

Richtlinie für digitale Schutzsysteme

1. Auflage 2003

Herausgegeben vom

Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW

und vom

Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs -VEÖ

VDEW Energieverlag GmbH
Frankfurt am Main ❖ Berlin ❖ Heidelberg

Herausgeber

Verband der Netzbetreiber
– VDN – beim VDEW
Robert-Koch-Platz 4
D-10115 Berlin

Verband der Elektrizitäts-
unternehmen Österreichs – VEÖ
Brahmsplatz 3
A-1040 Wien

Telefon 0 30 / 72 61 48 – 0
Telefax 0 30 / 72 61 48 – 2 00
E-Mail info@vdm-berlin.de
Internet www.vdm-berlin.de

Telefon +43 (0) 1 / 501 98 – 302
Telefax +43 (0) 1 / 5 05 12 18
E-Mail info@veoe.at
Internet www.veoe.at

Autoren

Dr. Gerhard Bergauer†
Dipl.-Ing. Wolf Fischer
Dipl.-Ing. Jens Hauschild
Dipl.-Ing. Klaus Hinz
Dipl.-Ing. Herbert Hupfauer
Dipl.-Ing. Ignaz Hübl
Dipl.-Ing. Holger Kühn
Dipl.-Ing. Wolfgang Nowak
Dipl.-Ing. Hartwig Roth
Dipl.-Ing. Herbert Sack
Dipl.-Ing. Berthold Wührmann

TIWAG, Innsbruck
Bewag, Berlin
Vattenfall Europe Transmission, Berlin
E.DIS, Demmin
E.ON Netz, Bayreuth
KELAG, Klagenfurt
E.ON Netz, Bayreuth
EnBW REG, Stuttgart
VDN, Berlin
Stadtwerke Leipzig
RWE Net, Dortmund

1. Auflage 2003
Redaktionsschluss
November 2003

copyright

VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Bezugsquelle Deutschland
VWEW Energieverlag GmbH
Buchverlag/Fachinformation
Rebstöcker Str. 59
D-60326 Frankfurt am Main

Bezugsquelle Österreich
Verband der Elektrizitäts-
unternehmen Österreichs – VEÖ
Brahmsplatz 3
A-1041 Wien

Telefon 0 69 / 63 04 – 3 18
Telefax 0 69 / 63 04 – 3 59
E-Mail vertrieb@vwew.de
Internet <http://www.vwew.de>

Telefon +43 (0) 1 / 501 98 – 302
Telefax +43 (0) 1 / 5 05 12 18
E-Mail info@veoe.at
Internet <http://www.veoe.at>

Bestell-Nummer 3594 00

Bestell-Nummer 207/040

ISBN 3-8022-0757-2

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	10
1 Begriffserklärungen	11
2 Allgemeine Anforderungen an Schutzeinrichtungen	18
2.1 Aufbau und Funktionalität der Hardware	18
2.1.1 Strom- und Spannungseingänge.....	18
2.1.2 Melde- und Befehlseingänge.....	18
2.1.3 Meldeausgänge und Befehlsausgänge.....	19
2.1.4 Bedienteil, Display	20
2.1.5 Anzeigen	20
2.1.6 Serielle Schnittstellen.....	20
2.1.7 Elektrische Verbindungen der Schutzeinrichtungen.....	21
2.1.7.1 Steck- und Klemmentechnik.....	21
2.1.7.2 Anschlusstechnik	22
2.1.7.3 Elektrischer Anschluss bei Einzelgehäusen	22
2.1.8 Ausführung der Einzelgehäuse von Schutzeinrichtungen	23
2.1.9 Kennzeichnung und Beschriftung	23
2.1.10 Änderungen an Schutzsystemen	24
2.1.11 Brandsicherheit	25
2.1.12 Stromversorgung.....	26
2.1.13 Verlustleistungen.....	26
2.2 Anforderungen an die Gerätesoftware.....	27
2.2.1 Einstellungen	27
2.2.1.1 Rangierfunktionen	27
2.2.1.2 Einstellbereiche	27
2.2.1.3 Nachweis der Datenkonsistenz.....	27
2.2.1.4 Datensicherheit	27
2.2.2 Anzeigen, Eingänge, Ausgänge	28

2.2.2.1	Anzeigen	28
2.2.2.2	Binäre Eingänge	28
2.2.2.3	Binäre Befehls- und Meldeausgänge	28
2.2.3	Serielle Schnittstellen.....	29
2.2.3.1	Serielle Meldungen.....	30
2.2.3.2	Betriebsmesswerte.....	30
2.2.4	Ein- und Ausschalten bzw. Blockieren von Schutzfunktionen	30
2.2.5	Prüffunktionen.....	31
2.2.6	Selbstüberwachung von Schutzsystemen	31
2.2.7	Firmwaretausch (Release).....	32
2.2.8	Identifikation der Schutzeinrichtung.....	32
2.3	Sonstige Anforderungen	32
2.3.1	Zuverlässigkeit	32
2.3.2	Einfluss von nicht netzfrequenten Größen in den Eingangsgrößen	33
2.3.3	Einfluss von Mehrfach- und Folgefehlern	34
2.3.4	Grundsätze zur Störwerterfassung	34
2.3.4.1	Störwertaufzeichnung analoger Größen (Störschriebe)	35
2.3.4.2	Schutzinformationen von Störungsabläufen (Störfallprotokolle)	36
2.3.5	Echtzeit bei Datenerfassung	36
3	Betriebliche Anforderungen an Schutzeinrichtungen	37
3.1	Einstellungen	37
3.1.1	Global-Funktionsparameter	37
3.1.2	Konfigurationsparameter	37
3.1.2.1	Schutzfunktionsgruppen	37
3.1.2.2	Binäre Eingaben	37
3.1.2.3	Binäre Ausgaben.....	37
3.1.2.4	LED-Anzeigen.....	38
3.1.2.5	Display-Anzeigen.....	38
3.1.3	Schutz-Funktionsparameter	38

3.2	Inbetriebnahme.....	38
3.2.1	Anschlusskontrollprüfung.....	38
3.2.2	Schutzprüfung.....	38
3.2.3	Inbetriebnahmeprüfung.....	39
3.3	Informationsumfang von Schutzeinrichtungen für die Betriebsführung.....	39
4	Dokumentation und Verwaltung von Schutzeinrichtungen und Schutzsystemen.....	41
4.1	Technische Unterlagen.....	41
4.1.1	Verzeichnis der technischen Unterlagen.....	41
4.1.2	Technische Beschreibung der einzelnen Schutzeinrichtungen.....	41
4.1.3	Mechanischer Aufbau.....	43
4.2	Schaltung und Verdrahtung.....	44
4.2.1	Allgemeine Anforderungen.....	44
4.2.2	Anschlussplan.....	45
4.2.3	Geräteverdrahtungsplan.....	45
4.2.4	Stromlaufplan.....	45
4.2.5	Betriebsmittelplan.....	46
4.2.6	Funktionsschaltplan.....	46
4.3	Verwaltung von Schutzeinrichtungen.....	46
4.3.1	Erfassung der Schutzgerätedaten.....	46
4.3.2	Festlegung und Erstellung der Grundeinstellungen.....	46
4.3.3	Festlegung und Erstellung der feldspezifischen Einstellungen.....	47
4.3.4	Organisation der Datenverwaltung.....	47
5	Anforderungen an die Bediensoftware.....	48
5.1	Einstellung der Schutzparameter.....	48
5.2	Bearbeitung der Schutzparameter.....	48
5.3	Datensicherheit und Passwortschutz.....	48
5.4	Lauffähigkeit der Bedienprogramme.....	49
5.5	Bearbeitungsarten.....	49

5.6	Bedienungskonsistenz von Schutzgeräten nach erweiterter Firmware bzw. Bedien-Software.....	49
5.7	Dateiverwaltung	49
5.8	Störschriebe und Störfalldaten	50
5.9	Prüffunktionen.....	50
6	Instandhaltung und Prüfung von digitalen Schutzgeräten und Schutzeinrichtungen.....	51
6.1	Wartung	51
6.2	Instandsetzung.....	51
6.3	Wiederholungsprüfungen	51
6.3.1	Funktionskontrolle	51
6.3.2	Schutzprüfungen	52
6.3.3	Außerplanmäßige Schutzprüfungen	53
7	Schränke für Schutzeinrichtungen	54
7.1	Ausführung der Schränke.....	54
7.2	Schutzart der Schränke	55
7.3	Schrankerdung	55
8	Lieferbedingungen.....	56
8.1	Kompatibilität	56
8.1.1	Hardware von Geräten.....	56
8.1.2	Funktionssoftware von Geräten.....	56
8.1.3	Bediensoftware von Geräten.....	56
8.2	Funktionsmängel	56
8.3	Information.....	57
8.4	Lieferfähigkeit von Soft- und Hardware.....	57
8.5	Zusätzliche Lieferbedingungen.....	57
9	Vorschriften und Normen.....	58
10	Spezielle Festlegungen für Schutzeinrichtungen.....	61
10.1	Bemessungswerte.....	61

10.1.1	Strompfad	61
10.1.2	Spannungspfad	61
10.1.3	Hilfsgleichspannung (Vorzugswerte).....	62
10.1.4	Aus- und Eingaben.....	62
10.1.4.1	Kommandokontakte (Aus-Kontakte).....	62
10.1.4.2	Hilfskontakte zur Steuerung externer Schutzfunktionen u. Meldekontakte ..	62
10.1.4.3	Binäre Eingänge	63
10.1.5	Umgebungstemperatur.....	63
10.1.6	Frequenz	63
10.2	Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen	63
10.2.1	Unabhängiger Überstromzeitschutz	64
10.2.1.1	Strommessglieder.....	64
10.2.1.2	Zeitbereiche.....	64
10.2.1.3	Kürzeste Kommandozeit	65
10.2.1.4	Verbrauch im Strompfad.....	65
10.2.1.5	Kommandokontakte	65
10.2.1.6	Meldekontakte.....	65
10.2.1.7	Leuchtanzeigen	65
10.2.1.8	Mögliche Zusatzfunktionen.....	65
10.2.2	Abhängiger Überstromzeitschutz.....	65
10.2.2.1	Strommessglieder.....	66
10.2.2.2	Zeitbereiche.....	66
10.2.2.3	Verbrauch im Strompfad.....	66
10.2.2.4	Kommandokontakte	66
10.2.2.5	Meldekontakte.....	67
10.2.2.6	Leuchtanzeigen	67
10.2.2.7	Mögliche Zusatzfunktionen.....	67
10.2.3	Distanzschutz.....	67
10.2.3.1	Stromanregung	67

10.2.3.2	Impedanzanregung mit polygonaler Kennlinie	67
10.2.3.3	Spannungsabhängige Stromanregung, winkelunabhängig	68
10.2.3.4	Spannungsabhängige Stromanregung, winkelabhängig.....	68
10.2.3.5	Distanzmesskreise	69
10.2.3.6	Richtungsmessglieder.....	70
10.2.3.7	Zeitmessglieder	71
10.2.3.8	Kürzeste Kommandozeit	71
10.2.3.9	Verbrauch	71
10.2.3.10	Kommandokontakte	71
10.2.3.11	Meldekontakte.....	72
10.2.3.12	Leuchtanzeigen	72
10.2.3.13	Kennlinienumschaltung	73
10.2.3.14	Berücksichtigung der Sternpunktbehandlung und Wahl der Leiter- bevorzugung	73
10.2.3.15	Pendelsperre	74
10.2.3.16	Mögliche Zusatzfunktionen.....	74
10.2.4	Transformatordifferenzialschutz.....	74
10.2.4.1	Strommessglieder.....	74
10.2.4.2	Kürzeste Kommandozeit	74
10.2.4.3	Verbrauch im Strompfad.....	75
10.2.4.4	Stabilisierung gegen Einschaltströme und Übererregung.....	75
10.2.4.5	Anpassungsschaltung	75
10.2.4.6	Kommandokontakte	75
10.2.4.7	Meldekontakte.....	76
10.2.4.8	Leuchtanzeigen	76
10.2.4.9	Messmöglichkeiten.....	76
10.2.4.10	Stromwandler.....	76
10.2.4.11	Mögliche Zusatzfunktionen.....	76
10.2.5	Leitungsdifferenzialschutz	76

10.2.5.1 Strommessglieder	76
10.2.5.2 Kürzeste Kommandozeit	77
10.2.5.3 Verbrauch im Strompfad.....	77
10.2.5.4 Stabilisierung	77
10.2.5.5 Kommandokontakte	77
10.2.5.6 Meldekontakte.....	78
10.2.5.7 Leuchtanzeigen	78
10.2.5.8 Messmöglichkeiten	78
10.2.5.9 Schutzdatenübertragung.....	78
10.2.5.10 Differenzialschutz für Leitungen mit Abzweig(en).....	79
10.2.5.11 Stromwandler.....	79
10.2.5.12 Mögliche Zusatzfunktionen.....	79
Anhang Störfallmeldelisten.....	80
Störfallmeldeliste Distanzschutz	80
Störfallmeldeliste UMZ-/Diff.-Schutz	82
Störfallmeldeliste Erdschlussmeldung/AWE-Meldung/Frequenzrelais.....	84
Erläuterungen zu den Störfallmeldelisten.....	85

Vorwort

Die vorliegende Richtlinie ersetzt Kapitel 2 des bisherigen „VDEW-Ringbuch Schutztechnik“ und enthält allgemeine Anforderungen an Schutzsysteme mit digitalen Schutzeinrichtungen, sowie Festlegungen für deren Beschaffung, Einsatz und Betrieb. Sie dient sowohl den Betreibern als auch den Herstellern von Schutzeinrichtungen als Entscheidungsgrundlage. In ihr sind

- Vorzugswerte aus den in den Normen genannten, möglichen Werten
- nicht genormte Funktionalitäten und Verfahren
- Erfahrungswerte aus dem Betrieb der Geräte in den Netzen

definiert bzw. aufgeführt. Sie ergänzt bestehende Normen und Vorschriften zur einfacheren Handhabung. Dabei gibt sie den zum Erscheinungszeitpunkt aktuellen technischen Stand wieder.

Ergänzend wurden bestehende VDEW/VDN-Papiere, die von den zuständigen Fachgremien zu diesem Themenbereich erarbeitet wurden, eingearbeitet.

Punkte, die nicht als zwingende Anforderungen formuliert sind, beschreiben bereits bekannte und realisierte Funktionen oder Wünsche der Betreiber, die zukünftig in die Entwicklungen einfließen sollten.

Alle grundsätzlichen Aussagen und technischen Vorgaben gelten sinngemäß auch für nicht digitale Schutzeinrichtungen.

Weiterhin gelten die Aussagen dieser Richtlinie auch für die Schutzfunktionen kombinierter Geräte mit erweiterter Funktionalität wie z. B. Schutz und Steuerung.

Diese Richtlinie wurde von der VDN-Projektgruppe „Allgemeine Empfehlungen für digitale Schutzsysteme aus Anwendersicht“ in der Nachfolge des VDEW-Arbeitsausschusses „Relais- und Schutztechnik“ im Auftrag des Lenkungsausschusses Netztechnik des VDN erstellt. Sie ist mit dem Arbeitskreis „Schutztechnik“ des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) abgestimmt und wird gemeinschaftlich vom VDN und VEÖ herausgegeben.

Der VDN empfiehlt, diese Richtlinie zum Vertragsbestandteil zwischen Hersteller und Netzbetreiber zu machen, damit Schutzeinrichtungen den für einen sicheren Betrieb erforderlichen Mindeststandard erfüllen. Die Hinweise der Richtlinie für Einsatz und Betrieb sind als Richtschnur zu verstehen.

1 Begriffserklärungen

1.1. Anschlusskompatibilität

Unter anschlusskompatibel wird verstanden, dass ohne größeren Aufwand bei Montage und Verdrahtung ein vorhandenes gegen ein neues funktionsgleiches Schutzgerät (Schutzeinrichtung) – auch unterschiedlicher Hersteller – ausgetauscht und angeschlossen werden kann.

1.2. Arbeitsstromschaltung

Eine Arbeitsstromschaltung ist eine Schaltung, die in Arbeitsstellung des Relais entweder durch einen Kontakt geschlossen oder durchgeschaltet und in Ruhestellung des Relais entweder durch einen Kontakt geöffnet oder gesperrt ist. Diese Funktion kann beispielsweise auch durch Optokoppler realisiert werden.

