

RELION® 615 SERIE

Abzwegschutz und Steuerung

REF615

Produktdatenblatt



Inhaltsverzeichnis

1. Beschreibung.....	3	18. Zugangskontrolle.....	32
2. Standardkonfigurationen.....	3	19. Ein- und Ausgänge.....	33
3. Schutzfunktionen.....	20	20. Stationskommunikation.....	35
4. Anwendung.....	20	21. Technische Daten.....	40
5. Unterstützte ABB-Lösungen.....	29	22. Lokales HMI.....	79
6. Steuerung.....	30	23. Montagemöglichkeiten.....	80
7. Messungen.....	31	24. Relaisgehäuse und Einschub.....	80
8. Power Quality.....	31	25. Auswahl- und Bestelldaten.....	80
9. Fehlerortung.....	31	26. Zubehör und Bestellcodes.....	81
10. Störschreiber.....	31	27. Tools.....	82
11. Ereignisspeicher.....	32	28. Cyber-Sicherheit.....	83
12. Aufgezeichnete Daten.....	32	29. Anschlussdiagramme.....	84
13. Zustandsüberwachung	32	30. Zertifikate.....	90
14. Auslösekreisüberwachung	32	31. Zertifikate.....	90
15. Selbstüberwachung.....	32	32. Referenzmaterial.....	90
16. Automatenfallüberwachung.....	32	33. Funktionen, Codes und Symbole.....	91
17. Stromkreisüberwachung.....	32	34. Frühere Versionen des Dokuments.....	96

Haftungsausschluss

Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen können ohne Vorankündigung geändert werden und dürfen nicht als eine Verpflichtung von ABB gesehen werden. ABB übernimmt keine Verantwortung für etwaige Fehler in diesem Dokument.

© Copyright 2016 ABB.

Alle Rechte vorbehalten.

Marken

ABB und Relion sind eingetragene Warenzeichen der ABB Group. Alle sonstigen Marken- oder Produktnamen, die in dieser Dokumentation erwähnt werden, sind gegebenenfalls Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber.

1. Beschreibung

REF615 ist ein Abgangsschutz- und Steuerrelais, das perfekt auf Schutz, Messung und Überwachung von Mittelspannungsschaltanlagen im Verteilnetz und im Industriebereich abgestimmt ist. Es kommt in sternförmigen, ringförmigen und vermaschten Verteilnetzen mit oder ohne dezentrale Stromerzeugung zum Einsatz. REF615 ist Mitglied der ABB Relion® Produktfamilie und Teil der 615-Produktserie für Schutz und Steuerung. Die Relais der 615 Serie zeichnen sich durch Kompaktheit und ihre Einschubtechnik aus.

Die 615 Serie wurde von Grund auf neu entwickelt und wurde so konzipiert, dass sie das gesamte Potential der Norm IEC 61850 im Hinblick auf Kommunikation und Interoperabilität zwischen Stationsautomatisierungsgeräten umsetzen kann.

Das Relais bietet Hauptschutz für Frei- und Speiseleitungen in Verteilnetzen. Das Relais wird auch als Reserve-Schutz in Anwendungen eingesetzt, in denen ein unabhängiges und redundantes Schutzsystem erforderlich ist.

Je nach gewählter Standardkonfigurierung ist das Relais für den Schutz von Freileitungen und Kabelabgänge in isolierten niederohmig geerdeten, kompensierten und starr geerdeten Netzen geeignet. Sobald einem Relais mit Standardkonfiguration anwendungsspezifische Einstellungen verliehen werden, kann es direkt in Betrieb genommen werden.

Die Relais der 615 Serie unterstützen eine Reihe an Kommunikationsprotokollen, darunter IEC 61850 Edition 2

Support, Prozessbus gemäß IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® und DNP3. Das Kommunikationsprotokoll Profibus DPV1 wird unterstützt durch den Protokollkonverter SPA-ZC 302.

2. Standardkonfigurationen

REF615 ist mit 12 alternativen Standardkonfigurationen verfügbar. Die Standard-Signalkonfiguration ist mithilfe der Signalmatrix oder der grafischen Anwendung aus dem Bedien- und Parametrierungstool PCM600 änderbar. Außerdem unterstützen die Funktionen der Anwendungskonfiguration des PCM600 die Erstellung von mehrschichtigen Logikfunktionen, indem verschiedene Logikelemente verwendet werden, darunter Timer und Flipflops. Durch die Kombination von Schutzfunktionen mit Logikfunktionsblöcken kann das Relais an benutzerdefinierte Anwendungsanforderungen angepasst werden.

Das Relais wird werkseitig mit den Standardanschlüssen ausgeliefert, die in den Funktionsdiagrammen für Binäreingänge, Binärausgänge, Funktion-Funktion-Anschlüsse und Alarm-LEDs angezeigt werden. Einige der in REF615 unterstützten Funktionen müssen mit dem Application Configuration Tool hinzugefügt werden, damit sie im Signal Matrix Tool und im Relais zur Verfügung stehen. Die positive Messrichtung von gerichteten Schutzfunktionen ist die hin zum Abgang.

