihre Positionen sind in der überwachten Datenansicht PASANCR1 dargestellt.
- Spulenbewegungsgeschwindigkeit: die mittlere Bewegungsgeschwindigkeit der Spule in Ampere/Sekunde.

Nach der Kalibrierung kann der Zustand des Potentiometers über die überwachte Datenansicht PASANCR1 überprüft werden. Wenn das Potentiometer mehrere oder große Lücken aufweist, sollte es während der nächsten Wartungspause der Petersenspule ausgetauscht werden, damit der akkurate Betrieb von PASANCR1 gewährleistet ist.

Darüber hinaus sollte überprüft werden, ob die ermittelten Potentiometerwerte an den Spulenendschaltern die vom SpulenhHersteller angegebenen Werte mit zufriedenstellender Genauigkeit erreichen. Diese Werte können dem Spulen-Routinetestbericht entnommen werden. In Beispielfall wurden die Werte in den Einstellungen *Pot Wert 1* und *Pot Wert 6* gesetzt. Die während der Kalibrierung ermittelten Werte für den Potentiometer-Endschalter werden nach der Kalibrierung unter „Spule linearisieren“ berücksichtigt.

14.3.3

Verwendung der Anwendung

Nach der erfolgreichen Kalibrierung kann die Spule durch Schließen des ASC-Leistungsschalters mit dem Netz verbunden werden. Die automatische Spulenabstimmung kann durch Setzen von *Controller mode*="Automatic" (Steuergerät Modus = Autom.) aktiviert werden. Nach der Aktivierung des automatischen Betriebs startet das Steuergerät die automatische Abstimmung, wobei die Netzparameter ermittelt werden und die Spule an die festgelegte Verstimmungsposition bewegt wird. Weitere automatische Abstimmungsvorgänge werden mit der Pegeldetektor-Funktion von PASANCR1 ausgelöst.

Nach dem Ende der automatischen Spulenabstimmung zeigt das Steuergerät die Ergebnisse an der HMI an. Die in grafischer Form dargestellten Ergebnisse sind die Resonanzkennlinien und die Fehlerstrom-Schätzkennlinie des Netzes. Darüber hinaus blendet das Steuergerät numerische Daten zum Netz ein.

Tabelle 348: Vom Steuergerät angezeigte Netzdaten

Daten	Beschreibung
U0_INST	Momentanwert der Verlagerungsspannung [%]
I_COIL	ASC-Position [A]
I_FIX	Fester paralleler Spulenwert [A]
I_DETUNING	Verstimmung [A]
DETUNING_REL	Relative Verstimmung
I_DAMPING	Gesamte Widerstandsverluste (Netzverluste, Spulenverluste und Parallelwiderstand) [A]
I_RESONANZ	Spulenstrom am Resonanzpunkt [A]
I_C_NETWORK	Gesamt kapazitiver Netzstrom [A]
I_EF	Erdfehlerstrom am aktuellen Arbeitspunkt
TUNING_ST_DELAY	Countdown Abstimmverzögerungs-Timer nachdem die Abstimmungsauslösebedingung 100% überschritten hat [s]
TUNING_TRIGG	Unverzögerter Durchführungszustand der Abstimmungsauslösebedingung [%]

Abschnitt 15 Glossar

ACT	1. Konfigurations-Tool einer Anwendung in PCM600 2. Auslösestatus in IEC 61850
AD	Aktives Verzeichnis
AI	Analogeingang
ASC	Lichtbogen-Unterdrückungsspule
AVR	Automatische Spannungsregelung
BI	Binäreingang
BO	Binärausgang
CBCT	Kernsymmetrischer Stromwandler (Core balance current transformer)
CBFP	Schalerversagerschutz
DC	1. Gleichstrom 2. Trennschalter 3. Doppelbefehl
DCB	Richtungsvergleichs-Sperrschema (Directional comparison blocking scheme)
DOL	Direktstartverfahren für Induktionsmotoren bei voller Last
DT	UMZ
DUTT	Direkte Unterreichweiten- Transferauslösung (Selektivschutz mit Unterreichweite und unmittelbarer Fernauslösung)
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
FPN	Flexible Produktbenennung
GCB	1. GOOSE-Steuerblock 2. Generator-Leistungsschalter
GOOSE	Generisches objektorientiertes Ereignis in Unterstation (Generic Object-Oriented Substation Event, ein Netzwerkprotokoll zur Gerätesteuerung)
GOV	Regler des Generator-Primärtriebs (Generator Prime Mover Governor)
HMI	Mensch-Maschine-Schnittstelle

IDMT	Inverse definite Mindestzeit (Inverse definite minimum time)
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IEC 61850-8-1	Kommunikationsprotokoll auf der Basis der Normenreihe IEC 61850
IED	Intelligentes elektronisches Gerät
IRF	1. Interner Fehler 2. Interner Relais-Fehler
IRIG-B	Format B des Inter-Range Instrumentation Group's timecode
L/R	Ort/Fern
LAN	Local area network (lokales Netzwerk)
LDC	Spannungsabfall-Kompensation
LED	Leuchtdiode
LHMI	Lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle
LS	Leistungsschalter
M/F	Master/Follower
MCB	Sicherungsautomat
MCC	Minimierung des fließenden Stroms
NRP	Prinzip der negativen Reaktanz
NSCB	Leistungsschalter nicht in der Stromquelle
OC	Überstrom
OLTC	Last-Stufenschalter
PAW	Hilfsstromwicklung
PCM600	Schutz und Steuerung eines IED
POTT	Zulässige Überreichweiten-Transferauslösung (Permissive overreach transfer trip)
PUTT	Zulässige Unterreichweiten-Transferauslösung (Permissive underreach transfer trip)
REK 510	Einspeisungsgerät zum Erdfehlerschutz eines Rotors einer Synchronmaschine
RIO600	Fern-Ein-/Ausgangseinheit
RJ-45	Galvanischer Verbinder
RMS	Effektivwert, quadratisches Mittel (Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung, Root-mean-square)

RS-485	Serielle Verbindung gemäß dem EIA-Standard RS485
RSV	Bemessungssekundärwert
RTD	Widerstands-Temperaturfühler
SCADA	Überwachung, Steuerung und Datenerwerb (Supervision, control and data acquisition)
SDM600	Eine Software zur automatischen Verwaltung von für Dienstleistungen und Cybersicherheit relevanten Daten zwischen Unterstationen
SHMI	Schaltanlagen HMI
SI	Sensoreingang
SLD	Übersichtsschaltbild
Stromwandler	Stromwandler
TCS	Überwachung des Auslösekreises
VDR	Spannungsabhängiger Widerstand
VT	Spannungswandler
WAN	Weitverkehrsnetze (Wide area network)
WHMI	Mensch-Maschine-Web-Schnittstelle
Übersichtsschaltbild	Vereinfachte Darstellung eines dreiphasigen Stromversorgungssystems. In einem solchen Diagramm ist nicht jeder Phasenleiter mit seinen Anschlüssen einzeln dargestellt, sondern nur ein Leiter.



ABB Distribution Solutions

P.O. Box 699

FI-65101 VAASA, Finland

Telefon +358 10 22 11

www.abb.com/mediumvoltage