1.3. Baugruppe

Die Baugruppe ist die kleinste Einheit, die innerhalb einer Schutzeinrichtung sinnvoll angesprochen werden kann. Sie kann sowohl als steckbare Einheit als auch als eine fest mit ihrer Umgebung verbundene Einheit gebaut werden. Eine Baugruppe kann aus einer Leiterplatte, einem Steckblock oder einer Kassette bestehen.

1.4. Bedienschnittstelle

siehe Serviceschnittstelle

1.5. Bemessungs-Grenzabweichung

Sie definiert die Grenzen der Abweichung unter Bezugsbedingungen sowohl von einzelnen Größen als auch innerhalb derer jedes Relais arbeitet. Die Bemessungs-Grenzabweichung ist laut DIN VDE im Bereich zwischen 0,5 % und 20 % in Genauigkeitsklassen eingeteilt und wird durch eine Zahl (z. B. 5 \Rightarrow 5 %) ausgedrückt.

1.6. Bemessungskurzzeitstrom

Ist der thermische Kurzzeitstrom, dem die Eingangskreise des Schutzgerätes für die angegebene Zeitdauer standhalten müssen und bei dem es zu keinem Fehlverhalten des Schutzgerätes kommen darf.

1.7. Datenkonsistenz

Datenkonsistenz ist gegeben, wenn im Gerät gespeicherte Einstellwerte sich nicht ungewollt ändern. Es ist zu gewährleisten, dass vorhandene und neu eingegebene Daten z. B. vom Informationsgehalt, Format, Struktur usw. gleich sind.

Der Nachweis wird erbracht, wenn die Daten automatisch verglichen werden können und ein Abgleich mit Aussagen über die Differenzen (z. B. zusätzliche Einstellwerte) möglich ist.

1.8. Durchreichfunktion bei Schutzeinrichtungen

Wird ein Signal von einem externen System (z. B. Buchholzschutz) an ein Schutzgerät abgegeben und von diesem verarbeitet und an ein externes System weitergeleitet, so wird dieser Vorgang als Durchreichfunktion bezeichnet.

1.9. Dynamikbereich (elektrisch)

Der dynamische Grenzwert der Eingangsgrößen von Stromeingängen muss größer als die thermische Kurzzeitbelastbarkeit (Bemessungskurzzeitstrom) der Eingangswandler von Schutzgeräten sein. Der Grenzwert wird auch als Bemessungsstoßstrom bezeichnet und stellt die Begrenzung des Dynamikbereiches dar.

1.10. Eineinhalbpolige Steuerung

Sonderform der Steuerung, wobei das Minus-Potenzial über einen Schließer gemeinsam an die Ein- und Ausspule geschaltet wird. Die Plus-Steuerung erfolgt wie bei der einpoligen Steuerung.

1.11. Einpolige Steuerung

Bei einer einpoligen Steuerung wird stets nur ein Potenzial geschaltet, wobei das zweite ständig ansteht. Vorrangig erfolgt diese Steuerung in Gleichstromkreisen durch Zuschaltung des Plus-Potenzials.

1.12. Einstellbereich

Ist der Bereich zwischen dem kleinsten und größten Wert, in dem die Einstellung von Parametern vorgenommen werden kann.

1.13. Funktionskontrolle

Im Rahmen der Instandhaltung von Schutzsystemen ist in zyklischen Abständen eine Prüfung erforderlich. Da digitale Schutzeinrichtungen eine Selbstüberwachung besitzen, können die Prüfzyklen verlängert werden. Zwischen den Schutzprüfungen wird eine vereinfachte Prüfung empfohlen. Diese Prüfmethode der Zwischenprüfung wird als Funktionskontrolle bezeichnet und ist auch unter den bisherigen Namen Lauf- oder Funktionsprüfung bekannt.

1.14. Funktionskompatibel

Eine Schutzeinrichtung ist funktionskompatibel, wenn Hard- und Software der Ersatzeinrichtung den für den Einsatzfall mit der bisherigen Schutzeinrichtung realisierten Umfang der Schutzfunktionen sicherstellen.

1.15. Gewährleistung

Bei Schutzgeräten bedeutet dies, dass der Hersteller bei einer Lieferung die Verpflichtung übernimmt, für eine festgelegte Zeit alle Geräte- und Software-Fehler auf seine Kosten zu reparieren bzw. defekte Geräte durch Neue zu ersetzen.

1.16. Inbetriebnahmeprüfung

Prüfung an einem Schutzsystem, die am Einbauort vorgenommen wird, um die sachgemäße Errichtung und Funktion nachzuweisen.

1.17. Intermittierender Erdschluss

Dies sind Erdschlüsse, bei welchen der Erdschlusslichtbogen zeitweilig aussetzt und stets wiederzündet.

1.18. Kommandozeit

Zeit zwischen dem Eintreten eines Fehlers oder Ereignisses und der Ausgabe des Auskommandos der Schutzeinrichtung.

1.19. Kommunikationsschnittstelle

Die Kommunikations-Schnittstelle, auch Informations-Schnittstelle genannt, einer Schutz-einrichtung wird für den Austausch von Daten mit dem Leitsystem, welches mit leistungs-armen Signalen arbeitet und ständig mit dem Gerät verbunden ist, ohne Einfluss auf die Schutzfunktionen verwendet. Die physikalische Schnittstelle und der geforderte Mindestumfang der Informationen und Befehle sind in DIN EN 60870-5-103 oder IEC 61850 festgelegt. Die Übertragung weiterer Informationen und Befehle sind zulässig, werden jedoch proprietär unterschiedlich gehandhabt.

1.20. Messbereichserweiterung

Ein eingestellter Messbereich wird durch ein externes Signal oder interne Gerätelelogik auf einen höheren parametrisierten Wert umgeschaltet. Dann gilt für eine eingestellte Zeit, oder bis zum Zurücksetzen des Signals ein fester oder prozentual von einem Wert abhängiger Messbereich.

1.21. Öffner

Der Öffner ist ein Kontakt der geöffnet ist bzw. der sich im gesperrten Zustand befindet, wenn das Relais im Arbeitszustand ist. Im Ruhezustand ist der Kontakt geschlossen. Diese Schaltung wird auch Ruhestromschaltung genannt.

1.22. Parametrierung

Ist die Eingabe von Werten oder eine Um- bzw. Ein-/Ausschaltung einer Funktion unter festgelegten Bedingungen bei Schutzgeräten.

1.23. Redundanz

Vorhandensein von mehr als einem Mittel in einer Einheit zur Ausführung einer geforderten Funktion.

(IEC-Wörterbuch 60 050-448)

In Abhängigkeit von der Wertigkeit der Betriebsmittel und der Schaltanlagen kann durch den Aufbau von zwei oder mehreren unabhängigen Schutzsystemen eine Redundanz für den (n-1)-Ausfall eines Schutzsystems geschaffen werden.

1.24. Rücksprungadresse

Festgelegte Werte (z. B. Strom, Leistung) können bei den Schutzgeräten im Normalbetrieb am Display angezeigt werden. Nach einem Störfall werden jedoch die aktuellen Störwerte/-Meldungen angezeigt. Durch Adressierung wird festgelegt, welche Werte nach einer angezeigten Störfallanzeige und erfolgter Quittierung wieder am Display angezeigt werden.

1.25. Ruhestromschaltung

Eine Ruhestromschaltung ist eine Schaltung, die in Arbeitsstellung des Relais entweder durch einen Kontakt geöffnet oder gesperrt und in Ruhestellung des Relais entweder durch einen Kontakt geschlossen oder durchgeschaltet ist. Diese Funktion kann beispielsweise auch durch Optokoppler realisiert werden.

1.26. Schließer

Der Schließer ist ein Kontakt der geschlossen ist bzw. der sich im durchgeschalteten Zustand befindet, wenn das Relais im Arbeitszustand ist. Im Ruhezustand ist der Kontakt geöffnet. Diese Schaltung wird auch Arbeitsstromschaltung genannt.

1.27. Schutzeinrichtung

Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie, soweit erforderlich, Logikbausteine enthält, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen.

Anmerkung: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems.

(IEC-Wörterbuch 60 050-448)

1.28. Schutzfunktion

Ist eine abgeschlossene Schutzaufgabe, die auf Basis anliegender Eingangsgrößen gemäß allgemeiner und herstellerspezifischer Algorithmen gelöst wird.

1.29. Schutzgerät (Schutzrelais)

Messrelais, das entweder einzeln oder in Verbindung mit anderen Relais Bestandteil einer Schutzeinrichtung ist.

(IEC-Wörterbuch 60 050-448)

1.30. Schutzsystem

Anordnung aus einer oder mehreren Schutzeinrichtungen sowie weiteren Geräten, die vorgesehen sind, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen.

Anmerkung 1: Ein Schutzsystem umfasst eine oder mehrere Schutzeinrichtungen, Messwandler, Verdrahtung, Ausschaltstromkreis, Hilfsspannungsversorgung sowie sofern vorgesehen, Informationssysteme, in Abhängigkeit vom Prinzip des Schutzsystems kann es ein Ende oder alle Enden des geschützten Abschnitts und gegebenenfalls automatische Wiedereinschalteinrichtungen umfassen.

Anmerkung 2: Leistungsschalter sind ausgenommen (Ein- und Ausspulen sind Bestandteil des Schutzsystems)

(IEC-Wörterbuch 60 050-448)

1.31. Selbstüberwachung

Funktionen, die üblicherweise innerhalb der Schutzeinrichtung durchgeführt wird und dazu vorgesehen ist, Fehler innerhalb und außerhalb der Schutzeinrichtung automatisch festzustellen.

(IEC-Wörterbuch 60 050-448)

1.32. Service-Schnittstelle

Die Service-Schnittstelle, auch Bedien-Schnittstelle genannt, einer Schutzeinrichtung wird für den Austausch und die Parametrierung von Daten mit einem Servicegerät (z. B. PC) verwendet. Das Protokoll dieser Schnittstelle ist firmenspezifisch. Das Servicegerät ist in der Regel nicht ständig an der Schutzeinrichtung angeschlossen Diese Schnittstelle hat meist nicht die Störfestigkeit gegen elektromagnetische Felder (EMV) wie die Kommunikationsschnittstelle. Optional kann es eine weitere Service-Schnittstelle zum Datentransfer zu einem zusätzlichen leittechnischen Gerät geben. In diesem Fall gelten dann für diese Schnittstelle die gleichen Festlegungen wie bei der Kommunikationsschnittstelle.

1.33. Wechsler

Eine Kombination zweier Kontaktkreise mit drei Kontaktgliedern, von denen eines den beiden Kontaktkreisen gemeinsam ist, so dass, wenn einer dieser Kontaktkreise offen ist, der andere geschlossen ist.

(IEC-Wörterbuch 60050-444)

1.34. Wirkschnittstelle

Schnittstelle für den Informationsaustausch zwischen Schutzeinrichtungen über einen Hilfskanal. Die Informationen werden für die Erfüllung der Schutzfunktionen benutzt (z. B. Fernauslösung, Signalvergleichsschutz). Kompatibilität wird über standardisierte Protokolle erreicht.

1.35. Wurzelung

Kontakte (Öffner, Schließer), welche intern im Schutzgerät auf einer Seite parallel geschaltet sind und daher keine unterschiedlichen Potenziale (verschiedene Gleichspannungskreise) schalten können.

1.36. Zuverlässigkeit

Wahrscheinlichkeit, dass bei einem Selektivschutz keine Fehlfunktion (Unter- und Überfunktion) unter gegebenen Bedingungen in einem gegebenen Zeitintervall eintritt.

1.37. Zweipolige Steuerung

Eine zweipolige Steuerung benötigt zwei potenzialfreie Kontakte. Es wird das Plus- und Minus-Potenzial (z. B. Leistungsschalter-Aus) bei einer Gleichstromspeisung geschaltet.

2 Allgemeine Anforderungen an Schutzeinrichtungen

2.1 Aufbau und Funktionalität der Hardware

2.1.1 Strom- und Spannungseingänge

Strom- und Spannungseingänge sind für den Anschluss an Wandler auszulegen. In Drehstromnetzen sind immer mindestens 4 Eingänge für Strom und mindestens 4 Eingänge für Spannung pro Abzweig vorzusehen. Für besondere Einsatzfälle können ein- oder mehrphasige Strom- bzw. Spannungsschutzeinrichtungen sinnvoll sein.

Die Leiter der Wandlerströme sind grundsätzlich durchzuschleifen, so dass der Sternpunkt außerhalb oder an den Klemmen des Gerätes gebildet werden kann.

Für andere Zwecke wie z. B. Erdschlusserfassung sind in der Regel zusätzliche Analogeingänge notwendig, um andere Genauigkeits- und Übertragungskriterien erfüllen zu können.

Die Eingangswandler sind so auszulegen, dass sie die von den Primärwandlern angebotenen elektrischen Größen funktionell nicht verfälschen. Dies ist insbesondere bei Vergleichsschutzeinrichtungen zu beachten.

Überschreitet eine Messgröße die Auslegungsgrenzen eines Eingangswandlers, darf das Schutzgerät nicht blockiert werden. Durch geeignete Maßnahmen ist sicherzustellen, dass auch für diesen Fall keine Fehlfunktion (Über- oder Unterfunktionen) auftritt.

Gegen unterschiedliche Sättigungserscheinungen oder andere Symptome bei unterschiedlichen Wandlertypen sind neben hardwaretechnischen auch softwaretechnische Maßnahmen zur Sicherstellung der Funktionalität einer Schutzfunktion zulässig.

Anforderungen an die Auslegung der Primärwandler müssen vom Lieferanten des Schutzes bekannt gegeben werden. Es ist jedoch vorteilhaft, wenn keine speziellen Anforderungen notwendig sind.

2.1.2 Melde- und Befehlseingänge

Die benötigte Anzahl von binären Eingängen richtet sich nach dem Funktionsumfang der Schutzeinrichtungen und nach dem Melde, Anschluss- und Überwachungskonzept des Anwenders. Die binären Eingänge sollen in ausreichender Anzahl vom Anwender frei parametrisiert werden können.

Die Binäreingänge müssen so ausgelegt sein, dass Störsignale und Umladevorgänge einer mit Nennspannung geladener Kapazität bis 220 nF (gemessener Wert bei einer Kabellänge

von 1.000 m) nicht zum Ansprechen eines Einganges führen. Gegebenenfalls erforderliche Eingangsschaltungen dürfen die sichere Funktion nicht beeinträchtigen und die Ansprechzeit um nicht mehr als 1 ms verfälschen.

Durch kapazitive oder induktive Beeinflussung können auch negative Spannungsimpulse an den Binäreingängen auftreten, die ebenfalls nicht zum Ansprechen des Einganges führen dürfen.

Es sollen Befehlseingänge für Schutzfunktionen (z. B. Parametersatzumschaltung, Blockierung von einzelnen Schutzfunktionen, Rückmeldungen vom Spannungswandlerautomaten oder von den Leistungsschalterhilfskontakten) und Eingänge für Melde- und Protokollierzwecke (z. B. Meldung vom Buchholzrelais, Erdschlusswischerrelais, Durchreichfunktion) oder zur Ansteuerung von Logikfunktionen zur Verfügung stehen.

Binäreingänge zur Einkopplung externer Befehle müssen über spezielle Sicherheitsschaltungen und Entprellfunktionen verfügen, um Überfunktionen zu vermeiden.

2.1.3 Meldeausgänge und Befehlsausgänge

Die Anzahl der Meldekontakte richtet sich nach dem Funktionsumfang der Schutzeinrichtungen und dem Einsatzzweck, für den die Schutzeinrichtung vorgesehen ist (Beispiele siehe Abschnitt 10). Es sollen sowohl fest beschaltete Meldekontakte (z. B. Wechsler für die Signalisierung der Betriebsbereitschaft) als auch vom Anwender frei parametrierbare Meldekontakte vorgesehen werden. Die Kontakte für Melde- und Überwachungsaufgaben sollen weitgehend als Wechsler ausgeführt werden. Sie sind für unterschiedliche Potenziale zu trennen und möglichst ohne Wurzelbildung herauszuführen.

Meldeausgänge sollen in der Regel (einstellbar) nur während der Dauer des entsprechenden Ereignisses ansprechen. Befehlsausgänge müssen über eine einstellbare Mindest-Kommandodauer verfügen.

Zur Ausgabe der von Schutzfunktionen ermittelten Fehlerortentfernung sind als Option entweder Meldekontakte in ausreichender Anzahl für eine BCD-codierte Ausgabe oder Messbaugruppen zur Umwandlung in einen analogen Messwert vorzusehen. Dies kann durch in das Schutzgerät zusätzlich einzusetzende Ausgabebaugruppen oder mittels eines separaten Zusatzes geschehen.