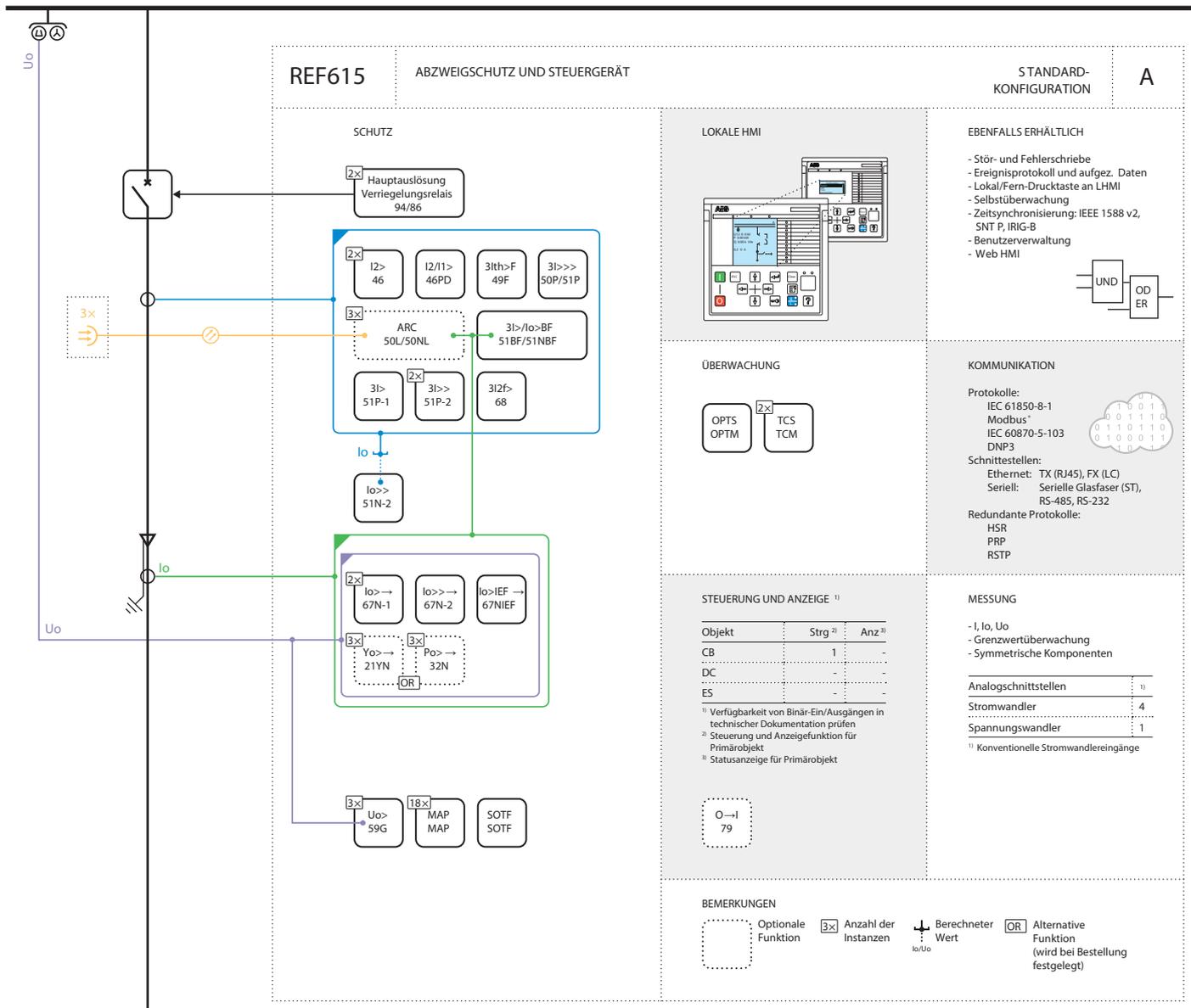


Abb. 1. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration A

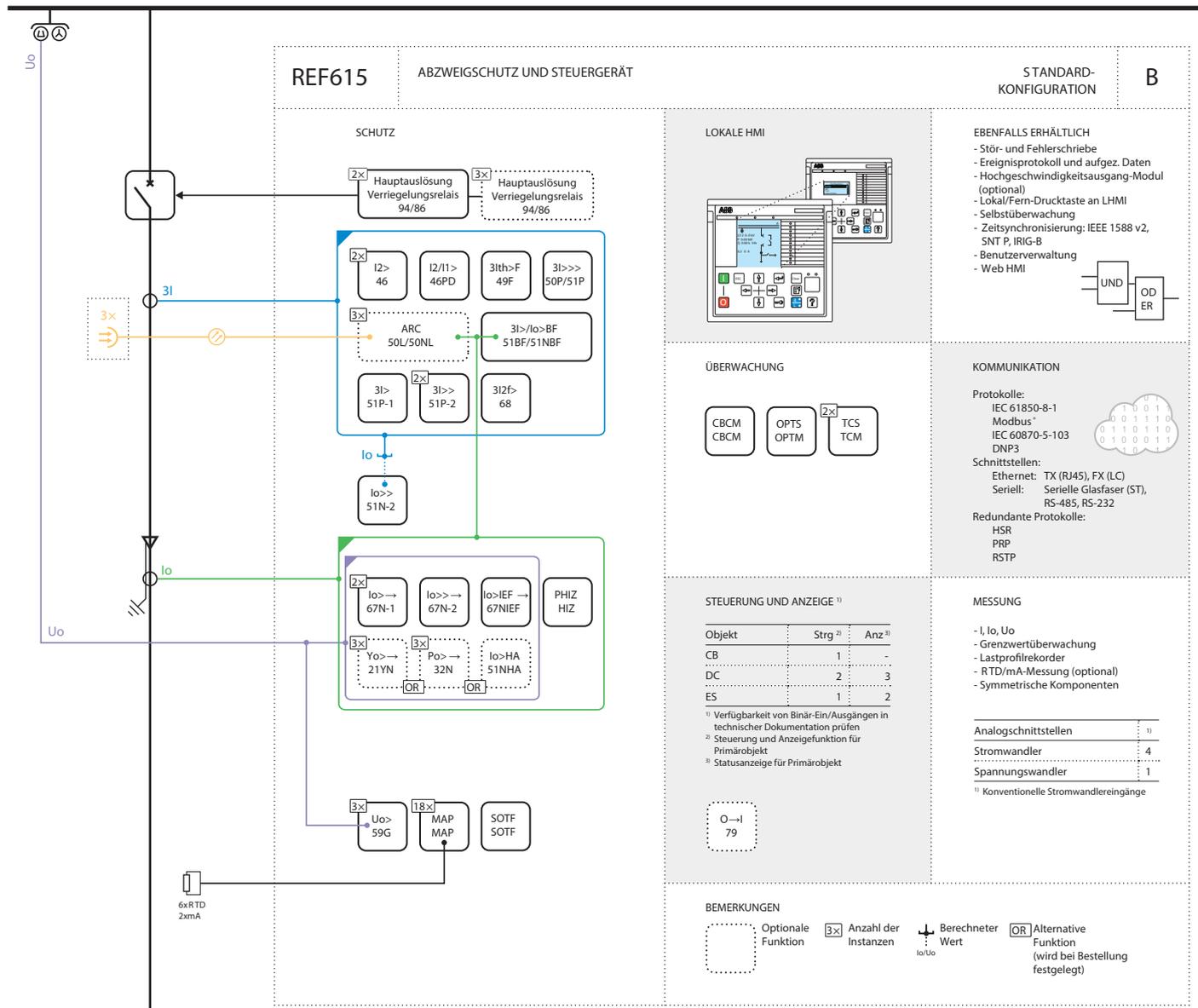


Abb. 2. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration B

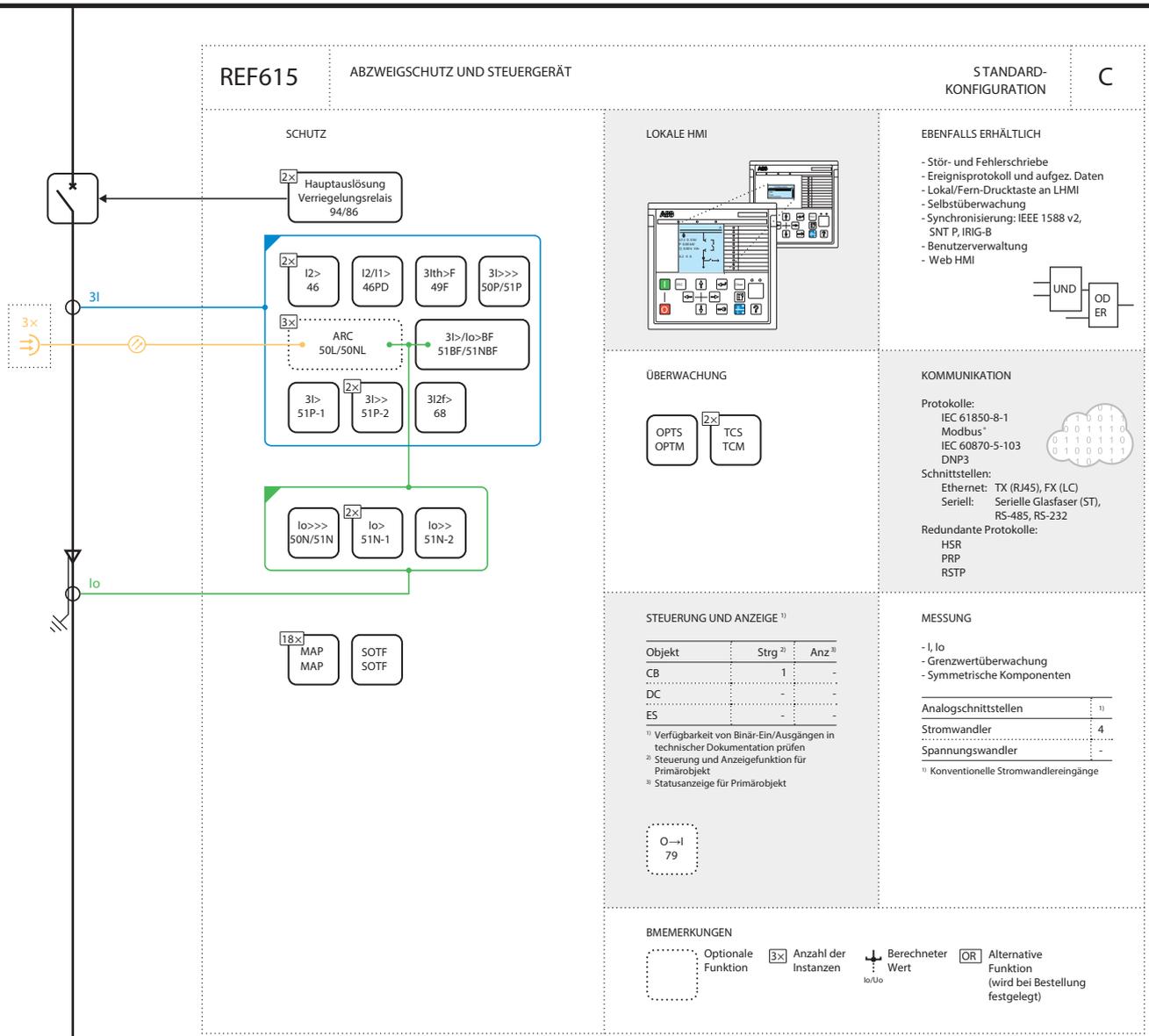


Abb. 3. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration C

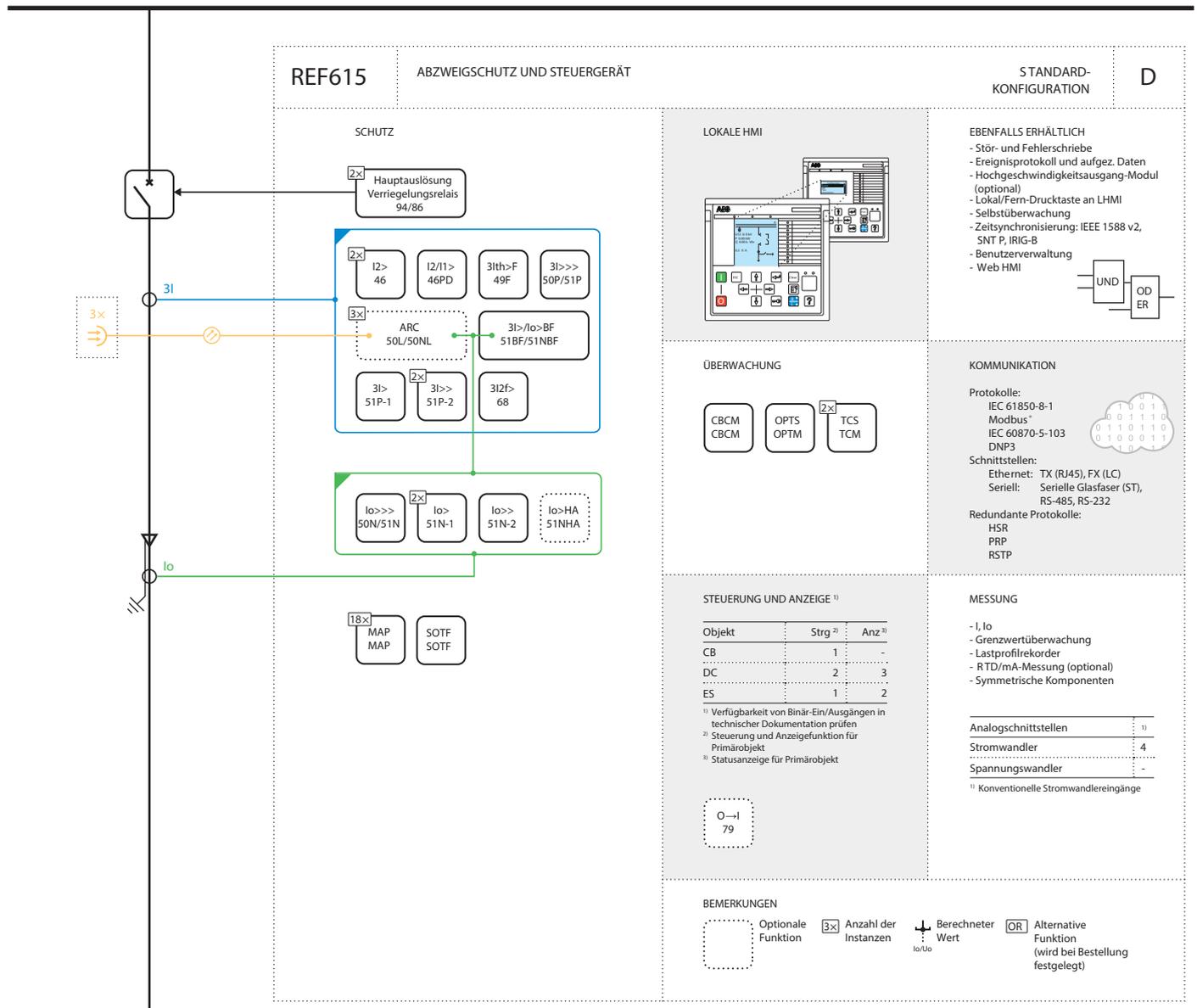


Abb. 4. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration D

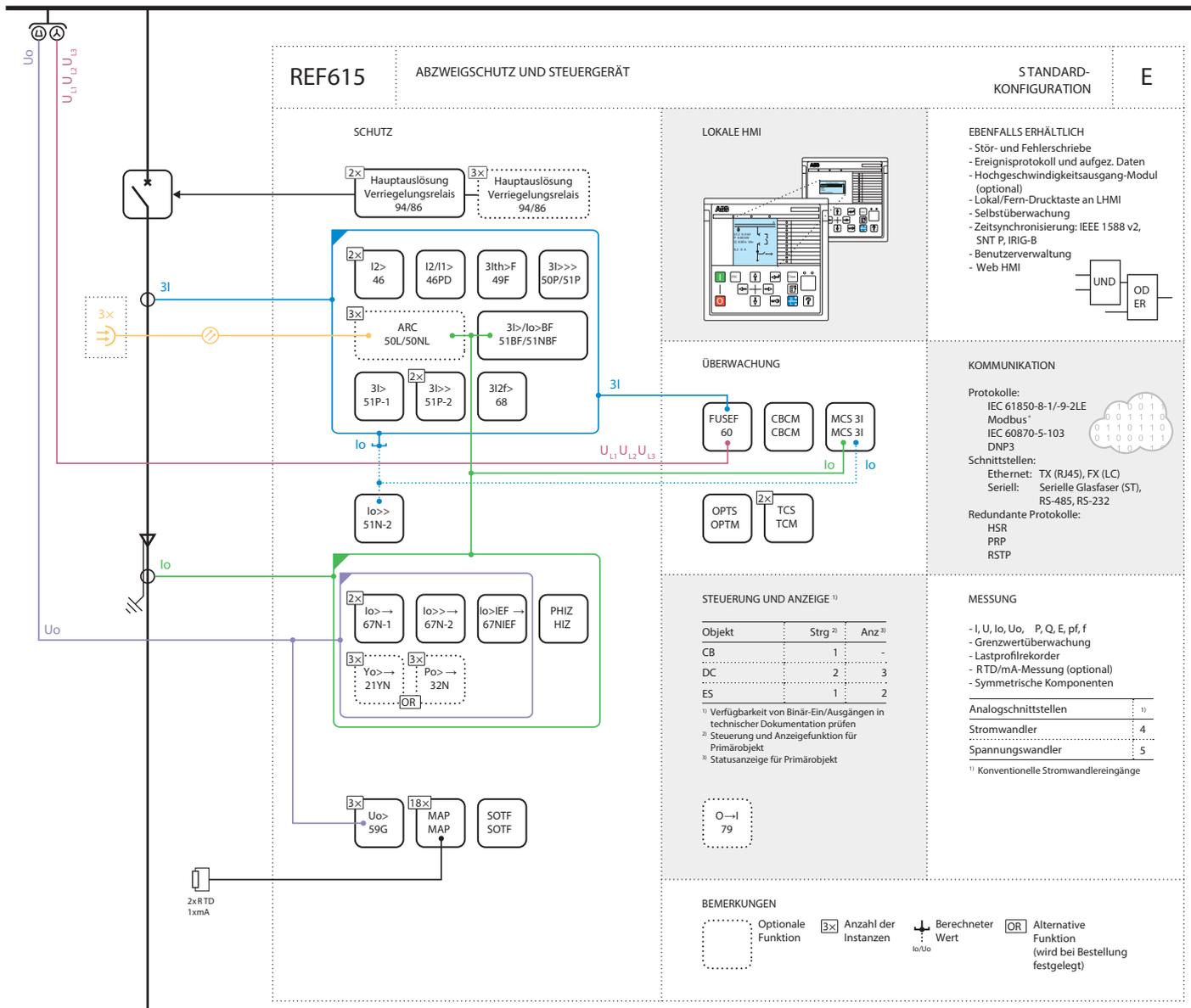


Abb. 5. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration E

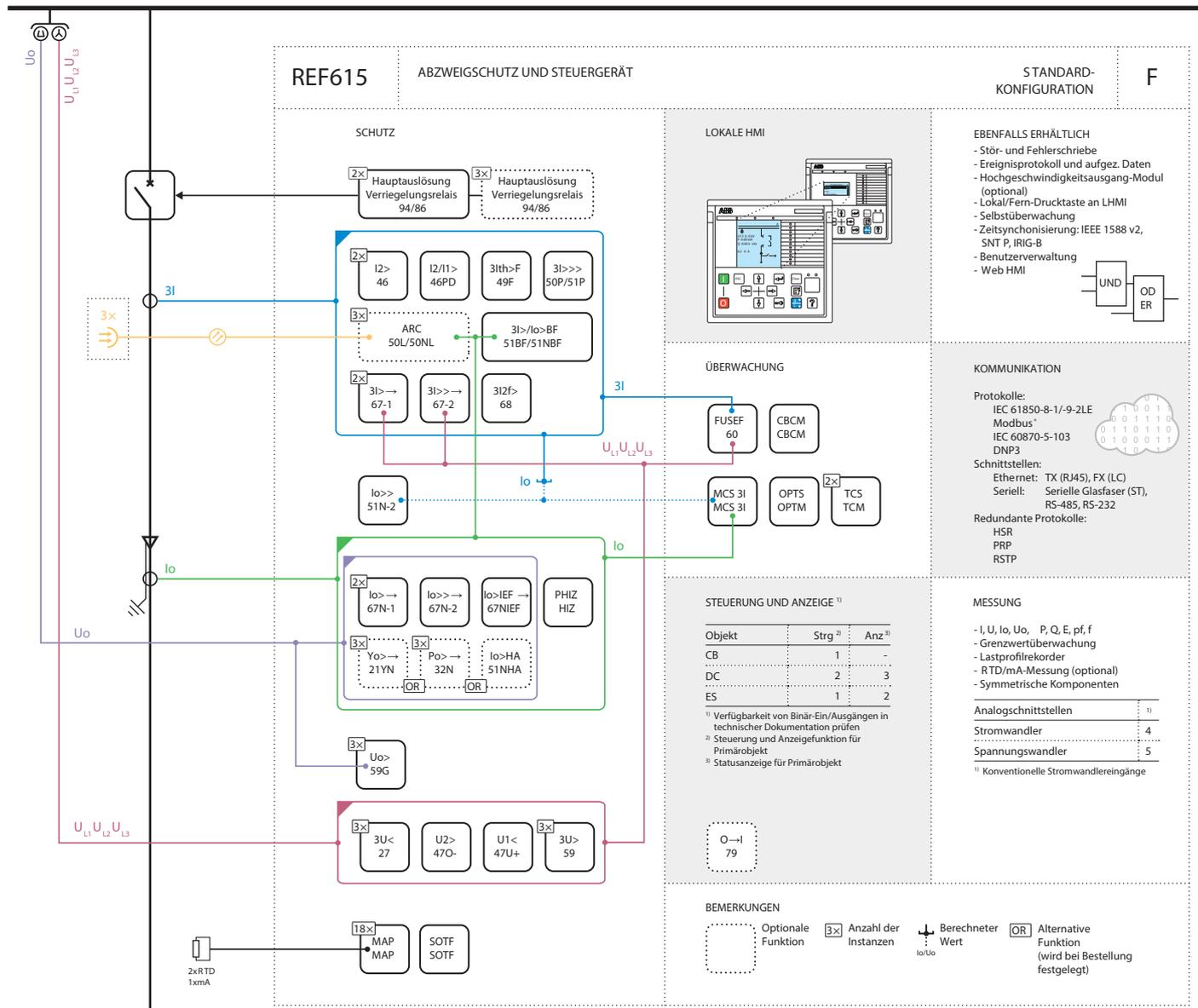


Abb. 6. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration F

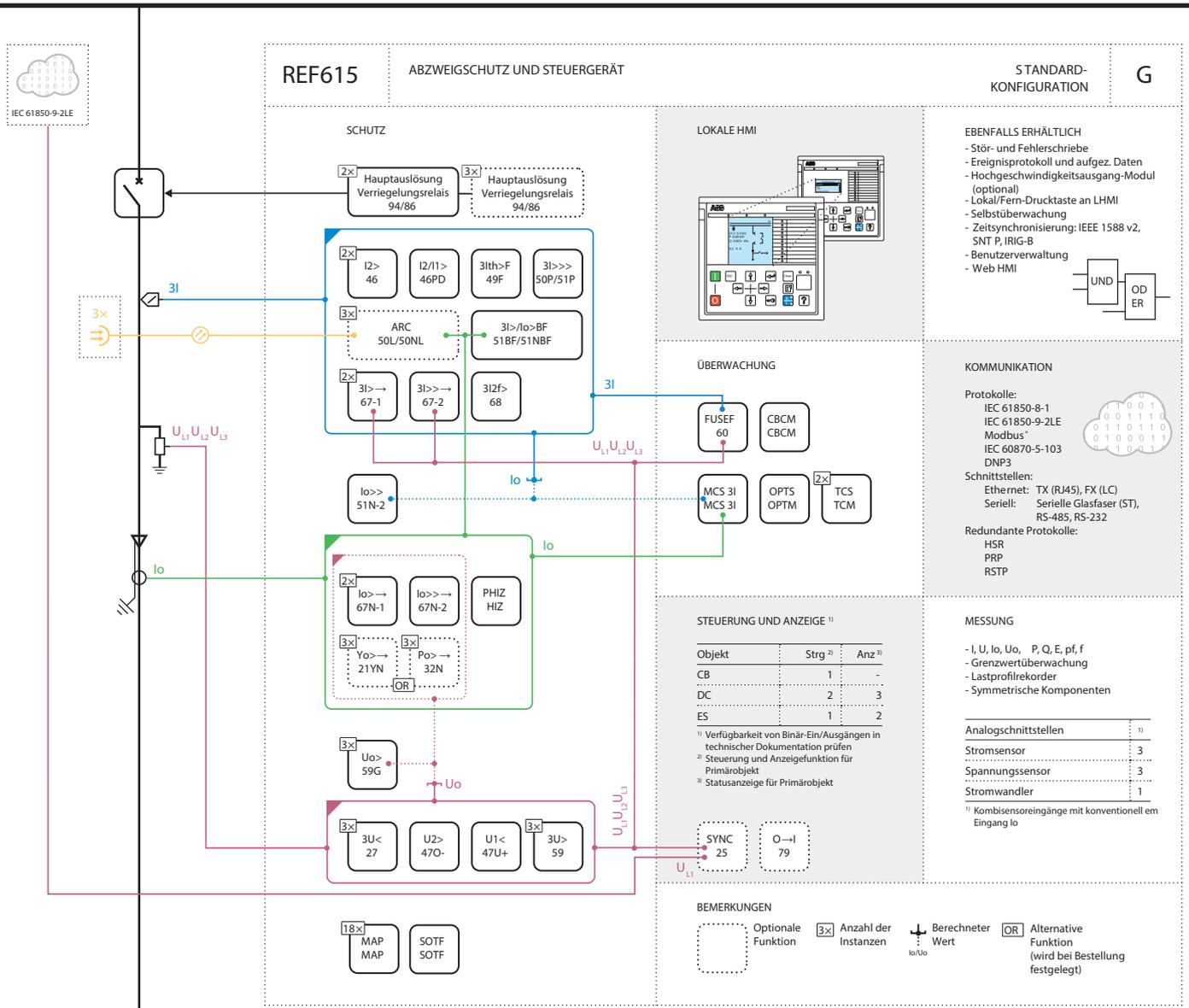


Abb. 7. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration G

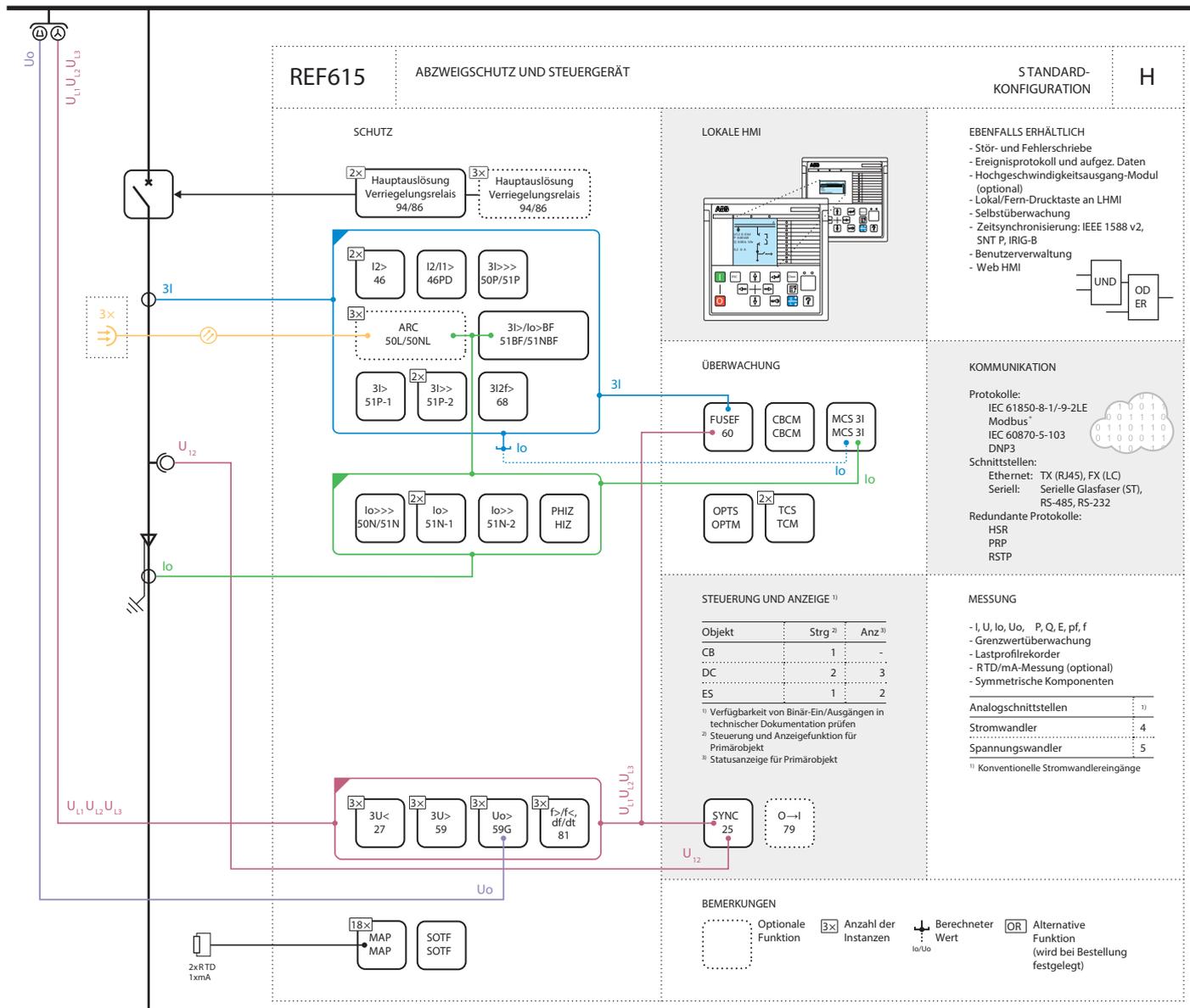


Abb. 8. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration H

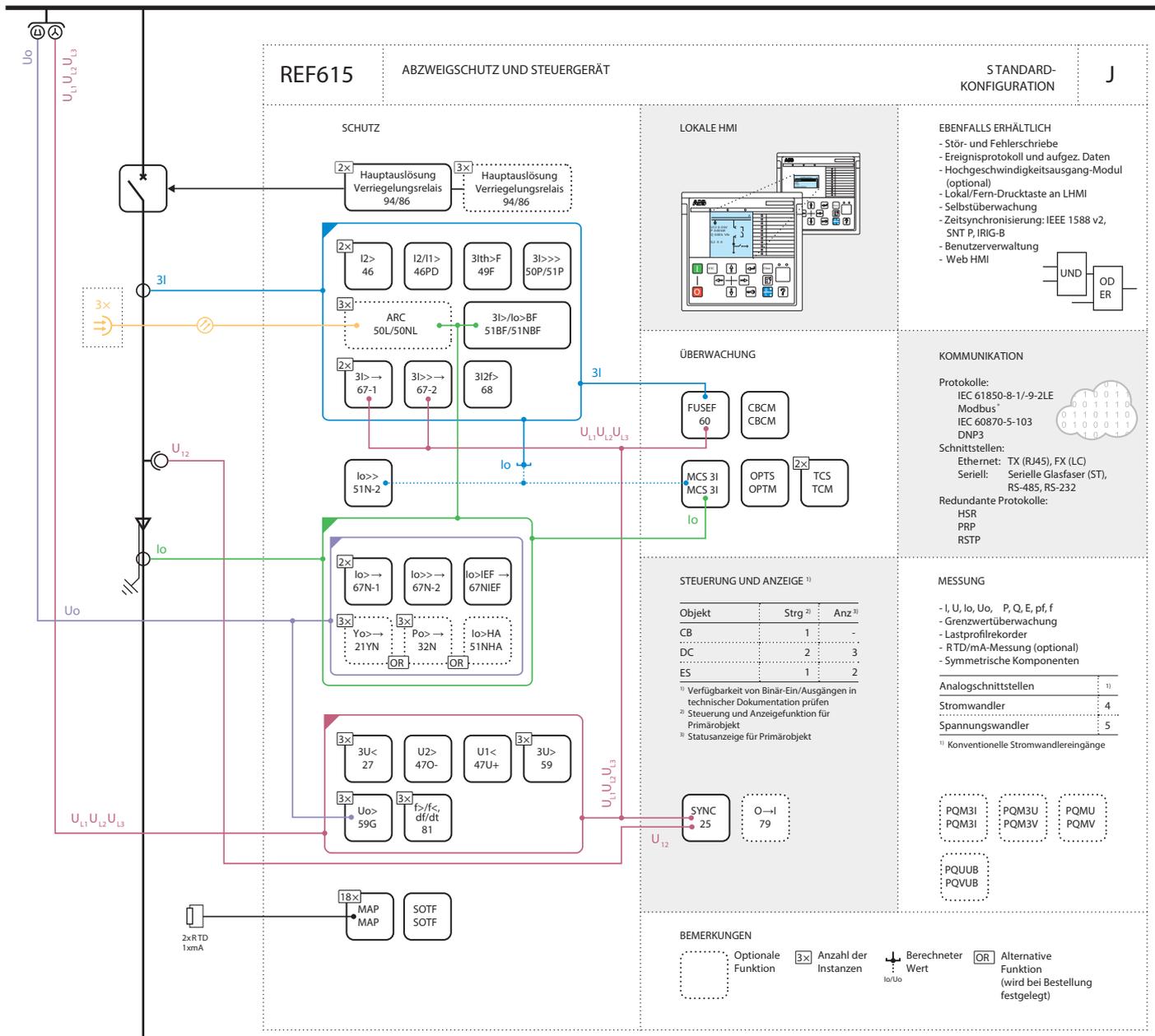


Abb. 9. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration J

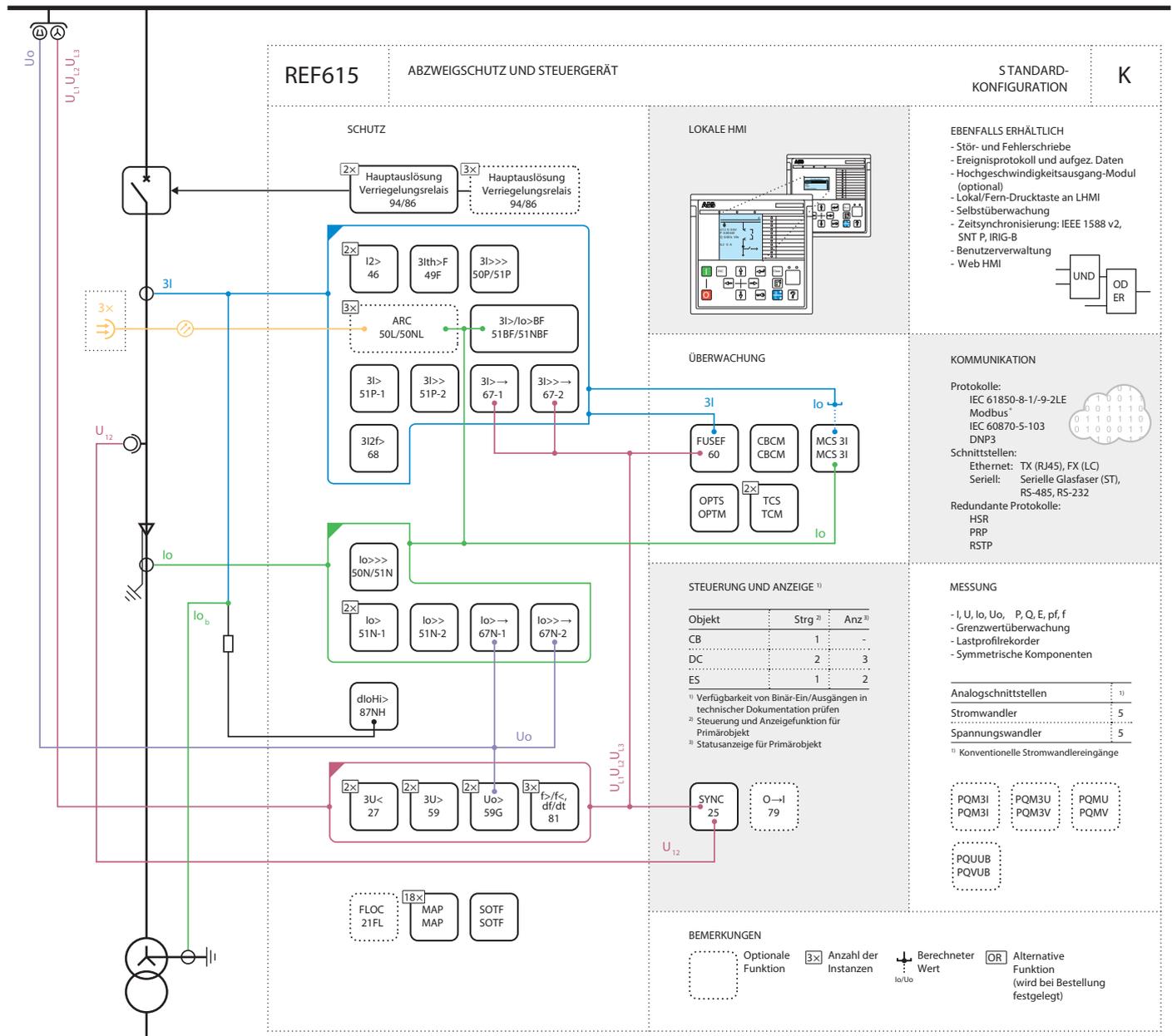


Abb. 10. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration K

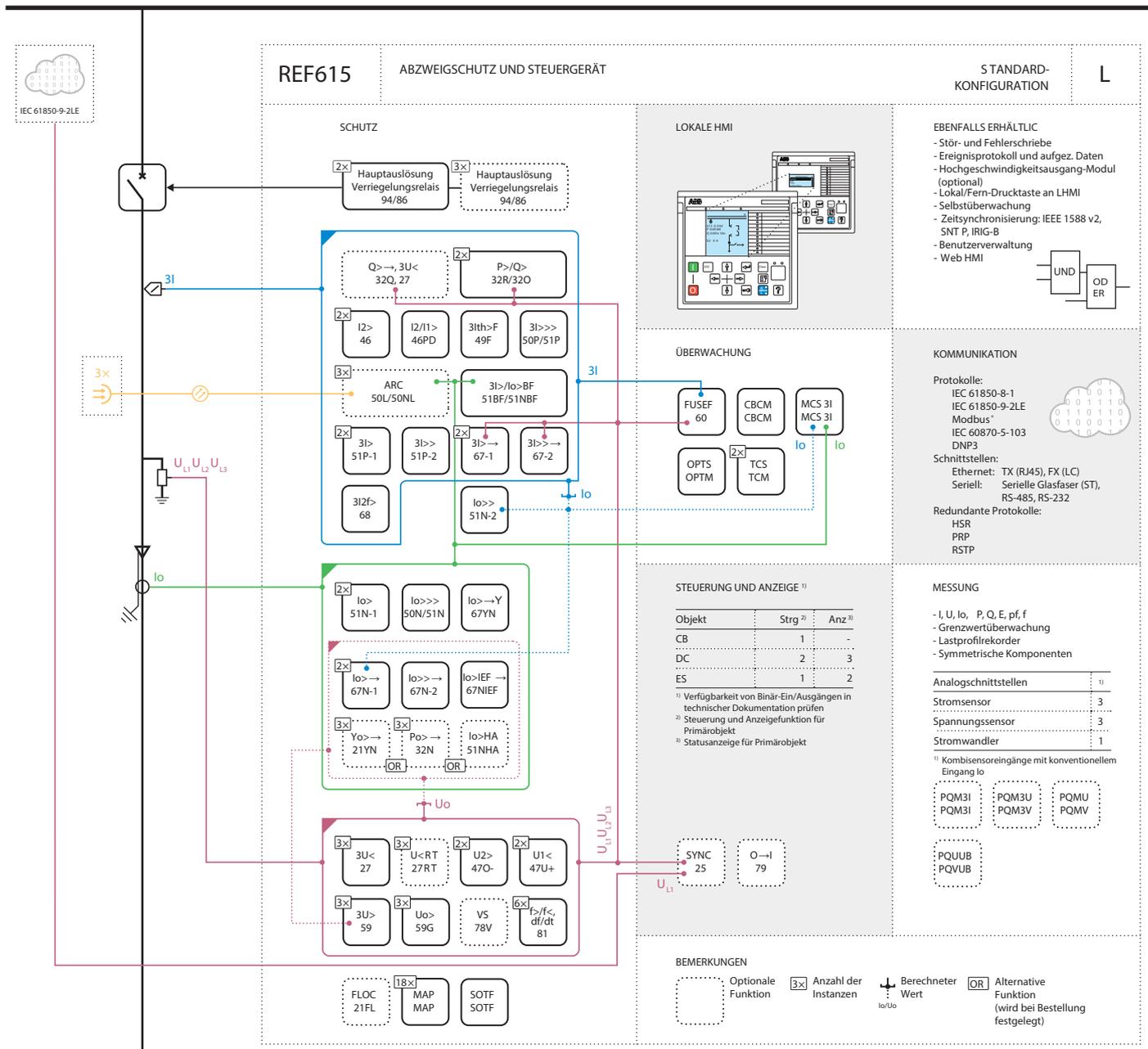


Abb. 11. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration L

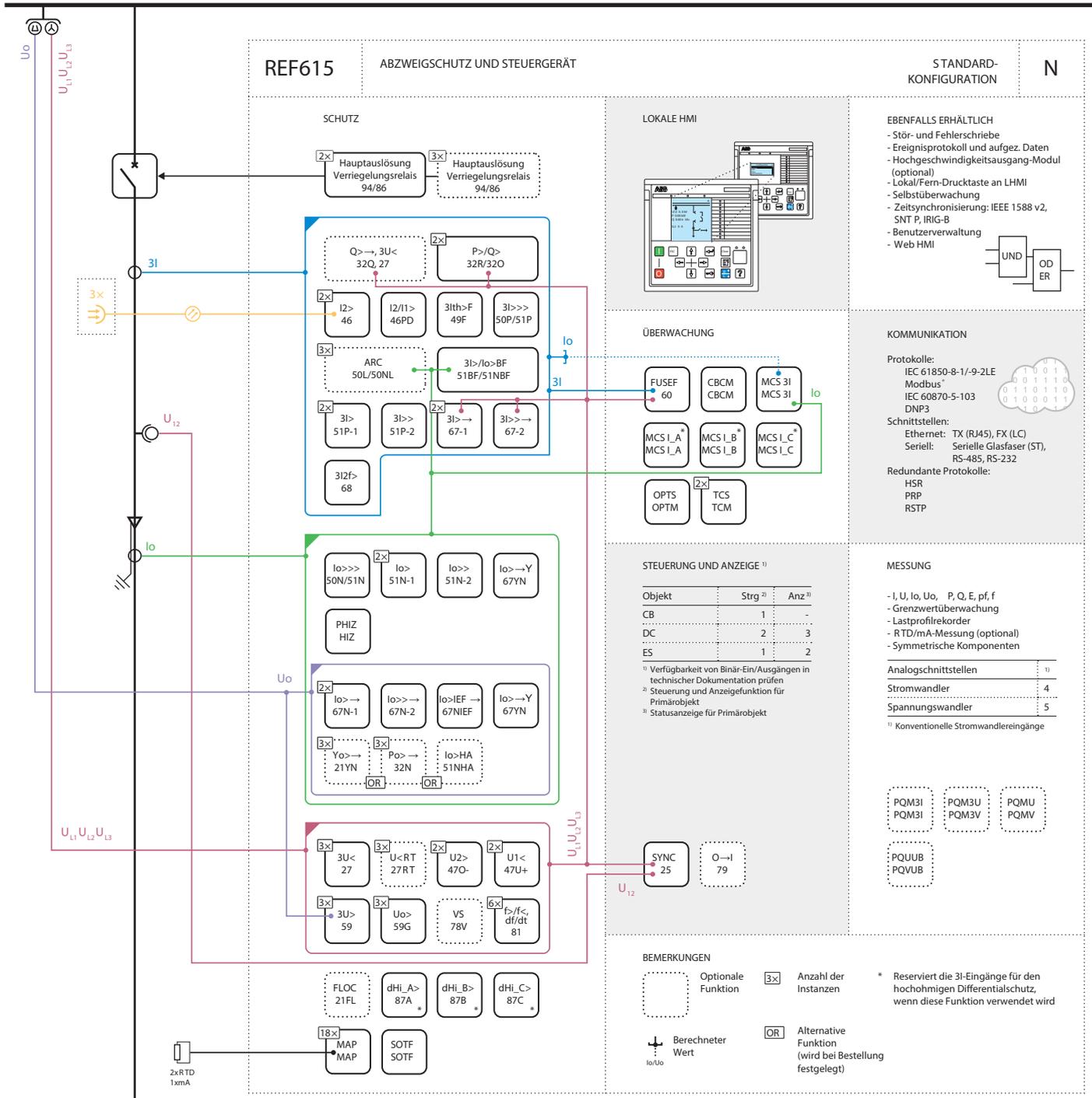


Abb. 12. Funktionsüberblick für Standardkonfiguration N

Tabelle 1. Standardkonfigurationen

Beschreibung	Standardkonf.
Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz	A
Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz	B
Überstromschutz und ungerichteter Erdfehlerschutz	C
Überstromschutz und ungerichteter Erdfehlerschutz	D
Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz mit spannungsbasierten Messfunktionen	E
Gerichteter Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz mit spannungsbasierten Schutz- und Messfunktionen	F
Gerichteter Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz mit spannungsbasierten Schutz- und Messfunktionen und U/I Sensoreingängen	G
Ungerichteter Überstromschutz und ungerichteter Erdfehlerschutz mit spannungs- und frequenzbasierten Schutz- und Messfunktionen und Synchrocheck	H
Gerichteter Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz mit spannungs- und frequenzbasierten Schutz- und Messfunktionen und Synchrocheck	J
Gerichteter Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz mit Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz, spannungs- und frequenzbasierten Schutz- und Messfunktionen, Synchrocheck und Fehlerorter (optional)	K
Gerichteter Überstromschutz und gerichteter Erdfehlerschutz mit spannungs- und frequenzbasierten Schutz- und Messfunktionen und U/I Sensoreingängen	L
Gerichteter und ungerichteter Überstromschutz und Erdfehlerschutz mit spannungs- und frequenzbasierten Schutz- und Messfunktionen, Synchrocheck und Fehlerorter (optional)	N

Tabelle 2. Unterstützte Funktionen

Funktion	IEC 61850	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	N
Schutz													
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>)	PHLPTOC	1	1	1	1	1			1		1	2	2
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>)	PHHPTOC	2	2	2	2	2			2		1	1	1
Unverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>>)	PHIPTOC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz (I> →)	DPHLPDOC						2	2		2	1	2	2
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz (3I>> →)	DPHHPDOC						1	1		1	1	1	1
Erdfehlerschutz (I0>)	EFLPTOC			2	2				2		2	2	2
Erdfehlerschutz (I0>>)	EFHPTOC			1	1				1		1	1	1
Erdfehlerschutz (I0>>>)	EFIPTOC			1	1				1		1	1	1
Erdfehlerrichtungsschutz (I0> →)	DEFLPDEF	2 ¹⁾	2 ¹⁾			2	2	2 ²⁾		2	1	2 ²⁾	2
Erdfehlerrichtungsschutz (I0>> →)	DEFHPDEF	1 ¹⁾	1 ¹⁾			1	1	1 ²⁾		1	1	1 ²⁾	1
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz ³⁾	EFPADM	(3) ¹⁾³⁾	(3) ¹⁾³⁾			(3) ³⁾	(3) ³⁾	(3) ²⁾³⁾		(3) ³⁾		(3) ²⁾³⁾	(3) ³⁾
Wattmetrischer Erdfehlerschutz ³⁾	WPWDE	(3) ¹⁾³⁾	(3) ¹⁾³⁾			(3) ³⁾	(3) ³⁾	(3) ²⁾³⁾		(3) ³⁾		(3) ²⁾³⁾	(3) ³⁾
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz, Erdschluss-Wischer	INTRPTEF	1 ⁴⁾	1 ⁴⁾			1 ⁴⁾	1 ⁴⁾			1 ⁴⁾		1 ²⁾⁴⁾	1 ⁴⁾
Erdfehlerschutz basierend auf harmonischen Komponenten ³⁾	HAEFPTOC		(1) ³⁾⁴⁾		(1) ³⁾⁴⁾		(1) ³⁾⁴⁾			(1) ³⁾⁴⁾		(1) ³⁾⁴⁾	(1) ³⁾⁴⁾
Erdfehlerschutz (I0>>), mittels berechnetem I ₀	EFHPTOC	1	1			1	1	1		1		1	
Schiefelastschutz	NSPTOC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Phasenausfallschutz	PDNSPTOC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Verlagerungsspannungsschutz (U0>)	ROVPTOV	3 ¹⁾	3 ¹⁾			3	3	3 ²⁾	3	3	2	3 ²⁾	3
Unterspannungsschutz	PHPTUV						3	3	3	3	2	3	3
Überspannungsschutz	PHPTOV						3	3	3	3	2	3	3
Unterspannungsschutz (Mitsystem)	PSPTUV						1	1		1		2	2
Spannungsunsymmetrie-schutz	NSPTOV						1	1		1		2	2
Frequenzschutz	FRPFRQ								3	3	3	6	6
Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante	T1PTTR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Hochimpedanz-Erdfehlerrichtungsdifferentialschutz	HREFPDIF										1 ⁵⁾		
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter A	HIAPDIF												1
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter B	HIBPDIF												1
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter C	HICPDIF												1
Schalerversagerschutz	CCBRBRF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Einschaltstromerkennung	INRPHAR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Schalten auf Kurzschluss	CBPSOF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Hauptauslösung	TRPPTRC	2	2 (3) ⁶⁾	2	2 (3) ⁶⁾								
Lichtbogenschutz mit drei Lichtsensoren	ARCSARC	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Multifunktionsschutz	MAPGAPC	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18

Tabelle 2. Unterstützte Funktionen, Fortsetzung

Funktion	IEC 61850	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	N
Fehlerort	SCEFRFLO										(1)	(1)	(1)
Hochimpedanz-Fehlererkennung	PHIZ		1		1	1	1	1	1	1			1
Überleistungsschutz	DOPDPR											2	2
Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz	MFADPSDE											1	1
Verbindungsfunktionen													
Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U Schutz)	DQPTUV											(1)	(1)
Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik	LVRTPTUV											(3)	(3)
Vektorsprungschutz	VVSPAM											(1)	(1)
Power Quality													
Harmonische des Stroms	CMHAI									(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Harmonische der Spannung	VMHAI									(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Spannungsunsymmetrie	PHQVVR									(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Spannungsungleichgewicht	VSQVUB									(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Steuerung													
Steuerung des Leistungsschalters mit Verriegelungsfunktionalität	CBXCBR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Trennersteuerung	DCXSWI		2		2	2	2	2	2	2	2	2	2
Erdungsschaltersteuerung	ESXSWI		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
Trennerstellungsanzeige	DCSXSXI		3		3	3	3	3	3	3	3	3	3
Erderstellungsanzeige	ESSXSXI		2		2	2	2	2	2	2	2	2	2
Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter	DARREC	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Synchrocheck	SECRSYN							(1) ⁸⁾	1	1	1	(1) ⁸⁾	1
Überwachung													
Leistungsschalterzustandsüberwachung	SSCBBR		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
Auskreisüberwachung	TCSSCBBR	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Stromwandlerkreisüberwachung	CCSPVC					1	1	1	1	1	1	1	1
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter A)	HZCCASPVC												1
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter B)	HZCCBSPVC												1
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter C)	HZCCCSPVC												1
Automatenfallüberwachung (Fuse Failure)	SEQSPVC					1	1	1	1	1	1	1	1
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte	MDSOPT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Messung													
Störschreiber	RDRE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lastprofilrekorder	LDPRLRC		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
Datenaufzeichnung	FLTRFRC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Strommessung	CMMXU	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabelle 2. Unterstützte Funktionen, Fortsetzung

Funktion	IEC 61850	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	N
Symmetrische Komponenten (Strom)	CSMSQI	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Summenstrommessung	RESCMMXU	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
Spannungsanzeige	VMMXU					1	1	1 (1) ⁸⁾	2	2	2	1 (1) ⁸⁾	2
Verlagerungsspannungsmessung	RESVMMXU	1	1			1	1		1	1	1		1
Symmetrische Komponenten der Spannung	VSMSQI					1	1	1	1	1	1	1	1
Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung	PEMMXU					1	1	1	1	1	1	1	1
RTD/mA Messung	XRGGIO130		(1)		(1)	(1)	(1)		(1)	(1)			(1)
Frequenzmessung	FMMXU					1	1	1	1	1	1	1	1
IEC 61850-9-2 LE (Spannungsverteilung) ⁸⁾⁹⁾	SMVSENDER					(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
IEC 61850-9-2 LE Abtastwerte-Empfang (Spannungsverteilung) ⁸⁾⁹⁾	SMVRCV					(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Weitere Funktionen													
Min. Pulszeitglied (2 Kanäle)	TPGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Min. Pulszeitglied (2 Kanäle sekundenbasiert)	TPSGAPC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Min. Pulszeitglied (2 Kanäle minutenbasiert)	TPMGAPC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Zeitglied (8 Kanäle)	PTGAPC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Ausschaltverzögerung (8 Kanäle)	TOFGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Einschaltverzögerung (8 Kanäle)	TONGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
S-R Flip Flop	SRGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Steuerobjekt (8 Kanäle)	MVGAPC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Allgemeines Steuerungsobjekt (16 Kanäle)	SPCGAPC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Skalierung von Analogwerten (4 Kanäle)	SCA4GAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Ganzzahl-Steuerobjekt (4 Kanäle)	MVI4GAPC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

1, 2, ... = Anzahl der enthaltenen Instanzen. Die Instanzen einer Schutzfunktion stellen die Anzahl der identischen Funktionsblöcke dar, die in der Standardkonfiguration verfügbar sind.
() = optional

- 1) "Uo gemessen" wird immer verwendet.
- 2) "Uo berechnet" wird immer verwendet.
- 3) Optional ebenfalls bestellbar: admittanzbasierter Erdfehlerschutz, wattmetrischer Erdfehlerschutz oder Erdfehlerschutz basierend auf harmonischen Komponenten.
- 4) "Io gemessen" wird immer verwendet.
- 5) "IoB gemessen" wird immer verwendet.
- 6) Hauptauslösung enthalten und verbunden mit dem entsprechenden HSO in der Konfiguration sofern das Modul BIO0007 verwendet wird. Wenn zusätzlich die Option ARC ausgewählt wird, wird ARCSARC mit dem entsprechenden Hauptauslösungseingang in der Konfiguration verbunden.
- 7) Die Power Quality Option umfasst die Gesamtabschneverzerrung Strom, gesamte harmonische Verzerrung sowie Spannungsunsymmetrien und -ungleichgewichte.
- 8) Nur verfügbar mit IEC 61850-9-2
- 9) Nur verfügbar mit COM0031...0037

3. Schutzfunktionen

Das Relais bietet gerichteten und ungerichteten Überstromschutz und thermischen Überlastschutz sowie gerichteten und ungerichteten Erdfehlerschutz. Bei einigen Standardkonfigurationen kann optional admittanzbasierter, auf Oberschwingungs-Komponenten basierender oder wattmetrischer Erdfehlerschutz zusätzlich zu gerichtetem Erdfehlerschutz verwendet werden. Das Relais bietet außerdem empfindlichen Erdfehlerschutz, Phasenausfallschutz, transienten/intermittierenden Erdfehlerschutz, Über- und Unterspannungsschutz, Verlagerungsspannungsschutz, Unterspannungsschutz für positive Leiterfolge und Überspannungsschutz für negative Leiterfolge. Frequenzschutz inklusive Über- und Unterfrequenzschutz sowie Schutz für Frequenzänderungen werden in den Standardkonfigurationen H, J, K, L und N geboten. Zusätzlich bietet das Relais optionale eine dreiphasige, mehrfache automatische Wiedereinschaltungsfunktion für Freileitungen.

Die Standardkonfigurationen L und N bieten außerdem admittanzbasierten Multifrequenz-Erdfehlerschutz mit selektiven Erdfehlerrichtungsschutz für hochohmig geerdete Netze. Der Betrieb basiert auf mehrfrequenter neutraler Admittanzmessung mit Grundfrequenz und Oberschwingungskomponenten in U_0 und I_0 . Ein spezieller Filteralgorithmus ermöglicht eine zuverlässige und sichere Fehlerrichtung auch bei intermittierenden/wiederzündenden Erdfehlern. Er bietet eine gute Kombination aus zuverlässigem und empfindlichem Schutz mit einer einzelnen Funktion für niederohmige oder hochohmige Erdfehler und für transiente und intermittierende oder wiedererzündende Erdfehler.