Für die Steuerung der Ein- und Auskommandos, die für jeden Leiter einzeln oder gemeinsam, ein-, eineinhalb- oder zweipolig und ein- oder zweikanalig ausgeführt werden kann, müssen genügend potenzialfreie Befehlsausgänge zur Verfügung stehen (Beispiele siehe Abschnitt 10.2.3.10).

2.1.4 Bedienteil, Display

Die Geräte müssen an der Frontseite mit einem übersichtlichen Bedien- und Visualisierungsteil (Anzeige-Display) lieferbar sein. Die Anzeige muss in deutscher Sprache oder Formelzeichen nach VDE 0435 bzw. Anhang dieser Richtlinie erfolgen. Alle Bedienvorgänge und Einstellmöglichkeiten für die Schutzeinrichtungen werden am Display angezeigt.

Über das Bedienteil an der Gerätevorderseite muss es möglich sein, das Schutzgerät über eine Passwortabfrage zu bedienen. Über z.B. Anwahl von Adressen müssen alle Mess- und Einstellwerte aufgerufen werden können, um diese einzustellen oder zu ändern, Melde- und Störspeicher abzufragen oder Speicherinhalte (z. B. nach Schutzprüfungen usw.) zu löschen. Die Anzeigen müssen am Gerät rückstellbar sein. Durch eine gezielte Passwortvergabe sollen unterschiedliche Zugriffsrechte ermöglicht werden. Dazu sollen Passworte mit unterschiedlichen und vom Betreiber zuweisbaren Gruppen der jeweils nutzbaren Parameter möglich sein (z. B. Grundparameter, Einstellungen, Messwerte, Betriebsmeldungen und Störschriebe).

Sind die Bedienelemente bei geschlossenem Gehäuse nicht direkt zugänglich (Plombierung), so soll es mit an der Front der Geräte vorhandenen Tastern möglich sein, in einfacher Form eine Anwahl von Anzeigen und eine Rückstellung von Anzeigen am Gerät durchzuführen.

Weiterhin soll es über das Bedienteil möglich sein (neben einer externen Ansteuerung von Binäreingängen) Steuerfunktionen zu betätigen (z. B. Kennlinienumschaltung, manuelle Ausschaltung des Leistungsschalters) und Funktionen des Schutzes freizugeben oder zu sperren (z. B. AWE ein/aus).

2.1.5 Anzeigen

Die Schutzeinrichtungen sind mit Anzeigen LED/Leuchtzeichen auszurüsten, die das Betriebsverhalten der Geräte und fest vorgewählte oder frei parametrierbare Signale anzeigen. Diese sind für Betriebsbereitschaft in grüner, für Gerätestörung oder Geräteblockade in roter und für frei wählbare Meldungen in gelber, roter oder parametrierbarer Farbe auszuführen.

Neben Anzeigen über LED können auch Schutzinformationen am Display angezeigt werden.

2.1.6 Serielle Schnittstellen

Digitale Schutzeinrichtungen müssen für den Anschluss von externen Bediengeräten mit einer seriellen Schnittstelle (Serviceschnittstelle) auf der Frontseite ausgeführt sein.

Zur Einbindung in eine digitale Stationsleittechnik, zum Anschluss an ein zentrales Schutzdatengerät oder Fernübertragung per Modem oder Netzwerk müssen Ausführungen mit ei-

ner oder mehreren zusätzlichen seriellen Kommunikationsschnittstelle(n) lieferbar sein, welche parallel arbeiten.

Bei Weitergabe von digitalen Fernsignalen ist eine standardisierte Wirkschnittstelle vorzusehen.

Bei Einsatz von Lichtwellenleiteranschlüssen sollten vorrangig Sendedioden verwendet werden, die diesbezüglich keine Sicherheitsmaßnahmen nach DIN EN 60825-1 bzw. DIN EN 60825-2 erfordern. Andernfalls sind die Laserklasse bzw. der Gefährdungsgrad zu deklarieren, am Gerät ein Gefahrenhinweis anzubringen und die Schutzmaßnahmen (z.B. Laserschutzbrille) zu benennen.

2.1.7 Elektrische Verbindungen der Schutzeinrichtungen

2.1.7.1 Steck- und Klemmentechnik

Die Güteklassen der Steckverbindungen sind der Aufgabe entsprechend auszuwählen (DIN VDE 0627). Alle steckbaren Verbindungen sind gegen selbstständiges Lösen zu sichern. Steckverbindungen für Stromwandlerkreise müssen thermischen und dynamischen Anforderungen nach DIN VDE 0435 genügen.

Ergänzend zu DIN VDE 0435 Teil 303 Abschnitt 3.3.4, sind Flachsteckverbindungen in Kreisen, in denen Spannungen $< 6\text{ V}$ bewertet werden, nicht zulässig.

Sind Baugruppen oder sonstige Baugruppenkombinationen (Kassetten) steckbar ausgeführt, stellen die Steckkontakte bei Einführen der Baugruppen oder Kassetten in die Steckeinrichtung des Baugruppenträgers ohne weiteres Zutun deren Funktion her. Beim Trennen der Steckverbindungen für Stromwandleranschlüsse, wie zuvor beschrieben, müssen die anlagenseitigen Stromwandleranschlüsse (Steckeinrichtung im Baugruppenträger) automatisch kurzgeschlossen werden. In besonderen Fällen kann es notwendig werden, voreilende Steckerstifte für bestimmte Funktionen zu verwenden, um Funktionsstörungen zu vermeiden. Eine geeignete Arretierung der Baugruppen im Baugruppenträger bzw. Baugruppenaufnahmen ist vorzusehen.

Anschlussklemmen müssen als Schraubklemmen oder schraublose Klemmen für elektrische Kupferleiter nach DIN VDE 0609 Teil 1 ausgeführt werden. Es sind ausschließlich typgeprüfte Klemmen nach DIN VDE 0611 Teil 1 und DIN VDE 0660 Teil 100 vorzusehen. Sie müssen für Leiterquerschnitte bis mindestens 4 mm^2 in Strompfaden und bis mindestens $2,5\text{ mm}^2$ in den übrigen Kreisen geeignet und abdeckbar sein. Die Klemmschrauben dürfen in Stromwandlerkreisen nicht unter M 4 und in den übrigen Kreisen nicht unter M 3,5 ausgeführt werden. Bei Einhaltung der o. g. VDE Vorschrift hinsichtlich des Schutzes gegen Leiterbe-

schädigung und Sicherheit gegen selbstständige Lockerung ist eine Schraube je Klemmenstelle ausreichend.

Eine Verringerung der genannten Schraubendurchmesser ist zulässig, wenn der Nachweis erbracht wird, dass durch Konstruktion der Klemmen und/oder Werkstoffauswahl der Klemmenschrauben die vorgenannten Eigenschaften erreicht werden. Dies gilt z. B. besonders in Bezug auf die zulässige Leiterbeanspruchung auf Zug und Druck, Auszugskräfte der kleinsten und größten klemmbaren Leiter, Verformung des geklemmten Leiters und erhaltenes Drehmoment und dessen Abstand vom Zerstördrehmoment. Spezielles Werkzeug darf dafür nicht erforderlich sein.

2.1.7.2 Anschlusstechnik

Bei den Anschlüssen werden unterschieden:

- Die äußeren Anschlüsse für die erforderlichen elektrischen Verbindungen der Schutzgeräte bzw. Schutzeinrichtungen untereinander bzw. mit der Anlage.
- Die inneren Anschlüsse für die erforderlichen elektrischen Verbindungen der einzelnen Schutzgeräte untereinander bei Schranktechnik.

Bei Schutzeinrichtungen oder Schutzgeräten in Aufbaugeschächsen bzw. Einbaugeschächsen sind sowohl die Anschlüsse für Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Einheiten als auch die Anschlüsse für die äußeren Verbindungen zur Anlage vorzugsweise als Schraubklemmen, ggf. auch als gleichwertig wirksame Verbindung, auszuführen.

Verbindungsleitungen zwischen Schutzeinrichtungen oder Schutzgeräten in verschiedenen Einzelgehäusen oder leitetechnischen Einrichtungen, die Elektronikpotenzial führen, müssen gegen jegliche elektrische Beeinflussung ausreichend geschützt sein.

2.1.7.3 Elektrischer Anschluss bei Einzelgehäusen

Für den elektrischen Anschluss gelten die unter Punkt 2.1.7.1 gemachten Aussagen. Die Gehäuseklemmen sollen nicht seitlich am Gehäuse befestigt sein und sind mindestens nach IP 20 auszulegen. Die Klemmenbezeichnung und -belegung ist im Sinne früherer VDEW-Empfehlungen in der folgenden Weise einzuhalten:

- Die Bezeichnung hat durchgehend zu erfolgen.
- Die Eingangsgrößen, wie Ströme und Spannungen sind, bezogen auf die Bezeichnung, an den Anfang zu legen.
- Die Kommandokontakte sind bevorzugt an das Ende der Bezeichnung anzuordnen.

- Die Anschlussklemmen für die Hilfsspannungsversorgung sind vor den Kommandokontakten vorzusehen.
- Die Hilfskontakte zur Steuerung externer Schutzfunktionen und die Meldekontakte liegen zwischen den Anschlussklemmen der Eingangsgrößen und der Hilfsspannungsversorgung. Bei anderen Anordnungen der Anschlussklemmen, z. B. Rückseite des Gehäuses, sollte die Bezifferung und Belegung sinngemäß eingehalten werden.
- Für die seriellen Schnittstellen wie z. B. zu zentralen Steuer- oder Leittechnikrichtungen sind Koppelstellen als Steckvorrichtungen vorzusehen.
- Die Kennzeichnung der Anschlussklemmen muss unverlierbar, eindeutig und nach deutscher Normbezeichnung ausgeführt sein.

2.1.8 Ausführung der Einzelgehäuse von Schutzeinrichtungen

Die Schutzart der Gehäuse-Front ist mindestens nach IP 51 zu bemessen. Alle betriebsmäßig zugänglichen, leitfähigen Teile müssen über eine gemeinsame Erdungsschraube geerdet werden können. Der Erdungsanschluss ist korrosionsbeständig auszuführen und für einen niederohmigen und induktivitätsarmen Leiterquerschnitt von mindestens 4 mm² zu bemessen.

Einstellungen und Anzeigen der Geräte müssen bei geschlossenem Gehäuse ablesbar sein. Die Rückstellung der Anzeigen muss von außen am Gerät möglich sein. Der Rückstellknopf ist an der Vorderseite anzuordnen.

Eine seitliche Zugänglichkeit der Gehäuse darf nicht erforderlich sein. Bei abschraubbaren Gehäusedeckeln müssen die Schrauben unverlierbar und bei Beschriftung eindeutig gekennzeichnet sein.

Gehäuse müssen für Tafelaufbau und -einbau sowie für Schrankeinbau geeignet sein.

2.1.9 Kennzeichnung und Beschriftung

Schutzeinrichtungen sind entsprechend DIN VDE 0435 dauerhaft zu kennzeichnen. Zusätzlich zur alphanumerischen Bezeichnung ist eine Kennzeichnung im Klartext bzw. sinnvolle Abkürzungen in deutscher Sprache erforderlich (z. B. Distanzschutz, Dist.-Schutz, Differenzialschutz, Diff.-Schutz usw.). Außerdem muss im Schrank bzw. im oder am Gehäuse Platz für eine entsprechende Kennzeichnung vorhanden sein. Darüber hinaus ist bei Schränken Platz für eine Abzweigbezeichnung vorzusehen.

Baugruppen, Schutzgeräte, Baugruppenträger, Steck- und Geräteplätze sind eindeutig zu kennzeichnen, um eine korrekte Bestückung zu ermöglichen.

Die Baugruppen sind mit der Typenbezeichnung entweder auf der Frontfläche oder direkt an der Baugruppe, sichtbar im eingebauten Zustand, zu kennzeichnen.

Außerdem müssen im eingebauten Zustand folgende Informationen erkennbar sein:

- Bemessungsstrom und Bemessungsspannung der Messkreise
- Bemessungsspannung(en) der Hilfsspannungsversorgung
- Fabriknummern für Geräte mit Herstellungsdatum in unverschlüsselter Form
- Software- und Hardware-Stand
- Kundenbeschriftung (10x80 mm)

Bei Steuer- und Signalbaugruppen bzw. bei Geräten mit Binäreingängen und Ausgängen ist an geeigneter Stelle die Bemessungsspannung anzugeben.

Bei Reparaturen von Baugruppen oder Geräten im Herstellerwerk sind diese durch unverschlüsselte Datumsangaben dauerhaft zu kennzeichnen.

Die Einstellorgane und Anzeigen müssen im Klartext in deutscher Sprache oder mit eindeutigen Symbolen gekennzeichnet werden.

Sinnvoll ist eine im eingebauten Zustand sichtbare Kennzeichnung bis zu welchem Datum Batterien, Elektrolytkondensatoren oder ähnliches getauscht werden sollten.

2.1.10 Änderungen an Schutzsystemen

Baugruppen mit gleicher Typenbezeichnung müssen austauschbar sein. Ein erneuter Abgleich der Baugruppen oder des Schutzgerätes darf nicht erforderlich werden. Nachfolgeeinheiten müssen kompatibel zu den Vorgängereinheiten sein und der Generationsstand ist zu kennzeichnen. Ist die Kompatibilität nicht gegeben, so ist dies durch Änderung der Typenbezeichnung eindeutig zu kennzeichnen.

Änderungen der Hard- und Software sind vom Hersteller zu dokumentieren. Aus dieser Dokumentation müssen der Anlass, der Umfang und die Folgen für den Anwender eindeutig hervorgehen.

Werden Änderungen an Geräten einer Serie vorgenommen, die Auswirkungen auf den Anschluss oder die Außenschaltung haben, muss die Typenbezeichnung geändert werden. Gleiches gilt bei einem Übergang auf nicht kompatible Baugruppen.

2.1.11 Brandsicherheit

Schutzeinrichtungen sind so aufzubauen, dass eine höchstmögliche Sicherheit gegen Entstehung und Ausbreitung von Bränden gegeben ist.

Bei statischen und digitalen Schutzeinrichtungen ist die Gefahr einer Brandentstehung am ehesten im Bereich der Leiterplatten gegeben. Leiterplatten müssen deshalb so gestaltet sein und Bauteile und Werkstoffe so ausgewählt werden, dass die Wahrscheinlichkeit eines Brandes im Falle des Versagens, unzulässiger Umgebungsbedingungen oder eines Bauelementfehlers so gering wie möglich ist.

Es muss das Ziel sein, eine Entzündung der Leiterplatten durch elektrische Bauteile zu verhindern. Sollten aber Entzündung oder Feuer entstanden sein, so gilt es, die Ausweitung des Brandes durch konstruktive Gestaltung zu vermeiden.

In diesem Zusammenhang wird insbesondere auf die Normen IEC 61010-1 (Sicherheitsbestimmungen für elektrische Mess-, Steuer-, Regel- und Laborgeräte) und IEC 60707 (Thermische Eigenschaften von Elektroisolierstoffen) hingewiesen.

Als Maßnahmen kommen in Frage:

- Eigensicherheit, d. h. ständige Energiebegrenzung, so dass die verfügbare Energie nicht zur Überhitzung von Leiterbahnen oder Bauteilen ausreicht.
- Kontrollierte Sicherheit, z. B. Kapselung der Leiterplatte, etwa durch den Einbau in ein metallisches Gehäuse, so dass sie als Zündquelle für die Umgebung nicht in Frage kommt.
- Sicherheit durch Wahl der Werkstoffe, d. h. die Kunststoffmaterialien an den Schnittstellen zur Umgebung, der Leiterplatten und der in den Geräten eingesetzten Isolierstoffe und Konstruktionsteile sollen eine Flammenschutzklasse gemäß IEC 60707 aufweisen.
- Konstruktive Sicherheit, d. h. Sicherstellen eines ausreichenden Abstandes zwischen Leiterplatte und kritischen Bauteilen.
- Sicherheit durch Sicherungen, d. h. Schutz der Bauteile eines Gerätes durch interne Gerätesicherungen im weitesten Sinne, Energiezufuhr zum Netzteil und der Steuerspannungen über externe Sicherungsautomaten, so dass im Fehlerfall abgeschaltet wird, bevor die Verlustwärme eine Entzündung hervorrufen kann.
- Die übrigen Isolier- und Kunststoffmaterialien (Kabelkanäle, Klemmenleisten, Führungshalter, Isolation der Verdrahtung etc.) in Schutzschränken und -gehäusen sind ebenfalls dem jeweiligen Stand der Technik entsprechend in flammwidriger und halogenfreier Ausführung auszuwählen.