Bei Aufrüstung mit optionaler Hard- und Software verfügt das Relais auch über drei Lichterkennungskanäle für den Lichtbogenschutz des Hauptschalters, der Sammelschiene und des Kabelabteils in metallgekapselten Innenschaltanlagen.

Die optischen Eingänge für den Lichtbogenschutz sind im optionalen Kommunikationsmodul erhältlich. Eine schnelle Auslösung erhöht die Personensicherheit und begrenzt Materialschäden im Falle eines Lichtbogens. Ein binäres Eingangs- und Ausgangsmodul kann optional ausgewählt werden. Drei binäre Hochgeschwindigkeitsausgänge (HSO) senken die Gesamtauslösezeit normalerweise um 4 bis 6 ms im Vergleich zu normalen Stromausgängen.

4. Anwendung

Das Relais für den Abgangsschutz kann mit gerichtetem oder ungerichtetem Erdfehlerschutz ausgestattet werden. Der gerichtete Erdfehlerschutz wird hauptsächlich in isolierten neutralen oder kompensierten Netzen eingesetzt, während der ungerichtete Erdfehlerschutz für direkt oder niederohmig geerdete, neutrale Netze vorgesehen ist. Das Relais kann auch für den Schutz von Ringnetzen oder vermaschten Verteilnetzen sowie für radiale Netze mit verteilter Energieerzeugung verwendet werden.

Die Standardkonfigurationen A und B bieten gerichteten Erdfehlerschutz, wenn das Abgangsfeld über Stromwandler für die Kabel, einen Kabelumbauwandler/Ringkernwandler und Messung der Verlagerungsspannung verfügt. Der aus den Leiterströmen berechnete Erdfehlerstrom kann für einen doppelten (Freileitungs-)Erdfehlerschutz verwendet werden. Das Relais weist auch transienten/intermittierenden Erdfehlerschutz auf. Die Standardkonfigurationen C und D bieten ungerichteten Erdfehlerschutz für Abgangsfelder mit Stromwandlern. Der Reststrom für den Erdfehlerschutz wird von den Leiterströmen hergeleitet. Falls zutreffend können für die Messung des Reststroms Kabelumbauwandler/Ringkernwandler verwendet werden, besonders wenn ein empfindlicher Erdfehlerschutz erforderlich ist. Die Standardkonfigurationen E und F bieten gerichteten Erdfehlerschutz mit Leiterspannung und Verlagerungsspannungsschutz. Außerdem beinhalten die beiden Standardkonfigurationen Stromkreisüberwachung und Automatenfallüberwachung für Einspeisefelder mit Sammelschienen-Verlagerungsspannungsmessung. Die Standardkonfiguration F bietet zusätzlich zur Standardkonfiguration E gerichteten Überstromschutz, Über- und Unterspannungsschutz, Unterspannungsschutz für positive Leiterfolge und Überspannungsschutz für negative Leiterfolge sowie Verlagerungsspannungsschutz.

Die Standardkonfigurationen G und L enthalten einen konventionellen Erdfehlerstromeingang (I_0) und drei Kombisensoreingänge für Leiterströme und Leiterspannungen. Der Anschluss der drei Kombisensoren erfolgt über Anschlüsse vom Typ RJ-45. Sensoren bieten gegenüber konventionellen Strom- und Spannungsinstrumenten-Transformatoren bestimmte Vorteile. Beispielsweise weisen Stromsensoren bei hohen Strömen keine Sättigung auf, sie verbrauchen weniger Energie und besitzen ein geringeres Gewicht. Bei Spannungssensoren hingegen besteht kein Risiko der Ferroresonanz. Die Sensoreingänge ermöglichen auch den Einsatz von Relais in kompakten Spannungsschaltanlagen mittlerer Größe wie z. B. ABBs UniGear Digital, SafeRing und SafePlus, die über begrenzten Raum für konventionelle Messstromwandler verfügen und für die der Einsatz von Sensortechnologie dadurch erforderlich ist. Außerdem ermöglichen Adapter den Einsatz von Sensoren mit Twin-BNC-Anschlüssen.

Die Standardkonfiguration H bietet ungerichteten Überstromschutz und Erdfehlerschutz, leiterspannungs- und frequenzbasierte Schutz- und Messfunktionen. Die angebotenen Funktionen unterstützen die Verwendung der Standardkonfiguration in Industrieanlagen, in denen die Energie im Werk selbst erzeugt bzw. aus dem Verteilnetz eingespeist wird. Zusammen mit der Synchronitätsüberwachung gewährleisten Relais mit Standardkonfiguration H eine sichere Verbindung zweier Netzwerke.

Die Standardkonfiguration H bietet gerichteten Überstromschutz und Erdfehlerschutz, leiterspannungs- und

frequenzbasierte Schutz- und Messfunktionen. Die angebotenen Funktionen unterstützen die Verwendung der Standardkonfiguration in Industrieanlagen, in denen die Energie im Werk selbst erzeugt bzw. aus dem Verteilnetz eingespeist wird. Zusammen mit der Synchronitätsüberwachung gewährleisten Geräte mit Standardkonfiguration J eine sichere Verbindung zweier Netzwerke. Die Standardkonfiguration J enthält ebenfalls optionale Leistungsqualitätsfunktionen, mit der man Strom- und Spannungsüberschwingungen und kurze Systemstörungen erkennen und überwachen kann.

Die Standardkonfiguration K enthält ungerichteten Überstrom- und Erdfehlerschutz und zwei Stufen von gerichtetem Überstrom- und Erdfehlerschutz, Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz, leiterspannungs- und frequenzbasierte Schutz- und Messfunktionen. Die Funktion unterstützt die Verwendung der Standardkonfiguration in Abgangsanwendungen mit einem Transformator in der Nähe, für den der Erdfehlerschutz gemäß dem Prinzip des Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutzes funktioniert. Die Konfiguration enthält die Synchrocheck-Funktion, um die sichere Verbindung von zwei Netzen sicherzustellen. Die Standardkonfiguration K enthält eine optionale Leistungsqualitätsfunktion, mit der man Strom- und Spannungsüberschwingungen und kurze Systemstörungen erkennen und überwachen kann. Die Standardkonfiguration K enthält außerdem eine optionale Funktion für die Impedanzmessung des Fehlerorters. Sie eignet sich für die Ortung von Kurzschlüssen in radialen Verteilnetzen und Erdfehlern in effizienten und niederohmig geerdeten Netzen.

Die Standardkonfiguration L bietet gerichteten Überstromschutz und gerichteten Erdfehlerschutz, leiterspannungs- und frequenzbasierte Schutz- und Messfunktionen. Die Analogmessungen enthalten einen konventionellen Erdfehlerstromeingang (Io) und drei Kombisensoreingänge für Leiterströme und Leiterspannungen. Die angebotenen Funktionen unterstützen die Verwendung der Standardkonfiguration in Stromnetzen, in denen die Energie im Werk selbst erzeugt bzw. aus dem Verteilnetz eingespeist wird. Die Standardkonfiguration L enthält eine optionale Leistungsqualitätsfunktion, mit der man Strom- und Spannungsüberschwingungen und kurze Systemstörungen erkennen und überwachen kann. Die Standardkonfiguration L enthält außerdem eine optionale Funktion für die Impedanzmessung des Fehlerorters. Sie eignet sich für die Ortung von Kurzschlüssen in radialen Verteilnetzen und

Erdfehlern in effizienten und niederohmig geerdeten Netzen. Die Standardkonfiguration L wurde speziell für Schaltanlagen von ABB vorkonfiguriert, z. B. UniGear Digital. Der Einsatz der Standardkonfiguration L ist aber nicht nur auf Schaltanlagen begrenzt. Sie bietet vielmehr die höchste Funktionalitätsstufe mit Sensoreingängen bei Leiterströmen und Leiterspannungen. Die Standardkonfiguration L ist nicht für den gleichzeitigen Einsatz aller verfügbaren Funktionen in einem Relais vorgesehen. Um die Leistungsfähigkeit des Relais sicherzustellen, wird die benutzerspezifische Konfiguration mit dem Tool Application Configuration von PCM600 überprüft.

Zusammen mit der optionalen Synchrocheck-Funktion und dem Prozessbus mit Abtastwerten analoger Leiterspannungen gewährleisten Relais mit Standardkonfiguration G und L eine sichere Verbindung zweier Netzwerke.

Standardkonfiguration N bietet die höchste Funktionalitätsstufe im Vergleich zu allen anderen Standardkonfigurationen. Sie wird, wie andere Standardkonfigurationen für 615, vorkonfiguriert ausgeliefert. Sie wird normalerweise neu konfiguriert, wenn sie eingesetzt werden soll. Dies erlaubt Flexibilität bei der Standardisierung von einem Typ von REF615. Abhängig von der spezifischen Abgangsanwendung kann die entsprechende Funktion ausgewählt werden und es können eigene Konfigurationen mit dem Tool Application Configuration in PCM600 erstellt werden. Die Standardkonfiguration N ist nicht für den gleichzeitigen Einsatz aller verfügbaren Funktionen in einem Relais vorgesehen. Um die Leistungsfähigkeit des Relais sicherzustellen, wird die benutzerspezifische Konfiguration mit dem Tool Application Configuration von PCM600 überprüft.

Zusätzlich zum gerichteten Erdfehlerschutz ist eine der drei folgenden Funktionen optional bestellbar: admittanzbasierter, überschwingungsbasierter oder wattmetrischer Erdfehlerschutz. Admittanzbasierter oder wattmetrischer Erdfehlerschutz ist verfügbar für die Standardkonfigurationen A, B, E, F, G, J, L und N und auf Oberschwingungskomponenten basierter Erdfehlerschutz für die Standardkonfigurationen B, D, F, J, L und N. Der admittanzbasierte Erdfehlerschutz sichert den korrekten Betrieb des Erdfehlerschutzes, selbst wenn die Verbindungsinformationen der Petersen-Spule fehlen. Die Standardkonfigurationen L und N bieten außerdem admittanzbasierten Multifrequenz-Erdfehlerschutz.

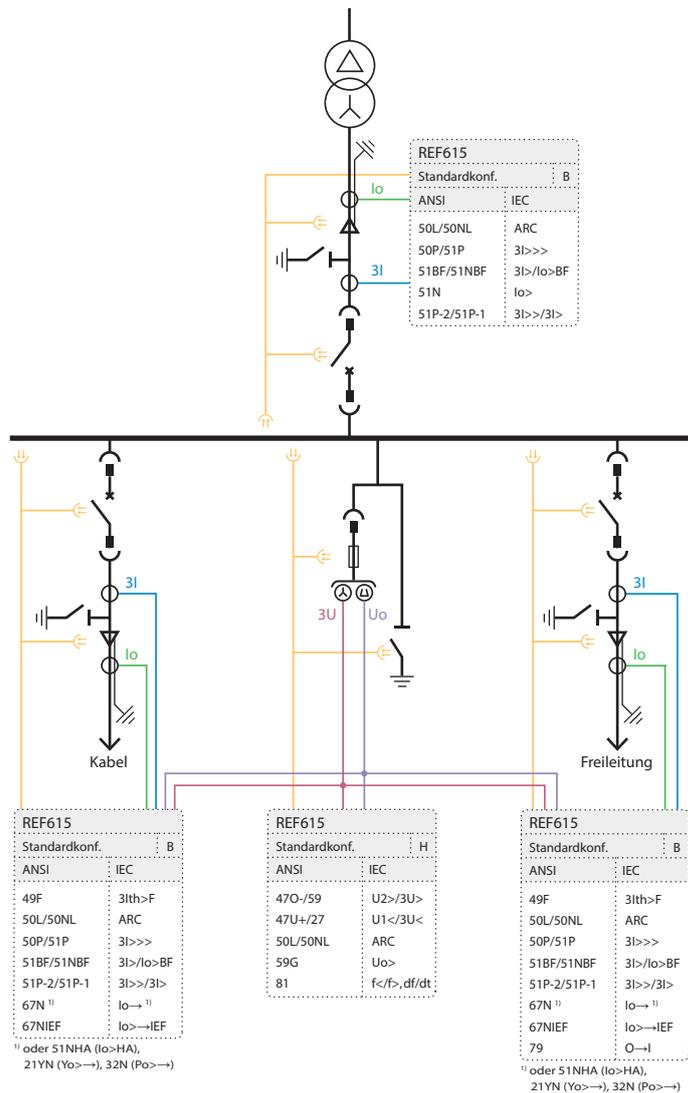


Abb. 13. Stationsbeispiel mit Überstrom- und Erdfehlerschutz mit Standardkonfiguration B

Abbildung 13 zeigt ein Stationsbeispiel mit Überstrom- und Erdfehlerschutz mit Standardkonfiguration B. Zusätzlicher spannungsbasierter und frequenzbasierter Schutz wird mit Standardkonfiguration F verwendet. Die Relais sind mit einer optischen Lichtbogenschutzfunktion ausgestattet, die einen

schnellen und selektiven Lichtbogenschutz in der gesamten Schaltanlage ermöglicht. Zusätzlich wird für die Freileitung die optionale automatische Wiedereinschaltfunktion verwendet.

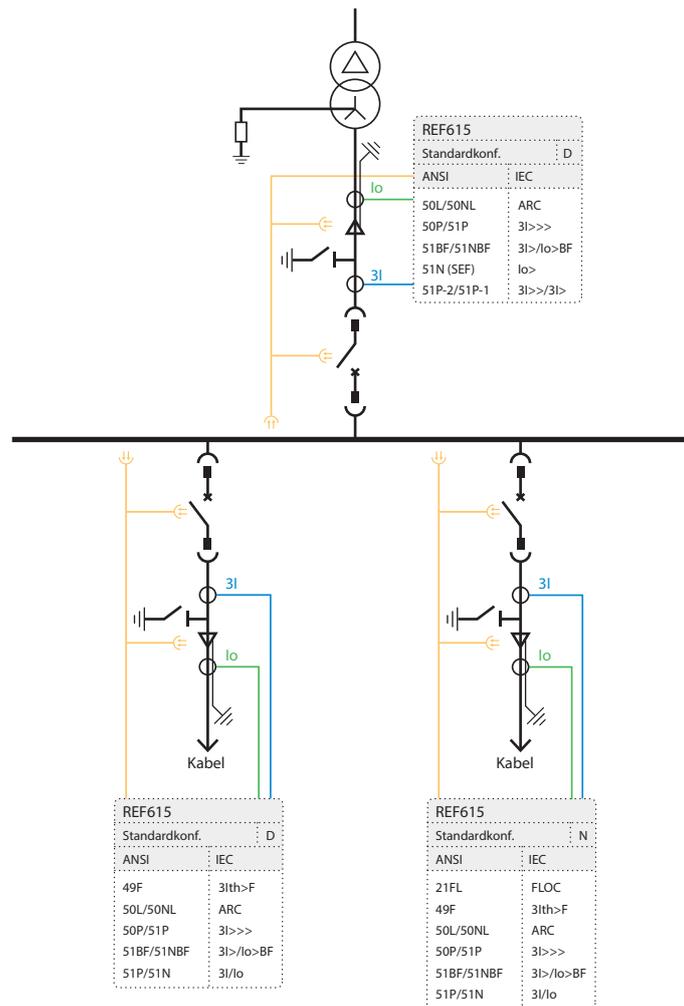


Abb. 14. Stationsbeispiel in niederohmigem geerdetem Netz mit den Standardkonfigurationen D und N mit Überstrom-, Erdfehler- und thermischem Schutz für Abgangskabel

Abbildung 14 zeigt ein Stationsbeispiel in niederohmigem geerdetem Netz mit den Standardkonfigurationen D und N mit Überstrom-, Erdfehler- und thermischem Schutz für abgehende Abgangskabel. Die Relais sind mit einer optionalen Lichtbogenschutzfunktion ausgestattet, wodurch schneller und

selektiver Lichtbogenschutz in der gesamten Schaltanlage gewährleistet werden kann. Zusätzlich wird die Fehlerortungsfunktion in Standardkonfiguration N verwendet, um die Fehlerdistanz zur Station zu berechnen.

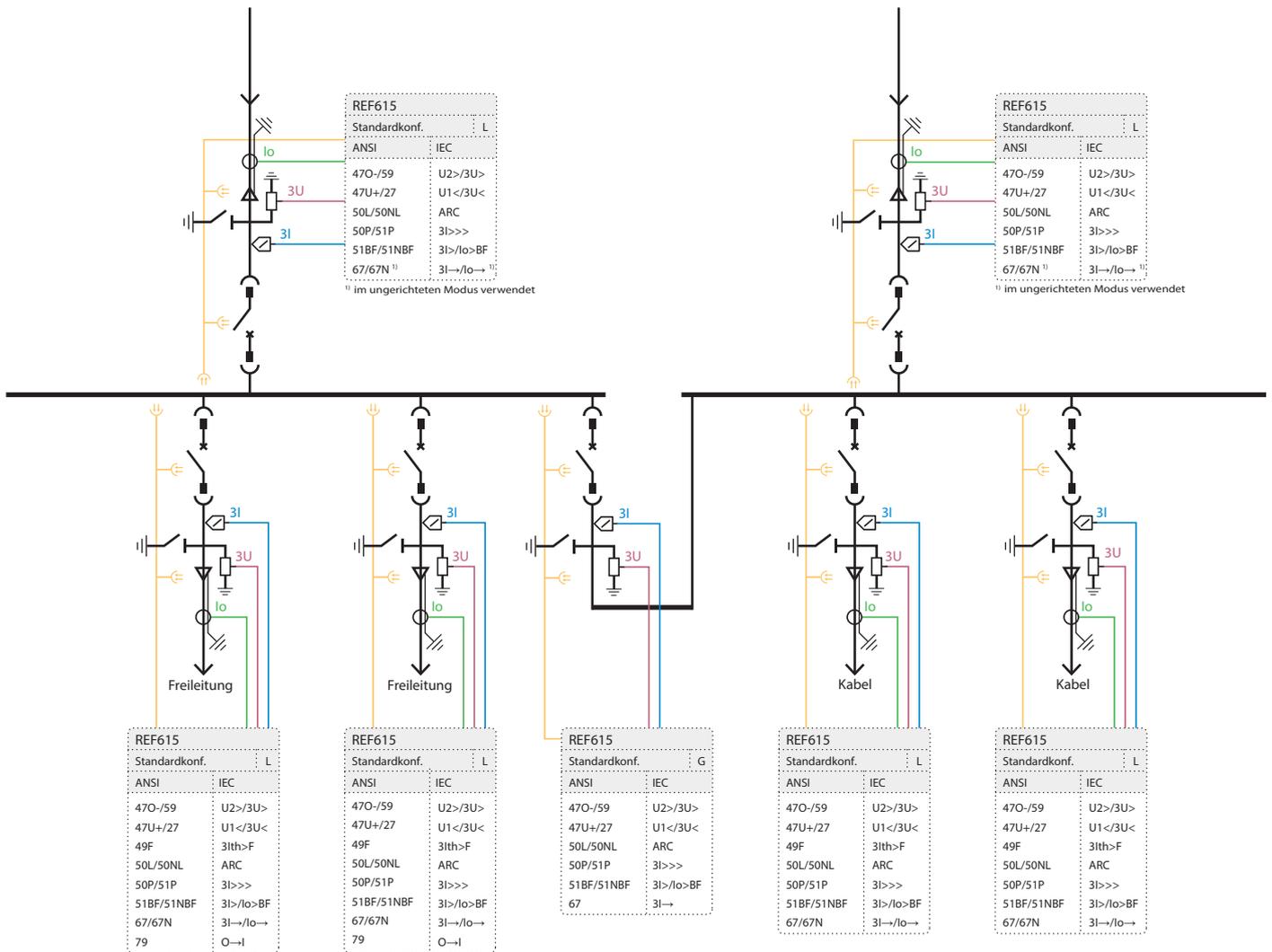


Abb. 15. Anwendungsbeispiel in einer Schaltanlagenanordnung mit Einfach-Sammelschiene

Ein Anwendungsbeispiel in einer Schaltanlagenanordnung mit Einfach-Sammelschiene ist in [Abbildung 15](#) dargestellt. Stromsensoren (Rogowskispule) und Spannungssensoren (Spannungstrenner) werden für die Messung in den Standardkonfigurationen L und G verwendet. Die verwendeten Hauptschutzfunktionen sind Überstromschutz, Erdfehlerschutz

und spannungsbasierter Schutz. Für den Schutz der abgehenden Abgangskabel wird auch thermischer Schutz eingesetzt. Eine optionale automatische Wiedereinschaltfunktion wird für die Abgänge mit Freileitungen verwendet.

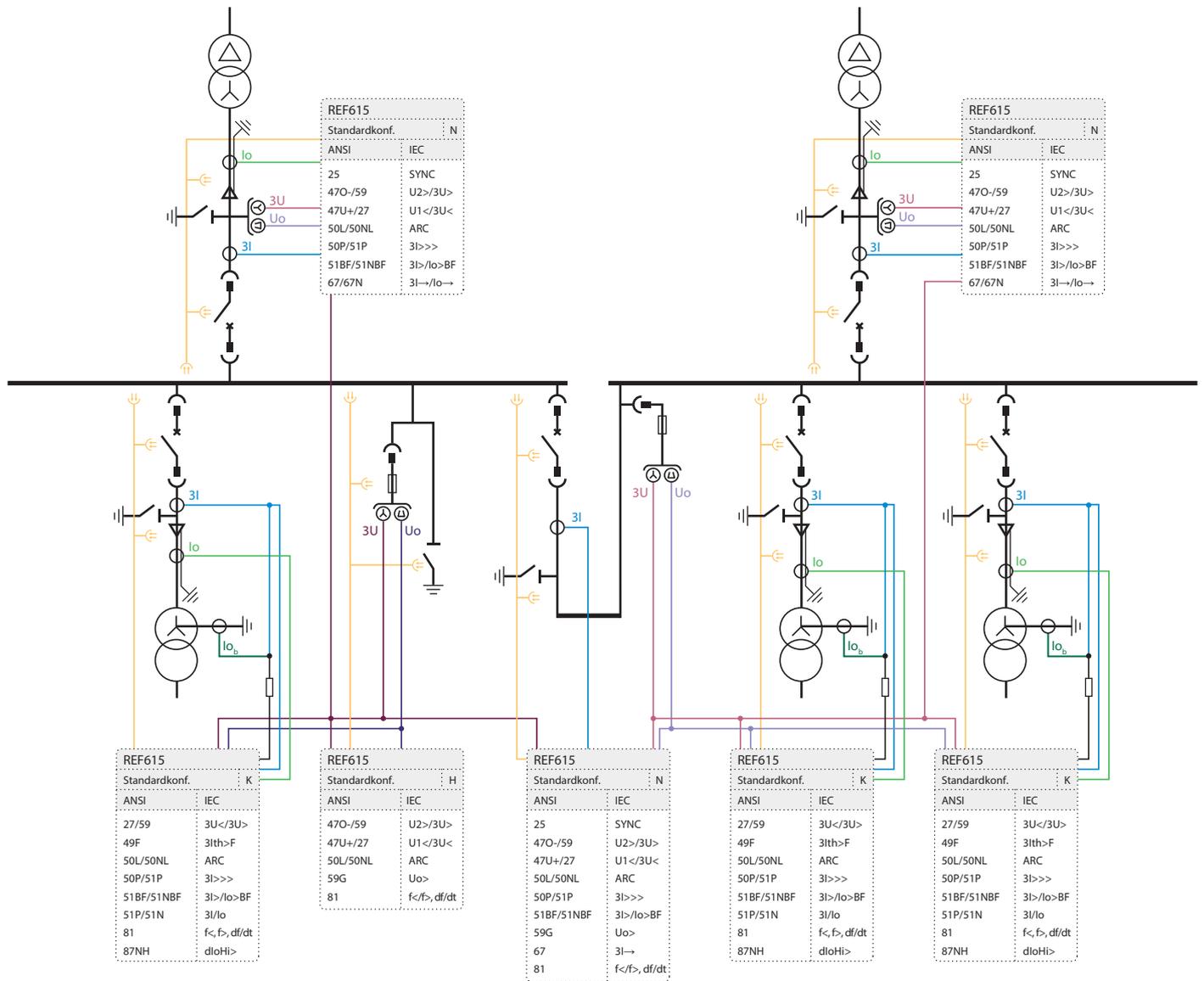


Abb. 16. Anwendungsbeispiel einer Schaltungsanordnung mit einer Einfach-Sammelschiene, getrennt in zwei Sammelschienenabschnitte durch Sammelschienenkupplung

Das Anwendungsbeispiel in [Abbildung 16](#) zeigt eine Schaltungsanlage mit einer Einzel-Sammelschiene, getrennt in zwei Sammelschienenabschnitte durch Sammelschienenkupplung. Standardkonfiguration K wird für abgehende Abgänge verwendet, die über Verteiltransformatoren in der Nähe

verfügen. Diese bieten zusätzlich zum normalen Überstrom- und Erdfehlerschutz einen hochohmigen Erdfehlerdifferentialschutz. Bei eingehenden Abgängen und Sammelschienenkupplungen wird in der Standardkonfiguration die Synchrocheck-Funktion verwendet.

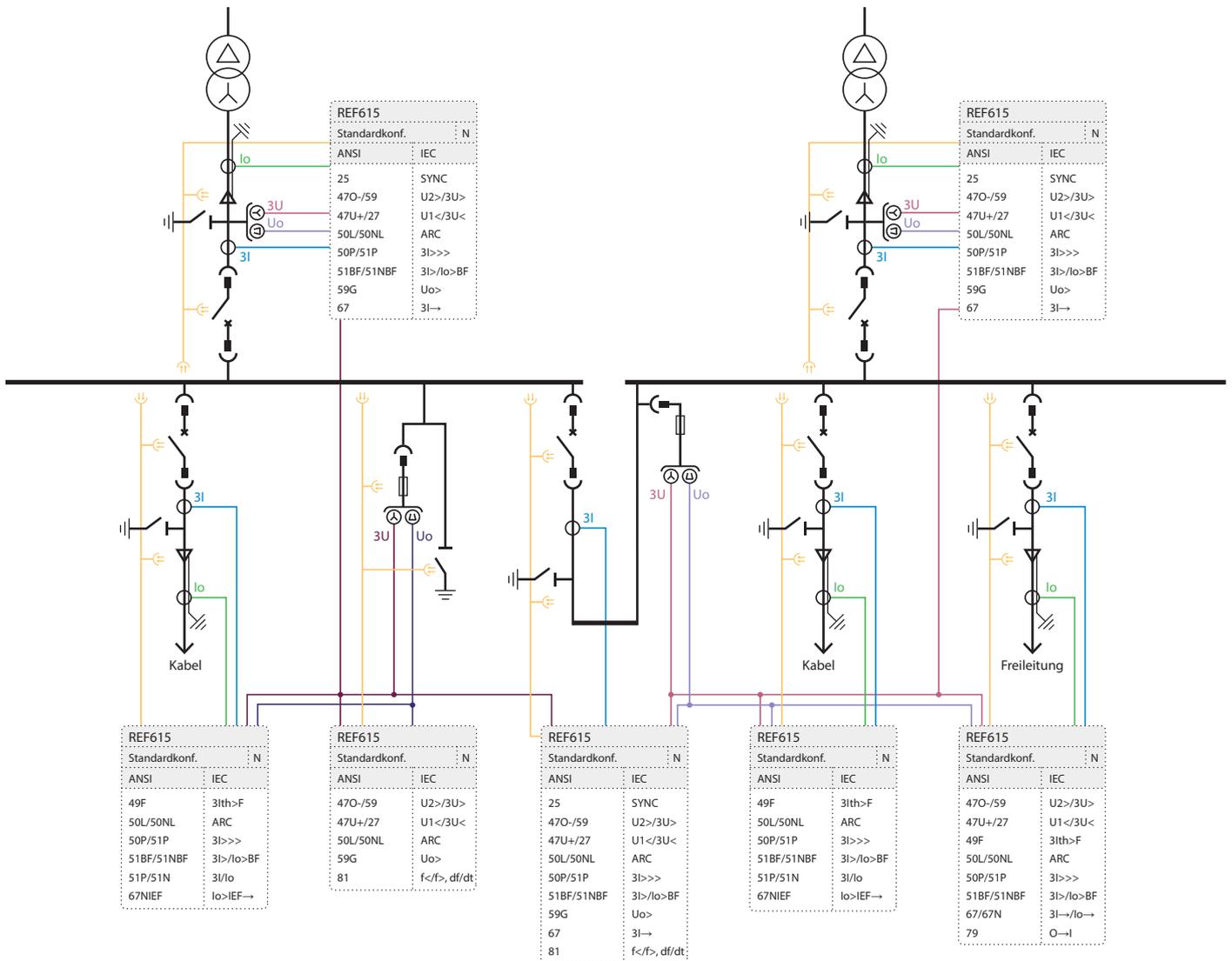


Abb. 17. Anwendungsbeispiel einer Schaltanlage mit Einfach-Sammelschiene mit der umfassendsten Standardkonfiguration N

Abbildung 17 zeigt ein Anwendungsbeispiel einer Schaltanlage mit Einzel-Sammelschiene mit der umfassendsten Standardkonfiguration N. Die verwendeten Hauptschutzfunktionen sind Überstromschutz, Erdfehlerschutz und spannungsbasierter Schutz. Für den Schutz der abgehenden Abgangkabel wird auch thermischer und

intermittierender Erdfehlerschutz eingesetzt. Zusätzlich wird eine optionale automatische Wiedereinschaltungsfunktion für die Abgänge mit Freileitungen verwendet. Die Relais sind mit einer optionalen Lichtbogenschutzfunktion ausgestattet, wodurch schneller und selektiver Lichtbogenschutz in der gesamten Schaltanlage gewährleistet werden kann.

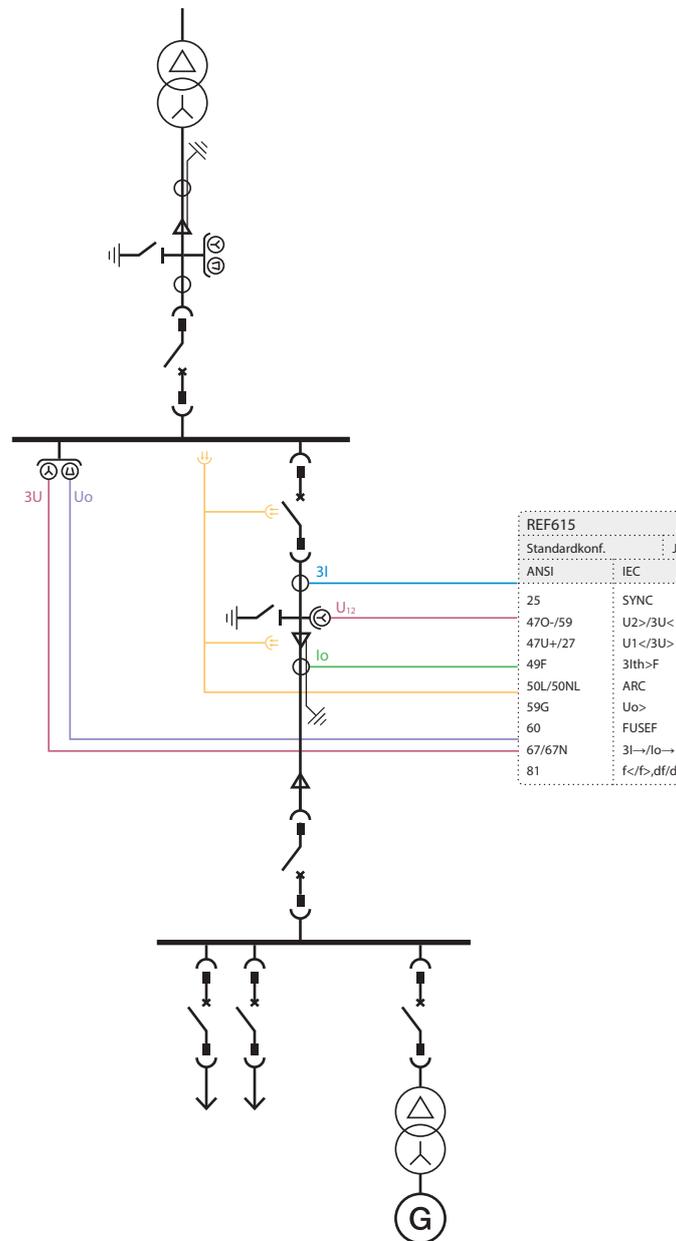


Abb. 18. Schutz und Steuerung des Abgangs mit Standardkonfiguration J

Abbildung 18 zeigt Schutz und Steuerung der abgehenden Abgänge mit Standardkonfiguration J mit Synchrocheck-

Funktion für die sichere Verbindung der verteilten Erzeugung im Netz.

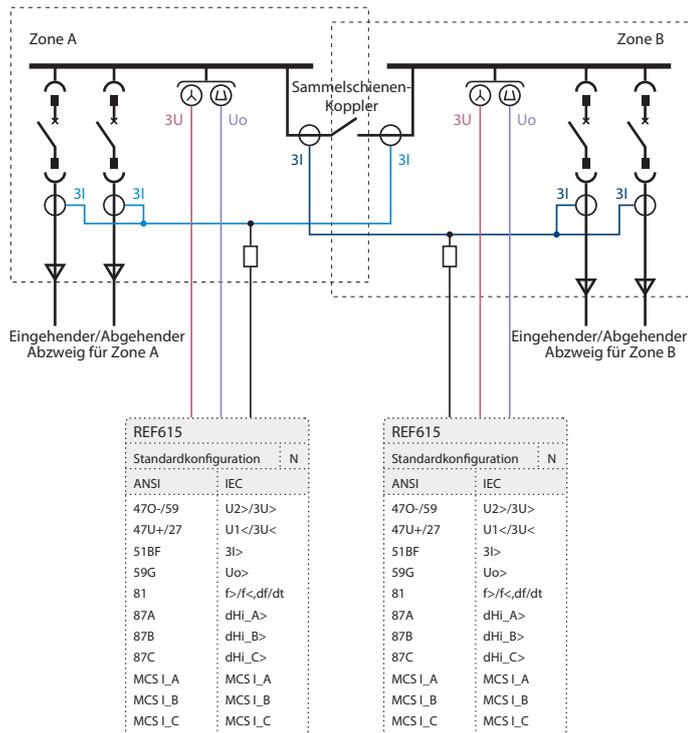


Abb. 19. Anwendungsbeispiel eines Sammelschienen-Differentialschutz für zwei Zonen mit Standardkonfiguration N

Das Anwendungsbeispiel in [Abbildung 19](#) zeigt eine Schaltanlage mit einer Einzel-Sammelschiene, getrennt in zwei Sammelschienenabschnitte durch Sammelschienenkupplung. Standardkonfiguration N wird für den Hochimpedanz-

Differentialschutz für Sammelschiene verwendet und deckt zwei Zonen mit zwei Schutzrelais ab. Darüber hinaus wird in Verbindung mit der Standardkonfiguration N ein spannungs- und frequenzbasierter Schutz eingesetzt.

5. Unterstützte ABB-Lösungen

Die ABB-Schutz- und Steuerrelais der 615 Serie bieten zusammen mit dem Stationsautomatisierungsgerät COM600 eine echte IEC 61850-Lösung für die zuverlässige Energieversorgung in Versorgungsnetzen und für den Industriebereich. Um die Systemkonstruktion zu erleichtern und zu optimieren, sind die ABB-Relais mit Connectivity Packages ausgestattet. Die Connectivity Packages enthalten eine Zusammenstellung von Software und relaisspezifischen Informationen, u. a. Vorlagen für einpolige Übersichtschaltbilder und ein komplettes Relaisdatenmodell. Das Datenmodell enthält Ereignis- und Parameterlisten. Mit den Connectivity Packages können Relais anhand von PCM600 konfiguriert und in das Stationsautomatisierungsgerät COM600 oder das Netzsteuerungs- und -verwaltungssystem MicroSCADA Pro integriert werden.

Die Relais der 615 Serie unterstützen den Standard IEC 61850 Edition 2, einschließlich binärem und analog horizontalem GOOSE-Messaging. Zusätzlich wird der Prozessbus mit dem Übertragen von Abtastwerten analoger Ströme und Spannungen und dem Empfangen von Abtastwerten von Spannungen unterstützt. Im Vergleich zur herkömmlichen festverdrahteten Signalisierung zwischen Geräten bietet die Peer-to-Peer-Kommunikation über Ethernet-LAN-Switches einer erweiterte und vielseitige Plattform für den Energiesystemschutz. Zu den besonderen Merkmalen des Schutzsystems durch die vollständige Implementierung des Stationsautomatisierungs-Standards IEC 61850 gehören die schnelle Kommunikationsfunktion, die ständige Überwachung der Integrität im Schutz- und Kommunikationssystem und die Flexibilität bei Neukonfigurationen und Upgrades. Mit den Schutzrelais dieser Serie können die Interoperabilitätsfunktionen des Standards IEC 61850 Edition 2 optimal genutzt werden.

Auf der Stationsebene verwendet COM600 den Dateninhalt der Geräte auf Feldebene, um die Funktionalität auf Stationsebene

zu verbessern. COM600 verfügt über eine Webbrowser-basierte HMI mit einem anpassbaren grafischen Display für die Anzeige von Übersichtschaltbildern für Schaltanlagenlösungen. Die Funktion für Übersichtschaltbilder ist besonders dann nützlich, wenn Relais der 615 Serie ohne die optionale Funktion für Übersichtschaltbilder eingesetzt werden. Die Web-HMI von COM600 bietet auch einen Überblick über die gesamte Station, einschließlich relaisspezifischer Übersichtschaltbilder. Dies erleichtert den Informationszugriff. Auf Stationsgeräte und -prozesse kann auch von Ferne über die Web-HMI zugegriffen werden um die Sicherheit von Personal zu verbessern.

Außerdem kann COM600 als lokales Data Warehouse für die technische Dokumentation der Station und für die vom Relais erfassten Netzwerkdaten verwendet werden. Die erfassten Netzwerkdaten erleichtern ausführliche Berichte und Analysen von Netzstörungssituationen anhand der Data Historian- und Ereignisverwaltungsfunktionen von COM600. Die Protokoll Daten lassen sich für die genaue Überwachung von Prozess- und Ausrüstungsleistung einsetzen, indem Berechnungen auf der Basis von Echtzeitwerten und protokollierten Werten verwendet werden. Ein besseres Verständnis der Prozessdynamik wird erreicht, indem zeitbasierte Prozessmessungen mit Produktions- und Wartungsereignissen kombiniert werden.

COM600 kann auch als Gateway arbeiten und bietet nahtlose Konnektivität zwischen Stationsgeräten und Steuer- und Verwaltungssystemen auf Netzebene, z. B. MicroSCADA Pro und System 800xA.

Die GOOSE Analyzer-Schnittstelle in COM600 ermöglicht die Nachverfolgung und Analyse der horizontalen IEC 61850-Anwendung während der Inbetriebnahme und dem Betrieb auf Stationsebene. Alle GOOSE-Ereignisse beim Stationsbetrieb werden protokolliert, um eine erweiterte Systemüberwachung zu ermöglichen.

Tabelle 3. Unterstützte ABB-Lösungen

Produkt	Version
Stationsautomatisierungsgerät COM600	4.0 SP1 oder höher
	4.1 oder höher (Edition 2)
MicroSCADA Pro SYS 600	9.3 FP2 oder höher
	9.4 oder höher (Edition 2)
System 800xA	5.1 oder höher

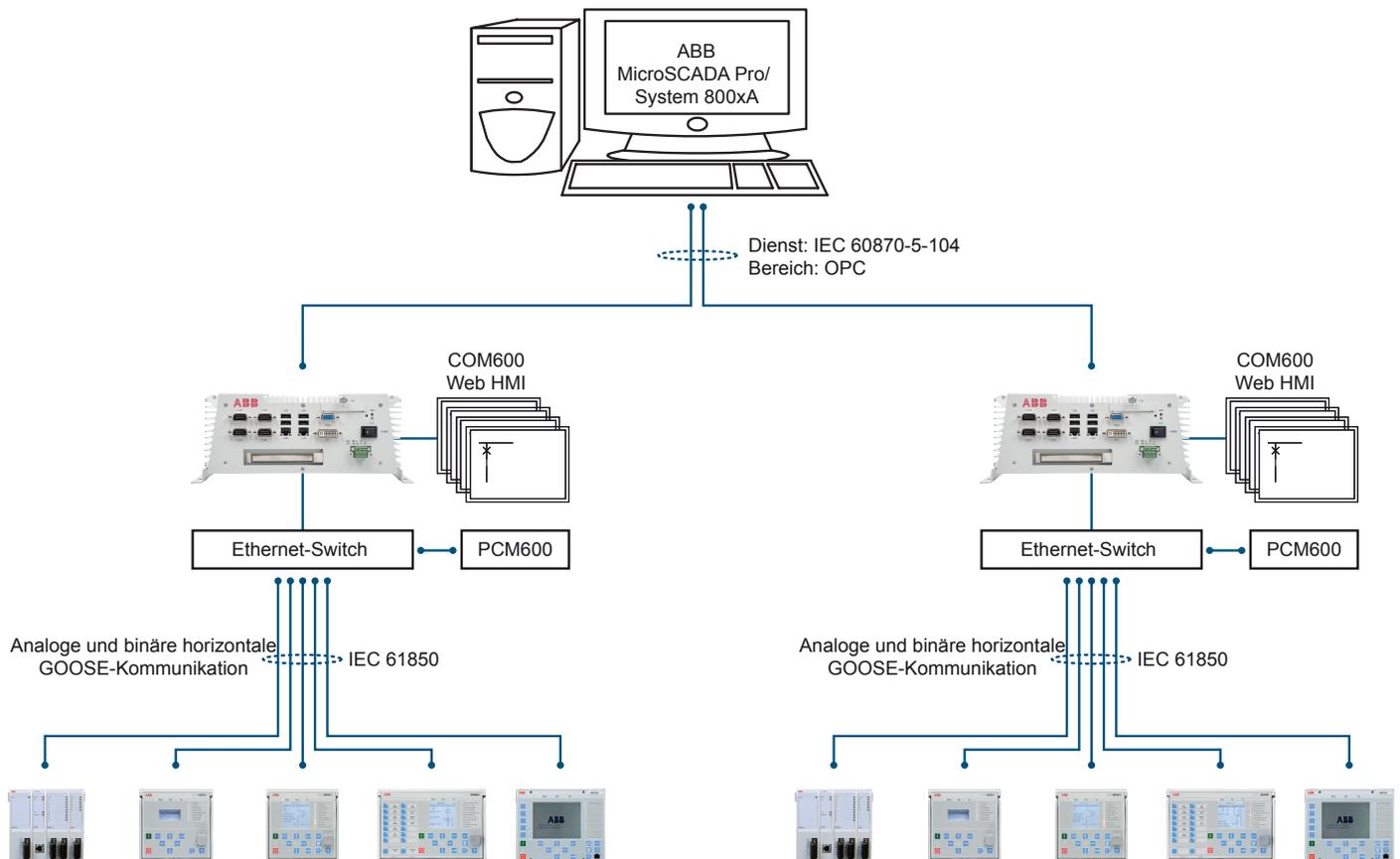


Abb. 20. Beispiel aus dem ABB Energiesystem mit Relion Relais, Stationsautomatisierungsgerät COM600 und MicroSCADA Pro/System 800xA

6. Steuerung

REF615 ist mit einer Funktion für die Steuerung eines Leistungsschalters über die HMI auf der Vorderseite oder über Fernsteuerung ausgerüstet. Zusätzlich zur Leistungsschaltersteuerung verfügt das Relais über zwei Steuerblocks für die motorbetriebene Steuerung der Trenner oder des Leistungsschaltereinschubs und für deren Positionsmeldungen. Außerdem bietet das Relais einen Steuerblock für die motorbetriebene Steuerung eines Erdungsschalters und für die Positionsmeldung.

Zwei physische Binäreingänge und zwei physische Binärausgänge sind im Gerät für jedes steuerbare primäre Relais erforderlich, das in Gebrauch genommen wird. Abhängig von der gewählten Standardkonfiguration des Relais variiert die Anzahl der ungenutzten Binäreingänge und Binärausgänge. Außerdem bieten einige Standardkonfigurationen ebenfalls optionale Hardwaremodule, welche die Anzahl der verfügbaren Binäreingänge und Binärausgänge erhöhen können.

Wenn die Anzahl von Binäreingängen bzw. Binärausgängen der gewählten Standardkonfiguration nicht ausreichend ist, kann

die Standardkonfiguration geändert werden, indem einige der Binäreingänge oder Binärausgänge freigegeben werden, die ursprünglich für andere Zwecke konfiguriert wurden, oder es wird ein externes Eingangs- oder Ausgangs-Modul, beispielsweise RIO600, in das Relais integriert. Die binären Ein- und Ausgänge des externen E/A Moduls können für die weniger zeitkritischen binären Signale der Anwendung verwendet werden. Die Integration ermöglicht die Freigabe einiger ursprünglich reservierter Binäreingänge des Relais in der Standardkonfiguration.

Die Eignung der Binärausgänge des Relais, die für die Steuerung der primären Geräte ausgewählt wurden, sollten sorgfältig überprüft werden, beispielsweise der Einschaltstrom sowie die Abschaltleistung. Falls die Anforderungen des Steuerkreises des primären Geräts nicht erfüllt werden, sollte die Verwendung externer Hilfsrelais in Betracht gezogen werden.

Das optionale große LHMI-Display des Relais umfasst ein Blindschaltbild mit Positionsanzeige für die dazugehörigen Primärgeräte. Für die Anwendung erforderliche

Verriegelungsschemata werden mit der Signalmatrix- oder der Anwendungskonfigurationsfunktion in PCM600 konfiguriert. Je nach Standardkonfiguration umfasst das Relais auch eine Synchrocheck-Funktion, um sicherzustellen, dass Spannung, Phasenwinkel und Frequenz auf jeder Seite eines offenen Leistungsschalters den Bedingungen für die sichere Verbindung zweier Netze entsprechen.

7. Messungen

Das Relais misst ständig die Leiterströme, die symmetrischen Komponenten der Ströme und den Erdfehlerstrom. Verfügt das Relais über eine Spannungsmessung, wird zusätzlich auch die Verlagerungsspannung, die Leiterspannungen und die symmetrischen Komponenten (Strom) der Spannung gemessen. Je nach Standardkonfiguration bietet das Relais auch eine Frequenzmessung. Das Relais berechnet den Laststrom in einem benutzerdefinierbaren, voreingestellten Zeitfenster, die thermische Überlast des geschützten Objekts sowie den Wert der Leitersymmetrie ausgehend vom Verhältnis zwischen den negativen und positiven Leiterströmen.

Außerdem bietet das Relais dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung, inklusive Leistungsfaktor.

Auf die gemessenen Werte kann vor Ort über die Benutzeroberfläche auf der Vorderseite des Relais oder entfernt über die Kommunikationsschnittstelle des Relais zugegriffen werden. Auf die Werte kann auch lokal oder von Fern über die browserbasierte Benutzeroberfläche zugegriffen werden.

Das Relais verfügt über eine Lastprofilaufzeichnung. Die Lastprofilfunktion speichert die Lastdaten, die in regelmäßigen Intervallen (Bedarfsintervall) erfasst werden. Die Aufzeichnungen sind im COMTRADE-Format.

8. Power Quality

In den EN-Normen wird die Power Quality über die Merkmale der Versorgungsspannung definiert. Transienten, kurz und lang anhaltende Spannungsunsymmetrien und -ungleichgewichte und Kurvenformverzerrungen sind wichtige Merkmale zur Beschreibung der Power Quality. Mit den Funktionen für die Verzerrungsüberwachung werden die Harmonische des Stroms und die Harmonische der Spannung überwacht.

Die Überwachung der Power Quality ist ein wichtiger Service, die Energieversorger ihren Industrie- und Großkunden anbieten können. Ein Überwachungssystem kann nicht nur Informationen über Systemstörungen und deren mögliche Ursachen bereitstellen, sondern Problemzustände im gesamten System im Vorfeld erkennen, noch bevor diese zu Kundenbeschwerden, Gerätefehlfunktionen oder sogar Geräteschäden oder -ausfällen führen. Probleme mit der Power Quality beschränken sich nicht nur auf die Versorgungsseite des Systems. Vielmehr tritt der Großteil der Probleme mit der Power Quality bei Kundeneinrichtungen auf. Daher ist die

Überwachung der Power Quality nicht nur eine effektive Kundendienststrategie sondern auch eine Möglichkeit, mit der ein Energieversorger seinen Ruf in Bezug auf Power Quality und Service schützen kann.

Das Schutzrelais verfügt über die folgenden Funktionen zur Überwachung der Leistungsqualität:

- Spannungsunsymmetrie
- Spannungsungleichgewicht
- Oberschwingungsströme
- Spannungsoberschwingungen

Mit den Funktionen für Spannungsunsymmetrie und Spannungsungleichgewicht werden kurz anhaltende Spannungsungleichgewichte gemessen und Spannungsunsymmetrien in Stromleitungs- und Verteilnetzen überwacht.

Die Funktionen für Strom- Spannungsoberschwingungen kann die Power Quality anhand der Verzerrung der Stromkurvenform und der Spannungskurvenform überwacht werden. Die Funktionen liefern einen 3-Sekunden-Kurzzeitdurchschnitt und eine Langzeitlast für die gesamte Lastverzerrung (TDD) und die gesamte Oberschwingungsverzerrung (THD).

9. Fehlerortung

Das Relais bietet eine optionale Funktion für die Impedanzmessung des Fehlerorters. Sie eignet sich für die Ortung von Kurzschlüssen in radialen Verteilnetzen. Erdfehler können sich in effizienten und niederohmig geerdeten Netzen befinden. Unter Umständen können Erdfehler sich auch in isolierten neutralen Verteilnetzen befinden, wenn die Fehlerstromstärke mindestens von gleicher Größenordnung oder größer ist als der Laststrom. Die Fehlerortungsfunktion erkennt den Fehlertyp und berechnet den Abstand zum Fehlerpunkt. Der Fehlerimpedanzwert wird ebenfalls berechnet. Die Berechnung bietet Informationen über die mögliche Fehlerursache und die Genauigkeit der berechneten Distanz zum Fehlerpunkt.

10. Störschreiber

Das Relais verfügt über einen Störschreiber mit bis zu 12 analogen und 64 binären Signalkanälen. Die Analogkanäle können so eingestellt werden, dass entweder die Kurvenform oder der Trend von Strom und Spannungen gemessen werden.

Die Analogkanäle können so eingestellt werden, dass die Aufnahmefunktion auslöst, wenn der Messwert unter oder über die eingestellten Werte fällt bzw. steigt. Die Binärsignalkanäle können so eingestellt werden, dass die Aufnahme bei aufsteigender oder fallender Flanke des Binärsignals oder in beiden Fällen beginnt.

Die Binärkanäle werden standardmäßig auf die Aufzeichnung von externen oder internen Relaisignalen eingestellt, z. B. die Start- oder Auslösesignale der Relaisstufen oder externe

Blockier- oder Steuersignale. Binäre Relaisignale wie Schutzanrege- und Auslösesignale oder ein externes Relaissteuersignal über den Binäreingang können als Auslöser der Aufnahme eingestellt werden. Die aufgenommenen Informationen werden im nichtflüchtigen Speicher abgelegt und können für spätere Fehleranalysen hochgeladen werden.

11. Ereignisspeicher

Zur Sammlung von Ereignisfolgen verfügt das Relais über einen nicht-flüchtigen Speicher mit einer Aufnahmekapazität von 1024 Ereignissen und den dazugehörigen Zeitstempeln. Der nicht-flüchtige Speicher behält die Daten auch im Falle eines vorübergehenden Verlustes der Hilfsspannung im Relais. Das Ereignisprotokoll ermöglicht ausführliche Analysen vor oder nach einem Fehler. Die erhöhte Kapazität des Relais zur Verarbeitung und Speicherung von Daten und Ereignissen bietet die Voraussetzungen, um den wachsenden Informationsbedarf zukünftiger Netzkonfigurationen bewältigen zu können.

Auf die Informationen der Ereignisfolgen kann lokal über die Benutzeroberfläche an der Frontplatte des Relais zugegriffen werden oder alternativ von Ferne über die Kommunikationsschnittstelle des Relais. Auf die Informationen kann auch über die Webbrowser-basierte Benutzerschnittstelle lokal oder von Ferne zugegriffen werden.

12. Aufgezeichnete Daten

Das Relais besitzt eine Speicherkapazität zum Speichern von 128 aktuellen Fehlerereignissen. Anhand der Aufzeichnungen kann der Bediener die Netzereignisse analysieren. Die Aufzeichnungen speichern die Strom-, Spannungs- und Winkelwerte, den Zeitstempel usw. Die Fehleraufzeichnung kann mit dem Anreagesignal oder Auslösesignal eines Schutzblocks oder beiden ausgelöst werden. Es stehen die Messmodi DFT, RMS und Spitzenwert zur Verfügung. Die Fehleraufzeichnung speichert die Relaismesswerte zu dem Zeitpunkt, wann eine Schutzfunktion gestartet wird. Außerdem wird der maximale Laststrom mit Zeitstempel separat aufgezeichnet. Die Aufzeichnungen werden im nichtflüchtigen Speicher gespeichert.

13. Zustandsüberwachung

Die Zustandsüberwachungsfunktionen des Relais überwachen fortwährend die Leistung und den Zustand des Leistungsschalters. Die Überwachung umfasst die Federaufzugszeit, den SF6-Gasdruck, die Laufzeit und die Inaktivitätszeit des Leistungsschalters.

Die Überwachungsfunktionen bieten Protokolldaten für den Betrieb des Leistungsschalters, die wiederum für die Zeitplanung präventiver Wartungsarbeiten am Leistungsschalter genutzt werden können.

Zusätzlich enthält das Relais einen Laufzeitähler für die Überwachung der Schutzgerätlaufzeit und erlaubt damit die

Zeitplanung zeitbasierter präventiver Wartungsarbeiten am Gerät.

14. Auslösekreisüberwachung

Die Auslösekreisüberwachung überwacht kontinuierlich die Verfügbarkeit und die Funktion des Auslösekreises. Sie bietet eine Überwachung des offenen Kreises sowohl bei geschlossener als auch bei offener Position des Leistungsschalters. Sie detektieren auch den Verlust der Steuerspannung des Leistungsschalters.

15. Selbstüberwachung

Das Selbstüberwachungssystem des Relais überwacht kontinuierlich den Zustand der Relaishardware und das Funktionieren der Relaissoftware. Der Bediener wird bei jedweder Störung oder Fehlfunktion alarmiert.

Ein permanenter Relaisfehler blockiert die Schutzfunktionen, um einen nicht korrekten Betrieb zu verhindern.

16. Automatenfallüberwachung

Je nach gewählter Standardkonfiguration beinhaltet das Relais eine Automatenfallüberwachungsfunktion. Die Automatenfallüberwachung erkennt Ausfälle zwischen dem Spannungsmesskreis und dem Relais. Die Ausfälle werden entweder vom gegensystembasierten Algorithmus oder vom Deltaspannungs- und Deltastromalgorithmus erkannt. Nachdem ein Ausfall erkannt wurde, aktiviert die Funktion zur Automatenfallüberwachung einen Alarm und blockiert spannungsabhängige Schutzfunktionen vor unbeabsichtigter Auslösung.

17. Stromkreisüberwachung

Je nach gewählter Standardkonfiguration beinhaltet das Relais eine Stromkreisüberwachung. Die Stromkreisüberwachung dient der Erkennung von Fehlern in den Sekundärkreisen der Stromwandler. Wird ein Fehler erkannt, aktiviert die Stromkreisüberwachungsfunktion eine Alarm-LED und blockiert bestimmte Schutzfunktionen, um eine Überfunktion zu verhindern. Die Stromkreisüberwachungsfunktion berechnet die Summe der Leiterströme von den Schutzkernen und vergleicht diesen Wert mit den gemessenen Referenzströmen von einem Kabelumbauwandler oder von separaten Kernen in den Leiterstromwandlern.

18. Zugangskontrolle

Um das Relais vor unbefugtem Zugriff zu schützen und die Integrität der Informationen zu wahren, ist das Relais mit einem vierstufigen, rollendefinierten Authentifizierungssystem mit individuellen, durch den Administrator programmierbaren Passwörtern für Betrachter, Bediener, Experten und Administratoren ausgestattet. Die Zugriffssteuerung gilt für die Benutzeroberfläche auf der Frontseite, die Webbrowser-basierte Benutzerschnittstelle und PCM600.

19. Ein- und Ausgänge

Je nach gewählter Standardkonfiguration ist das Relais mit drei Leiterstromeingängen und einem Summenstromeingang für ungerichteten Erdfehlerschutz oder drei Leiterstromeingängen, einem Summenstromeingang und einem Verlagerungsspannungseingang für gerichteten Erdfehlerschutz oder drei Leiterstromeingängen, einem Summenstromeingang, drei Leiterspannungseingängen und einem Verlagerungsspannungseingang für gerichteten Erdfehlerschutz und gerichteten Überstromschutz ausgestattet. Die Standardkonfigurationen G und L umfassen einen konventionellen Summenstromeingang (I₀ 0,2/1 A) und drei Sensoreingänge für die direkte Verbindung von drei Kombisensoren mit RJ-45-Anschlüssen. Als Alternative zu Kombisensoren können separate Strom- und Spannungssensoren mittels Adaptern verwendet werden. Zudem ermöglichen die Adapter auch die Verwendung von Sensoren mit Twin-BNC-Anschlüssen.

Die Leiterstromeingänge sind mit 1/5 A bemessen. Zwei optionale Summenstromeingänge sind verfügbar, d. h., 1/5 A oder 0,2/1 A. Der Eingang mit 0,2/1 A wird normalerweise in Anwendungen verwendet, für die empfindlicher Erdfehlerschutz erforderlich ist und die über Summenstromwandler verfügen. Die drei Leiterspannungseingänge und der

Summenstromeingang decken die Bemessungsspannungen 60...210 V ab. Sowohl Leiter-Leiter-Spannungen als auch Leiter-Erde-Spannungen können angeschlossen werden.

Der Leiterstromeingang 1 A oder 5 A, der Erdfehlerstromeingang 1 A oder 5 A, auch 0,2 A oder 1 A und die Bemessungsspannung des Verlagerungsspannungseingangs werden von der Relaissoftware gewählt. Außerdem werden die Binäreingangsschwellen 16...176 V durch eine Anpassung der Parametereinstellungen des Relais gewählt.

Alle Binäreingangs- und -ausgangskontakte sind mit der Signalmatrix oder dem Anwendungskonfigurationstool in PCM600 beliebig konfigurierbar.

Ausführliche Informationen über Ein- und Ausgänge sind der Übersichtstabelle Ein-/Ausgängen und den Anschlussdiagrammen zu entnehmen.

Optional können ein binäres Eingangs- und Ausgangsmodul ausgewählt werden. Es verfügt über drei binäre Hochgeschwindigkeitsausgänge (HSO) und senkt die Gesamtauslösezeit um 4 bis 6 ms im Vergleich zu normalen Stromausgängen.

Tabelle 4. Überblick Ein-/Ausgang

Standard-konf.	Bestellcodezahl		Analogkanäle			Binärkanäle		RTD	mA
	5-6	7-8	Strom-wandler	Span-nungs-wandler	Kombisen-sor	BI	BO		
A	AA / AB	AA	4	1	-	3	4 PO + 2 SO	-	-
B	AA / AB	AE	4	1	-	17	4 PO + 9 SO	-	-
		FA	4	1	-	17	4 PO + 5 SO + 3 HSO	-	-
	AA / AB FA / FB	AC	4	1	-	11	4 PO + 6 SO	6	2
		FG	4	1	-	11	4 PO + 2 SO + 3 HSO		
C	AC / AD	AB	4	-	-	4	4 PO + 2 SO	-	-
D	AC / AD	AF	4	-	-	18	4 PO + 9 SO	-	-
		FB	4	-	-	18	4 PO + 5 SO + 3 HSO	-	-
	AC / AD FC / FD	AD	4	-	-	12	4 PO + 6 SO	6	2
		FE	4	-	-	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO		
E F H J N	AE / AF	AG	4	5	-	16	4 PO + 6 SO	-	-
		FC	4	5	-	16	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	FE / FF	AG	4	5	-	12	4 PO + 6 SO	2	1
		FC	4	5	-	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1
G L	DA	AH	1	-	3	8	4 PO + 6 SO	-	-
		FD	1	-	3	8	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
K	BC	AD	5	5	-	12	4 PO + 6 SO	-	-
		FE	5	5	-	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-

20. Stationskommunikation

Das Relais unterstützt eine Reihe verschiedener Kommunikationsprotokolle, u. a. IEC 61850 Edition 2, IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® und DNP3. Das Kommunikationsprotokoll Profibus DPV1 wird durch den Protokollkonverter SPA-ZC 302 unterstützt. Über diese Protokolle kann auf Betriebsinformationen und -steuerungen zugegriffen werden. Manche Kommunikationsfunktionen, wie etwa horizontale Kommunikation zwischen Relais, sind jedoch nur mit dem Kommunikationsprotokoll IEC 61850 möglich.

Das IEC 61850-Protokoll ist eine zentrale Komponente des Relais, da die Schutz- und Steuerungsanwendung vollständig auf der Standardauslegung basiert. Das Relais unterstützt die Standardversionen Edition 2 und Edition 1. Durch die Unterstützung von Edition 2 verfügt das Relais über die neueste Funktionalität für Schaltanlagenanwendungen und die beste Interoperabilität für moderne Schaltanlagen. Es verfügt außerdem über die vollständige Unterstützung der standardmäßigen Gerätemodusfunktionen, die verschiedene Testanwendungen unterstützen. Die neue sichere und erweiterte Funktion für die Stationssteuerungsberechtigung kann bei Steuerungsanwendungen genutzt werden.