2.1.12 Stromversorgung

Stromversorgungseinheiten müssen als Teil der Schutzeinrichtungen allen einschlägigen Vorschriften (IEC, VDE usw.) entsprechen und den gleichen Zuverlässigkeitsgrad wie die Schutzeinrichtung selbst aufweisen.

Mit Rücksicht auf die Absicherung der Hilfsspannungsversorgung dürfen etwaige Laststromspitzen von Entstör- und Energiespeicherkondensatoren bestimmte Grenzwerte hinsichtlich Amplitude und zeitlicher Dauer nicht überschreiten. Dabei ist zu beachten, dass bei Schutzeinrichtungen in Schränken mehrere Stromversorgungseinheiten in einem Schrank vorhanden sein können und demnach auch gemeinsam im Feld abgesichert sind.

Aus diesem Grund müssen für Stromversorgungseinheiten an einer Spannungsquelle mit Innenwiderstand nahe 0Ω bezüglich ihrer Einschaltstromspitzen in etwa die folgenden Grenzwerte eingehalten werden.

Max. 18 A Scheitelwert für eine Dauer $< 0,25$ ms.

Max. 12 A Scheitelwert für eine Dauer < 1 ms.

In den Beschreibungen der Stromversorgungseinheiten sind Angaben über die Höhe und den Verlauf der Einschaltströme, die zulässige Restwelligkeit, den Arbeitsbereich und zur Absicherung zu machen.

Bei einem Ausfall bzw. Kurzschluss der Hilfsspannung ist für mindestens 50 ms die ordnungsgemäße Funktion der Schutzeinrichtung zu gewährleisten. Alle internen Versorgungsspannungen sind zu überwachen und in die Anzeige der Betriebsbereitschaft einzubeziehen. Bei Wiederkehr der Hilfsspannung muss der Schutz automatisch nach maximal 15 s (Ausnahme Sammelschienen-Schutz) wieder betriebsbereit sein und die entsprechende Störmeldung aufgehoben werden. Jeder Wiederanlauf des Schutzgerätes ist im Meldeprotokoll im Klartext festzuhalten. Die Betriebsbereitschaft ist über einen parallelen Ausgang in Ruhestromschaltung zu melden.

Bei Einsatz redundanter Stromversorgungen sind diese gegenseitig zu entkoppeln und einzeln zu überwachen.

2.1.13 Verlustleistungen

Der Hersteller muss die Dauer- und maximale Verlustleistung der Schutzeinrichtungen einschließlich der Stromversorgung nennen, die innerhalb der zulässigen Grenzwerte entstehen können.

2.2 Anforderungen an die Gerätesoftware

Sämtliche Parametrier-, Bedien- und Auslese-Funktionen müssen auch durch einen Bedien-PC ausführbar sein. Die Bedienung an der Schutzeinrichtung bzw. über Bedien-PC hat für alle Funktionen die Priorität gegenüber der(n) Kommunikationsschnittstelle(n).

2.2.1 Einstellungen

2.2.1.1 Rangierfunktionen

Die Rangierfunktionen von binären Eingängen, binären Ausgängen und Leuchtanzeigen müssen bestimmten Programmabläufen von Schutzfunktionen zugeordnet werden können. Dabei muss ein Signal mehrere binäre Ausgänge ansteuern können. Es muss möglich sein, mehrere Funktionen auf den gleichen Ausgang zu rangieren.

Eingänge, Ausgänge und LED-Anzeigen sollen über eine Softwarematrix mit internen Gerätefunktionen wahlweise logisch UND bzw. ODER verknüpft werden können. Eingangs- wie Ausgangspotentiale müssen wahlweise aktiv oder passiv einstellbar sein.

Unzulässige Rangierungen und Rangierungen für nicht benutzte Programmteile sind abzuweisen.

Logische Schutzfunktionen müssen intern mit unabhängigen Zeitfunktionen verknüpft werden können.

2.2.1.2 Einstellbereiche

Gleiche Funktionen sollen, einheitliche Dynamikbereiche vorausgesetzt, gleiche praxisnahe Einstellbereiche besitzen. Dies gilt sowohl für Funktions- als auch für Zeiteinstellungen.

2.2.1.3 Nachweis der Datenkonsistenz

Die Konsistenz der Daten (Einstellungen) muss durch einen automatischen Vergleich zwischen einer extern dokumentierten Referenzdatei und den im Schutzgerät gespeicherten Daten mit Kennzeichnung der Abweichungen nachgewiesen werden können.

2.2.1.4 Datensicherheit

Die Sicherheit aller im Schutzgerät gespeicherten Daten muss im Betriebszustand durch kontinuierliche Überwachungsabläufe (z. B. Prüfsummenbildung) gewährleistet sein.

Einstellwerte dürfen bei Ausfall der Hilfsgleichspannung nicht verloren gehen.

2.2.2 Anzeigen, Eingänge, Ausgänge

2.2.2.1 Anzeigen

LED-Anzeigen sind nach Wahl des Anwenders speicherbar oder aktuell auszuführen. Bei einer erneuten Anregung sollen noch gespeicherte Anzeigen selbsttätig zurückgesetzt werden. Beim vorübergehenden Ausfall der Hilfsgleichspannung müssen die LED Anzeigen gespeichert und bei Wiederkehr der Hilfsspannung erneut angezeigt werden.

Nach dem Verschwinden der Ursache für Anzeigen muss die Rückstellung der Anzeigen möglich sein. Anstehende Anzeigen und die Betätigung einer Rückstelleinrichtung, sei es durch Betätigung eines Bedienelementes am Gerät oder durch Fernrückstellung an einem Binäreingang, dürfen die Arbeitsweise der Schutzeinrichtung nicht beeinflussen und den Bestand von Speicherinhalten nicht verändern oder löschen.

Durch Anwahl vom Bedienteil soll es möglich sein, beliebige Messwerte, Informationen und Parameter und die zugehörigen Speicherinhalte am Display anzuzeigen. Die Anzeige des Standes der im Schutzgerät verwendeten Software muss einfach möglich sein. Über ein Display muss es durch Parametrierung möglich sein, Anzeigen für den ungestörten Dauerbetrieb (z. B. Betriebsstrom, Betriebsspannung) einerseits und Störwertanzeigen andererseits (z. B. Laufzeit, Fehlerentfernung) anzuzeigen.

Die am Display angewählten Messwerte müssen automatisch aktualisiert werden.

Nach dem Einschalten einer Schutzeinrichtung muss der verwendete Softwarestand im Display entweder automatisch oder durch einfache passwortfreie Bedienung angezeigt werden können.

Die schutzinterne Uhrzeit und das Datum müssen am Display angezeigt werden können und an der Bedieneinheit einstellbar sein.

2.2.2.2 Binäre Eingänge

Binäre Eingänge müssen auf Plausibilität überwacht werden, wenn entsprechende zusätzliche Informationen dafür verfügbar sind (z. B. Trennerrückmeldungen beim SSS).

2.2.2.3 Binäre Befehls- und Meldeausgänge

Die Ansteuerelemente der binären Befehls- und Meldeausgänge wie Spulen der Melde- und Befehlsrelais müssen dem Prozessablauf entsprechend zum richtigen Zeitpunkt angesteuert werden. Zusammengehörige Meldeausgänge und Befehlsausgänge sind dabei, soweit es die

serielle Abarbeitung von Signalen gestattet, gleichzeitig anzusteuern. Dabei ist auf eine absolute Unabhängigkeit der zeitlichen Abfolge zu achten.

Die Belegung eines Melde- oder Befehlsausganges mit mehreren logischen Funktionen muss möglich sein.

Die Melde- und Befehlsausgänge sollten gleichermaßen für Kommandos wie für Meldungen einsetzbar sein.

Die Anforderungen an die Kommandozeit einer Schutzeinrichtung orientieren sich an der Gesamtausschaltzeit der Leistungsschalter, an den Kommandozeiten des übrigen Netzschutzes und an der notwendigen Gesamtausschaltzeit.

Um eine sichere Auslösung aller betroffenen Abzweige (z. B. SSS) zu gewährleisten, muss die Zeit nach Rückgang des internen Auskommandos bis zum Rückfall des Kommandorelais (Rückfallzeit) einstellbar sein. Eine etwaige Selbsthaltung des Ausbefehles muss von Extern über Binäreingänge rücksetzbar sein.

2.2.3 Serielle Schnittstellen

Alle im Schutzgerät einstellbaren Größen müssen über alle Serviceschnittstellen parametrierbar sein. Alle gespeicherten Größen müssen angewählt und ausgelesen werden können. Ein Vergleich der im Schutz gespeicherten Parametrierung mit abgespeicherten Archivdatensätzen muss durchgeführt werden können. Die zu diesem Zweck zur Verfügung stehenden Bedienprogramme sollen dies durch eine übersichtlich strukturierte Bedienoberfläche unterstützen, die unterschiedliche, durch Passwort geschützte Teilbereiche aufweist.

Es muss möglich sein, von allen im Schutzgerät vorhandenen Funktionen, entsprechende Meldungen über alle seriellen Kommunikations-Schnittstellen der Schutzgeräte auszugeben.

Für Prüfzwecke muss die serielle Kommunikations-Schnittstelle über einen Binäreingang und über die Vorortbedienung blockiert werden können.

Über die Kommunikations-Schnittstelle müssen die jeweils aktiven Schutzfunktionen übertragen werden.

Es muss zulässig sein, während des Betriebes Betriebs- oder Stördaten auszulesen oder abzufragen, ohne dass dies eine Rückwirkung auf Schutzfunktionen hat. Änderungen von Einstellwerten während des Betriebes, sofern sie betrieblich zulässig sind, müssen durchgeführt werden können, ohne dass es zu Störungen einzelner Funktion oder der gesamten Schutzeinrichtung kommt. Für die Neuparametrierung von Schutzfunktionen während des Betriebes sind besondere Vorkehrungen zu treffen. Kommt es bei Änderung der Rangierungen zu einem Geräteneuanlauf, so darf es zu keiner unzulässigen Auslösung kommen.

Zu- und Abschalten von einzelnen Funktionen (keine Funktionsgruppen) der Schutzgeräte wie z. B. AWE EIN/AUS muss über die einzelnen Serviceschnittstellen direkt parametrierbar oder über Ansteuerung von Binäreingängen beliebig möglich sein. Eine unterschiedliche Freigabe für die verschiedenen Kommunikationsschnittstellen muss an der Schutzeinrichtung (vor Ort) für jeden Befehl einzeln parametrierbar sein.

Die Freigabe der Übertragung von analogen und binären Werten (nach Norm) muss frei parametrierbar sein.

Die Kommunikationsschnittstelle zur Leittechnik muss mindestens das Protokoll nach DIN EN 60870-5-103 erkennen und verarbeiten können.

Der Fernzugriff auf z.B. Einstellparameter und Funktionen des Gerätes über die entsprechende Schnittstelle muss mit Passwort geschützt werden. Eine Rückrufveranlassung durch das Modem ist zu empfehlen.

Bei Zugriffen über LAN/WAN (Ethernet, ...) sind geeignete Maßnahmen zur Gewährleistung der Informationssicherheit vorzusehen (z.B. Firewall, Virenschutz).

2.2.3.1 Serielle Meldungen

Serielle Meldungen müssen dem Prozessablauf entsprechend mit der richtigen Zeit ausgegeben werden. Das gilt auch für über Binäreingänge eingekoppelte Meldungen.

2.2.3.2 Betriebsmesswerte

Digitale Schutzeinrichtungen müssen auch analoge Informationen z. B. Messwerte am Gerät anzeigen und über die seriellen Schnittstellen ausgeben. Diese Messwerte sollten als Primärwerte angegeben werden. Die für die Weitergabe an seriellen Schnittstellen benötigten Übertragungsprotokolle und die möglichen Kombinationen der Betriebsmesswerte sind z. B. in der DIN EN 60 870-5-103 „Anwendungsbezogene Norm für die Informationsschnittstelle von Schutzeinrichtungen“ festgelegt.

Es muss die Möglichkeit bestehen, einen beliebigen gemessenen oder ermittelten Messwert (z.B. U, I, P, Q) am Gerät anzuzeigen.

2.2.4 Ein- und Ausschalten bzw. Blockieren von Schutzfunktionen

Sobald in der Geräte-Software mehr als eine Schutzfunktion in einer Schutzeinrichtung vorliegt, müssen diese Funktionen umfassend zu- und abschaltbar sein, ohne dass Beeinträchtigungen der übrigen Schutzfunktionalitäten entstehen.

Die Bedienung am Gerät bzw. Bedien-PC hat oberste Priorität beim Zu- und Abschalten von Funktionen. Parameter der abgeschalteten Schutzfunktionen müssen weiterhin angezeigt werden.

Das Blockieren von Auslösungen der Schutzfunktionen kann zur Überwachung des Netzbetriebes sinnvoll sein, indem nur noch Meldungen abgesetzt werden. Diese Blockierungen können z. B. über eine interne Gerätefunktion und/oder einen Binäreingang aktiviert temporär oder dauerhaft sein.

Parameter von nicht projektierten Funktionen dürfen nicht angezeigt werden.

2.2.5 Prüffunktionen

Als Hilfsmittel für Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen an Schutzeinrichtungen sind z. B. Richtungs-, Differenzialschutz-, AWE-Prüfungen, LS-Aus-Funktion direkt am Gerät anzustoßen und am örtlichen Display-Anzeige anzuzeigen.

2.2.6 Selbstüberwachung von Schutzsystemen

Digitale Schutzeinrichtungen müssen eine umfassende Selbstüberwachung aufweisen. Über den Umfang der Selbstüberwachung sind dem Anwender ausführliche Angaben zu machen. Dabei müssen nicht oder nur zum Teil überwachte Funktionen und Bereiche benannt werden. Im Ansprechfall der Selbstüberwachung blockiert diese ggf. den Schutz und nimmt ihn selbsttätig außer Betrieb.

Das Ansprechen der Selbstüberwachung muss angezeigt und gemeldet (Life-Kontakt) werden. Interne Gerätestörungen und -überwachungen sowie eventuelle Ausfälle von Sicherungen und Batterien sollen detailliert und unverlierbar gespeichert und zumindest als Sammelmeldung angezeigt und gemeldet werden. Beim Ausfall der Pufferbatterie dürfen keine Einstellwerte, Rangierungen oder sonstige schutzrelevante Parameter verloren gehen.

Eine Überwachung aller Messkreise und des Drehfeldes ist erforderlich. Das Ansprechen der Messkreisüberwachung soll von einer einstellbaren Verzögerung (Bereich 0 bis 60 s) abhängen, selektiv gespeichert und wahlweise gemeldet werden können.

Ein notwendiger Batteriewechsel ist rechtzeitig zu melden.

Die Spulen der Kommando-relais sollen überwacht werden.

Für Spannungskreise von Schutzeinrichtungen mit spannungsabhängiger Anregung müssen folgende Punkte angegeben werden, deren Wirksamkeit vom Hersteller nachgewiesen werden muss:

- Anforderungen an den Automaten für den Spannungswandlerkreis

- Angabe der Vorzugstypen von Automaten
- Angabe darüber, ob für die Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung ein Hilfskontakt an Automaten erforderlich ist und ggf. welche Zeit die Schutzeinrichtung benötigt, den Spannungsausfall zu erkennen

Das Auftreten eines Fehlers in der Hard- oder Software darf nicht zu einer Überfunktion im Kommandobereich oder zu einem Wiederanlauf des Prozessors mit Grunddaten (werkseitig eingestellte Defaultwerte) des Herstellers führen.

2.2.7 Firmwaretausch (Release)

Bei einer Erweiterung oder einer Änderung der Firmware sind besondere Anweisungshilfen beim Aus- und Einbau von Speicherbausteinen (EPROM) mit Hinweisen zu anschließend durchzuführenden Funktionskontrollen zu dokumentieren. Der Einsatz von überschreibbaren Speicherbausteinen (z. B. Flash-PROM) sollte bevorzugt Berücksichtigung finden.

Ein Firmwaretausch ist möglichst ohne Eingriff in die Schutzgerätehardware vorzunehmen.

Bei einer Reparatur von Schutzrelais sollte ein Firmwaretausch nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Betreibers durchgeführt werden. Eine entsprechende Mitteilung über die Art und Weise der Abweichung vom alten Softwarestand und die Mitlieferung eines eventuell notwendigen adaptierten Bedien-Programms ist unbedingt notwendig.

2.2.8 Identifikation der Schutzeinrichtung

Eine vom Betreiber parametrierbare strukturierte Kennung muss die Identifikation der jeweiligen Schutzeinrichtung gewährleisten. Für mindestens vier Strukturelemente (z. B. Umspannwerk, Spannungsebene, Schaltfeld, Relaisnummer) soll die Vergabe von mindestens 16 alphanumerischen Zeichen in der Schutzeinrichtung möglich sein, welche auch bei der Kommunikation über Bedienschnittstelle übernommen werden.

2.3 Sonstige Anforderungen

2.3.1 Zuverlässigkeit

Die Zuverlässigkeit einer Schutzeinrichtung ist u. a. abhängig von der Entwurfs- und Fertigungsqualität sowie der Zuverlässigkeit der verwendeten Bauelemente. Die im späteren Betrieb zu erwartenden mechanischen, thermischen und elektrischen Umgebungsbedingungen sind entsprechend zu berücksichtigen. Mindestens sind jedoch die Festlegungen nach DIN VDE 0435 zu berücksichtigen.

Für die Schutzeinrichtung und ihre Bauelemente wird eine Lebensdauer von mindestens 25 Jahren gefordert.

Müssen Batterien während der Lebensdauer ausgetauscht werden, so ist dafür ein leicht zugängliches Batteriefach vorzusehen. Fehler oder Ausfälle eingebauter Batterien dürfen keinen Einfluss auf Schutzfunktionen und Einstellwerte haben.

Sonstige Bauteile (z.B. Elektrolytkondensatoren), die innerhalb der geforderten Lebensdauer getauscht werden müssen, sind zu kennzeichnen und austauschfreundlich einzubauen.

Zur Reduzierung von Frühausfällen sind die Geräte vor der Endprüfung unter Betriebsbedingungen einer Langzeitstückprüfung von 24 h (Gerät mit Eingangsgrößen und angelegter Versorgungsspannung) zu unterziehen. Dabei soll die Umgebungstemperatur $55\text{ °C} (\pm 2\text{ °C})$ betragen.

Über die vom Hersteller in dieser Hinsicht getroffenen Maßnahmen ist dem Anwender auf Verlangen Auskunft zu geben.

2.3.2 Einfluss von nicht netzfrequenten Größen in den Eingangsgrößen

Der Hersteller muss in seiner technischen Dokumentation (Gerätebeschreibung) angeben, welche Forderung an die Strom- und Spannungswandler bei einer konkreten Schutzeinrichtung bestehen. Ferner ist für alle Strom-, Spannungs-, Anrege-, Impedanz- und Richtungsmessglieder in den technischen Unterlagen der Einfluss von Wandlersättigung, von Oberschwingungen und von Rundsteuerfrequenzen auf die Messgrößen anzugeben.

Zu den periodischen, nicht netzfrequenten Anteilen in den Eingangsgrößen (Strom und Spannung) sind folgende Angaben zu machen:

- Die Anteile in den Eingangsgrößen, bei denen die Genauigkeitsgrenzen von $\pm 5\%$ der Schutzeinrichtungen nicht mehr eingehalten werden.
- Diejenigen Grenzwerte, bei denen es zu einem Fehlverhalten der Schutzeinrichtungen kommt.

Ferner sind Angaben über folgende Punkte zu machen:

- Der Einfluss von Gleichstromgliedern in den Eingangsgrößen ist unter Beachtung aller Zeitkonstanten anzugeben. Diese Aussage ist für Strom- und Spannungskreise erforderlich.
- Ebenso ist der Einfluss von Ausgleichsvorgängen bei kapazitiven Spannungswandlern anzugeben.

- Maßnahmen in der Messwertverarbeitung der Schutzeinrichtungen, die zu einer Verlängerung der Kommandozeit führen, sind vollständig zu dokumentieren.
- Der Einfluss von Frequenzabweichungen auf die Arbeitsweise der Schutzeinrichtung ist anzugeben.

2.3.3 Einfluss von Mehrfach- und Folgefehlern

Hierunter werden alle Fehler verstanden, die in IEC 60050, Kapitel 448, unter den Bezeichnungen „Mehrfachfehler“ (448-13-16), „Folgefehler“ (448-13-11) und „sich ausweitender Kurzschluss“ (448-13-12) genannt sind.

Der Hersteller einer Schutzeinrichtung muss in den technischen Unterlagen angeben, unter welchen Voraussetzungen eine konkrete Schutzeinrichtung innerhalb der spezifizierten Grenzwerte (z. B. Genauigkeit, Kommandozeit, Rückfallzeit, Stabilität bei Wandlersättigung) arbeitet und ob ein Einfluss der oben genannten Fehlerarten auf das Verhalten des Schutzes besteht.

Werden diese Fehler vom Schutz nicht oder nicht selektiv ausgeschaltet, so muss der Hersteller in den technischen Unterlagen explizit angeben, bis zu welchem Grad solche Fehlerzustände beherrscht werden. Eine solche Angabe könnte u. a. sein, dass die Kommandozeit des Schutzes sich bei einem Entwicklungsfehler auf einen Wert, der in den Unterlagen zu nennen ist, erhöhen kann.

2.3.4 Grundsätze zur Störwerterfassung

Wenn die Schutzeinrichtung auch zur Erfassung und Speicherung von Schutzinformationen und/oder Störwerten analoger Größen genutzt wird, so muss die Störwerterfassung folgenden Gesichtspunkten genügen:

- Der Speicher für die Störwerterfassung ist so zu organisieren, dass bei gefülltem Speicher und weiteren Vorgängen jeweils die ältesten Vorgänge zu löschen sind (Ringspeicher).
- Eine Notwendigkeit, den Speicherinhalt zu löschen, darf dem Anwender nicht entstehen. Für Prüfzwecke müssen Störschriebe und Störmeldungen im Schutzgerät jedoch gelöscht werden können.
- Ein einfacher Zugriff auf ein vom Anwender auszuwählendes einzelnes Ereignis muss möglich sein, z. B. über die Anzeige eines Verzeichnisses der gespeicherten Störfälle.
- Alle Schutzinformationen von Störungsabläufen sollen gespeichert werden.

- Die zeitliche Zuordnung von binären Schutzinformationen und Störwerten analoger Größen muss eindeutig sein.
- Die Zuordnung von Datum und Uhrzeit zur Störung muss im Schutz erfolgen.

2.3.4.1 Störwertaufzeichnung analoger Größen (Störschriebe)

Die Störwertaufzeichnung analoger Größen wird von einem wählbaren Ereignis veranlasst und mit dessen Rückfall beendet. Weiterhin muss die Triggerung durch ein externes Signal erfolgen können. In der Regel müssen alle an der Schutzeinrichtung angelegten Analogmesswerte aufgezeichnet werden. Zusätzlich können aber auch abgeleitete Größen wie z. B: Differenzstrom und Stabilisierungsströme bei Stromvergleichsschutzfunktionen von der Störwerterfassung mit aufgezeichnet werden. Dies ist dann notwendig, wenn es keine Möglichkeit gibt, diese Größen im Nachhinein aus den Eingangsgrößen zu ermitteln (z. B: geknickte Kennlinie).

Bei automatischer Wiedereinschaltung (AWE) soll die gesamte Netzstörung ggf. mit mehreren Wiedereinschaltungen als eine Störung gespeichert werden. Die Vorgeschichte und ein Nachlauf der Störwertaufzeichnung sollen mit wählbarer Dauer (Bereich 0 bis 1 s) in der Aufzeichnung enthalten sein. Das Nichtaufzeichnen der spannungslosen Pause ist zulässig, um Speicherplatz zu sparen. Ereignisse in der spannungslosen Pause sind aber unbedingt mit Vorgeschichte aufzuzeichnen. Der Start einer Störwertaufzeichnung soll über jede im Schutzgerät vorhandene Funktion (Matrix) möglich sein, zu mindestens aber für Anregung und Auslösung¹ getrennt einstellbar. Ein manueller Start über ein Bedienelement am Schutzgerät oder über das Bedienprogramm ist vorzusehen.

Die Speicherkapazität für analoge Größen muss für mindestens 5 s, wünschenswert ≥ 15 s, mit einer zeitlichen Auflösung (wünschenswert ≤ 1 ms) entsprechend der Abtastfrequenz ausgelegt sein. Innerhalb dieser Zeit sollen mindestens 8 Störungsabläufe gespeichert werden können.

Die Aufzeichnung von Effektivwerten ist bei einzelnen Schutzgeräten alternativ zur Momentanwertaufzeichnung notwendig. (z. B. Leistungsfunktionen, Frequenzfunktion, Generatorschutzfunktionen). Eine entsprechende Auswahlmöglichkeit ist vorzusehen.

Zur Erleichterung bei einer Störungsaufklärung ist das Mitaufzeichnen von mehreren parametrierbaren digitalen Ereignisspuren vorzusehen.

¹ Hier ist zu beachten, dass bei einem Start der Störschreibung durch die Generalanregung oder Generalauslösung auch solche Anregungen und Auslösungen von Funktionen zu einem Störschreiberstart führen, die nur zur Überwachung oder dem Anlauf einer Funktion verwendet werden. (Beispiel: Anregung Schiefast und Differenzialschutz!)

2.3.4.2 Schutzinformationen von Störungsabläufen (Störfallprotokolle)

Der Start eines Störfallprotokolls muss unabhängig vom Start eines Störschriebes erfolgen können.

2.3.5 Echtzeit bei Datenerfassung

Die Echtzeiterfassung soll auch ohne Benutzung der seriellen Kommunikationsschnittstelle realisierbar sein.

Eine Genauigkeit der schutzgeräteinternen Uhrzeit sollte mindestens ± 15 s pro Monat (nach EN 61038) betragen. Eine Gangreserve ist für wenigstens 24 h vorzusehen. Ein Synchronisierungseingang zum Gleichlauf der Geräteuhren muss vorhanden sein.

Zur Störungsauswertung ist es sinnvoll, die Schutzgeräte in einer Anlage miteinander zu synchronisieren.

3 Betriebliche Anforderungen an Schutzeinrichtungen

Die Unterlagen zur Einstellung, Inbetriebnahme und Instandhaltung sollen Bestandteil der technischen Dokumentation der einzelnen Schutzeinrichtungen sein und nachfolgend beschriebene Angaben enthalten.

3.1 Einstellungen

3.1.1 Global-Funktionsparameter

Zur Anpassung an die allgemeinen Anlagenverhältnisse (Netze, Schaltanlage, Leittechnik) sind die dafür notwendigen Einstellungen durch Erklärungen und Beispiele zu unterstützen. Die Einstellungen sind mit definierten Wertebereichen und dessen Einheit bzw. Bedeutung anzugeben. Jede Einstellung ist mit einem Änderungsmodus zu versehen (ein- / ausgeschaltete Schutzfunktion). Zusätzlich muss zu jeder Einstellung Funktion und Wirkung beschrieben sein.

3.1.2 Konfigurationsparameter

3.1.2.1 Schutzfunktionsgruppen

Der Schutzzumfang eines Schutzrelais kann den Erfordernissen von Netz- und Schaltanlage angepasst werden. Durch Projektierung können einzelne Schutzfunktionsgruppen zu- oder abgeschaltet bzw. blockiert werden.

3.1.2.2 Binäre Eingaben

Binäre Eingänge müssen durch Parameterwahl eingestellt werden können und einzeln für Arbeitsstrom- und Ruhestromschaltung parametrierbar sein. Die binären Eingänge sollen (zumindest in geeigneten Gruppen) galvanisch getrennt ansteuerbar sein.

3.1.2.3 Binäre Ausgaben

Zur Ausgabe binärer Signale werden Ausgangsrelais oder elektronische Ausgänge benutzt. Jedes Ausgangsrelais soll durch Parameterwahl eingestellt werden können. Es muss zwischen Arbeitsstrom- und Ruhestromschaltung, gespeichert und ungespeichert wählbar sein. Auf jeden Ausgang können mehrere Signale rangiert werden. Es müssen auch mehrere Ausgänge mit denselben Funktionen beaufschlagbar sein.

3.1.2.4 LED-Anzeigen

Jede frei programmierbare LED-Anzeige muss durch Parameterwahl eingestellt werden können. Es muss zwischen Arbeitsstrom- und Ruhestromschaltung, gespeichert und ungespeichert und eventuell der Farbe wählbar sein. Auf jede Anzeige können mehrere Signale rangiert werden.

3.1.2.5 Display-Anzeigen

Zur örtlichen Meldung sollen ereignisorientiert Display-Anzeigen verwendet werden. Die Meldungen und Messwerte sind durch geeignete Rücksprungadressen anwählbar.

3.1.3 Schutz-Funktionsparameter

Die Vorschrift zur Ermittlung der Einstellung von Schutzparametern ist durch Rechenbeispiele für z. B. Anregebedingungen, Zeitstufen, Kennlinien und sonstige Funktionen zu ergänzen.

3.2 Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme einer Schutzeinrichtung stellt die einwandfreie Funktion des gesamten Schutzsystems sicher und ist durch qualifiziertes Personal vorzunehmen.

3.2.1 Anschlusskontrollprüfung

Zur Kontrolle der Außenverdrahtung gehört die Prüfung der richtigen Wandleranschlüsse, der Kommando-, Mess- und Meldekreise. Darüber hinaus sind, soweit sie in Funktion sind, Mitnahme- und Vergleichsschutzkreise zu Gegenstationen, Steuerkreise der AWE-Funktionen zum Leistungsschalter und sonstige Hilfsstromkreise für Schutzfunktionen zum Anlagensystem zu prüfen. Es können auch logische Zustandsmeldungen über binäre Eingaben am Geräte-Display angezeigt werden, um die Sicherheit der Anschlusskontrollen zu verbessern.

3.2.2 Schutzprüfung

Eine Schutzprüfung mit entsprechenden Prüfeinrichtungen (siehe auch Abschnitt 6.3) ist die Voraussetzung für eine korrekte Funktion der Schutzeinrichtung.

3.2.3 Inbetriebnahmeprüfung

Vor der Zuschaltung des jeweiligen Betriebsmittels sollte eine Primärprüfung der Strom- und Spannungswandler erfolgen.

Nach der Zuschaltung des jeweiligen Betriebsmittels und Aufnahme der Betriebsbedingungen müssen mit den Hilfsmitteln gemäß Abschnitt 2.2.5 folgende Überprüfungen am Display bzw. PC möglich sein:

- Vergleichskontrollen der Betriebsmessgrößen
- Überprüfung der Messkreisüberwachung einschließlich Funktionskontrolle der Spannungswandlerschutzschalter
- Überprüfung der Meldungen der Selbstüberwachung durch gezieltes Absetzen dieser Meldung mit anschließender Fehleranzeige im Display
- Kontrolle der Zustandsmeldungsänderungen in der Betriebsmeldeliste
- Leiterweise Richtungsprüfung mit Laststrom

Meldesperre und Testbetrieb müssen dennoch möglich sein.

3.3 Informationsumfang von Schutzeinrichtungen für die Betriebsführung

Bei heutigen Schutzsystemen besteht die Möglichkeit, neben parallelen auch serielle Meldungen und analoge Störwerte in eine Zentrale zu übertragen. Die ungefilterte Weiterleitung aller Informationen durch die Stationsleittechnik/Fernwirktechnik würde für den Netzbetrieb zu einer nicht mehr zu verarbeitenden Informationsflut führen. Daher sind eine sinnvolle Beschränkung und ein optimaler Informationsumfang für die unterschiedlichen Betriebsmittel und Schutzsysteme durch die Anwender festzulegen. Der Umfang ist dabei von der Art des verwendeten Melde- und Archivierungssystems und von einem eventuell angewandten Selektionssystem (Intelligentes Meldefilter: z. B. Erkennen von Schutz- oder LS-Versager) abhängig.

Unmittelbar nach einer Netzstörung benötigt die Netzbetriebsführung Informationen bzw. Störfallmeldungen in möglichst übersichtlicher Form für die richtige Wertung einer Netzstörung. Aus der Sicht des Schaltdienstes sind alle Meldungen wichtig, die ihm einen Überblick über die Netztopologie nach der Störung verschaffen. Das sind in erster Linie die Auslösemeldungen. Bei unklaren Störungsverläufen können u. a. auch weitere Meldungen (Anregungen, AWE, Signalvergleich) nützlich sein.