Die IEC 61850-Kommunikationsanwendung unterstützt alle Überwachungs- und Steuerfunktionen. Außerdem kann über das IEC 61850-Protokoll auf die Parametereinstellung und die Störschriebe und Störfallaufzeichnungen zugegriffen werden. Störschriebe sind für alle Ethernet-basierten Anwendungen im Standard-COMTRADE-Format verfügbar. Das Relais kann gleichzeitig Ereignismeldungen an fünf verschiedene Clients auf dem Stationsbus senden. Über das IEC 61850-Protokoll kann das Relais Signale mit anderen Geräten austauschen.

Des Weiteren kann das Relais Binärsignale und Analogsignale an andere Geräte senden und empfangen. Dies geschieht mithilfe des IEC 61850-8-1 GOOSE-Profiles (Generic Object Oriented Substation Event). Binäres GOOSE-Messaging kann z.B. für Schutz- und verriegelungsbasierte Schutzschemata eingesetzt werden. Das Relais erfüllt die GOOSE-Leistungsanforderungen für Auslöseanwendungen in Verteilstationen, die in der Norm IEC 61850 festgelegt sind (<10 ms Datenaustausch zwischen den Geräten). Das Relais unterstützt auch das Senden und Empfangen von Analogwerten über GOOSE-Messaging. Analoges GOOSE-Messaging ermöglicht die einfache Übermittlung von analogen Messwerten über den Stationsbus, was z. B. das Übertragen von Messwerten zwischen den Relais bei der Steuerung von zwei parallel laufenden Transformatoren vereinfacht.

Zusätzlich unterstützt das Relais den IEC 61850 Prozessbus mit dem Übertragen von Abtastwerten analoger Ströme und

Spannungen und dem Empfangen von Abtastwerten von Spannungen. Mit dieser Funktion kann die galvanische Verdrahtung zwischen Panelen durch Ethernet-Kommunikation ersetzt werden. Die gemessenen Werte werden als Abtastwerte mit dem Protokoll IEC 61850-9-2 LE übertragen. Die vorgesehene Anwendung für Abtastwerte verwendet die Spannungen gemeinsam mit anderen Relais der 615 Serie, die über Funktionen auf der Basis von Spannungen und 9-2-Unterstützung verfügen. Relais der 615 Serie mit Prozessbus-basierten Anwendungen verwenden IEEE 1588 für die hochpräzise Zeitsynchronisation.

Das Relais bietet für eine redundante Ethernet-Kommunikation zwei optische oder zwei galvanische Ethernet-Netzwerkschnittstellen. Ein dritter Anschluss mit galvanischer Ethernet-Netzwerkschnittstelle ist ebenfalls verfügbar. Die dritte Ethernet-Schnittstelle bietet Anschlussmöglichkeiten für jedes andere Ethernet-Gerät zu einem IEC 61850-Stationsbus innerhalb einer Schaltanlage, z. B. für den Anschluss einer Fern-E/A-Einheit. Die Ethernet-Netzwerkredundanz kann über das HSR-Protokoll (High-Availability Seamless Redundancy) oder das PRP-Protokoll (Parallel Redundancy Protocol) oder einen selbstregenerierenden Ring mit RSTP bei managed Switches erreicht werden. Die Ethernet-Redundanz kann auf Ethernet-basierte IEC 61850-, Modbus- und DNP3-Protokolle angewendet werden.

Der Standard IEC 61850 gibt die Netzwerkredundanz an, die die Systemverfügbarkeit für die Stationskommunikation verbessert. Die Netzwerkredundanz basiert auf zwei sich ergänzenden Protokollen, die im Standard IEC 62439-3 definiert sind: Die Protokolle PRP und HSR. Beide Protokolle können den Ausfall einer Verbindung oder eines Switch mit einer Umschaltzeit von Null überwinden. In beiden Protokollen verfügt jeder Netzwerkknoten über zwei identische Ethernet-Anschlüsse, die für die Netzwerkkommunikation vorgesehen sind. Die Protokolle basieren auf der Duplikation aller übertragener Daten und bieten eine Umschaltzeit von Null, wenn die Verbindungen oder Switches ausfallen und erfüllen damit die strengen Echtzeitanforderungen der Stationsautomatisierung.

In PRP, ist jeder Netzwerkknoten mit zwei unabhängigen Netzwerken verbunden, die parallel betrieben werden. Die Netzwerke sind vollständig voneinander getrennt und stellen so sicher, dass sie bei Ausfällen unabhängig sind und über verschiedene Topologien verfügen können. Die Netzwerke arbeiten parallel und bieten somit eine Wiederherstellung in Nullzeit und ständige Redundanzprüfung zur Vermeidung von Ausfällen.

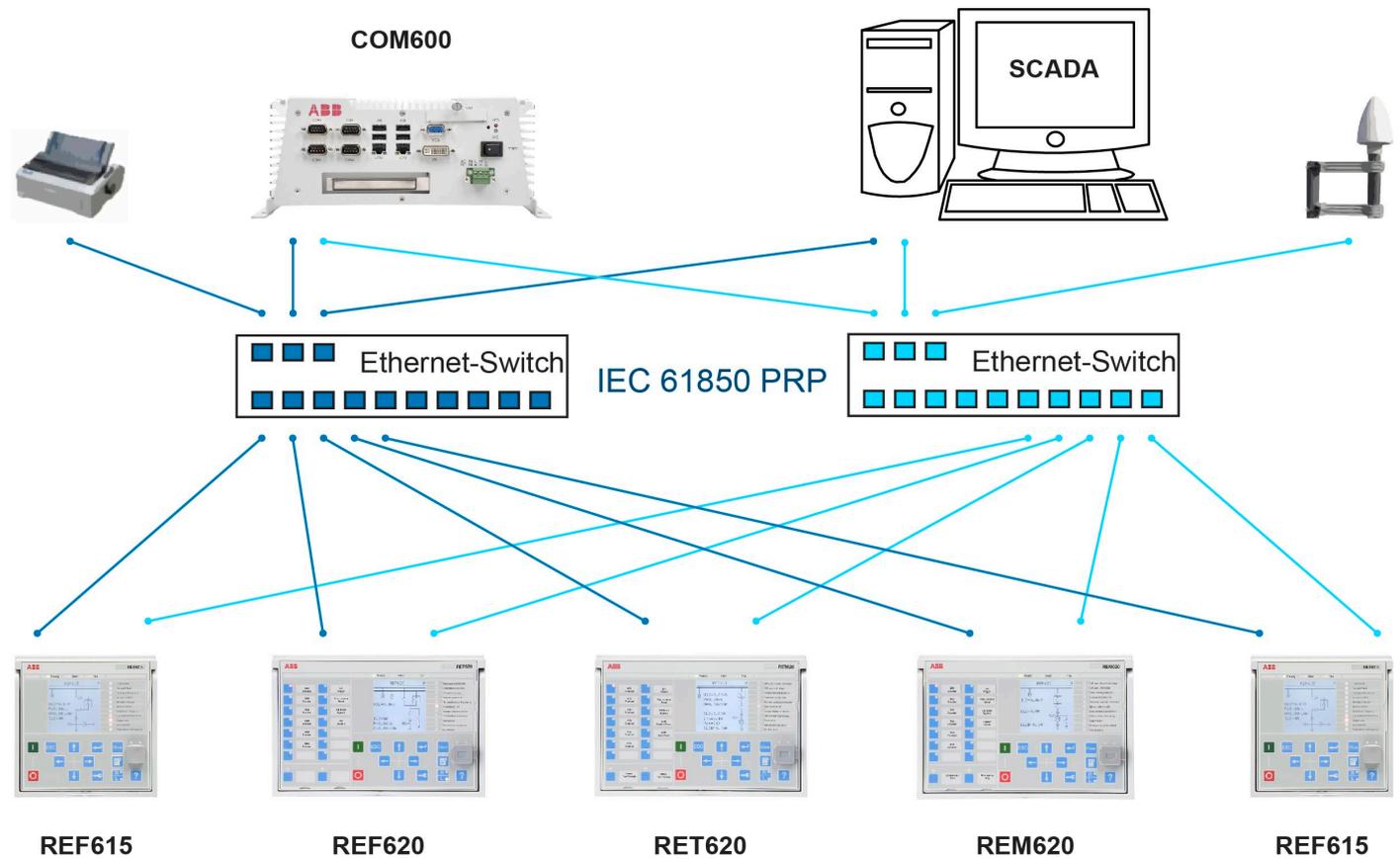


Abb. 21. Parallele Redundanzprotokoll-Lösung (PRP)

Das HSR-Protokoll wendet das PRP-Prinzip eines parallelen Betriebs auf einen einzelnen Ring an. Für jede gesendete Meldung sendet der Knoten zwei Frames, je Port einen. Beide Frames zirkulieren über den Ring in entgegengesetzte Richtung. Jeder Knoten leitet die empfangenen Frames von einem Port zum nächsten weiter, um den nächsten Knoten zu erreichen. Wenn der gesendete Frame wieder an dem Knoten

ankommt, von dem er ursprünglich versendet wurde, verwirft dieser Knoten den Frame, um Schleifen zu vermeiden. In Verbindung mit Relais der 615 Serie unterstützt der HSR-Ring den Anschluss von bis zu 30 Relais. Wenn mehr als 30 Relais anzuschließen sind, sollte das Netz in mehrere Ringe unterteilt werden, um bei Echtzeitanwendungen eine stabile Leistung zu garantieren.

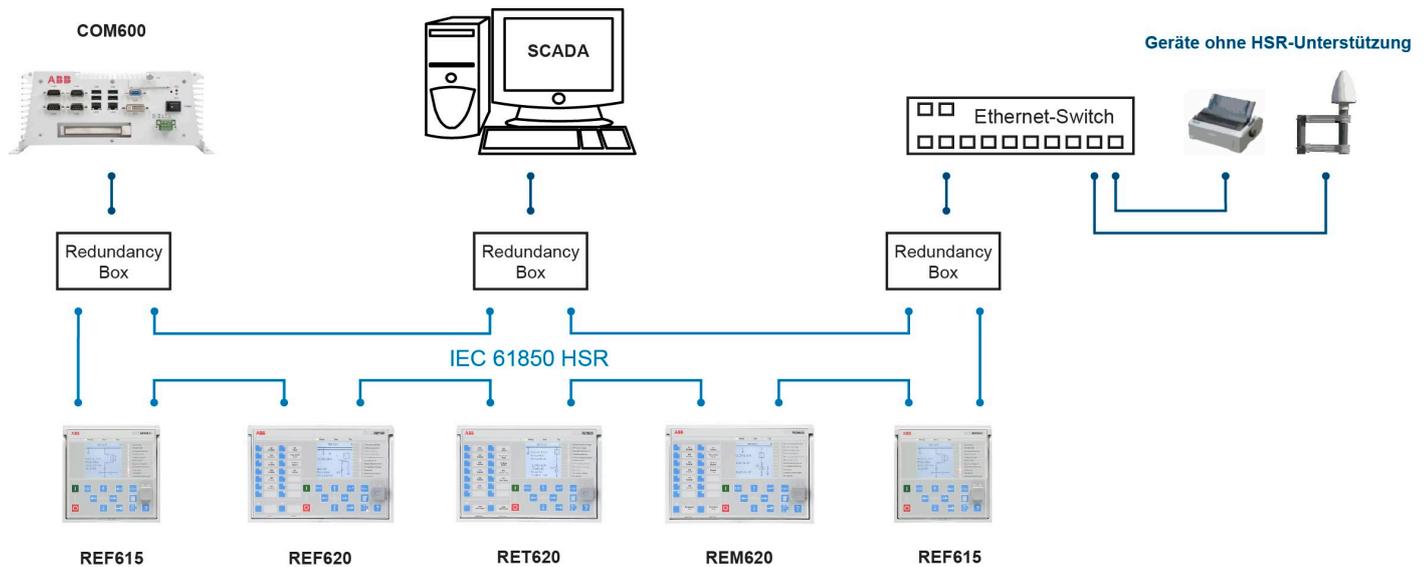


Abb. 22. Hochverfügbare nahtlose Redundanzlösung (HSR)

Die Wahl zwischen den Redundanzprotokollen HSR und PRP hängt von der erforderlichen Funktionalität, Kosten und Komplexität ab.

Die selbstregenerierende Ethernet-Ring-Lösung ermöglicht einen kostengünstigen Kommunikationsring, gesteuert von einem Managed Switch mit Unterstützung für das standardmäßige "Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP)". Der managed Switch steuert die Konsistenz der Schleife, routet die Daten und korrigiert den Datenfluss bei einer

Kommunikationsumschaltung. Die Relais in der Ringtopologie agieren als nicht Managed Switch, die Datenverkehr ohne Bezug weiterleiten. Die Ethernet-Ring-Lösung unterstützt den Anschluss von bis zu 30 Relais der 615 Serie. Sollen mehr als 30 Relais angeschlossen werden, wird empfohlen, das Netzwerk in mehrere Ringe aufzuteilen. Die selbstregenerierende Ethernet-Ring-Lösung verhindert die Gefahr eines "Single Point of Failure" und verbessert die Zuverlässigkeit der Kommunikation.

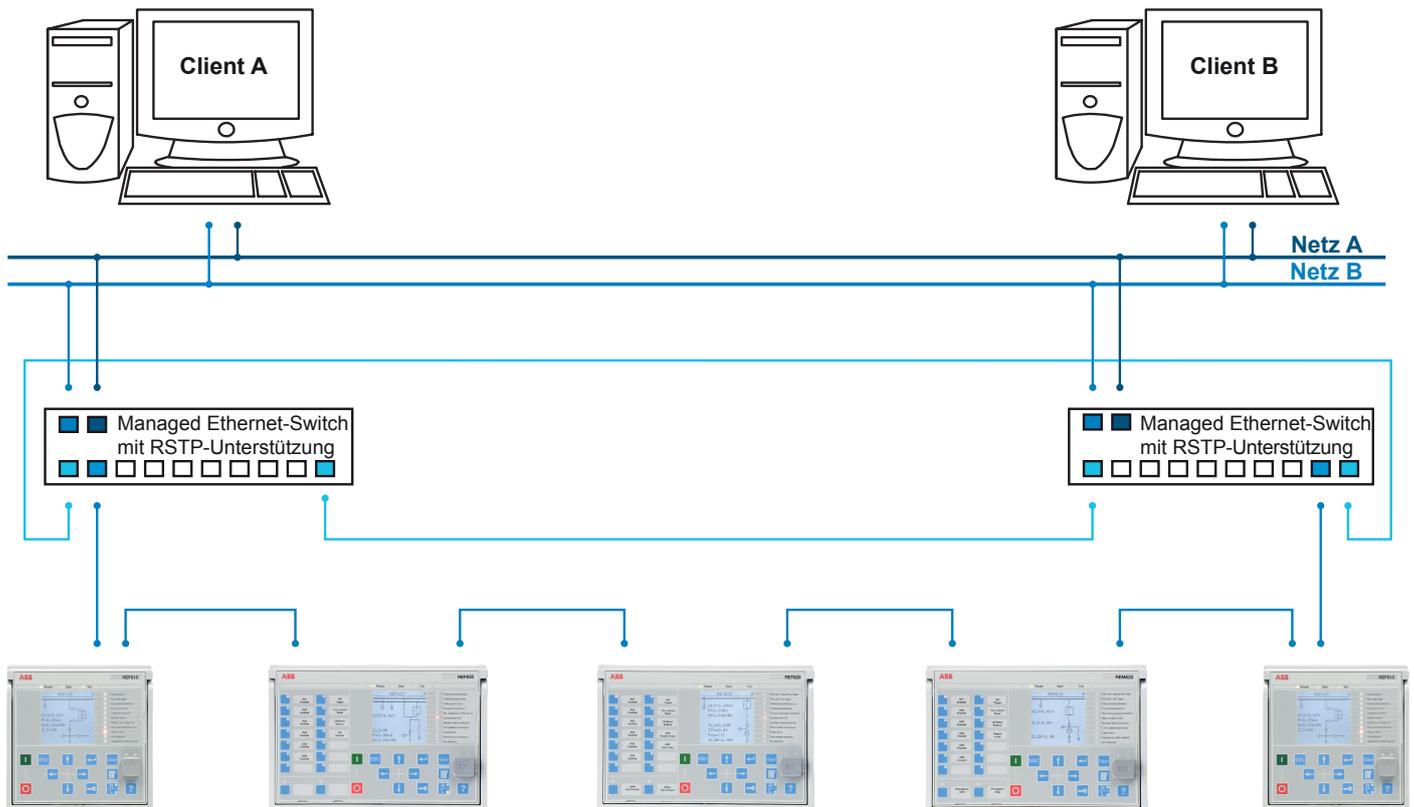


Abb. 23. Selbstregenerierende Ethernet-Ring-Lösung

Alle Kommunikationsanschlüsse, abgesehen von der frontseitigen Schnittstelle, befinden sich auf integrierten optionalen Kommunikationsmodulen. Das Relais kann über den RJ-45-Anschluss (100Base-TX) oder den optischen LC Anschluss (100Base-FX) an ethernetbasierte Kommunikationsprotokolle angeschlossen werden. Ist der Anschluss an einen seriellen Bus erforderlich, kann der 9-Pin-Schraubenanschluss (RS-485) verwendet werden. Eine optionale serielle Schnittstelle ist für die RS-232-Kommunikation erhältlich.

Die Modbus-Anwendung unterstützt die Modi RTU, ASCII und TCP. Neben der Modbus-Funktionalität unterstützt das Relais das Abrufen von zeitgestempelten Ereignissen, Ändern der aktiven Parametergruppe und Hochladen des neuesten Störschriebs. Wird eine Modbus TCP-Verbindung verwendet, können fünf Clients gleichzeitig an das Relais angeschlossen werden. Zudem können das serielle Modbus und Modbus TCP parallel verwendet werden, und bei Bedarf können IEC 61850- und Modbus-Protokolle gleichzeitig ausgeführt werden.

Die IEC 60870-5-103 Implementation unterstützt zwei parallele serielle Busverbindungen mit zwei verschiedenen Masters. Neben grundlegenden Standardfunktionen unterstützt das Relais das Ändern der aktiven Parametergruppe und das Hochladen von Störschreiber-Aufzeichnungen im

IEC 60870-5-103-Format. Zusätzlich kann IEC 60870-5-103 gleichzeitig mit dem IEC 61850-Protokoll verwendet werden.

DNP3 unterstützt sowohl serielle als auch TCP-Modi für den Anschluss an bis zu fünf Master. Die Änderung der aktiven Einstellung und das Lesen von Störfallaufzeichnungen werden unterstützt. Serielles DNP und DNP TCP können parallel verwendet werden. Bei Bedarf können IEC 61850 und DNP-Protokolle gleichzeitig ausgeführt werden.

Die 615 Serie unterstützt Profibus DPV1 mit Unterstützung des SPA-ZC 302 Profibus-Adapters. Wenn Profibus erforderlich ist, muss das Relais mit den Optionen für seriellen Modbus bestellt werden. Die Modbus-Implementierung umfasst die Funktion für die SPA-Protokolleemulation. Die Funktion ermöglicht den Anschluss an SPA-ZC 302.

Wenn das Relais für die serielle Kommunikation eine RS-485-Anbindung verwendet, werden sowohl Zwei- als auch Vier-Draht-Verbindungen unterstützt. Endwiderstände können auf der Kommunikationskarte mit Brücken konfiguriert werden, sodass keine externen Widerstände benötigt werden.

Das Relais unterstützt folgende Synchronisierungsmethoden mit einer Zeittempelauflösung von 1 ms.

Ethernet-basiert

- SNTP (Simple Network Time Protocol)

Mit spezieller Zeitsynchro-Verdrahtung

- IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group - Time Code Format B)

Das Relais unterstützt die folgende hochpräzise Zeitsynchronisationsmethode mit einer Zeitstempelauflösung von 4 µs, die für Prozessbus-Anwendungen erforderlich ist.

- PTP (IEEE 1588) v2 mit Power Profile

Die Unterstützung für IEEE 1588 ist in allen Varianten enthalten, die über ein redundantes Ethernet-Kommunikationsmodul verfügen.

Funktionen von IEEE 1588 v2

- Gewöhnliche Uhr mit Best Master Clock-Algorithmus
- Einstufige transparente Uhr für Ethernet-Ringtopologie
- 1588 v2 Power Profile

- Empfang (Slave): Einstufig/zweistufig
- Übertragung (Master): Einstufig
- Layer 2-Zuordnung
- Peer-to-Peer-Verzögerungsberechnung
- Multicast-Betrieb

Die erforderliche Genauigkeit für Grandmaster-Uhr ist +/-1 µs. Das Relais kann als Master-Uhr per BMC-Algorithmus arbeiten, wenn eine externe Grandmaster-Uhr für eine kurze Zeit nicht verfügbar ist.

Die Unterstützung für IEEE 1588 ist in allen Varianten enthalten, die über ein redundantes Ethernet-Kommunikationsmodul verfügen.

Zusätzlich unterstützt das Relais die Zeitsynchronisation über die seriellen Kommunikationsprotokolle Modbus, DNP3 und IEC 60870-5-103.

Tabelle 5. Unterstützte Stationskommunikationsschnittstellen und -protokolle

Schnittstellen / Protokolle	Ethernet		Seriell	
	100BASE-TX RJ-45	100BASE-FX LC	RS-232/RS-485	Optischer ST
IEC 61850-8-1	•	•	-	-
IEC 61850-9-2 LE	•	•	-	-
MODBUS RTU/ASCII	-	-	•	•
MODBUS TCP/IP	•	•	-	-
DNP3 (seriell)	-	-	•	•
DNP3 TCP/IP	•	•	-	-
IEC 60870-5-103	-	-	•	•

• = Unterstützt

21. Technische Daten

Tabelle 6. Abmessungen

Beschreibung	Wert	
Breite	Rahmen	177 mm
	Gehäuse	164 mm
Maximale Aufstellhöhe	Rahmen	177 mm (4U)
	Gehäuse	160 mm
Tiefe	201 mm (153 + 48 mm)	
Gewicht	Komplettes Schutzrelais	4,1 kg
	Nur Einschub	2,1 kg

Tabelle 7. Stromversorgung

Beschreibung	Typ 1	Typ 2
Bemessungs-Hilfsspannung U_n	100, 110, 120, 220, 240 V AC, 50 und 60 Hz	24, 30, 48, 60 V DC
	48, 60, 110, 125, 220, 250 V DC	
Maximale Unterbrechungsdauer der Hilfs-DC-Spannung ohne Rücksetzen des Relais	50 ms bei U_n	
Hilfsspannungsschwankung	38...110% von U_n (38...264 V AC)	50...120% von U_n (12...72 V DC)
	80...120% von U_n (38,4...300 V DC)	
Anlaufschwelle	19,2 V DC (24 V DC × 80%)	
Belastung der Hilfsspannungsversorgung unter Ruhe- (P_q)/Betriebsbedingung	DC < 12,0 W (nominal)/< 18,0 W (max.) AC < 16,0 W (nominal)/< 21,0 W (max.)	DC < 12,0 W (nominal)/< 18,0 W (max.)
Restwelligkeit der DC-Hilfsspannung	Max. 15 % des GS-Werts (bei einer Frequenz von 100 Hz)	
Sicherungstyp	250 V	

Tabelle 8. Wandlereingänge

Beschreibung		Wert	
Nennfrequenz		50/60 Hz	
Strompfad	Bemessungsstrom, I_n	0,2/1 A ¹⁾	1/5 A ²⁾
	Thermische Belastbarkeit:		
	• kontinuierlich	4 A	20 A
	• 1 s	100 A	500 A
	Dynamische Strombelastbarkeit:		
• Halbschwingung	250 A	1250 A	
Eingangsimpedanz		<100 mΩ	<20 mΩ
Spannungseingänge	Nennspannung	60...210 V	
	Belastbarkeit der Spannungspfade:		
	• kontinuierlich	240 V AC	
	• 10 s	360 V AC	
Bürde bei Nennspannung		<0,05 VA	

1) Option für Erdfehlerstromeingang

2) Erdfehlerstrom bzw. Phasenstrom

Tabelle 9. Wandlereingänge (Sensoren)

Beschreibung		Wert
Stromsensoreingang	Nennspannung (auf Sekundärseite).	75 mV...9000 mV ¹⁾
	Kontinuierliche Spannungsbelastbarkeit	125 V
	Eingangsimpedanz bei 50/60 Hz	2...3 MΩ ²⁾
Spannungssensoreingang	Nennspannung	6 kV...30 kV ³⁾
	Kontinuierliche Spannungsbelastbarkeit	50 V
	Eingangsimpedanz bei 50/60 Hz	3 MΩ

1) Entspricht dem Strombereich von 40 A - 4000 A mit 80 A, 3 mV/Hz Rogowski

2) Je nach verwendetem Nennstrom (Hardware-Gain)

3) Dieser Bereich wird abgedeckt (bis zum 2-fachen) durch ein Sensor-Teilungsverhältnis von 10 000:1

Tabelle 10. Binäre Eingänge

Beschreibung	Wert
Betriebsbereich	±20 % der Nennspannung
Nennspannung	24...250 V DC
Eingangsstrom	1,6...1,9 mA
Stromaufnahme	31,0...570,0 mW
Schwellenspannung	16...176 V DC
Reaktionszeit	< 3 ms

Tabelle 11. Signalausgang X100: SO1

Beschreibung	Wert
Nennspannung	250 V AC/DC
Dauerstrom	5 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms	1 A/0,25 A/0,15 A
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC

Tabelle 12. Signalausgänge und Selbstüberwachungsausgang (IRF)

Beschreibung	Wert
Nennspannung	250 V AC/DC
Dauerstrom	5 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	10 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	15 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms, bei 48/110/220 V DC	1 A/0,25 A/0,15 A
Mindestkontaktlast	10 mA bei 5 V AC/DC

Tabelle 13. Zweipolige Leistungsrelais mit TCS-Funktion

Beschreibung	Wert
Nennspannung	250 V AC/DC
Kontinuierlicher Kontaktstrom	8 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms, bei 48/110/220 V DC (wenn beide Kontakte in Reihe geschaltet)	5 A/3 A/1 A
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC
Auslösekreisüberwachung (TCS):	
• Steuerspannungsbereich	20...250 V AC/DC
• Auslösekreisüberwachungsstrom	~1,5 mA
• Minimalspannung über TCM-Kontakt	20 V AC/DC (15...20 V)

Tabelle 14. Einpolige Leistungsausgangsrelais

Beschreibung	Wert
Nennspannung	250 V AC/DC
Dauerstrom	8A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms, bei 48/110/220 V DC	5 A/3 A/1 A
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC

Abzweigschutz und Steuerung	1MRS756691 F
REF615	
Produktversion: 5.0 FP1	

Tabelle 15. Hochgeschwindigkeits-Ausgang HSO mit BIO0007

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V AC/DC
Kontinuierlicher Kontaktstrom	6 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R < 40 ms, bei 48/110/220 V DC	5 A/3 A/1 A
Auslösezeit	< 1 ms
Reset	< 20 ms, ohmsche Last

Tabelle 16. Ethernet-Schnittstellen Front Port

Ethernet-Schnittstelle	Protokoll	Kabel	Datenübertragungsrate
Frontseite	TCP/IP-Protokoll	Standard-Ethernet CAT 5 Kabel mit RJ-45 -Anschluss)	10 MBits/s

Tabelle 17. Stationskommunikationsverbindung, optisch

Stecker	Fasertyp ¹⁾	Wellenlänge	Typische max. Länge ²⁾	Erlaubte Streckendämpfung ³⁾
LC	MM 62,5/125 oder 50/125 µm Glasfaserkern	1300 nm	2 km	<8 dB
ST	MM 62,5/125 oder 50/125 µm Glasfaserkern	820...900 nm	1 km	<11 dB

1) (MM) Multimodus-Faser, (SM) Einfachmodus-Faser

2) Die maximale Länge ist von der Dämpfung und Qualität des Kabels, der Anzahl der Verbinder und Anschlüsse in der Strecke abhängig.