Die für die Netzbetriebsführung für erforderlich gehaltenen binären, parallel zu übertragenen Störfallmeldungen sind in der Meldeliste (siehe Anhang) zusammengefasst. Diese Meldungen sind generell mit Echtzeit zu versehen und als Kommend- oder Kommend-/Gehend-Meldung mit Anmerkungen aufzuführen. Die in der Meldeliste (siehe Anhang) angegebenen Informationsarten sind im genormten Fernwirkübertragungsprotokoll DIN EN 60870-5-101 bzw. in der Informationsschnittstelle DIN EN 60870-5-103 enthalten. Überwachungs- und Zustandsmeldungen sind in der Meldeliste nicht aufgeführt, aber natürlich wie bisher erforderlich. Solche Meldungen sind z. B. „Störungssammelmeldungen“, „Signalübertragungsstrecke gestört“, „AWE eingeschaltet“, u. a.

Über die serielle Kommunikationsschnittstelle muss ein vollständiger, bidirektionaler Datentransfer zwischen Schutzgerät und Stationsleittechnik erfolgen. Für Prüfzwecke muss der Datenaustausch über einen frei wählbaren, binären Signaleingang mittels Melde- und Messwertsperrung blockierbar sein, wobei die Sperre durch eine Meldung in der Stationsleittechnik signalisiert werden muss.

Die Ausgabe des Fehlerortes als Reaktanz in Ohm und zusätzlich als Fehlerentfernung in km bzw. % der Leitungslänge soll vom Anwender wählbar sein. Sie muss in Abhängigkeit von Schutzanregung oder Schutzauslösung (wahlweise) möglich sein. Dies gilt sowohl für die Anzeige am Vor-Ort-Display als auch für die serielle Schnittstelle zur Leittechnik.

Die für eine Störungsanalyse benötigten Informationen sind erheblich umfangreicher und können auch die Momentanwerte oder Effektivwerte der im Störschrieb aufgezeichneten Analogsignale beinhalten. Diese Informationen brauchen nur bei Bedarf auf Anforderung übertragen, z. B. mit Modemübertragung oder vor Ort ausgelesen werden.

4 Dokumentation und Verwaltung von Schutzeinrichtungen und Schutzsystemen

Die Schutzeinrichtungen sind vom Hersteller so zu dokumentieren, dass dem Anwender in allen Bearbeitungsphasen eines Projektes sowohl für Netz- als auch für Kraftwerksanlagen die notwendigen Informationen und Planunterlagen zur Verfügung stehen.

Die Gliederung der Dokumentation soll der Vorgehensweise bei Planung, Projektierung, Inbetriebnahme und Instandhaltung entsprechen.

Bedienhandbücher müssen ein ausführliches Stichwortverzeichnis haben, CD müssen eine entsprechende Suche nach Stichwörtern und/oder Adressen-Nr. ermöglichen. Die Dokumentation ist in der jeweiligen Landessprache z.B. Deutsch zu liefern.

In den Schaltungsunterlagen der Schutzeinrichtungen sind die Schnittstellen zwischen Schutzeinrichtung, anderen Komponenten (z.B. Steuerung, Fernwirken) und äußeren Betriebsmitteln in der Anlage übersichtlich und gesamtheitlich darzustellen. Doppeldarstellungen oder zweigeteilte Schaltpläne bei der Schutz- und Schaltanlagenprojektierung sind zu vermeiden.

Liefert ein Hersteller nur Komponenten, so erstreckt sich die Dokumentation nur auf seinen Lieferumfang mit den entsprechenden Schnittstellen.

Die Bediensoftware zur Parametrierung und zum Auslesen von Informationen aus den Schutzeinrichtungen und die Firmware sind ausführlich zu dokumentieren. Nach Übergang auf einen neuen Softwarestand sind die Änderungen in Firm- und Bediensoftware zu benennen.

4.1 Technische Unterlagen

4.1.1 Verzeichnis der technischen Unterlagen

In diesem Verzeichnis sind sämtliche Dokumentationsunterlagen, wie sie in den folgenden Punkten näher spezifiziert sind, anzugeben.

4.1.2 Technische Beschreibung der einzelnen Schutzeinrichtungen

Die technische Beschreibung gibt einen Überblick über Einsatzmöglichkeiten, Aufbau und Arbeitsweise der jeweiligen Schutzeinrichtung und eventueller Peripheriegeräte. Sie enthält folgende technischen Daten und die Bestellangaben:

- Einsatzmöglichkeiten

- zu schützendes Betriebsmittel
- Spannungsebene
- Netztopologie
- Sternpunktbehandlung
- Fehlerart
- Zusammenwirken mit anderen Schutz- und Zusatzeinrichtungen
- Konstruktiver Aufbau
 - Baugruppenübersicht
 - Abmessungen der einzelnen Baugruppen
 - Anordnung und Kennzeichnung der einzelnen Baugruppen
 - innere und äußere Anschlusstechnik
 - Kennzeichnung von Austauschteilen wie z.B. Batterien, Elektrolytkondensatoren
- Elektrischer Aufbau
 - Hilfsspannungsversorgung
 - Ausführung der Mess-, Steuer- und Signalkreise
 - Ausführung der Anrege- und Zeitglieder
 - Ausführung der Einstell- und Anzeigeorgane
- Arbeitsweise
 - Anregekriterien
 - Messgrößenaufbereitung (Umwandlung der Messgrößen, Auswahlschaltung)
 - Mess- bzw. Rechenverfahren
 - Auslösecharakteristik
 - Staffelkennlinien (Widerstands- und Zeitstufen)
 - Signalisierung mit Rückstellung
 - Selbstüberwachung, Prüfmöglichkeiten
 - Beschreibung von Zusatzfunktionen und -einrichtungen (z. B. AWE, Signalvergleich)
- Technische Daten
 - Bemessungswerte: Spannung, Strom, Frequenz, Hilfsspannung

- Einstellbereiche, Arbeitsbereiche, Grenzwerte
- zulässige Toleranzen
- Kommandozeiten, Rückfallzeiten, Rückfallverhältnisse
- Ein-/Ausgänge (Schaltleistung, Schaltstrom, Schaltspannung, Ansprechtoleranzen)
- Verbrauch in Eingangs- und Hilfsspannungskreisen
- elektrische und mechanische Prüfungen
- Klimabedingungen
- Prüfungen entsprechend Produktnorm
- Zusätzliche Angaben
 - Gerätetypen (Auflistung der Gerätegrundtypen und der Zusatzbaugruppen)
 - Bestellnummern der einzelnen Grundtypen bzw. Zusatzbaugruppen
 - Funktionsbeschreibungen der Baugruppen, ggf. mit Signalangaben und Oszillogrammen zu den einzelnen Prüf- und Anschlusspunkten
 - Angaben über Prüfzyklen von Geräten
 - Angaben über Tauschzyklen von Komponenten und detaillierte Beschreibungen

Bei digitalen Schutzeinrichtungen ist die überwiegende Zahl der Funktionen durch Softwarebausteine realisiert.

Die Funktionen dieser Softwarebausteine müssen unter Verwendung von normgerechten Symbolen bildlich so dargestellt werden, dass der Funktionsablauf vollständig und verständlich zu entnehmen ist.

In diesen Bilddarstellungen muss Bezug auf Funktions- und Einstelladressen genommen werden, mit denen der Anwender seine spezifische Schutzparametrierung erstellen kann und die er in den Funktionsablaufplänen wiederfinden können muss.

Eine ausschließlich verbale Darstellung ist unzulässig.

4.1.3 Mechanischer Aufbau

Die Unterlagen müssen alle Angaben für Projektierung und Montage sowie die Anordnung der Schutzeinrichtungen im Schrank bzw. Gehäuse enthalten. Im Einzelnen sind dies die folgenden Unterlagen:

- Ausführungsplan

- Abmessungen (Maßskizzen)
- Gewicht
- Schutzart
- Farbe
- Montagebeschreibung für Auf- und Einbau
- Schwenkrahmen
- Tür (z. B. Anschlag, Ausschnitte, Verschluss)
- Kabeleinführung

- Anordnungsplan Schrank bzw. Gehäuse

In diesem Plan sind Anzahl, Art und Anordnung der Schutzeinrichtungen sowie die Anordnung der Klemmenleisten, Kabelkanäle, Kabelbefestigungen, Schirmerdungsart, Erdungsschienen und der sonstigen Betriebsmittel darzustellen.

- Anordnungsplan Zeile

Aus diesem Plan müssen die Anordnung der Baugruppen (Typ) sowie die Platzbezeichnung, die Beschriftungsleisten und die Anordnung der Übergabeelemente ersichtlich sein.

- Gerätstückliste

- Hersteller
- Typbezeichnung (evtl. Bestelldaten)
- Angaben zum Einbauort
- Hinweise auf Stromlaufplan

4.2 Schaltung und Verdrahtung

4.2.1 Allgemeine Anforderungen

Die Schaltungsunterlagen eines Schutzsystems dienen dazu, das funktionsgerechte Zusammenwirken der Schutzeinrichtung mit den Betriebsmitteln der Anlage zu zeigen.

Die Schaltungsunterlagen für die Innenschaltung einer Schutzeinrichtung dienen dazu, das funktionsgerechte Zusammenwirken aller Schutzgeräte und evtl. weiterer Zusatzgeräte er-

kennen zu lassen. Sie bestehen aus Anschluss-, Geräteverdrahtungs-, Stromlauf-, Betriebsmittel- und gegebenenfalls Funktionsschaltplänen.

Diese Pläne sind in einem Verzeichnis aufzulisten.

4.2.2 Anschlussplan

Der Anschlussplan einer Schutzeinrichtung nach DIN EN 61082-3, Abs. 5 zeigt die Anschlussstellen einer Schutzeinrichtung und die daran angeschlossenen äußeren Verbindungen. Klemmenleisten, Klemmen, Steckverbinder usw. sind zu kennzeichnen und ihre Typbezeichnungen sind anzugeben. Die Anschlussstellen sind mit Ziel- und Funktionsbezeichnungen zu versehen. Leitungsnummern und Leitungsmaterial mit Kabeltyp, Adernzahl und Querschnitt sind anzugeben.

4.2.3 Geräteverdrahtungsplan

Die Geräteverdrahtungspläne nach DIN EN 61082-3, Abs. 3 stellen alle Verbindungen innerhalb eines Gerätes oder einer Gerätekombination bis hin zu den im Anschlussplan beschriebenen Anschlussstellen dar. Ein Geräteverdrahtungsplan ist nur für elektromechanische und analogelektronische Schutzgeräte erforderlich. Sie können durch Verdrahtungstabellen ergänzt werden.

Eine ausreichende Kennzeichnung aller Baugruppen, der Anschlusspunkte und ggf. auch der zur Leitungsdarstellung verwendeten Linien ist erforderlich. Weiterhin ist die Funktionsbezeichnung der Anschlusspunkte anzugeben.

4.2.4 Stromlaufplan

In den Stromlaufplänen wird die Schaltung der Geräte durch vereinfachte Schaltzeichen nach DIN EN 61082-2, Abs. 5 dargestellt.

Die elektrischen Funktionen bzw. Teilfunktionen der Geräte sind so darzustellen, dass jeder Stromweg leicht zu verfolgen und die Zuordnung zu den Geräten erkennbar ist. Die durch Umrisslinien markierten Geräte sind mit ihrer Typbezeichnung sowie mit Hinweisen auf den Betriebsmittelplan zu kennzeichnen.

Zum besseren Verständnis sind Anschlusspunkte mit ihrer Funktion zu kennzeichnen, z. B. Generalanregung, Messbereichserweiterung, Auslösung.

4.2.5 Betriebsmittelplan

Der Betriebsmittelplan stellt die Außenanschlüsse eines Gerätes mit Querverweisen zum Stromlaufplan dar. Hersteller, Bestelldaten sowie wesentliche technische Daten sind anzugeben.

4.2.6 Funktionsschaltplan

In dem Funktionsschaltplan nach DIN EN 61082-2, Abs. 4 wird die Innenschaltung der Geräte unter Verwendung vereinfachter Schaltzeichen vollständig so dargestellt, dass der innere Funktionsablauf verständlich wird.

Die Geräte sind mit ihrer Bezeichnung und möglichst mit ihren Funktionen zu kennzeichnen.

4.3 Verwaltung von Schutzeinrichtungen

Bei der Projektierung der Bedien- und Schutzfunktionen sowie der Parametrierung von binären Ein- und Ausgängen und der Einstellung der Funktionsparameter von Schutzrelais fällt eine große Datenmenge an, die für jede einzelne Schutzeinrichtung verwaltet und dokumentiert werden muss. Diese lässt sich nur effektiv durch eine rechnerunterstützte Dateiverwaltung beherrschen.

4.3.1 Erfassung der Schutzgerätedaten

Bei Eingang der Schutzgeräte werden die Bestell- und Lieferunterlagen erfasst und verglichen. Danach werden die Geräte in einer Schutzgeräte-Bestands-Datei/Kartei erfasst (Geräte-Typ, Fabrik-Nummer, Software-Stand, Hardware-Stand und -Ausbau). Dabei muss für jedes Gerät die Festlegung einer eindeutigen Geräte-Identifizierung möglich sein.

4.3.2 Festlegung und Erstellung der Grundeinstellungen

In einer Grundeinstellung sind die festen, von Feld zu Feld gleichbleibenden Parameter pro Schutzgerät definiert, die auch im weiteren Betrieb des Schutzgerätes Anwendung finden.

Für eine vorzunehmende Abnahme- oder Eingangsprüfung sind innerhalb der Grundeinstellung für die variablen, von Feld zu Feld sich ändernden Parameter, Prüfeinstellungen festzulegen, die sinnvoll hinsichtlich des späteren Betriebes zu wählen sind.

Die Festlegung der Grundeinstellungen erfolgt zweckmäßigerweise zentral und wird bei digitalem Schutz in Form von Dateien auf einem Datenträger dem Prüfer zur Verfügung gestellt, da es wenig praktikabel erscheint, den gesamten Datensatz eines digitalen Schutzgerätes

„von Hand“ eingeben zu müssen. Zur Kontrolle muss die Ausgabe in Papierform möglich sein.

Damit nicht irrtümlich die festen Parameter der Grundeinstellungen digitaler Schutzeinrichtungen geändert werden können, müssen diese als geschützter Bereich definiert werden können. Diese sind dann nur mit besonderen Eingaben zu ändern (Vergabe von Zugriffsberechtigungen).

Es ist sinnvoll, für jeden vorkommenden Einsatzfall eines Schutzgerätes (z. B. Distanzschutz für Leitung Mittelspannung, Hochspannung, Transformator), für jeden eingesetzten Typ der vorkommenden Fabrikate sowie für die vorhandenen Softwarestände Grundeinstellungen zu definieren.

4.3.3 Festlegung und Erstellung der feldspezifischen Einstellungen

Die Ausarbeitung von Staffelpänen und von Einstellwerten wird meist weiterhin auf Papier erfolgen. Diese dienen z. B. zur schnellen Übersicht bei Rückfragen auch ohne Zuhilfenahme des PC.

Bei digitalen Schutzeinrichtungen müssen die Daten dann unter Verwendung der firmenspezifischen Parametriersoftware in das entsprechende Schutzrelais übertragen werden.

Es ist wünschenswert, die festen und die variablen Parameter in verschiedenen Dateien zu verwalten, um den Verwaltungsaufwand bei einer großen Anzahl von eingesetzten Schutzgeräten und mehreren Schutzsachbearbeitern mit unterschiedlichen Einsatzorten gering zu halten.

4.3.4 Organisation der Datenverwaltung

Bei der Organisation der Datenverwaltung muss auf größtmögliche Datensicherheit einerseits und auf eine möglichst geringe Anzahl von Datensätzen andererseits geachtet werden, da bei Einstellwertänderungen zwingend alle Datensätze nachgeführt werden müssen. Neben den im Schutz gespeicherten Daten ist bei digitalen Schutzeinrichtungen wenigstens eine Sicherheitskopie notwendig (z. B. auf wechselbaren Datenträgern oder auf Servern), ein Papierausdruck ist sinnvoll.

Eine weitere Kopie dient dazu, nach Prüfungen digitaler Schutzeinrichtungen zwischen Datensatz und Schutz durch den Prüfer einen Soll-Ist-Vergleich durchführen zu lassen, bei dem Abweichungen zwischen Soll und Ist in einer Delta-Liste festgehalten werden. Dazu muss für jedes Gerät eine eindeutige Geräte-Identifizierung vom PC her möglich sein.

Die Verwaltung der feldspezifischen Datensätze kann z. B. mit je einem Datenträger je Fabrikat, UW und Spannungsebene erfolgen.

5 Anforderungen an die Bediensoftware

5.1 Einstellung der Schutzparameter

Die Einstellungen von digitalen Schutzgeräten werden über eine menügeführte Bediensoftware durchgeführt. Die Einteilung in unabhängige Bereiche sollte wie folgt ausgeführt werden:

- Kennwerte (Grundparameter),
- Funktionsumfang
- Konfiguration der binären Eingänge,
- Konfiguration der binären Ausgänge,
- Konfiguration der Leuchtdioden,
- Funktionsparameter.

Die Funktionsparameter sind, sobald mehr als eine Schutzfunktion vorliegt, blockweise und funktionsbezogen zusammenzufassen.

5.2 Bearbeitung der Schutzparameter

Für die Funktionsparameter sind technisch sinnvolle Bereiche, die auch geräteseitig realisierbar sind, zu wählen. Änderungen der Einstellparameter dürfen nur in dem geräteseitig zulässigen Bereich durchführbar sein. Außerhalb dieses Bereiches gewählte Parameter müssen abgewiesen werden.

5.3 Datensicherheit und Passwortschutz

Für die Bedienung über PC, Kommunikationsschnittstelle und Bedientastatur ist ein Passwortschutz notwendig, der durch gezielte Vergaben von Passwörtern Zugriffsrechte ermöglicht.

Die im Schutzgerät gespeicherten Daten müssen durch entsprechende Maßnahmen gegen ungewolltes Überschreiben durch Daten vom Datenträger des Bedien-PC gesichert werden. Dazu sind Vergleichsfunktionen erforderlich, die die Unterschiede in einer „Deltaliste“ darstellen.

Die Bedienprogramme sind vor Auslieferung auf Virenfreiheit zu prüfen. Durch den Anwender sind geeignete Maßnahmen zur Erhaltung der Virenfreiheit zu treffen.

5.4 Lauffähigkeit der Bedienprogramme

Bedienprogramme müssen die Möglichkeit eines einheitlichen Dateiformates für Parametrierdateien für die gesamte Gerätefamilie eines Herstellers zulassen. Es muss möglich sein, Einstellparameter und Störfallwerte in einem für alle Hersteller verbindlichem neutralen Format abzulegen und somit mit anderen Systemen (Prüfeinrichtungen o. ä.) weiterverarbeiten zu können.

Wünschenswert wäre die Möglichkeit der Bedienung von Schutzgeräten anderer Hersteller. Dazu sollte ein Standardformat definiert werden, mit dem sowohl Datenexport als auch Datenimport möglich ist.

5.5 Bearbeitungsarten

Die Einstellung aller Schutzparameter muss an der „örtlichen Bedienung“ und über einen PC „online“ bzw. „offline“ (Dateierstellung) möglich sein. Für einfache Anwendungen können auch schnittstellenlose Geräte (ohne PC-Anbindung) eingesetzt werden.

Es muss sowohl eine gezielte Übertragung von Datensätzen bzw. Einzelparametern vom Schutzgerät zum PC wie umgekehrt möglich sein.

5.6 Bedienungskonsistenz von Schutzgeräten nach erweiterter Firmware bzw. Bedien-Software

Die Lauffähigkeit der Bedienprogramme muss mit handelsüblichen PC und Betriebssystemen möglich sein. Besonders ist dabei zu beachten, dass über die gesamte Lebensdauer von mindestens 25 Jahren die komplette Gerätefamilie eines Herstellers bedienbar bleiben muss.

Bei Erweiterung oder Änderung der Firmware von Schutzeinrichtungen bzw. der Bedien-Software muss ein durchgängiges, einheitliches, abwärtskompatibles Bedienen von Schutzgeräten unterschiedlicher Entwicklungsstände möglich sein, d. h. alle digitalen Schutzgeräte des gleichen Herstellers sind mit gleichen Bedienprogrammen anzusprechen.

5.7 Dateiverwaltung

Der Anwender muss die Möglichkeit haben, Dateien in beliebigen Strukturen ablegen zu können. Dabei muss es möglich sein, Dateien unterschiedlicher Hersteller in der gleichen Ablage speichern zu können.

5.8 Störschriebe und Störfalldaten

Es muss bei Störwert-Dateien möglich sein, diese in das „Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze“ (DIN EN 60255-24) exportieren zu können.

5.9 Prüffunktionen

Als Hilfsmittel für Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen an Schutzeinrichtungen z. B. Richtungs-, Differenzialschutz-, AWE-Prüfungen, LS–Aus-Funktion, sind umfassende grafische Darstellungen, Messwertanzeigen, Ereignisabläufe in Bedienprogrammen einzurichten und am PC bzw. am örtlichen Display anzuzeigen.

6 Instandhaltung und Prüfung von digitalen Schutzgeräten und Schutzeinrichtungen

6.1 Wartung

Schutzeinrichtungen sollten in wesentlichen Hardwarebelangen wartungsfrei sein. Nachkalibrierungen dürfen nicht notwendig werden. Stützbatterien, auszutauschende Elektrolytkondensatoren und Feinsicherungen sind im Gerät so anzuordnen, dass ein wartungsfreundlicher Austausch möglich ist. Der Austauschzyklus ist anzugeben. Zusätzlich ist die Notwendigkeit des Austausches einer Stützbatterie von den Schutzeinrichtungen zu melden.

6.2 Instandsetzung

Die Fehlerreaktion der Selbstüberwachung muss zur Fehlerdiagnose chronologisch in einer Betriebsmelde-Liste im Klartext abrufbar sein, um entsprechende Hinweise für die Instandsetzung zu bekommen.

6.3 Wiederholungsprüfungen

Es gibt zwei Arten von Wiederholungsprüfungen:

- die Funktionskontrolle als vereinfachte Prüfung der Funktionstüchtigkeit nach 6.3.1 und
- die Schutzprüfung als Komplettprüfung des gesamten Schutzsystems nach 6.3.2.

Die Funktionstüchtigkeit der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung ist durch geeignete Maßnahmen nachzuweisen.

Die Schutzprüfung ist im Turnus von bis zu vier Jahren vorzusehen. Dieser kann auf sechs Jahre erhöht werden, wenn nach wenigstens drei Jahren eine Funktionskontrolle erfolgt.

6.3.1 Funktionskontrolle

Mit der Funktionskontrolle soll die Auslösefähigkeit des Schutzsystems, die Plausibilität der Eingangsgrößen und die grundsätzliche Funktionstüchtigkeit der Schutzeinrichtungen sichergestellt werden.

Die Funktionskontrolle sollte mindestens umfassen:

- Sichtkontrolle vom Schutzsystem, besonders den Anzeigen und Anschlussklemmen

- Vergleich der gemessenen Betriebsmessgrößen „Ströme“ und „Spannungen“ mit den Display-Anzeigen
- Auslöseprüfung durch Ausgabe eines AUS-Kommandos bzw. eines AWE-Befehles, z. B. über die Gerätebedienung vor Ort, möglichst mit Bedienung des Leistungsschalters
- Auslesen und Auswertung der Betriebsmeldeliste
- Überprüfung der Schutzstörmeldung und deren Fernübertragung

6.3.2 Schutzprüfungen

Die Überprüfung der aktuellen Schutz-Funktionsparameter, z. B. Anrege- und Auslösekennlinien, muss mit einer Sekundärprüfeinrichtung ohne Änderung der Einstellwerte durchgeführt werden können. Bei unsymmetrischer Messgrößenbeaufschlagung soll die Messkreisüberwachung abschaltbar sein. Zu den Überprüfungen der einzelnen Schutzfunktionsgruppen sind ausführliche Hinweise und Beschreibungen, unter Nutzung gerätespezifischer Logiken oder unter Verwendung einer Sekundärprüfeinrichtung zu machen.

Die Anschaltung der Schutzgeräte an den Prozess sollte bei Bedarf so gestaltet werden, dass eine Prüfung während des Betriebes möglich ist. Das Schutzgerät bleibt dabei unverändert.

Eine Schutzprüfung muss in regelmäßigen Abständen vorgenommen werden (siehe 6.3). Ergänzend wird jedoch nach einer Neu-Inbetriebnahme eine Schutzprüfung schon nach einem Jahr empfohlen, um Frühausfälle erkennen zu können.

Die Schutzprüfung sollte mindestens umfassen:

- Überprüfung je eines Messpunktes der Eingangsgrößen „Ströme“ und „Spannungen“ je Leiter und – soweit vorhanden – Neutralleiter sowie je Messbereich; Vergleich mit dem Display
- Überprüfung der Anrege- und Auslösekennlinien; eventuell kann auch der Vergleich mit der letzten Schutzprüfung sinnvoll sein.
- Überprüfung aller benutzten binären Ein- und Ausgänge in ihrer Funktion (AWE, Signalvergleich, Kennlinienumschaltung usw., einschließlich der Betätigung des Leistungsschalters)
- Schnittstellenüberprüfung durch Auslesen und Auswertung des Melde- und Störwertspeichers unter Benutzung einer Service-Schnittstelle

- Auslesen und Auswertung des Melde- und Störwertspeichers über die Kommunikationsschnittstelle, sofern vorhanden
- Überprüfung der Schutzstörmeldung und deren Fernübertragung
- Bei Distanzschutzfunktionen erfolgt eine dynamische Überprüfung des ersten Kippunktes in allen Fehlerfällen. Damit werden Veränderungen der Eingangfilter erkannt.
- Auslesen sämtlicher Einstellparameter und Vergleich mit den Sollparametern als Abschluss der Prüfung

Je nach Angabe des Herstellers müssen u. U. weitere Punkte bei den Schutzprüfungen beachtet werden, z. B.:

- Angabe der Messbereiche für alle Strom- und Spannungseingänge,
- Angabe der weiteren Funktionsbereiche, die von der Selbstüberwachung nicht oder nur teilweise erfasst werden.

Es ist daher unerlässlich, dass Gerätebeschreibungen alle erforderlichen Angaben für eine Überprüfung enthalten.

Umparametrierungen der Schutzeinrichtungen zum Zwecke der Schutzprüfungen können nicht akzeptiert werden.

6.3.3 Außerplanmäßige Schutzprüfungen

Außerplanmäßige Prüfungen sind ereignisabhängig notwendig:

- nach Störungen mit Einfluss auf die Funktion der Schutzeinrichtung
- nach Fehlfunktionen von Schutzeinrichtungen
- nach Softwaretausch
- nach Änderung von Einstellwerten
- nach Änderungen in der Anlage, welche das Schutzsystem beeinflussen können.

Der Umfang richtet sich nach dem Anlass und kann eine Teilmenge der Prüfungen nach 6.3.2 sein.

7 Schränke für Schutzeinrichtungen

7.1 Ausführung der Schränke

Die Schränke sind nach DIN 41488 auszuführen. Sie müssen zur Aufnahme von ein- oder mehrzeiligen Baugruppenträgern nach DIN 41490 bzw. DIN 41494 geeignet sein. Von außen abnehmbare Kranösen sind vorzusehen.

Schränke müssen mit rechts oder links angeschlagener Tür, von vorne und hinten zugänglich sowie mit Schwenkrahmen lieferbar sein. Bei Schränken mit Schwenkrahmen werden solche mit umstellbarem Anschlagpunkt für Türen und änderbarem Drehpunkt für Schwenkrahmen bevorzugt. Bei frei aufgestellten Schränken muss auch die Rückseite mit einer Tür versehen werden können. Die Türen müssen nach Demontage der Erdungsverbindungen leicht aushängbar sein. Türfenster sind mit splittersicherem Silikatglas oder schwer entflammbarem Kunstglas auszurüsten. Schränke sind für eine Bodenbefestigung auszuführen.

Der Drehwinkel eines Schwenkrahmens sollte mindestens 150°, bei Bestückung der Rückwand des Schrankes jedoch 180° betragen. Ein Ausschwenken muss mit eingebauten Geräten möglich sein. Ein Arretieren des Schwenkrahmens bei maximaler Öffnung muss möglich sein.

Verdrahtungsfelder der Schutzeinrichtungen sind gegen Beschädigungen und Berührungen mit leicht lösbaren Abdeckungen zu versehen.

Zur Einhaltung der Klimabedingungen der Schutzeinrichtungen ist eine ausreichende Wärmeabfuhr sicher zu stellen. Der Einsatz von Lüftern ist nicht statthaft.

Leuchtanzeigen müssen am bzw. im Schrank angebracht werden können und bei geschlossener Schranktür sichtbar sein.

Für Lichtwellenleiter ist ein entsprechender Schutz gegen mechanische Beschädigungen vorzusehen.

Die Kennzeichnung und Beschriftung von Schutzeinrichtungen in Schränken müssen entsprechend DIN VDE 0435 Teil 301 dauerhaft erfolgen. Zusätzlich zur alphanumerischen Bezeichnung ist eine Kennzeichnung im Klartext erwünscht (z. B. Abzweigschutz NNN, Transformatorschutz MMM, Distanzschutz, Differenzialschutz usw.). Darüber hinaus ist für eine Abzweigbezeichnung Platz vorzusehen.

7.2 Schutzart der Schränke

Die Schutzart der Schränke ist mindestens nach IP 51 DH (DIN EN 60 999/VDE 0470) zu bemessen. Zur Erhaltung dieser Schutzart muss die Abdichtung der Kabeleinführung möglich sein.

7.3 Schrankerdung

Der Schrank ist mit Erdungsschraube(n), mindestens M 12, auszurüsten, welche gegen zufälliges Lockern zu sichern ist (sind). Diese ist mit dem Erdzeichen zu kennzeichnen. Alle metallischen Teile des Schrankes sind sicher miteinander elektrisch zu verbinden (z. B. Zahnscheiben).

Bei Schranktüren und Schwenkrahmen sind hierzu, auf kürzestem Weg, flexible Leitungen zu verwenden.

Für die Erdung der Kabelschirme sind Erdleiterschienen oder entsprechende Verbindungen (z.B. spezielle Schellen) zur Erdung in unmittelbarer Nähe der Kabelabfangschienen vorzusehen.

Weitergehende Forderungen sind im Einzelfall festzulegen.

8 Lieferbedingungen

8.1 Kompatibilität

Für Schutzeinrichtungen mit gleichem Bestückungscode (= Bestellcode, Bestellnummer) ist Anschlusskompatibilität zu gewährleisten.

8.1.1 Hardware von Geräten

Kompatibilität mit früheren Versionen ist erforderlich. Bisher belegte Anschlüsse dürfen nicht umgewidmet werden. Geräte- und Ersatzteilabmessungen, Befestigungsmaße und Belegung der Anschlussklemmen sind beizubehalten.

8.1.2 Funktionssoftware von Geräten

Änderungen im Leistungsumfang bzw. im Einstellbereich – im Vergleich zu bisher gelieferten Geräten – sind zu deklarieren.

8.1.3 Bediensoftware von Geräten

Kompatibilität muss gewährleistet sein, d. h. man muss alle bisher gelieferten Softwareversionen der gleichen Schutzeinrichtungen ansprechen können.

8.2 Funktionsmängel

Der Betreiber von Schutzeinrichtungen wird durch den Hersteller von allen für ihn relevanten Funktionsmängeln und Funktionseinschränkungen an Schutzeinrichtungen (Über- oder Unterfunktion bei Anzeigen, Fehlererfassung und Auslösungen sowie Mängel bezüglich der Schnittstellen z. B. zur Leittechnik usw.) auch nach abgelaufener Gewährleistung unaufgefordert und kurzfristig verständigt. Werden Schutzgeräte über Dritte an den Betreiber geliefert, so muss sich dieser bezüglich der Mitteilung über Funktionsmängel usw. beim Hersteller dieser Schutzgeräte registrieren lassen.

Bei wesentlichen Funktionsmängeln von Funktions- oder Bediensoftware (Mängel, welche zu Fehlfunktionen führen bzw. Fehlbedienungen oder -einstellungen verursachen können) erfolgt auch nach Ablauf der Gewährleistungsfristen, auf Wunsch des Betreibers, innerhalb einer angemessenen Zeit kostenfreie Ersatzlieferung von Bauteilen, der Software bzw. des Software-Speicherbausteins zwecks Austausch.