3) Maximal zulässige Dämpfung durch Stecker und Kabel zusammen

Tabelle 18. IRIG-B

Beschreibung	Wert
IRIG Time Code Format	B004, B005 ¹⁾
Isolation	500 V 1 min
Modulation	Unmoduliert
Logikebene	5 V TTL
Stromverbrauch	< 4 mA
Stromaufnahme	< 20 mW

1) Gemäß Standard 200-04 IRIG

Tabelle 19. Optischer Sensor und optische Lichtwellenleiter für Lichtbogenschutz

Beschreibung	Wert
Optisches Kabel mit Linse	1,5 m, 3,0 m oder 5,0 m
Normaler Betriebstemperaturbereich der Linse	-40...+100°C
Maximaler Betriebstemperaturbereich der Linse, max. 1 Std.	+140°C
Kleinster erlaubter Biegeradius der Anschlussfaser	100 mm

Tabelle 20. Schutzklasse des bündig montierten Schutzrelais

Beschreibung	Wert
Vorderseite	IP 54
Rückseite, Anschlussklemmen	IP 20

Tabelle 21. Umgebungsbedingungen

Beschreibung	Wert
Betriebstemperaturbereich	-25...+55 °C (dauernd)
Kurzfristiger Betriebstemperaturbereich	-40...+85 °C (<16 h) ¹⁾²⁾
Relative Feuchtigkeit	<93%, ohne Kondensation
Luftdruck	86...106 kPa
Maximale Aufstellhöhe	Bis zu 2000 m
Transport- und Lagertemperaturbereich	-40...+85 °C

1) Verschlechterung der Leistung von MTBF und HMI außerhalb des Temperaturbereichs von -25...+55 °C

2) Für Relais mit einer LC-Kommunikationsschnittstelle beträgt die maximale Betriebstemperatur +70 °C

Tabelle 22. Elektromagnetische Verträglichkeitsprüfungen

Beschreibung	Typprüfung	Referenz
Störfestigkeitstest gegen 1 MHz/100 kHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, Klasse III IEEE C37.90.1-2002
<ul style="list-style-type: none"> • Common mode • Differential mode 	2,5 kV 2,5 kV	
Prüfung der Störfestigkeit gegen 3 MHz, 10 MHz und 30 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, Klasse III
<ul style="list-style-type: none"> • Common mode 	2,5 kV	
Störfestigkeitstest gegen die Entladung statischer Elektrizität		IEC 61000-4-2 IEC 60255-26 IEEE C37.90.3-2001
<ul style="list-style-type: none"> • Kontaktentladung: • Luftentladung 	8 kV 15 kV	
Prüfung der Störfestigkeit gegen Hochfrequenz		IEC 61000-4-6 IEC 60255-26, Klasse III
	10 V (rms) f = 150 kHz...80 MHz	IEC 61000-4-3 IEC 60255-26, Klasse III
	10 V/m (rms) f = 80...2700 MHz	ENV 50204 IEC 60255-26, Klasse III
	10 V/m f = 900 MHz	IEEE C37.90.2-2004
	20 V/m (rms) f = 80...1000 MHz	
Fast-Transient-Störfestigkeit		IEC 61000-4-4 IEC 60255-26 IEEE C37.90.1-2002
<ul style="list-style-type: none"> • Alle Schnittstellen 	4 kV	
Störfestigkeitsprüfung gegen Stoßspannungen		IEC 61000-4-5 IEC 60255-26
<ul style="list-style-type: none"> • Kommunikation • Andere Anschlüsse 	1 kV, Leitung zur Erde 4 kV, Leitung zur Erde 2 kV, Leitung zu Leitung	
Prüfung der Störfestigkeit gegen Magnetfelder (Netzfrequenz 50 Hz)		IEC 61000-4-8
<ul style="list-style-type: none"> • dauernd • 1...3 s 	300 A/m 1000 A/m	
Prüfung der Störfestigkeit gegen pulsierende Magnetfelder		IEC 61000-4-9
	1000 A/m 6,4/16 µs	
Prüfung der Störfestigkeit gegen gedämpft schwingende Magnetfelder		IEC 61000-4-10
<ul style="list-style-type: none"> • 2 s • 1 MHz 	100 A/m 400 Transiente/s	
Spannungseinbrüche und kurze Unterbrechungen		IEC 61000-4-11
	30%/10 ms 60%/100 ms 60%/1000 ms >95%/5000 ms	

Tabelle 22. Elektromagnetische Verträglichkeitsprüfungen, Fortsetzung

Beschreibung	Typprüfung	Referenz
Netzfrequenzimmunitätstest	Nur binäre Eingänge	IEC 61000-4-16 IEC 60255-26, Klasse A
<ul style="list-style-type: none"> • Common mode • Differential mode 	300 V rms 150 V rms	
Eingekoppelt, Gleichtakt Störungen	15 Hz...150 kHz Prüfpegel 3 (10/1/10 V rms)	IEC 61000-4-16
Emissionsprüfungen		EN 55011, Klasse A IEC 60255-26 CISPR 11 CISPR 12
<ul style="list-style-type: none"> • Eingekoppelt 		
0,15...0,50 MHz	<79 dB (µV) Quasi-Spitze <66 dB (µV) Durchschnitt	
0,5...30 MHz	<73 dB (µV) Quasi-Spitze <60 dB (µV) Durchschnitt	
<ul style="list-style-type: none"> • Gestrahlt 		
30...230 MHz	< 40 dB (µV/m) Quasi-Spitze, gemessen in einem Abstand von 10 m	
230...1000 MHz	< 47 dB (µV/m) Quasi-Spitze, gemessen in einem Abstand von 10 m	
1...3 GHz	< 76 dB (µV/m) Spitze < 56 dB (µV/m) Durchschnitt, gemessen in einem Abstand von 3 m	
3...6 GHz	< 80 dB (µV/m) Spitze < 60 dB (µV/m) Durchschnitt, gemessen in einem Abstand von 3 m	

Tabelle 23. Isolationsprüfungen

Beschreibung	Typprüfung	Referenz
Dielektrische Prüfungen	2 kV, 50 Hz, 1 Min 500 V, 50 Hz, 1 min, Kommunikation	IEC 60255-27
Stoßspannungsprüfung	5 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J 1 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J, Kommunikation	IEC 60255-27
Isolationswiderstandsmessungen	>100 MΩ, 500 V DC	IEC 60255-27
Potentialausgleichswiderstand	<0,1 Ω, 4 A, 60 s	IEC 60255-27

Tabelle 24. Mechanische Prüfungen

Beschreibung	Referenz	Anforderung
Schwingungsprüfungen (sinusförmig)	IEC 60068-2-6 (Test Fc) IEC 60255-21-1	Klasse 2
Stoß- und Schlagtest	IEC 60068-2-27 (Test Ea-Stoß) IEC 60068-2-29 (Test Eb Bump) IEC 60255-21-2	Klasse 2
Seismic test	IEC 60255-21-3	Klasse 2

Tabelle 25. Umgebungsprüfungen

Beschreibung	Typ-Testwert	Referenz
Trockenhitzeprüfung	<ul style="list-style-type: none"> • 96 h bei +55 °C • 16 h bei +85 °C¹⁾ 	IEC 60068-2-2
Trockenkälteprüfung	<ul style="list-style-type: none"> • 96 h bei -25 °C • 16 h bei -40 °C 	IEC 60068-2-1
Feuchte Wärmeprüfung	<ul style="list-style-type: none"> • 6 Zyklen (12 h + 12 h) bei +25 °C...+55 °C, Feuchtigkeit >93% 	IEC 60068-2-30
Änderung des Temperaturtests	<ul style="list-style-type: none"> • 5 Zyklen (3 h + 3 h) bei -25 °C...+55 °C 	IEC60068-2-14
Lagerprüfung	<ul style="list-style-type: none"> • 96 h bei -40 °C • 96 h bei +85 °C 	IEC 60068-2-1 IEC 60068-2-2

1) Für Relais mit einer LC-Kommunikationsschnittstelle beträgt die maximale Betriebstemperatur +70 °C

Tabelle 26. Produktsicherheit

Beschreibung	Referenz
LV-Richtlinie	2006/95/EC
Norm	EN 60255-27 (2013) EN 60255-1 (2009)

Tabelle 27. EMV-Prüfungen

Beschreibung	Referenz
EMC-Richtlinie	2004/108/EC
Norm	EN 60255-26 (2013)

Tabelle 28. RoHS-Übereinstimmung

Beschreibung
Erfüllt die RoHS-Richtlinie 2002/95/EC

Schutzfunktionen

Tabelle 29. Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz (PHxPTOC)

Charakteristik	Wert			
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz			
	PHLPTOC	$\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$		
	PHHPTOC und PHIPTOC	$\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von $10 \dots 40 \times I_n$)		
Anregezeit ¹⁾²⁾		Mindestens	Typisch	Höchstens
	PHIPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert <i>Anregewert</i>	16 ms	19 ms	23 ms
	$I_{\text{Fehler}} = 10 \times$ eingestellter Wert <i>Anregewert</i>	11 ms	12 ms	14 ms
	PHHPTOC und PHLPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert <i>Startwert</i>	23 ms	26 ms	29 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms			
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96			
Verzögerungszeit	< 30 ms			
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms			
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾			
Oberschwingungsunterdrückung	RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung P-to-P+backup: Keine Unterdrückung			

1) Eingestellt *Verzögerungszeit* = 0,02 s, *Umkehrzeit* = IEC zeitlich festgelegt, *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Fehlerstrom in einem Leiter mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Inkl. Verzögerung des Hochleistungsausgangskontakts

Tabelle 30. Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz (PHxPTOC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PHLPTOC	0,05...5,00 × I _n	0.01
	PHHPTOC	0,10...40,00 × I _n	0.01
	PHIPTOC	1,00...40,00 × I _n	0.01
Zeitmultiplikator	PHLPTOC	0.05...15.00	0.01
	PHHPTOC	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	PHLPTOC	40...200000 ms	10
	PHHPTOC	40...200000 ms	10
	PHIPTOC	20...200000 ms	10
Umkehrzeit ¹⁾	PHLPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	PHHPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	PHIPTOC	Definite time	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 31. Dreiphasiger gerichteter Überstromschutz (DPHxPDOC)

Charakteristik	Wert			
Ansprechgenauigkeit	DPHLPDOC	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms/der gemessenen Spannung, $f_n \pm 2$ Hz Strom: $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ Spannung: $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$		
	DPHHPDOC	Strom: $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0$ % des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von $10 \dots 40 \times I_n$) Spannung: $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$		
Anreizezeit ¹⁾²⁾	$I_{\text{Fehler}} = 2,0 \times \text{eingestellter Wert Anregezeit}$	Mindestens	Typisch	Höchstens
		39 ms	43 ms	47 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms			
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96			
Verzögerungszeit	< 35 ms			
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms			
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	$\pm 5,0$ % des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾			
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$			

- 1) Messmethode und Pol-Menge = Standard, Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, Spannung vor Fehler = $1,0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Erdfehlerstrom in einem Leiter mit Bemessungsfrequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
- 2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
- 3) Höchstens Anregezeit = $2,5 \times I_n$, Anregezeit wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 32. Dreiphasiger gerichteter Überstromschutz (DPHxPDOC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	DPHLPDOC	$0,05 \dots 5,00 \times I_n$	0.01
	DPHHPDOC	$0,10 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
Zeitmultiplikator	DPHxPDOC	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	DPHxPDOC	40...200000 ms	10
Leistungsmodus	DPHxPDOC	1 = Ungerichtet 2 = Vorwärts 3 = Zurück	
Charakteristischer Winkel	DPHxPDOC	-179...180°	1
Betriebskurventyp ¹⁾	DPHLPDOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DPHHPDOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 33. Ungerichteter Erdfehlerschutz (EFxPTOC)

Charakteristik	Wert			
Ansprechgenauigkeit	EFLPTOC	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$		
	EFHPTOC und EFIPTOC	$\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0$ % des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von $10 \dots 40 \times I_n$)		
Anregezeit ¹⁾²⁾	EFIPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregezeit}$ $I_{\text{Fehler}} = 10 \times \text{eingestellter Wert Anregezeit}$	Mindestens	Typisch	Höchstens
		16 ms 11 ms	19 ms 12 ms	23 ms 14 ms
		EFHPTOC und EFLPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregezeit}$	23 ms	26 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms			
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96			
Verzögerungszeit	< 30 ms			
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms			
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	$\pm 5,0$ % des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾			
Oberschwingungsunterdrückung	RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung			

1) Messmethode = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Erdfehlerstrom mit Bemessungsfrequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Höchstens $Anregezeit = 2,5 \times I_n$, $Anregezeit$ wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 34. Ungerichteter Erdfehlerschutz (EFxPTOC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	EFLPTOC	$0,010 \dots 5,000 \times I_n$	0.005
	EFHPTOC	$0,10 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
	EFIPTOC	$1,00 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
Zeitmultiplikator	EFLPTOC	0.05...15.00	0.01
	EFHPTOC	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	EFLPTOC	40...200000 ms	10
	EFHPTOC	40...200000 ms	10
	EFIPTOC	20...200000 ms	10
Umkehrzeit ¹⁾	EFLPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	EFHPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	EFIPTOC	Definite time	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 35. Gerichteter Erdfehlerschutz (DEFxPDEF)

Charakteristik	Wert			
Ansprechgenauigkeit	DEFPLPDEF	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz		
	DEFHPDEF	Strom: $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ Spannung $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$		
Anregezeit ¹⁾²⁾	DEFHPDEF	Mindestens	Typisch	Höchstens
	$I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregewert}$	42 ms	46 ms	49 ms
	DEFPLPDEF	58 ms	62 ms	66 ms
	$I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregewert}$			
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms			
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96			
Verzögerungszeit	< 30 ms			
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms			
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	$\pm 5,0$ % des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾			
Oberschwingungsunterdrückung	RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung			

1) Eingestellt *Verzögerungszeit* = 0,06 s, *Umkehrzeit* = IEC zeitlich festgelegt, *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Erdfehlerstrom mit Bemessungsfrequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakt

3) Höchstens *Anregewert* = $2,5 \times I_n$, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 36. Gerichteter Erdfehlerschutz (DEFxPDEF) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	DEFLPDEF	0,010...5,000 × I _n	0.005
	DEFHPDEF	0,10...40,00 × I _n	0.01
Leistungsmodus	DEFLPDEF und DEFHPDEF	1 = Ungerichtet 2 = Vorwärts 3 = Rückwärts	
Zeitmultiplikator	DEFLPDEF	0.05...15.00	0.01
	DEFHPDEF	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	DEFLPDEF	60...200000 ms	10
	DEFHPDEF	40...200000 ms	10
Betriebskurventyp ¹⁾	DEFLPDEF	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DEFHPDEF	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 3, 5, 15, 17	
Betriebsmodus	DEFLPDEF und DEFHPDEF	1 = Phasenwinkel 2 = I _o Sin 3 = I _o Cos 4 = Phasenwinkel 80 5 = Phasenwinkel 88	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 37. Admittanzbasierter Erdfehlerschutz (EFPADM)

Charakteristik	Wert		
Auslösegenauigkeit ¹⁾	Bei der Frequenz f = f _n ±1,0% oder ±0,01 mS (Im Bereich von 0,5...100 mS)		
Anregezeit ²⁾	Mindestens	Typisch	Höchstens
	56 ms	60 ms	64 ms
Rückfallzeit	40 ms		
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Oberwellenunterdrückung	-50 dB bei f = n × f _n , wobei n = 2, 3, 4, 5,...		

1) U_o = 1,0 × U_n

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts. Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

Tabelle 38. Wichtigste Einstellungen des admittanzbasierten Erdfehlerschutzes (EFPADM)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Spannungsanfangswert	EFPADM	0,01...2,00 × U _n	0.01
Leistungsmodus	EFPADM	1 = Ungerichtet 2 = Vorwärts 3 = Rückwärts	
Betriebsmodus	EFPADM	1 = Yo 2 = Go 3 = Bo 4 = Yo, Go 5 = Yo, Bo 6 = Go, Bo 7 = Yo, Go, Bo	
Verzögerungszeit	EFPADM	60...200000 ms	10
Kreisradius	EFPADM	0,05...500,00 mS	0.01
Kreiskonduktanz	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Kreissuszeptanz	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Konduktanz vorwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Konduktanz rückwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Konduktanz Neigungswinkel	EFPADM	-30...30°	1
Suszeptanz vorwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Suszeptanz rückwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Suszeptanz Neigungswinkel	EFPADM	-30...30°	1

Tabelle 39. Wattmetrischer Erdfehlerschutz (WPWDE)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f _n ±2 Hz Strom- und Spannung: ±1,5% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I _n Leistung: ±3% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × P _n
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 63 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Ansprechzeitgenauigkeit im IDMT-Modus	±5,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei f = n × f _n , wenn n = 2,3,4,5,..

1) I_o variiert während der Prüfung. U_o = 1,0 × U_n = Leiter-Erde-Spannung bei Erdfehler in kompensiertem oder ungeerdetem Netz. Die Restleistung vor dem Fehler = 0,0 p.u., f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts.

Tabelle 40. Wichtigste Einstellungen des wattmetrischen Erdfehlerschutzes (WPWDE)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Stufe
Gerichteter Modus	WPWDE	2 = Vorwärts 3 = Rückwärts	
Stromanregewert	WPWDE	$0,010...5,000 \times I_n$	0.001
Spannungsanregewert	WPWDE	$0,010...1,000 \times U_n$	0.001
Leistungsanregewert	WPWDE	$0,003...1,000 \times P_n$	0.001
Referenzleistung	WPWDE	$0,050...1,000 \times P_n$	0.001
Charakteristischer Winkel	WPWDE	$-179...180^\circ$	1
Zeitmultiplikator	WPWDE	0.05...2.00	0.01
Typ Auslösekennlinie	WPWDE	Definite oder inverse Zeit Kurven-Typ: 5, 15, 20	
Auslöseverzögerung	WPWDE	60...200000 ms	10
Min Auslösestrom	WPWDE	$0,010...1,000 \times I_n$	0.001
Min Auslösespannung	WPWDE	$0,01...1,00 \times U_n$	0.01

Tabelle 41. Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz (INTRPTEF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit (Uo Kriterien mit transientem Schutz)	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_o$
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wenn $n = 2, 3, 4, 5$

Tabelle 42. Wichtigste Einstellungen des Transienten/intermittierenden Erdfehlerschutzes (INTRPTEF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Leistungsmodus	INTRPTEF	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Zurück	-
Verzögerungszeit	INTRPTEF	40...1200000 ms	10
Spannung Startwert (Spannung Startwert für transienten EF)	INTRPTEF	$0,01...0,50 \times U_n$	0.01
Betriebsmodus	INTRPTEF	1=Intermittierender EF 2=Transienter EF	-
Spitzenzählerbegrenzung (Mindestanforderung für Spitzenzähler vor dem Start im IEF-Modus)	INTRPTEF	2...20	-
Min Auslösestrom	INTRPTEF	$0,01...1,00 \times I_n$	0.01

Tabelle 43. Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingungs-Komponenten (HAEFPTOC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,004 \times I_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 77 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Auslösezeitgenauigkeit im IDMT-Modus ³⁾	$\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei $f = f_n$ -3 dB bei $f = 13 \times f_n$

1) Grundfrequenzstrom = $1,0 \times I_n$, Oberschwingungsstrom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, Oberschwingungsfehlerstrom $2,0 \times$ Anregezeit. Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Maximaler Anregezeit = $2,5 \times I_n$, Anregezeit wird mit Werten zwischen 2 und 20 multipliziert

Tabelle 44. Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingungs-Komponenten (HAEFPTOC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Stufe
Anregezeit	HAEFPTOC	$0,05 \dots 5,00 \times I_n$	0.01
Zeitmultiplikator	HAEFPTOC	0.05...15.00	0.01
Auslöseverzögerung	HAEFPTOC	100...200000 ms	10
Minimale Auslösezeit	HAEFPTOC	100...200000 ms	10
Typ Auslösekennlinie	HAEFPTOC	Definite oder inverse Zeit Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	

Tabelle 45. Schieflastschutz (NSPTOC)

Charakteristik	Wert												
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$												
Anregezeit ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Mindestens</th> <th>Typisch</th> <th>Höchstens</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert Anregezeit</td> <td>23 ms</td> <td>26 ms</td> <td>28 ms</td> </tr> <tr> <td>$I_{\text{Fehler}} = 10 \times$ eingestellter Wert Anregezeit</td> <td>15 ms</td> <td>18 ms</td> <td>20 ms</td> </tr> </tbody> </table>		Mindestens	Typisch	Höchstens	$I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert Anregezeit	23 ms	26 ms	28 ms	$I_{\text{Fehler}} = 10 \times$ eingestellter Wert Anregezeit	15 ms	18 ms	20 ms
	Mindestens	Typisch	Höchstens										
$I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert Anregezeit	23 ms	26 ms	28 ms										
$I_{\text{Fehler}} = 10 \times$ eingestellter Wert Anregezeit	15 ms	18 ms	20 ms										
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms												
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96												
Verzögerungszeit	< 35 ms												
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms												
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾												
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wenn $n = 2, 3, 4, 5, \dots$												

1) Gegenstrom vor Fehler = $0,0$, $f_n = 50$ Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Höchstens Anregezeit = $2,5 \times I_n$, Anregezeit wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 46. Wichtigste Einstellungen des Schiefastschutzes (NSPTOC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	NSPTOC	0,01...5,00 × I _{0,01...5,00} × I	0.01
Zeitmultiplikator	NSPTOC	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	NSPTOC	40...200000 ms	10
Umkehrzeit ¹⁾	NSPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 47. Phasenausfallschutz (PDNSPTOC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 2\%$ des eingestellten Wertes
Anregezeit	< 70 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösezeitgenauigkeit im Definite-Time-Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 48. Wichtigste Einstellungen Phasenausfallsschutz (PDNSPTOC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Anregewert (Stromübersetzungsverhältnis I_2/I_1)	PDNSPTOC	10...100 %	1
Verzögerungszeit	PDNSPTOC	100...30000 ms	1
Mindestphasenstrom	PDNSPTOC	0,05...0,30 × I _n	0.01

Tabelle 49. Verlagerungsspannungsschutz (ROVPTOV)

Charakteristik	Wert			
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$			
Anregezeit ¹⁾²⁾	Mindestens	Typisch	Höchstens	
	$U_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Anrege- wert}$	48 ms	51 ms	54 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms			
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96 ms			
Verzögerungszeit	< 35 ms			
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms			
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$			

1) Verlagerungsspannung vor Fehler = $0,0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierte Verlagerungsspannung mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 50. Wichtigste Einstellungen Verlagerungsspannungsschutz (ROVPTOV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	ROVPTOV	0,010...1,000 × U _n	0.001
Verzögerungszeit	ROVPTOV	40...300000 ms	1

Tabelle 51. Dreiphasiger Unterspannungsschutz (PHPTUV)

Charakteristik	Wert			
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f _n ±2 Hz ±1,5% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × U _n			
Anregezeit ¹⁾²⁾	Mindestens	Typisch	Höchstens	
	U _{Fault} = 0,9 × eingestellter <i>Anrege- wert</i>	62 ms	66 ms	70 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms			
Rückstellverhältnis	Abhängig von der eingestellten <i>Relativen Hysterese</i>			
Verzögerungszeit	< 35 ms			
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms			
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	±5,0% des theoretischen Werts oder ±20 ms ³⁾			
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f _n , wobei n = 2, 3, 4, 5,...			

1) *Anregezeit* = 1,0 × U_n, Spannung vor Fehler = 1,1 × U_n, f_n = 50 Hz, Unterspannung in einem Leiter-zu-Leiter mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Minimum *Anregezeit* = 0,50, *Anregezeit* wird mit Werten zwischen 0,90 und 0,20 multipliziert

Tabelle 52. Wichtigste Einstellungen des dreiphasigen Phasenunterspannungsschutzes (PHPTUV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PHPTUV	0,05...1,20 × U _n	0.01
Zeitmultiplikator	PHPTUV	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	PHPTUV	60...300000 ms	10
Betriebskurventyp ¹⁾	PHPTUV	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 5, 15, 21, 22, 23	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 53. Dreiphasiger Überspannungsschutz (PHPTOV)

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$		
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_{Fehler} = 1,1 \times$ eingestellter <i>Anrege</i> <i>wert</i>	Mindestens	Typisch	Höchstens
		23 ms	27 ms	31 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Abhängig von der eingestellten <i>Relativen Hysterese</i>		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms		
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus		$\pm 5,0 \%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

- 1) *Anrege**wert* = $1,0 \times U_n$, Spannung vor Fehler = $0,9 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Überspannung in einem Leiter-zu-Leiter mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
- 2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
- 3) Höchstens *Anrege**wert* = $1,20 \times U_n$, *Anrege**wert* wird mit Werten multipliziert von 1,10... 2,00

Tabelle 54. Wichtigste Einstellungen Dreiphasiger Überspannungsschutz (PHPTOV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PHPTOV	$0,05 \dots 1,60 \times U_n$	0.01
Zeitmultiplikator	PHPTOV	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	PHPTOV	40...300000 ms	10
Betriebskurventyp ¹⁾	PHPTOV	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 5, 15, 17, 18, 19, 20	

- 1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 55. Phasenunterspannungsschutz (PSPTUV)

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$		
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_{Fault} = 0,99 \times$ eingestellter <i>Anre</i> <i>gewert</i> $U_{Fault} = 0,9 \times$ eingestellter <i>Anrege</i> <i>wert</i>	Mindestens	Typisch	Höchstens
		52 ms 44 ms	55 ms 47 ms	58 ms 50 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Abhängig von der eingestellten <i>Relativen Hysterese</i>		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

- 1) *Anrege**wert* = $1,0 \times U_n$, Mitsystemspannung vor Fehler = $1,1 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Leiterunterspannung (Mitsystem) mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
- 2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 56. Wichtigste Einstellungen des Phasenunterspannungsschutzes (Mitsystem) (PSPTUV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PSPTUV	$0,010...1,200 \times U_{0,010...1,200 \times U}$	0.001
Verzögerungszeit	PSPTUV	40...120000 ms	10
Spannungsblockierwert	PSPTUV	$0,01...1,0 \times U_{0,01...1,0 \times U}$	0.01

Tabelle 57. Spannungs-Unsymmetrieschutz (NSPTOV)

Charakteristik	Wert		
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$		
Anregezeit ¹⁾²⁾	Mindestens	Typisch	Höchstens
$U_{Fault} = 1,1 \times$ eingestellter <i>Anrege-</i> <i>wert</i>	33 ms 24 ms	35 ms 26 ms	37 ms 28 ms
$U_{Fault} = 2,0 \times$ eingestellter <i>Anrege-</i> <i>wert</i>			
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit	< 35 ms		
Auslösezeitgenauigkeit im Definite-Time-Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms		
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

1) Spannung negative Phasensequenz $vor = 0.0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Überspannung für negative Phasensequenz mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 58. Wichtigste Einstellungen Überspannungsschutz für das Gegensystem (NSPTOV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	NSPTOV	$0,010...1,000 \times U_{0,010...1,000 \times U}$	0.001
Verzögerungszeit	NSPTOV	40...120000 ms	1

Tabelle 59. Frequenzschutzfunktion (FRPFRQ)

Charakteristik	Wert	
Ansprechgenauigkeit	$f > / f <$	± 5 mHz
	df/dt	± 50 mHz/s (im Bereich $ df/dt < 5$ Hz/s) $\pm 2,0\%$ des eingestellten Wertes (im Bereich 5 Hz/s $< df/dt < 15$ Hz/s)
Anregezeit	$f > / f <$	< 80 ms
	df/dt	< 120 ms
Rückfallzeit	< 150 ms	
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 30 ms	

Tabelle 60. Wichtigste Einstellungen des Frequenzschutzes (FRPFRQ)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Betriebsmodus	FRPFRQ	1 = Freq< 2 = Freq> 3 = df/dt 4 = Freq< + df/dt 5 = Freq> + df/dt 6 = Freq< ODER df/dt 7 = Freq> ODER df/dt	
Startwert Freq>	FRPFRQ	0,9000...1,2000 × f _n	0.0001
Startwert Freq<	FRPFRQ	0,8000...1,1000 × f _n	0.0001
Startwert df/dt	FRPFRQ	-0,200...0,200 × f _n /s	0.005
Betriebsdauer Freq	FRPFRQ	80...200000 ms	10
Betriebsdauer df/dt	FRPFRQ	120...200000 ms	10

Tabelle 61. Dreiphasiger thermischer Überlastschutz für Abgänge, Kabel und Verteiltransformatoren (T1PTTR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f _n ±2 Hz Strommessung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I _r (bei Strömen im Bereich von 0,01...4,00 × I _n)
Genauigkeit der Auslöseverzögerung ¹⁾	±2,0% des theoretischen Wertes oder ±0,50 s

1) Überlaststrom > 1,2 × Temperaturstufe für Betrieb

Tabelle 62. Dreiphasiger thermischer Überlastschutz für Abgänge, Kabel und Verteiltransformatoren (T1PTTR) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Eingestellte Umgebungstemperatur (Verwendete Umgebungstemperatur, wenn AmbSens ausgeschaltet ist)	T1PTTR	-50...100°C	1
Strommultiplikator (Strommultiplikator, wenn Funktion für Parallelleitungen genutzt wird)	T1PTTR	1...5	1
Stromreferenz	T1PTTR	$0,05...4,00 \times I_n$	0.01
Temperaturanstieg (Endtemperaturanstieg über Umgebungstemperatur)	T1PTTR	0,0...200,0°C	0.1
Zeitkonstante (Zeitkonstante der Leitung in Sekunden)	T1PTTR	60...60000 s	1
Maximaltemperatur (Temperaturstufe für Betrieb)	T1PTTR	20,0...200,0°C	0.1
Alarmtemperatur (Temperaturstufe für Start (Alarm))	T1PTTR	20,0...150,0°C	0.1
Wiedereinschaltungstemperatur (Temperatur für das Zurücksetzen der Block-Wiedereinschaltung nach Betrieb)	T1PTTR	20,0...150,0°C	0.1
Anfangstemperatur (Temperaturanstieg über Umgebungstemperatur bei Startup)	T1PTTR	-50,0...100,0°C	0.1

Tabelle 63. Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz (HREFPDIF)

Charakteristik	Wert		
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$		
Anregezeit ¹⁾²⁾	Mindestens	Typisch	Höchstens
$I_{\text{Fehler}} = 2,0 \times$ eingestellter <i>Auslösewert</i>	16 ms	21 ms	23 ms
$I_{\text{Fehler}} = 10,0 \times$ eingestellter <i>Auslösewert</i>	11 ms	13 ms	14 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit	< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms		

1) Strom vor Fehler = 0,0, $f_n = 50$ Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 64. Wichtigste Einstellungen des Hochimpedanz- Erdfehlerdifferentialschutzes (HREFPDIF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Ansprechwert	HREFPDIF	1,0...50,0%	0.1
Mindestverzögerung	HREFPDIF	40...300000 ms	1
Funktion	HREFPDIF	Off On	-

Tabelle 65. Hochimpedanz-Differentialschutz (HixPDIF)

Charakteristik	Wert			
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$			
Anregezeit ¹⁾²⁾		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I Fehler = 2,0 x eingestellter Startwert	12 ms	16 ms	24 ms
	I Fehler = 10 x eingestellter Startwert	10 ms	12 ms	14 ms
Rückfallzeit	< 40 ms			
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96			
Verzögerungszeit	< 35 ms			
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms			

1) Messmethode = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Fehlerstrom mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 66. Hochimpedanz-Differentialschutz (HixPDIF) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Auslösewert	HIAPDIF HIBPDIF HICPDIF	1,0...200,0 % I_n	1
Minimale Auslösezeit	HIAPDIF HIBPDIF HICPDIF	20...300000 ms	10

Tabelle 67. LS-Versagerschutz (CCBRBRF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5 \%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Rücksetzzeit ¹⁾	Üblicherweise 40 ms
Verzögerungszeit	< 20 ms

1) Auslöseimpulsdauer definiert die Mindestimpulszeit

Tabelle 68. Wichtigste Einstellungen des Leistungsschaltversagerschutzes (CCBRBRF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Stromwert (Phasenstrom)	CCBRBRF	0,05...1,00 × I _n	0.05
Erdfehlerstromwert (Erdfehlerstrom)	CCBRBRF	0,05...1,00 × I _n	0.05
CB-Fehlermodus (Operationsmodus der Funktion)	CCBRBRF	1 = Strom 2 = Leistungsschalterzustand 3 = Beides	-
CB-Fehlerauslösemodus	CCBRBRF	1 = Aus 2 = Ohne Prüfung 3 = Stromprüfung	-
Wiederauslösezeit	CCBRBRF	0...60000 ms	10
CB-Ausfallverzögerung	CCBRBRF	0...60000 ms	10
CB-Fehlerverzögerung	CCBRBRF	0...60000 ms	10

Tabelle 69. Dreiphasige Einschaltstromerkennung (INRPHAR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strommessung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I _n Messung des Verhältnisses I _{2f} /I _{1f} : ±5,0% des eingestellten Wertes
Rückfallzeit	+35 ms / -0 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	+35 ms / -0 ms

Tabelle 70. Dreiphasige Einschaltstromerkennung (INRPHAR) - Wichtigste Einstellung

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert (Verhältnis des 2. zum 1. Oberschwellenwert bis zur Unterdrückung)	INRPHAR	5...100 %	1
Verzögerungszeit	INRPHAR	20...60000 ms	1

Tabelle 71. Schalten auf anstehenden Fehler (CBPSOF)

Charakteristik	Wert
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

Tabelle 72. Schalten auf anstehenden Fehler (CBPSOF) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Rücksetzzeit SOTF	CBPSOF	0...60000 ms	1

Tabelle 73. Lichtbogenschutz (ARCSARC)

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		± 3% des eingestellten Wertes oder ± 0,01 × I _n		
Verzögerung	Betriebsmodus = "Licht+Strom" ¹⁾²⁾	Mindestens	Typisch	Höchstens
		9 ms ³⁾ 4 ms ⁴⁾	12 ms ³⁾ 6 ms ⁴⁾	15 ms ³⁾ 9 ms ⁴⁾
	Betriebsmodus = "Nur Licht" ²⁾	9 ms ³⁾ 4 ms ⁴⁾	10 ms ³⁾ 6 ms ⁴⁾	12 ms ³⁾ 7 ms ⁴⁾
		Rückfallzeit		
Rückfallverhältnis		Üblicherweise 0,96		

1) Leiteranregewert = 1,0 × I_n, Strom vor Fehler = 2,0 × eingestellter Leiteranregewert, f_n = 50 Hz, Fehler mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 200 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Leistungsausgangskontakts

3) Normaler Leistungsausgang

4) Hochgeschwindigkeitsausgang

Tabelle 74. Wichtigste Einstellungen des Lichtbogenschutzes (ARCSARC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Phasenanzugswert (Leiterstrom)	ARCSARC	0,50...40,00 × I _n	0.01
Erdungsanzugswert (Leiterstrom)	ARCSARC	0,05...8,00 × I _n	0.01
Betriebsmodus	ARCSARC	1=Licht+Strom 2=Nur Licht 3=BI getriggert	

Tabelle 75. Multifunktionsschutz (MAPGAPC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	±1,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms

Tabelle 76. Mehrzweckschutz (MAPGAPC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	MAPGAPC	-10000.0...10000.0	0.1
Verzögerungszeit	MAPGAPC	0...200000 ms	100
Betriebsmodus	MAPGAPC	Über Unter	-

Tabelle 77. Fehlerortler (SCEFRFLO)

Charakteristik	Wert
Messgenauigkeit	Bei der Frequenz f = f _n Impedanz: ±2,5 % oder ±0,25 Ω Abstand: ±2,5 % oder ±0,16 km XC0F_CALC: ±2,5 % oder ±50 Ω IFLT_PER_ILD: ±5 % oder ±0,05

Tabelle 78. Fehlerorter (SCEFRFLO) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Z Max Phasenlast	SCEFRFLO	1,0...10000,00 Ω	0,1
L-E Leckwiderst.	SCEFRFLO	20...1000000 Ω	1
L-E Kap. Reakt.	SCEFRFLO	10...1000000 Ω	1
R1 Kabelabschnitt A	SCEFRFLO	0,000...1000,000 Ω/pu	0,001
X1 Leitungsabschnitt A	SCEFRFLO	0,000...1000,000 Ω/pu	0,001
R0 Kabelabschnitt A	SCEFRFLO	0,000...1000,000 Ω/pu	0,001
X0 Leitungsabschnitt A	SCEFRFLO	0,000...1000,000 Ω/pu	0,001
Kabellänge Sektion A	SCEFRFLO	0,000...1000,000 pu	0,001

Tabelle 79. Hochimpedanzfehlererkennung (PHIZ) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Stufe
Sicherheitsebene	PHIZ	1...10	1
Systemtyp	PHIZ	1=Geerdet 2=Nicht geerdet	

Tabelle 80. Überleistungsschutz (DOPPDPR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit ¹⁾	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms und der gemessenen Spannung: $f = f_n \pm 2 \text{ Hz}$ Leistungsmessgenauigkeit $\pm 3\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times S_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$
Anregezeit ²⁾³⁾	Üblicherweise 45 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 30 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,94
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes von $\pm 20 \text{ ms}$
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei $f = n \times f_r$, wenn $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Messmethode = "Pos Seq" (Standard)

2) $U = U_n$, $f_n = 50 \text{ Hz}$, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen.

3) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts.

Tabelle 81. Wichtigste Einstellungen des Leistungsrichtungsschutzes (DOPPDPR)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Gerichteter Modus	DOPPDPR	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts	-
Anregewert	DOPPDPR	$0,01...2,00 \times S_n$	0.01
Leistungswinkel	DOPPDPR	$-90...90^\circ$	1
Auslöseverzögerung	DOPPDPR	40...300000	10

Tabelle 82. Admittanzbasierter Multifrequenz-Erdfehlerschutz (MFADPSDE)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung: $f_n \pm 2 \text{ Hz}$ $\pm 1,5 \% \text{ des eingestellten Wertes oder } \pm 0,002 \times U_r$
Anregezeit ¹⁾	Üblicherweise 35 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0 \% \text{ des eingestellten Wertes oder } \pm 20 \text{ ms}$

1) Enthält die Verzögerung des Signalausgangskontakts, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

Tabelle 83. Admittanzbasierter Multifrequenz-Erdfehlerschutz (MFADPSDE) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Gerichteter Modus	MFADPSDE	2=Vorwärts 3=Rückwärts	-
Spannungsanregewert	MFADPSDE	$0,01 \dots 1,00 \times U_n$	0.01
Auslöseverzögerung	MFADPSDE	60...1200000	10
Auslösemessgröße	MFADPSDE	1=Adaptierend 2=Amplitude	-
Betriebsmodus	MFADPSDE	1=Intermittierender EF 3=Allgemeiner EF 4=Alarm EF	-
Min Auslösestrom	MFADPSDE	$0,005 \dots 5,000 \times I_n$	0.001
Limit Spitzenzähler	MFADPSDE	2...20	1

Tabelle 84. Betriebsmerkmale

Parameter	Wert (Bereich)
Umkehrzeit	1 = ANSI extrem inv. 2 = ANSI stark inv. 3 = ANSI norm. inv. 4 = ANSI Mod. inv. 5 = UMZ (ANSI) Zeit 6 = Langzeit extrem inv. 7 = Langzeit stark inv. 8 = Langzeit inv. 9 = IEC norm. inv. 10 = IEC stark inv. 11 = IEC inv. 12 = IEC extrem inv. 13 = IEC kurzzeit inv. 14 = IEC langzeit inv 15 = UMZ (IEC) Zeit 17 = Programmierbar 18 = RI-Typ 19 = RD-Typ
Umkehrzeit (Spannungsschutz)	5 = UMZ (ANSI) Zeit 15 = UMZ (IEC) Zeit 17 = Inv. Kurve A 18 = Inv. Kurve B 19 = Inv. Kurve C 20 = Programmierbar 21 = Inv. Kurve A 22 = Inv. Kurve B 23 = Programmierbar

Verbindungsfunktionen

Tabelle 85. Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (DQPTUV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms und der gemessenen Spannung: $f_n \pm 2$ Hz Blindleistung im Bereich $ PF < 0,71$ Leistung: $\pm 3,0\%$ oder $\pm 0,002 \times Q_n$ Spannung: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_r$
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 46 ms
Rückfallzeit	< 50 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_r$, wenn $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $Anregezeit = 0,05 \times S_n$, Blindleistung vor Fehler = $0,8 \times Anregezeit$, Blindleistung überschwingt 2 Mal, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 86. Gerichteter Blindleistungsunterspannungsschutz (DQPTUV) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Spannungsanregewert	DQPTUV	0,20...1,20 $\times U_n$	0.01
Auslöseverzögerung	DQPTUV	100...300000 ms	10
Min Blindleistung	DQPTUV	0,01...0,50 $\times S_n$	0.01
Min. Mitsystemstrom	DQPTUV	0,02...0,20 $\times I_n$	0.01
Verringerung Leistungssektor	DQPTUV	0...10°	1

Tabelle 87. Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik (LVRTPTUV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_r$
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 40 ms
Rückfallzeit	Auf der Grundlage der Einstellung <i>Erholungszeit</i>
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_r$, wenn $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Getestet bei *Anzahl der Leiteranreg.* = 1 von 3, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 88. Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik (LVRTPTUV) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Spannungsanregewert	LVRTPTUV	0,05...1,20 × Un	0.01
Anzahl der Leiteranreg.	LVRTPTUV	4=Genau 1 von 3 5=Genau 2 von 3 6=Genau 3 von 3	-
Spannungsauswahl	LVRTPTUV	1=Höchster L-E 2=Niedrigster L-E 3=Höchster L-L 4=Niedrigster L-L 5=Mitsystem	-
Aktive Koordinaten	LVRTPTUV	1...10	1
Spannungspegel 1	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 2	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 3	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 4	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 5	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 6	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 7	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 8	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 9	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Spannungspegel 10	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0.01
Erholungszeit 1	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 2	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 3	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 4	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 5	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 6	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 7	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 8	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 9	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Erholungszeit 10	LVRTPTUV	0...300000 ms	1

Tabelle 89. Vektorsprungschutz (VSPAM)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung: $f_n \pm 1$ Hz $\pm 1^\circ$
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 53 ms

1) $f_n = 50$ Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 90. Phasensprungschutz (VSPAM) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Anregewert	VSPAM	2,0...30,0°	0.1
Phasenüberwachung	VSPAM	7=L A + B + C 8=Mitsystem	-
Überspannungs-Blockierwert	VSPAM	0,40...1,50 × Un	0.01
Unterspannungs-Blockierwert	VSPAM	0,15...1,00 × Un	0.01

Power Quality-Funktionen

Tabelle 91. Spannungsunsymmetrie (PHQVVR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	$\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,2$ % der Referenzspannung
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96 (Erhöhung), 1,04 (Einbruch, Unterbrechung)

Tabelle 92. Spannungsungleichgewicht (VSQVUB)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	$\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_r$
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96

Steuerfunktionen

Tabelle 93. Automatische Wiedereinschaltung (DARREC)

Charakteristik	Wert
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 94. Synchronitäts- und Einschaltprüfung (SECRSYN)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, $f_n \pm 1$ Hz Spannung: $\pm 3,0\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,01 \times U_n$ Frequenz: ± 10 mHz Phasenwinkel: $\pm 3^\circ$
Rückfallzeit	< 50 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 95. Wichtigste Einstellungen der Synchronitäts- und Einschaltprüfung (SECRSYN)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Stromführend/-los	SECRSYN	1 = Beide stromlos 2 = Stromführend L, Stromlos B 3 = Stromlos L, Stromführend B 4 = Stromloser Bus, L beliebig 5 = Stromlos L, Bus beliebig 6 = Einser stromführend, stromlos 7 = Nicht beide stromführend	
Differenzspannung	SECRSYN	$0,01 \dots 0,50 \times U_n$	0.01
Differenzfrequenz	SECRSYN	$0,001 \dots 0,100 \times f_n$	0.001
Differenzwinkel	SECRSYN	$5 \dots 90^\circ$	1
Synchrocheck-Modus	SECRSYN	1 = Aus 2 = Synchron 3 = Asynchron	
Steuermodus	SECRSYN	1 = Kontinuierlich 2 = Befehl	
Wert stromlose Leitung	SECRSYN	$0,1 \dots 0,8 \times U_n$	0.1
Wert stromführende Leitung	SECRSYN	$0,2 \dots 1,0 \times U_n$	0.1
Schließimpuls	SECRSYN	200...60000 ms	10
Max. Einschalt-V	SECRSYN	$0,50 \dots 1,15 \times U_n$	0.01
Phasenverschiebung	SECRSYN	$-180 \dots 180^\circ$	1
Minimale Syn.-Dauer	SECRSYN	0...60000 ms	10
Maximale Syn.-Dauer	SECRSYN	100...6000000 ms	10
Einschaltzeit	SECRSYN	100...60000 ms	10
CB-Schließzeit	SECRSYN	40...250 ms	10

Zustandsüberwachung und Überwachungsfunktionen

Tabelle 96. Leistungsschalter-Zustandsüberwachung (SSCBR)

Charakteristik	Wert
Strommessgenauigkeit	±1,5% oder ±0,002 × I _n (bei Strömen im Bereich von 0,1...10 × I _n) ±5,0% (bei Strömen im Bereich von 10...40 × I _n)
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Schaltzeitmessung	+10 ms / -0 ms

Tabelle 97. Stromkreisüberwachung (CCSPVC)

Charakteristik	Wert
Auslösezeit ¹⁾	< 30 ms

1) Inklusive Verzögerung des Ausgangskontakts

Tabelle 98. Stromkreisüberwachung (CCSPVC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	CCSPVC	0,05...0,20 × I _n	0.01
Maximaler Betriebsstrom	CCSPVC	1,00...5,00 × I _n	0.01

Tabelle 99. Stromwandlerüberwachung für Hochimpedanzschutz (HZCCxSPVC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f _n ±2 Hz ±1,5% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I _n
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

Tabelle 100. Stromwandlerüberwachung für Hochimpedanzschutz (HZCxSPVC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Anregewert	HZCASPV HZCBSPVC HZCCSPVC	1,0...100,0% I _n	0,1
Alarmverzögerungszeit	HZCASPV HZCBSPVC HZCCSPVC	100...300000 ms	10
Alarmausgangsmodus	HZCASPV HZCBSPVC HZCCSPVC	1=Unverriegelt 3=Gesperrt	

Tabelle 101. Automatenfallüberwachung (SEQSPVC)

Charakteristik		Wert	
Auslösezeit ¹⁾	Gegensystem-Funktion	$U_{\text{Fehler}} = 1,1 \times \text{eingest. Geg.-sys. Sp.-pegel}$	< 33 ms
		$U_{\text{Fehler}} = 5,0 \times \text{eingest. Geg.-sys. Sp.-pegel}$	< 18 ms
	Deltafunktion	$\Delta U = 1,1 \times \text{eingest. Spannungswechselrate}$	< 30 ms
		$\Delta U = 2,0 \times \text{eingest. Spannungswechselrate}$	< 24 ms

1) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts, $f_n = 50$ Hz, Fehlerspannung mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

Tabelle 102. Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte (MDSOPT)

Beschreibung	Wert
Motorbetriebsstunden-Messgenauigkeit ¹⁾	$\pm 0.5\%$

1) der Ablesung, für ein einzelnes Relais ohne Zeitsynchronisierung

Messfunktionen

Tabelle 103. Dreiphasige Strommessung (CMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f_n \pm 2$ Hz $\pm 0,5$ % oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,01 \dots 4,00 \times I_n$)
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 104. Symmetrische Komponenten (Strom) (CSMSQI)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 1,0$ % oder $\pm 0,002 \times I_n$ bei Strömen im Bereich von $0,01 \dots 4,00 \times I_n$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 105. Erdfehlerstrommessung (RESCMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 0,5$ % oder $\pm 0,002 \times I_n$ bei Strömen im Bereich von $0,01 \dots 4,00 \times I_n$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 106. Dreiphasige Spannungsmessung (VMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Je nach Frequenz der gemessenen Spannung: $f_n \pm 2$ Hz Bei Spannungen im Bereich $0,01 \dots 1,15 \times U_n$ $\pm 0,5$ % oder $\pm 0,002 \times U_n$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 107. Messung der Verlagerungsspannung (RESVMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 0,5$ % oder $\pm 0,002 \times U_n$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 108. Messung der symmetrischen Komponenten der Spannungen (VSMSQI)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, $f_n \pm 2$ Hz Bei Spannungen im Bereich $0,01 \dots 1,15 \times U_n$ $\pm 1,0$ % oder $\pm 0,002 \times U_n$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 109. Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung (PEMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei allen drei Strömen im Bereich $0,10 \dots 1,20 \times I_n$ Bei allen drei Spannungen im Bereich $0,50 \dots 1,15 \times U_n$ Bei der Frequenz $f_n \pm 1$ Hz $\pm 1,5$ % für Scheinleistung S $\pm 1,5$ % für Wirkleistung P und Wirkarbeit ¹⁾ $\pm 1,5$ % für Blindleistung Q und Blindarbeit ²⁾ $\pm 0,015$ für Leistungsfaktor
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $|PF| > 0,5$, entspricht $|\cos\phi| > 0,5$ 2) $|PF| < 0,86$, entspricht $|\sin\phi| > 0,5$

Tabelle 110. Frequenzmessung (FMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	± 10 mHz (im Messbereich 35 - 75 Hz)

Weitere Funktionen

Tabelle 111. Impulstimer-Funktionsblock (PTGAPC)

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 112. Ausschaltverzögerung (8 Kanäle (TOFPAGC))

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 113. Einschaltverzögerung (8 Kanäle) (TONGAPC)

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

22. Lokales HMI

Das Relais ist mit zwei optionalen Displays erhältlich, einem großen und einem kleinen. Das große Display eignet sich für Relaisinstallationen, bei denen die frontseitige Benutzeroberfläche häufig verwendet wird und ein Blindschaltbild erforderlich ist. Das kleine Display eignet sich für ferngesteuerte Schaltanlagen, bei denen auf das Relais nur gelegentlich lokal über die frontseitige Benutzeroberfläche zugegriffen wird.

Beide LCD-Displays bieten eine Benutzeroberfläche auf der Frontseite mit Menünavigation und Menüansichten. Das große Display bietet jedoch eine bessere Bedienbarkeit, weil weniger Scrollen im Menü erforderlich ist und eine verbesserte Informationsübersicht möglich ist. Außerdem enthält das große Display ein vom Benutzer konfigurierbares Übersichtsschaltbild (SLD) mit Positionsanzeige für die zugehörige Primärausrüstung. Abhängig von der gewählten Standardkonfiguration zeigt das Relais neben dem Standard-Übersichtsschaltbild die zugehörigen Messwerte an. Auf die

Ansicht des Übersichtsschaltbilds kann auch mit der Webbrowser-basierten Benutzeroberfläche zugegriffen werden. Das Standard-Übersichtsschaltbild kann gemäß den Benutzeranforderungen mit dem Graphical Display Editor in PCM600 geändert werden. Der Benutzer kann bis zu 10 Übersichtsschaltbildern erstellen.

Die lokale HMI besitzt eine Drucktaste (L/R) für den lokalen bzw. Fernbetrieb des Relais. Wenn das Relais sich im lokalen Modus befindet, kann es nur über die Benutzeroberfläche an der Frontseite betrieben werden. Wenn das Relais sich im Fernmodus befindet, kann es Befehle ausführen, die von einem fernen Standort aus gesendet werden. Das Relais unterstützt die Auswahl des lokalen bzw. Fernmodus von einem fernen Standort aus über einen Binäreingang. Diese Funktion vereinfacht z. B. die Verwendung eines externen Schalters an einer Station, um sicherzustellen, dass alle Relais sich bei Wartungsarbeiten im lokalen Modus befinden und dass die Leistungsschalter nicht von Ferne über die Netzleitstelle bedient werden können.

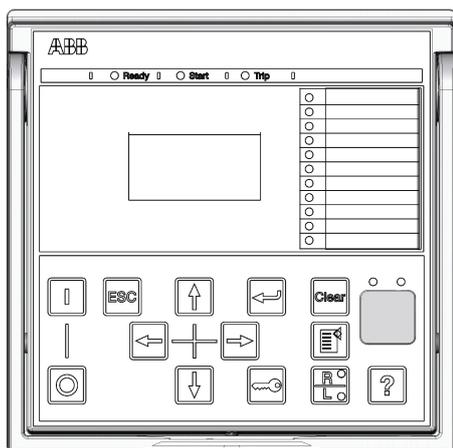


Abb. 24. Kleines Display

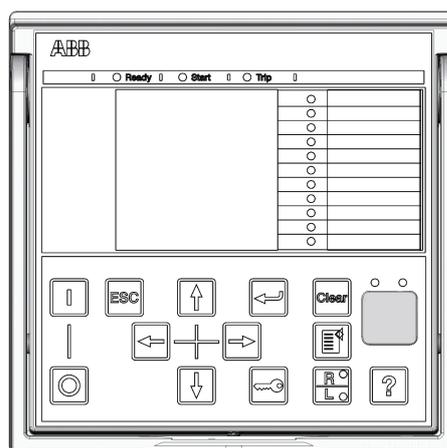


Abb. 25. Großes Display

Tabelle 114. Kleines Display

Schriftgröße ¹⁾	Zeilen pro Ansicht	Zeichen pro Zeile
Klein, einfacher Zeichenabstand (6x12 Pixel)	5	20
Groß, veränderliche Breite (13x14 Pixel)	3	mindestens 8

1) Je nach gewählter Sprache

Tabelle 115. Großes Display

Schriftgröße ¹⁾	Zeilen pro Ansicht	Zeichen pro Zeile
Klein, einfacher Zeichenabstand (6x12 Pixel)	10	20
Groß, veränderliche Breite (13x14 Pixel)	7	mindestens 8

1) Je nach gewählter Sprache

23. Montagemöglichkeiten

Mit dem geeigneten Montagezubehör können die Standardgehäuse für Relais der 615 Serie bündig, halbversenkt oder wandmontiert werden. Die bündig und wandmontierten Relaisgehäuse können auch mithilfe von speziellem Zubehör geneigt (25°) montiert werden.

Außerdem können die Relais mithilfe der 19" Montageplatten mit Aussparungen für ein oder zwei Relais in jedem 19" Standardinstrumentenschrank installiert werden. Alternativ dazu können die Relais mithilfe der 4U Combiflex Geräterahmen in 19" Instrumentenschränken montiert werden.

Für Routinetests können die Relaisgehäuse mit Testschaltern vom Typ RTXP 18 ausgestattet werden, die nebeneinander mit den Relaisgehäusen eingebaut werden können.

Montagemethoden:

- Bündige Montage
- Halbversenkte Montage
- Halbversenkte Montage mit 25°-Neigung
- Etagenmontage
- Wandmontage
- Montage auf einen 19" Geräterahmen
- Montage mit RTXP 18 Testschalter auf einer 19" Etage

Einbauöffnung für bündige Montage:

- Höhe: 161,5 ±1 mm
- Breite: 165,5 ±1 mm

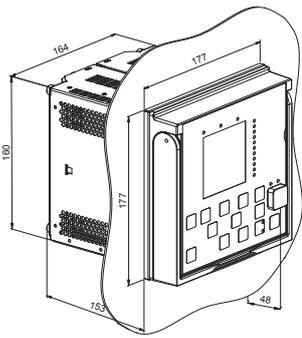


Abb. 26. (Tür)Einbaumontage

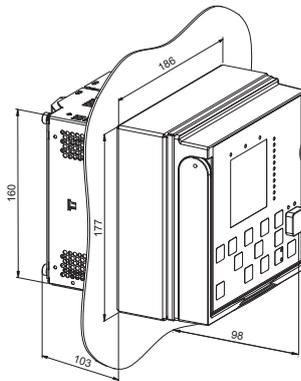


Abb. 27. Einbaumontage mit Zwischenrahmen

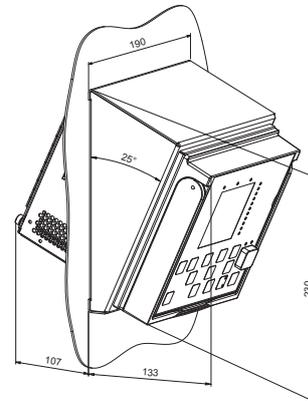


Abb. 28. Einbaumontage mit einem Zwischenrahmen mit einer Neigung von 25°

24. Relaisgehäuse und Einschub

Aus Sicherheitsgründen sind die Relaisgehäuse der Strommessrelais für den Fall, dass eine Relais-Einschubeinheit aus dem Relaisgehäuse gezogen wird, mit automatischen Kontakten für das Kurzschließen der Sekundärkreise des Stromwandlers ausgestattet. Außerdem enthält das Relaisgehäuse ein mechanisches Codiersystem, um zu vermeiden, dass Einschübe für die Strommessung in ein Gehäuse für Spannungsrelais eingeschoben werden und

umgekehrt, d. h. die Relaisgehäuse sind mit einer bestimmten Art von Einschubeinheit verknüpft.

25. Auswahl- und Bestelldaten

Verwenden Sie die [ABB Library](#), um auf Auswahl- und Bestellinformationen zuzugreifen und die Bestellnummer zu generieren.

26. Zubehör und Bestellcodes

Tabelle 116. Kabel

Bestellartikel	Bestellnummer
Lichtwellenleiter für Lichtbogenschutz 1,5 m	1MRS120534-1.5
Lichtwellenleiter für Lichtbogenschutz 3,0 m	1MRS120534-3.0
Lichtwellenleiter für Lichtbogenschutz 5,0 m	1MRS120534-5.0

Tabelle 117. Montagezubehör

Bestellartikel	Bestellnummer
Montagesatz für halbversenkte Montage	1MRS050696
Montagesatz für Aufbaumontage	1MRS050697
25° Montagesatz für geneigte halbversenkte Montage	1MRS050831
19" Montagesatz mit Aussparung für ein Relais	1MRS050694
19" Montagesatz mit Aussparung für zwei Relais	1MRS050695
Montagehalterung für ein Relais mit Testschalter RTXP in 4U Combiflex (RHGT 19" Variante C)	2RCA022642P0001
Montagehalterung für ein Relais in 4U Combiflex (RHGT 19" Variante C)	2RCA022643P0001
19" Montagesatz für ein Gerät und einen RTXP18-Testschalter (der Testschalter ist im Lieferumfang nicht enthalten)	2RCA021952A0003
19" Montagesatz für ein Gerät und einen RTXP24-Testschalter (der Testschalter ist im Lieferumfang nicht enthalten)	2RCA022561A0003
Austausch-Montagesatz für ein Strömberg SP_J40 Serie Relais (Aussparung in der Mitte der Montageplatte)	2RCA027871A0001
Austausch-Montagesatz für ein Strömberg SP_J40 Serie Relais (Aussparung links und rechts von der Montageplatte)	2RCA027874A0001
Austausch-Montagesatz für zwei Strömberg SP_J3 Serie Relais	2RCA027880A0001
19"-Rahmen Austausch-Montagesatz für Strömberg SP_J3/J6 Serie Relais (eine Aussparung)	2RCA027894A0001
19"-Rahmen Austausch-Montagesatz für Strömberg SP_J3/J6 Serie Relais (zwei Aussparungen)	2RCA027897A0001
Austausch-Montagesatz für ein Strömberg SP_J6 Serie Relais	2RCA027881A0001
Austausch-Montagesatz für drei BBC S_ Serie Relais	2RCA027882A0001
Austausch-Montagesatz für ein Strömberg SPA 300 Serie Relais	2RCA027885A0001

27. Tools

Das Schutzrelais wird als vorab konfigurierte Einheit geliefert. Die Standard-Parametereinstellwerte können über die Benutzerschnittstelle auf der Frontseite, die Webbrowser-basierte Benutzerschnittstelle (Web-HMI) oder das Tool PCM600 in Kombination mit dem relaisspezifischen Connectivity Package geändert werden.

Das Geräte-Manager Bedien- und Parametriertool PCM600 umfasst Funktionen zur Konfiguration von Relais, wie z. B. Konfiguration von Signalen, Anwendungen und Grafikdisplay einschließlich Blindschaltbildkonfiguration. Außerdem kann mit dem PCM600 die IEC 61850 Kommunikation einschließlich horizontaler Kommunikation mittels GOOSE konfiguriert werden.

Wird die Webbrowser-basierte Benutzeroberfläche verwendet, kann vor Ort oder entfernt mit einem Webbrowser (Internet Explorer) auf das Schutzrelais zugegriffen werden. Aus

Sicherheitsgründen ist die Webbrowser-basierte Benutzeroberfläche standardmäßig deaktiviert. Sie kann jedoch über die frontseitige Benutzeroberfläche aktiviert werden. Die Funktion der Web-HMI kann auf schreibgeschützten Zugang beschränkt werden.

Ein Connectivity Package für das Relais ist eine Software- und Relais-Informationssammlung, die Systemprodukte und - Hilfsprogramme zur Verbindung und Zusammenarbeit mit dem Schutzrelais bietet. Die Connectivity Packages reduzieren das Fehlerrisiko bei der Systemintegration und verkürzen die Zeiten für Gerätekonfiguration und Einrichtung. Außerdem umfassen die Connectivity Packages für die Schutzrelais dieser Produktserie ein flexibles Aktualisierungstool, mit dem eine zusätzliche Sprache im lokalen HMI zum Schutzrelais hinzugefügt werden kann. Das Aktualisierungstool wird über PCM600 aktiviert und es ermöglicht mehrere zusätzliche HMI-Sprachen. Dies bietet Flexibilität für künftige Sprachaktualisierungen.

Tabelle 118. Tools

Konfigurations- und Einstellwerkzeug	Version
PCM600	2.6 (Rollup 20150626) oder höher
Webbrowser-basierte Benutzeroberfläche	IE 8.0, IE 9.0, IE 10.0 oder IE 11.0
REF615 Connectivity Package	5.1 oder höher

Tabelle 119. Unterstützte Funktionen

Funktion	Web-HMI	PCM600
Relaisparametereinstellung	•	•
Speichern der Relaisparametereinstellungen im Relais	•	•
Signalüberwachung	•	•
Störschreiberhandhabung	•	•
Anzeigen der Alarm-LED	•	•
Verwaltung der Zugriffskontrolle	•	•
Relaisignalkonfiguration (Signalmatrix)	-	•
Modbus® Kommunikationskonfiguration (Kommunikationsverwaltung)	-	•
DNP3-Kommunikationskonfiguration (Kommunikationsverwaltung)	-	•
IEC 60870-5-103 Kommunikationskonfiguration (Kommunikationsverwaltung)	-	•
Speichern der Relaisparametereinstellungen im Tool	-	•
Störschreiberauswertung	-	•
XRIO Parameter Export/Import	-	•
Graphical Display Konfiguration	-	•
Konfiguration der Anwendung	-	•
IEC 61850 Kommunikationskonfiguration, GOOSE (Kommunikationskonfiguration)	-	•
Anzeigen des Phasordiagramms	•	-
Anzeigen von Ereignissen	•	•
Speichern der Ereignisdaten auf dem PC des Benutzers	•	•
Online-Überwachung	-	•

• = Unterstützt

28. Cyber-Sicherheit

Das Relais unterstützt die rollenbasierte Benutzerauthentifizierung und Autorisierung. Es kann 2048 Audit-Trail-Ereignisse im nichtflüchtigen Speicher speichern. Der nichtflüchtige Speicher basiert auf einem Speichertyp, der keine Stromversorgung durch eine Batterie oder einen regelmäßigen Austausch von Komponenten erfordert, damit

der Speicherinhalt erhalten bleibt. FTP und Web-HMI setzen bei der Datenübertragung die TLS-Verschlüsselung mit einer Schlüssellänge von 128 Bit ein. In diesem Fall werden die Kommunikationsprotokolle FTPS und HTTPS verwendet. Alle rückseitigen Kommunikationsanschlüsse und optionalen Protokolldienste können gemäß der gewünschten Systemkonfiguration deaktiviert werden.

29. Anschlussdiagramme

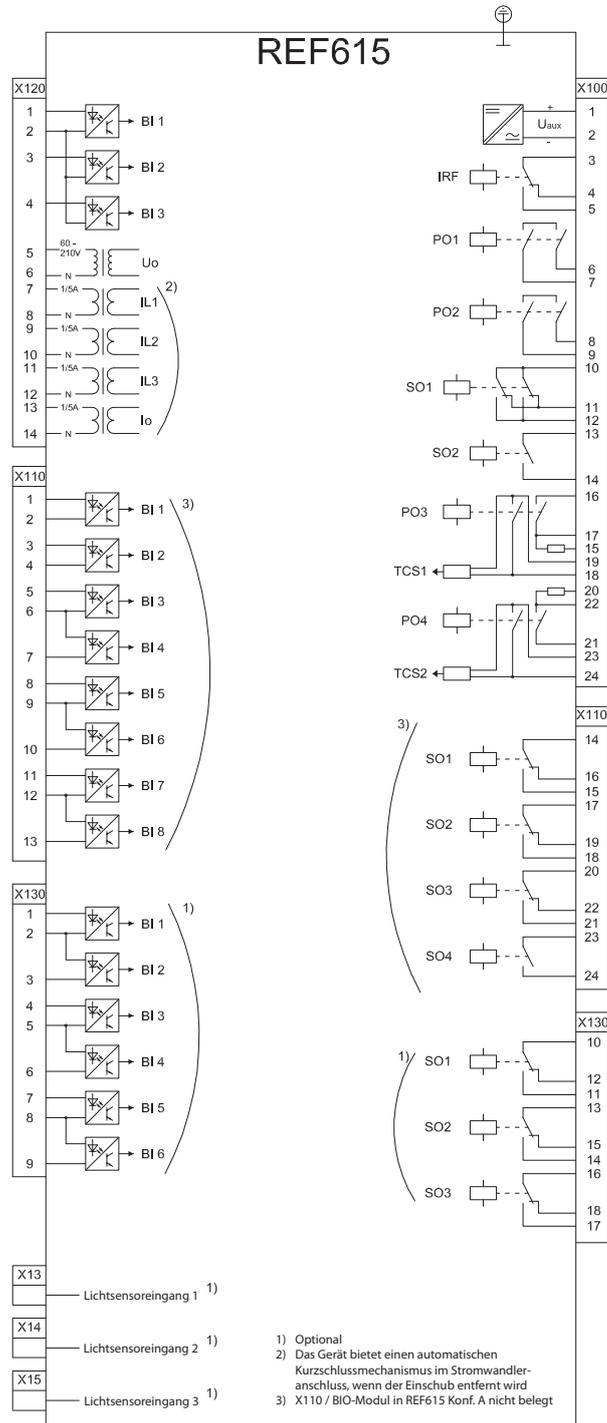


Abb. 29. Anschlussdiagramm der Standardkonfigurationen A und B

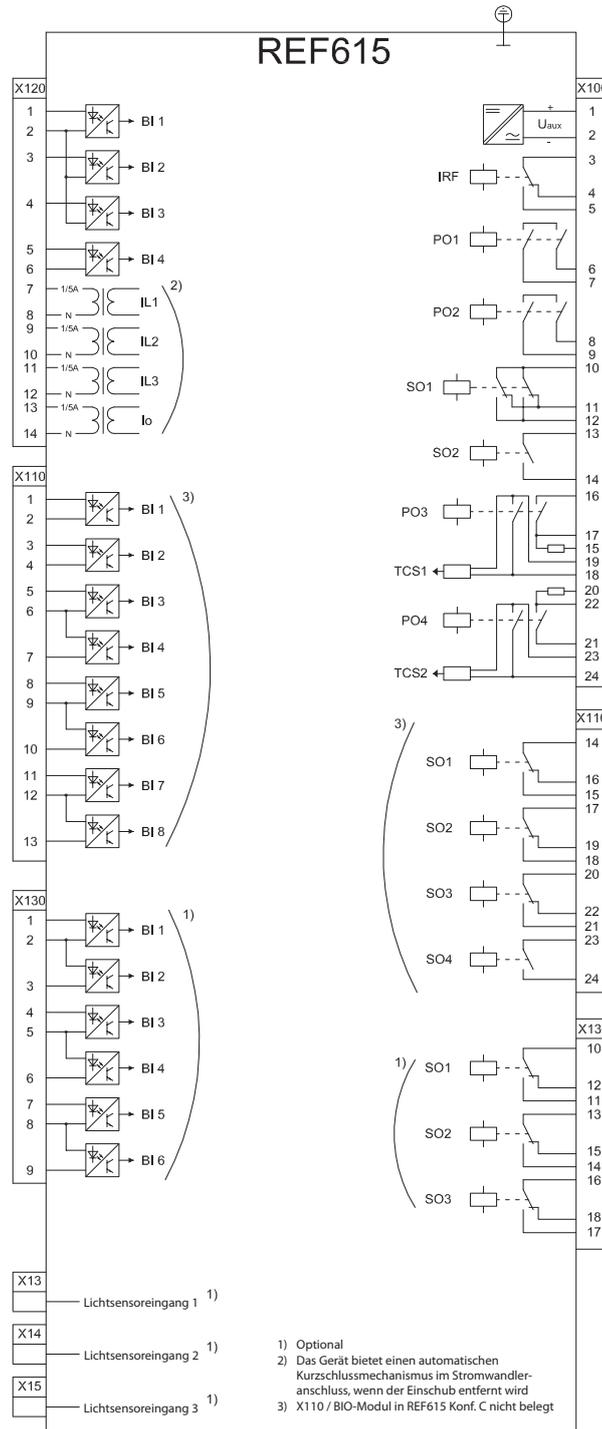


Abb. 30. Anschlussdiagramm der Standardkonfigurationen C und D

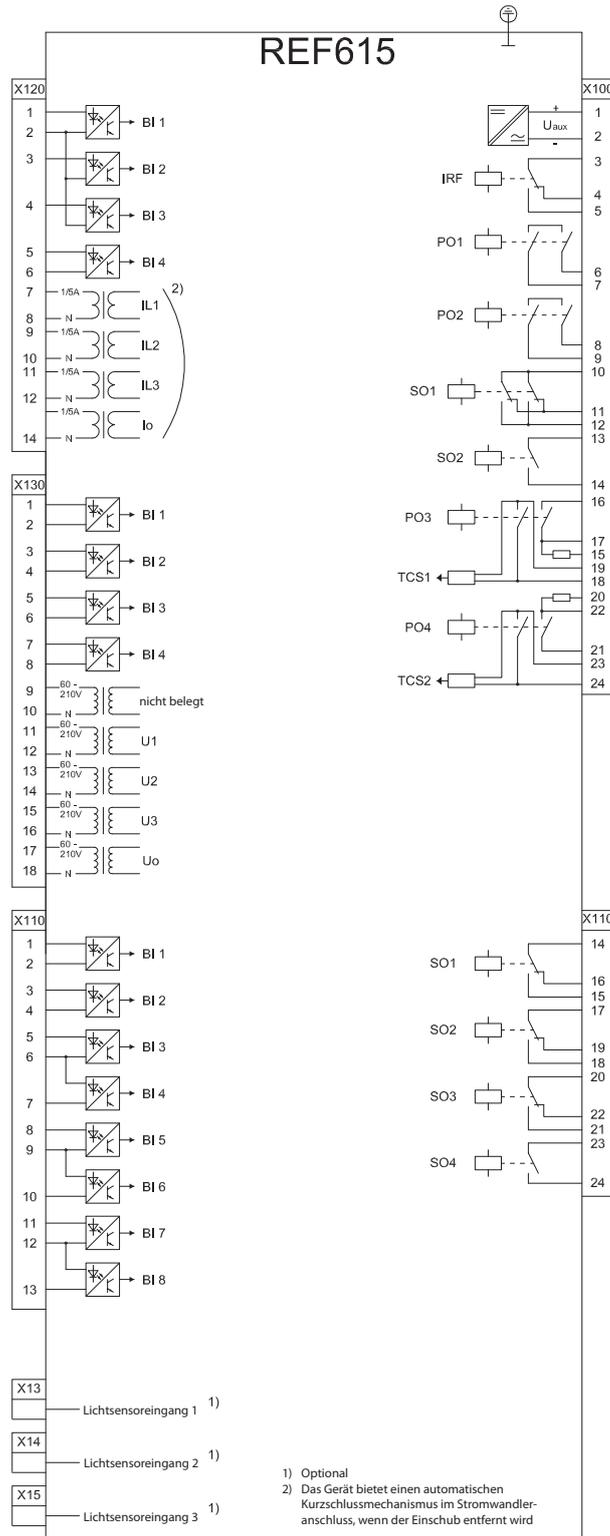


Abb. 31. Anschlussdiagramm der Standardkonfigurationen E und F

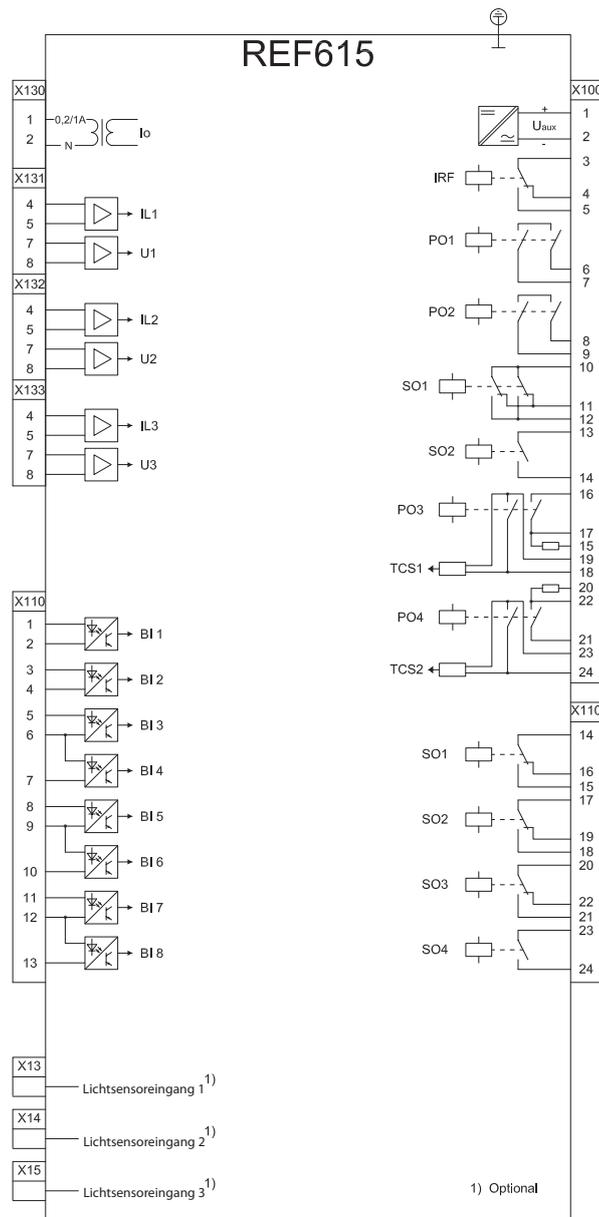


Abb. 32. Anschlussdiagramm der Standardkonfigurationen G und L

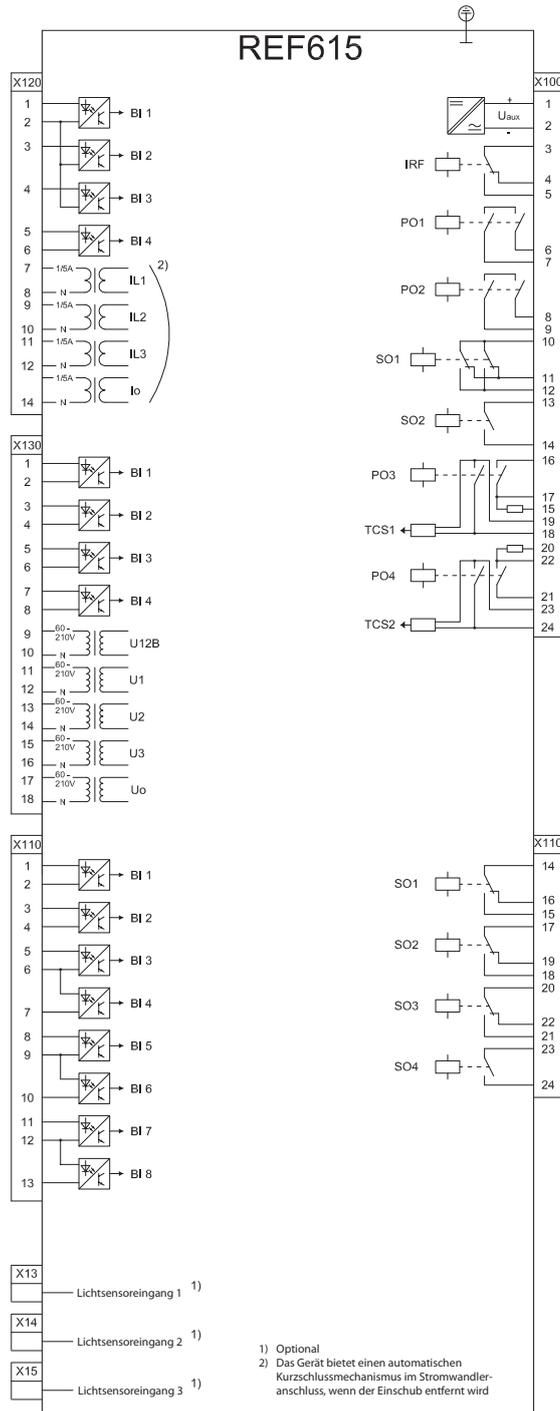


Abb. 33. Anschlussdiagramm der Standardkonfigurationen H, J und N

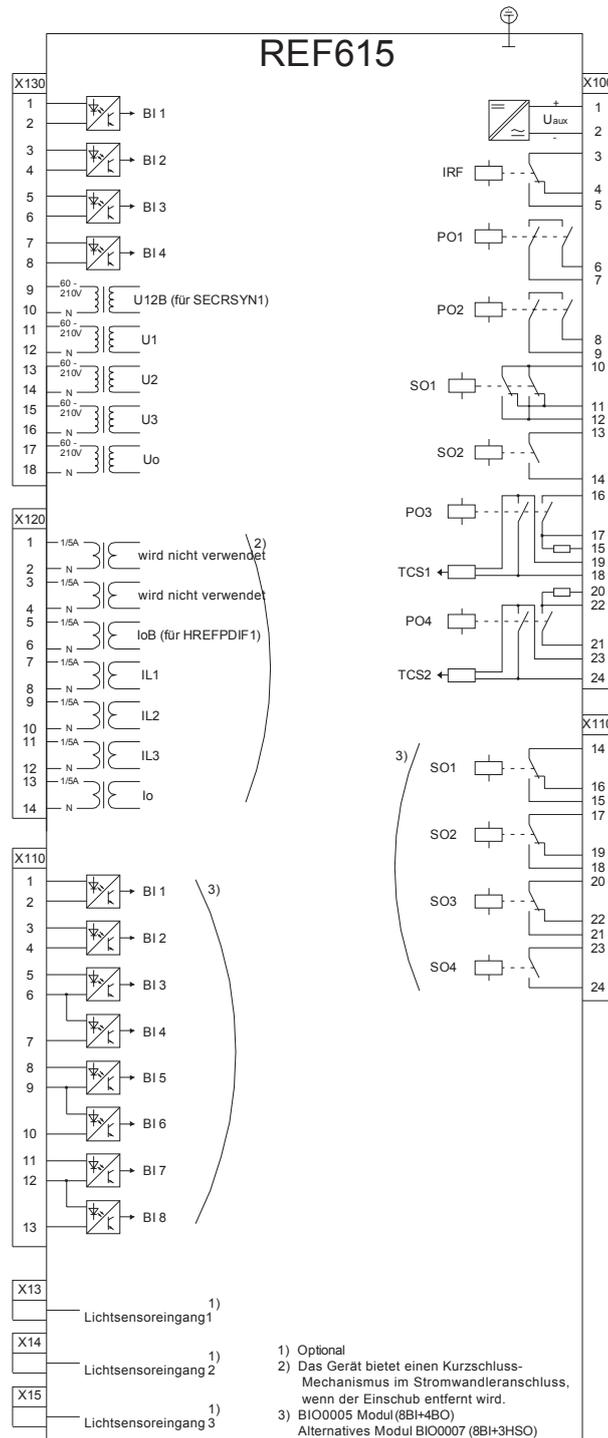


Abb. 34. Anschlussdiagramm der Standardkonfiguration K

30. Zertifikate

DNV GL hat ein IEC 61850 Edition 2 Zertifikat Level A1 für Relion® 615 Serie ausgestellt. Zertifikatnummer: 74105701-OPE/INC 15-1136.

DNV GL hat ein IEC 61850 Edition 1 Zertifikat Level A1 für Relion® 615 Serie ausgestellt. Zertifikatnummer: 74105701-OPE/INC 15-1145.

Weitere Zertifikate sind auf der [Produktseite](#) zu finden.

31. Zertifikate

KEMA hat einen Inspektionsbericht für REF615, "Comparison between hardwired and GOOSE performance of UniGear switchgear panels with REF615 and REF630 Feeder Protection and Control IEDs based on IEC 62271-3" herausgegeben. ("Vergleich zwischen festverdrahteter und GOOSE-Leistung von UniGear Schaltanlagenkonsolen mit REF615 und REF630

Abzweigschutz- und Steuergeräten auf der Basis von IEC 62271-3") Berichtsnummer: 70972064-TDT 09-1398.

Der Inspektionsbericht stellt in seiner Zusammenfassung fest, dass abgesehen von den Leistungsvergleichen, "sowohl das REF630 als auch das REF615 der Leistungsklasse P1 Nachrichtentyp 1A "Trip" für Verteilfelder (Übertragungsdauer <10 msec) wie in IEC 61850-5 definiert entsprechen".

32. Referenzmaterial

Das Portal www.abb.de/mittelspannung bietet Informationen über das gesamte Angebot von Verteilungsautomatisierungs-Produkten und Dienstleistungen.

Die neuesten wichtigen Informationen zum REF615 Schutz- und Steuerrelais finden Sie auf der [Produktseite](#). Blättern Sie auf der Seite nach unten, und laden Sie die zugehörige Dokumentation herunter.

33. Funktionen, Codes und Symbole

Tabelle 120. Im Relais enthaltene Funktionen

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Schutz			
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>)	PHLPTOC1	3I> (1)	51P-1 (1)
	PHLPTOC2	3I> (2)	51P-1 (2)
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>)	PHHPTOC1	3I>> (1)	51P-2 (1)
	PHHPTOC2	3I>> (2)	51P-2 (2)
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>>)	PHIPTOC1	3I>>> (1)	50P/51P (1)
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungs- schutz (I> →)	DPHLPDOC1	3I> → (1)	67-1 (1)
	DPHLPDOC2	3I> → (2)	67-1 (2)
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungs- schutz (3I>> →)	DPHHPDOC1	3I>> → (1)	67-2 (1)
Erdfehlerschutz (I0>)	EFLPTOC1	I0> (1)	51N-1 (1)
	EFLPTOC2	I0> (2)	51N-1 (2)
Erdfehlerschutz (I0>>)	EFHPTOC1	I0>> (1)	51N-2 (1)
Erdfehlerschutz (I0>>>)	EFIPTOC1	I0>>> (1)	50N/51N (1)
Erdfehlerrichtungsschutz (I0> →)	DEFLPDEF1	I0> → (1)	67N-1 (1)
	DEFLPDEF2	I0> → (2)	67N-1 (2)
Erdfehlerrichtungsschutz (I0>> →)	DEFHPDEF1	I0>> → (1)	67N-2 (1)
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz	EFPADM1	Yo> → (1)	21YN (1)
	EFPADM2	Yo> → (2)	21YN (2)
	EFPADM3	Yo> → (3)	21YN (3)
Wattmetrischer Erdfehlerschutz	WPWDE1	Po> → (1)	32N (1)
	WPWDE2	Po> → (2)	32N (2)
	WPWDE3	Po> → (3)	32N (3)
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz, Erdschluss-Wischer	INTRPTEF1	I0> → IEF (1)	67NIEF (1)
Erdfehlerschutz basierend auf harmonischen Komponenten	HAEFPTOC1	I0>HA (1)	51NHA (1)
Erdfehlerschutz (I0>>)	EFHPTOC1	I0>> (1)	51N-2 (1)
Schieflastschutz	NSPTOC1	I2> (1)	46 (1)
	NSPTOC2	I2> (2)	46 (2)
Phasenausfallschutz	PDNSPTOC1	I2/I1> (1)	46PD (1)
Verlagerungsspannungsschutz (U0>)	ROVPTOV1	Uo> (1)	59G (1)
	ROVPTOV2	Uo> (2)	59G (2)
	ROVPTOV3	Uo> (3)	59G (3)
Unterspannungsschutz	PHPTUV1	3U< (1)	27 (1)
	PHPTUV2	3U< (2)	27 (2)
	PHPTUV3	3U< (3)	27 (3)

Tabelle 120. Im Relais enthaltene Funktionen, Fortsetzung

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Überspannungsschutz	PHPTOV1	3U> (1)	59 (1)
	PHPTOV2	3U> (2)	59 (2)
	PHPTOV3	3U> (3)	59 (3)
Unterspannungsschutz (Mitsystem)	PSPTUV1	U1< (1)	47U+ (1)
	PSPTUV2	U1< (2)	47U+ (2)
Spannungsunsymmetrieschutz	NSPTOV1	U2> (1)	47O- (1)
	NSPTOV2	U2> (2)	47O- (2)
Frequenzschutz	FRPFRQ1	f>/f<,df/dt (1)	81 (1)
	FRPFRQ2	f>/f<,df/dt (2)	81 (2)
	FRPFRQ3	f>/f<,df/dt (3)	81 (3)
	FRPFRQ4	f>/f<,df/dt (4)	81 (4)
	FRPFRQ5	f>/f<,df/dt (5)	81 (5)
	FRPFRQ6	f>/f<,df/dt (6)	81 (6)
Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstanten	T1PTTR1	3lth>F (1)	49F (1)
Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz	HREFPDIF1	dIoHi> (1)	87NH (1)
Hochimpedanz Differentialschutz	HIAPDIF1	dHi_A>(1)	87A(1)
Hochimpedanz Differentialschutz	HIBPDIF1	dHi_B>(1)	87B(1)
Hochimpedanz Differentialschutz	HICPDIF1	dHi_C>(1)	87C(1)
Schaltversagerschutz	CCBRBRF1	3I>/Io>BF (1)	51BF/51NBF (1)
Einschaltstromerkennung	INRPHAR1	3I2f> (1)	68 (1)
Schalten auf Kurzschluss	CBPSOF1	SOTF (1)	SOTF (1)
Hauptauslösung	TRPPTRC1	Hauptauslösung (1)	94/86 (1)
	TRPPTRC2	Hauptauslösung (2)	94/86 (2)
	TRPPTRC3	Hauptauslösung (3)	94/86 (3)
	TRPPTRC4	Hauptauslösung (4)	94/86 (4)
	TRPPTRC5	Hauptauslösung (5)	94/86 (5)
Lichtbogenschutz mit drei Lichtsensoren	ARCSARC1	ARC (1)	50L/50NL (1)
	ARCSARC2	ARC (2)	50L/50NL (2)
	ARCSARC3	ARC (3)	50L/50NL (3)

Tabelle 120. Im Relais enthaltene Funktionen, Fortsetzung

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Multifunktionsschutz	MAPGAPC1	MAP (1)	MAP (1)
	MAPGAPC2	MAP (2)	MAP (2)
	MAPGAPC3	MAP (3)	MAP (3)
	MAPGAPC4	MAP (4)	MAP (4)
	MAPGAPC5	MAP (5)	MAP (5)
	MAPGAPC6	MAP (6)	MAP (6)
	MAPGAPC7	MAP (7)	MAP (7)
	MAPGAPC8	MAP (8)	MAP (8)
	MAPGAPC9	MAP (9)	MAP (9)
	MAPGAPC10	MAP (10)	MAP (10)
	MAPGAPC11	MAP (11)	MAP (11)
	MAPGAPC12	MAP (12)	MAP (12)
	MAPGAPC13	MAP (13)	MAP (13)
	MAPGAPC14	MAP (14)	MAP (14)
	MAPGAPC15	MAP (15)	MAP (15)
	MAPGAPC16	MAP (16)	MAP (16)
	MAPGAPC17	MAP (17)	MAP (17)
	MAPGAPC18	MAP (18)	MAP (18)
Fehlerort	SCEFRFLO1	FLOC (1)	21FL (1)
Hochimpedanz-Fehlererkennung	PHIZ1	HIF (1)	HIZ (1)
Überleistungsschutz	DOPDPR1	P>/Q> (1)	32R/32O (1)
	DOPDPR2	P>/Q> (2)	32R/32O (2)
Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehler-schutz	MFADPSDE1	Io> ->Y (1)	67YN (1)
Verbindungsfunktionen			
Blindleistungsrichtungs-Unterspannungs-schutz (Q-U Schutz)	DQPTUV1	Q> ->,3U< (1)	32Q,27 (1)
Unterspannungsschutz für Grenzkurvencha-rakteristik	LVRTPTUV1	U<RT (1)	27RT (1)
	LVRTPTUV2	U<RT (2)	27RT (2)
	LVRTPTUV3	U<RT (3)	27RT (3)
Vektorsprungschutz	VVSPAM1	VS (1)	78V (1)
Power Quality			
Harmonische des Stroms	CMHAI1	PQM3I (1)	PQM3I (1)
Harmonische der Spannung	VMHAI1	PQM3U (1)	PQM3V (1)
Spannungsunsymmetrie	PHQVVR1	PQMU (1)	PQMV (1)
Spannungsungleichgewicht	VSQVUB1	PQUUB (1)	PQVUB (1)
Steuerung			
Steuerung des Leistungsschalters mit Verriegelungsfunktionalität	CBXCBR1	I <-> O CB (1)	I <-> O CB (1)

Tabelle 120. Im Relais enthaltene Funktionen, Fortsetzung

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Trennersteuerung	DCXSWI1	I <-> O DCC (1)	I <-> O DCC (1)
	DCXSWI2	I <-> O DCC (2)	I <-> O DCC (2)
Erdungsschaltersteuerung	ESXSWI1	I <-> O ESC (1)	I <-> O ESC (1)
Trennerstellungsanzeige	DCSXSXI1	I <-> O DC (1)	I <-> O DC (1)
	DCSXSXI2	I <-> O DC (2)	I <-> O DC (2)
	DCSXSXI3	I <-> O DC (3)	I <-> O DC (3)
Erderstellungsanzeige	ESSXSXI1	I <-> O ES (1)	I <-> O ES (1)
	ESSXSXI2	I <-> O ES (2)	I <-> O ES (2)
Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter	DARREC1	O -> I (1)	79 (1)
Synchrocheck	SECRSYN1	SYNC (1)	25 (1)
Überwachung			
Leistungsschalterzustandsüberwachung	SSCBR1	CBCM (1)	CBCM (1)
Auskreisüberwachung	TCSSCBR1	TCS (1)	TCM (1)
	TCSSCBR2	TCS (2)	TCM (2)
Stromwandlerkreisüberwachung	CCSPVC1	MCS 3I (1)	MCS 3I (1)
Stromwandlerüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema	HZCCASPVC1	MCS I_A(1)	MCS I_A(1)
Stromwandlerüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema	HZCCBSPVC1	MCS I_B(1)	MCS I_B(1)
Stromwandlerüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema	HZCCCSPVC1	MCS I_C(1)	MCS I_C(1)
Automatenfallüberwachung (Fuse Failure)	SEQSPVC1	FUSEF (1)	60 (1)
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte	MDSOPT1	OPTS (1)	OPTM (1)
Messung			
Störschreiber	RDRE1	DR (1)	DFR (1)
Lastprofilrekorder	LDPRLRC1	LOADPROF (1)	LOADPROF (1)
Datenaufzeichnung	FLTRFRC1	FAULTREC (1)	FAULTREC (1)
Strommessung	CMMXU1	3I (1)	3I (1)
Symmetrische Komponenten (Strom)	CSMSQI1	I1, I2, I0 (1)	I1, I2, I0 (1)
Summenstrommessung	RESCMMXU1	Io (1)	In (1)
	RESCMMXU2	Io (2)	In (2)
Spannungsanzeige	VMMXU1	3U (1)	3V (1)
	VMMXU2	3U (2)	3V (2)
Verlagerungsspannungsmessung	RESVMMXU1	Uo (1)	Vn (1)
Symmetrische Komponenten der Spannung	VSMSQI1	U1, U2, U0 (1)	V1, V2, V0 (1)
Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung	PEMMXU1	P, E (1)	P, E (1)
RTD/mA Messung	XRGGIO130	X130 (RTD) (1)	X130 (RTD) (1)

Tabelle 120. Im Relais enthaltene Funktionen, Fortsetzung

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Frequenzmessung	FMMXU1	f (1)	f (1)
IEC 61850-9-2 LE (Spannungsverteilung)	SMVSENDER	SMVSENDER	SMVSENDER
IEC 61850-9-2 LE Abtastwerte-Empfang (Spannungsverteilung)	SMVRCV	SMVRCV	SMVRCV
Weitere Funktionen			
Min. Pulszeitglied (2 Kanäle)	TPGAPC1	TP (1)	TP (1)
	TPGAPC2	TP (2)	TP (2)
	TPGAPC3	TP (3)	TP (3)
	TPGAPC4	TP (4)	TP (4)
Min. Pulszeitglied (2 Kanäle sekundenbasiert)	TPSGAPC1	TPS(1)	TPS(1)
Min. Pulszeitglied (2 Kanäle minutenbasiert)	TPMGAPC1	TPM (1)	TPM (1)
Zeitglied (8 Kanäle)	PTGAPC1	PT (1)	PT (1)
	PTGAPC2	PT (2)	PT (2)
Ausschaltverzögerung (8 Kanäle)	TOFGAPC1	TOF (1)	TOF (1)
	TOFGAPC2	TOF (2)	TOF (2)
	TOFGAPC3	TOF (3)	TOF (3)
	TOFGAPC4	TOF (4)	TOF (4)
Einschaltverzögerung "AN" (8 Kanäle)	TONGAPC1	TON (1)	TON (1)
	TONGAPC2	TON (2)	TON (2)
	TONGAPC3	TON (3)	TON (3)
	TONGAPC4	TON (4)	TON (4)
S-R Flip Flop	SRGAPC1	SR (1)	SR (1)
	SRGAPC2	SR (2)	SR (2)
	SRGAPC3	SR (3)	SR (3)
	SRGAPC4	SR (4)	SR (4)
Steuerobjekt (8 Kanäle)	MVGAPC1	MV (1)	MV (1)
	MVGAPC2	MV (2)	MV (2)
Allgemeines Steuerungsobjekt (16 Kanäle)	SPCGAPC1	SPC (1)	SPC (1)
	SPCGAPC2	SPC (2)	SPC (2)
Skalierung von Analogwerten (4 Kanäle)	SCA4GAPC1	SCA4 (1)	SCA4 (1)
	SCA4GAPC2	SCA4 (2)	SCA4 (2)
	SCA4GAPC3	SCA4 (3)	SCA4 (3)
	SCA4GAPC4	SCA4 (4)	SCA4 (4)
Ganzzahl-Steuerobjekt (4 Kanäle)	MVI4GAPC1	MVI4 (1)	MVI4 (1)

34. Frühere Versionen des Dokuments

Dokument geändert / am	Produktversion	Historie
A/2008-11-27	1.1	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756379 Revision C
B/2009-09-30	2.0	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756379 Revision D
C/2010-11-11	3.0	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756379 Revision G
D/2013-06-25	4.0	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756379 Revision L
E/2014-10-06	5.0	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756379 Revision N
F/2016-04-21	5.0 FP1	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756379 Revision R



ABB Schweiz AG
Electrification

Bruggerstrasse 66
CH-5400 Baden
Tel. +41 58 586 00 00

ABB Suisse SA
Electrification

Rue du Sablon 2-4
CH-1110 Morges
Tél. +41 58 588 40 50

go.abb/ch-electrification