8.3 Information

Der Anwender bzw. Betreiber von Schutzeinrichtungen wird auf Anforderung und Angabe des letzten Lieferstandes über alle Änderungen bzw. Funktionsergänzungen seit seiner letzten Lieferung informiert. Die Änderungen werden in Form einer Gegenüberstellung dokumentiert und dem Anwender zur Verfügung gestellt.

8.4 Lieferfähigkeit von Soft- und Hardware

Die Lieferfirma stellt für mindestens 25 Jahre sicher, dass die jeweils gelieferten Softwareversionen und für mindestens 15 Jahre die Schutzgeräte dokumentiert und lieferbar sind. Ebenso wird sichergestellt, dass für mindestens 10 Jahre nach Abkündigung der Gerätetypen alle Ersatzteile bzw. anschluss- und funktionskompatible Geräte lieferbar sind.

8.5 Zusätzliche Lieferbedingungen

Für Schutzeinrichtungen sollten ergänzend zu der gesetzlichen Gewährleistung besondere Zusatzbedingungen mit den Lieferanten vereinbart werden. Die nachfolgend aufgeführten Punkte haben sich als sinnvoll erwiesen.

Jeder Hersteller sollte einen 48-h-Service (an Wochenenden und Feiertagen 72 h) für einen funktionellen gleichwertigen Ersatz von Schutzeinrichtungen gewährleisten.

Ebenso sollte in den üblichen Geschäftszeiten bei den Lieferfirmen ein deutschsprachiger Fachmann als Ansprechpartner verfügbar sein.

9 Vorschriften und Normen

Bezüglich der Messrelais und Schutzeinrichtungen gibt es eine Reihe von Vorschriften und Normen, welche zu beachten sind.

Hervorzuheben sind die Vorschriften nach DIN VDE 0435 (alle Teile, Entwürfe und nationale Ergänzungen) für „Elektrische Relais“, welche speziell das Themengebiet Schutzeinrichtungen abdecken.

In den Vorschriften gibt es Festlegungen bezüglich:

- Allgemeine und übergeordnete Aussagen zu elektrischen Relais,
- Aussagen über Schaltrelais und
- Aussagen über Messrelais und Schutzeinrichtungen.

Um die teilweise allgemeinen Aussagen bzw. die Möglichkeiten, welche die VDE Bestimmungen zulassen zu präzisieren, sind im Punkt 10 Vorzugswerte für die verschiedenen Schutzfunktionen angegeben.

Die Grenzwerte für die in der Produktnorm für Messrelais und Schutzeinrichtungen DIN VDE 0435 Teil 320 geforderten Prüfungen zur Sicherstellung der EMV sind für das gesamte Schutzsystem mindestens einzuhalten. Die genannten Prüfungen sind auch für Kombinationen von mehreren Funktionseinheiten in Schränken oder Gehäusen bzw. Kombinationsgeräten mit unterschiedlichen Funktionen (z.B. Schutz, Steuerung) durchzuführen.

Für Geräte, die in Schaltanlagen und Kraftwerken mit unzureichenden Abschirmmaßnahmen eingesetzt werden, können höhere Störfestigkeitsanforderungen erforderlich sein.

Hinsichtlich der Isolations- und Beeinflussungsfestigkeit müssen die Bedingungen nach DIN VDE 0435 Teil 130 für das gesamte Schutzsystem eingehalten werden. In besonderen Anwendungsfällen wie z. B. ungenügend geschirmte Anschlusskabel oder Einsatz in der Nähe der Anlage können höhere Prüfwerte erforderlich werden.

Auszug aus zu beachtenden Normen und Vorschriften mit allen Teilen, „ermächtigten Entwürfen“ und nationalen (deutschen) Anhängen:

DIN EN 61984 (VDE 0627)

Steckverbinder, Sicherheitsanforderungen und Prüfungen

DIN EN 60999-1 (VDE 0609)

Verbindungsmaterial – Elektrische Kupferleiter; Sicherheitsanforderungen für Schraubklemmstellen und schraublose Klemmstellen

DIN EN 60870-5-101

Übertragungsprotokolle: Anwendungsbezogene Norm für grundsätzliche Fernwirkaufgaben

DIN EN 60870-5-103

Übertragungsprotokolle: Anwendungsbezogene Norm für die Informationsschnittstelle von Schutzeinrichtungen

DIN EN 60825

Sicherheit von Lasereinrichtungen

IEC 61010

Sicherheitsbestimmungen für elektrische Mess-, Steuer-, Regel- und Laborgeräte

IEC 60707

Thermische Eigenschaften von Elektroisolierstoffen

DIN EN 60255-24

Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

DIN VDE 0111

Isolationskoordination für Betriebsmittel in Drehstromnetzen über 1 kV

DIN VDE 0160

Ausrüstung von Starkstromanlagen mit elektronischen Betriebsmitteln

DIN VDE 0414

Messwandler

DIN VDE 0435

Elektrische Relais

DIN VDE 0660

Niederspannungsschaltgeräte

DIN VDE 0670

Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV

DIN VDE 0852

Leistungsmerkmale und Prüfungen für Schutzsignal-Übertragungseinrichtungen für Energieversorgungssysteme

VDEW/VDN-Richtlinien Schutztechnik:

Im [VWEW Energieverlag](#) erhältlich sind:

- Richtlinien für die Automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen (Kurzunterbrechung)
- Richtlinien für den Sammelschienenenschutz
- Richtlinie für den elektrischen Blockschutz
- Richtlinien für den Schutz von Hochspannungs-Asynchronmotoren in Kraftwerken
- Richtlinien für die Schutzsignalübertragung über digitale Übertragungsnetze
- Digitale Stationsleittechnik – Empfehlungen
- Digitale Stationsleittechnik, Ergänzende Empfehlungen zur Anwendung in Verteilnetzstationen
- Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
- EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz (*in Vorbereitung*)

Im Extranet des VDN unter www.vdn-berlin.de sind erhältlich:

Ringbuch Schutztechnik:

- Teil 8: Empfehlungen für Maßnahmen zur Herabsetzung von Transienten Überspannungen in Sekundärleitungen (TÜ) innerhalb von Hochspannungsschaltanlagen
- Teil 9: Empfehlungen zur Endzeitstaffelung
- Teil 10: Digitale Stationsleittechnik, Empfehlungen
- Teil 11: Anregeprobleme beim Reserveschutz
- Teil 12: Schalterversagerschutz

Netzleitsysteme in EVU:

- Teil 6: Integrierte Leittechnik in Stationen

10 Spezielle Festlegungen für Schutzeinrichtungen

Um die Typenvielfalt zu verringern, wurden in den folgenden Punkten Vorzugswerte für digitale Schutzeinrichtungen, welche sich in der Praxis bewährt haben, zusammengestellt. Außerdem werden wichtige Hinweise, welche teilweise an verschiedenen Stellen in Normen genannt sind, nochmals kompakt zusammengestellt.

Bezüglich der angeführten Schutzfunktionen erheben die folgenden Ausführungen keinen Anspruch auf Vollständigkeit, da es für einige Schutzeinrichtungen und -funktionen getrennte Richtlinien gibt.

10.1 Bemessungswerte

Neben den unten genannten Vorzugswerten von konventionellen Wandlern werden in den Mittelspannungsanlagen auch Kleinsignalwandler mit unterschiedlichen Sekundärgrößen nach IEC 60044-7/8 eingesetzt. Dadurch ist der geforderte herstellerneutrale Anschluss von Schutzgeräten an diese Wandler nicht möglich. Da diese Schnittstellen nicht von allen Herstellern unterstützt werden, gelten als Vorzugswerte nachstehende Empfehlungen.

Zukünftig ist außerdem mit einer digitalen Schnittstelle für den Anschluss von Schutzgeräten an Wandlern (IEC 61850) zu rechnen, welche hier noch nicht berücksichtigt werden konnte.

10.1.1 Strompfad

Für Hoch- und Höchstspannung	vorzugsweise $I_n = 1 \text{ A}$
Für Mittelspannung	vorzugsweise $I_n = 1 \text{ A}$ (auch 5 A)
Bemessungskurzzeitstrom	$100 \times I_n$ für 1 s
Bemessungsstoßstrom	$2,5 \times$ Bemessungskurzzeitstrom
Dauerbelastbarkeit	$4 \times I_n$

10.1.2 Spannungspfad

Bemessungsspannung vorzugsweise $U_n = 100 \text{ V}$

Spannungsmesskreise zwischen Außenleiter und Erde müssen hinsichtlich der Dauerbelastbarkeit ebenso bemessen sein wie zwischen den Außenleitern.

Belastbarkeit von Spannungspfaden $1,5 \times U_n$ dauernd

10.1.3 Hilfgleichspannung (Vorzugswerte)

Nennhilfsspannung $U_{H,nom}$:	60 V-, 110 V- bzw. 220 V- gemäß Bestellung
Arbeitsbereich:	0,8 bis 1,1 $U_{H,nom}$ (wünschenswert bis 1,2 $U_{H,nom}$)
Zulässige Restwelligkeit:	12 % $U_{H,nom}$ bei Nennspannung 6 % an den Spannungsbereichsgrenzen

Unter Beachtung von Randbedingungen, wie Schalten auf Kurzschluss, Sicherung der Anzeigen, können auch wandlerstrombetätigte Schutzgeräte eingesetzt werden.

10.1.4 Aus- und Eingaben

10.1.4.1 Kommandokontakte (Aus-Kontakte)

Abhängig von der Art der Auslösesteuerung, die ein-, eineinhalb- oder zweipolig und ein- oder zweikanalig ausgeführt werden kann, müssen potentialfreie Kontaktausgänge (Schließer) in ausreichender Anzahl zur Verfügung stehen.

Schaltleistung beim Einschalten ≥ 1000 W bzw. VA bei L/R = 40 ms

Schaltleistung beim Ausschalten ≥ 30 W bzw. VA bei L/R = 40 ms

zulässiger Dauerstrom 5 A

Kurzzeitstrom 30 A für 0,5 s

Schaltspannung $U_{H,nom} = 24$ V bis 220 V DC/AC

Bemerkung zu den angegebenen Werten: Für die jeweilige Fragestellung gilt die angegebene Grenze. Damit ist nicht gesagt, dass z. B. der zulässige maximale Kurzzeitstrom bei 220 V DC auch eingeschaltet werden kann.

Rückfallzeit < 30 ms

10.1.4.2 Hilfskontakte zur Steuerung externer Schutzfunktionen und Meldekontakte

Hilfskontakte zur Steuerung externer Schutzfunktionen müssen in ausreichender Anzahl ohne Wurzelung zur Verfügung stehen.

Für Hilfskontakte von Meldungen sollten mindestens 3 separat gewurzelte Gruppen gebildet werden.

Bei serieller Meldungsausgabe zur Leittechnik (z.B. nach DIN EN 60870-5-103) kann die Anzahl der Meldekontakte auf 3 Stück verringert werden. Unabhängig davon ist immer ein Life-Kontakt vorzusehen.

Schaltleistung	$\geq 20 \text{ W}$ bzw. VA bei L/R = 40 ms
zulässiger Dauerstrom	$\geq 1 \text{ A}$
Schaltspannung	$U_{H,nom} = 24 \text{ V}$ bis 220 V DC/AC

10.1.4.3 Binäre Eingänge

Binäre Eingänge sind für eine konkrete Hilfsspannung $U_{H,nom}$ auszulegen.

Es gelten folgende Ansprechgrenzen für bei der Betätigungsgleichspannung für die Binäreingänge unter Beachtung von 2.1.2:

Arbeitsbereich:

sicher ansprechen bei $80 \% \text{ bis } 110 \% U_{H,nom}$

sicher abfallen bzw. nichtansprechen bei $\leq 40 \% U_{H,nom}$

Eine Spannung zwischen 40 % und 80 % $U_{H,nom}$ kann zum Ansprechen führen.

Leistungsaufnahme:

dauernd $\leq 1 \text{ W}$

im Ansprechfall $\geq 0,5 \text{ W}$ oder $\geq 3 \text{ mA}$

Alternativ sind auch Weitbereichseingänge mit einem Ansprechwert ab 19 V, einer Mindestansprechleistung von 0,5 W oder $\geq 3 \text{ mA}$ und einer Dauerleistung $\leq 1 \text{ W}$ zulässig.

10.1.5 Umgebungstemperatur

Nennbereich -10 bis +55 °C

10.1.6 Frequenz

Nennbereich -10 % bis +10 % der Nennfrequenz

10.2 Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen

Die Einstellbereiche stellen Mindestforderungen dar. Für die Einstellwerte gelten folgende Genauigkeitsanforderungen:

- Messeingänge für Strom und Spannung: Bemessungs-Grenzabweichung 5
- Zeitbereiche: maximale Abweichung bezogen auf eingestelltem Wert bei Referenzbedingungen $\pm 1\% + 10$ ms für Stufenkennlinien
- Zeitbereiche: maximale Abweichung bezogen auf eingestelltem Wert bei Referenzbedingungen $\pm 7,5\% + 10$ ms für abhängige Kennlinien bei Kurzschlusschutz
- Zeitbereiche: maximale Abweichung bezogen auf eingestelltem Wert bei Referenzbedingungen $\pm 7,5\% + 100$ ms für abhängige Kennlinien bei Überlastschutz

Für Logikfunktionen sind gegebenenfalls Zeitbereiche bis 99,9 s erforderlich.

10.2.1 Unabhängiger Überstromzeitschutz

10.2.1.1 Strommessglieder

Einstellbereiche

für $I_1 >, I_E >, I_2 >^*$ 0,1 bis $4 I_n$

für $I_1 >>, I_E >>$ 0,1 bis $25 I_n$

Erweiterte Bereiche sind zulässig und erwünscht. Jede Anregestufe muss ausschaltbar sein.

Einstellung stufig 0,1 I_n für $> 2 I_n$; 0,01 I_n für $< 2,0 I_n$

kleinere Stufungen sind möglich.

Rückfallverhältnis 0,95 bis 0,98

Rückfallzeit der Anregung

einschließlich der nachgeschalteten Hilfsrelais < 30 ms

* gegebenenfalls als Option anzubieten

10.2.1.2 Zeitbereiche

Einstellbereiche

für $I_1 >, I_E >$ 0,0 bis 15,0 s

für $I_1 >>; I_E >>, I_2 >$ 0,0 bis 9,99 s

erweiterte Bereiche sind zulässig

Einstellung stufig 0,01 s für < 9,99 s; 0,1 s ab 10 s

10.2.1.3 Kürzeste Kommandozeit

$I > 2 I_n$; $f=50$ Hz < 30 ms

10.2.1.4 Verbrauch im Strompfad

bei $I_n = 5$ A $\leq 0,5$ VA bei I_n

bei $I_n = 1$ A $\leq 0,2$ VA bei I_n

10.2.1.5 Kommandokontakte

Auslösung freiprogrammierbar jedoch mind. 2 Schließer

10.2.1.6 Meldekontakte

für Anregung, Auslösung und sonstiges:

freiprogrammierbar, vorzugsweise 6 Schließer, mindestens jedoch 2 Schließer

10.2.1.7 Leuchtanzeigen

für Anregung, Auslösung und sonstiges:

freiprogrammierbar, vorzugsweise 6, jedoch mindestens 2 Leuchtanzeigen

10.2.1.8 Mögliche Zusatzfunktionen

Erdschlussrichtungserfassung, Schutz bei intermittierendem Erdkurzschluss, Überlastschutz, gerichteter Überstromzeitschutz (Kennwerte Richtungsmessglied in 10.2.3.6), AWE, Signalvergleichsschutz, Schalterversagerschutz, Rushsperre, zusätzliche Leiter-, Null- und Gegensystem-Zeitstufen. Die AWE-Funktion soll zu den einzelnen Anrege- und Auslösestufen frei zuordenbar sein.

10.2.2 Abhängiger Überstromzeitschutz

Der abhängige Überstromzeitschutz wird in Deutschland im Allgemeinen nur für die thermische Überwachung eingesetzt, wie zum Schutz von kleinen Transformatoren

und Motoren. Nähere Hinweise sind in „Richtlinien für den Schutz von Hochspannungs-Asynchronmotoren in Kraftwerken“, herausgegeben vom VDEW nachzulesen.

10.2.2.1 Strommessglieder

Einstellbereiche

für $I_{>}$, $I_{E>}$ 0,1 bis $4 I_n$

für $I_{>>}$ (UMZ-Stufe) 0,1 bis $25 I_n$

erweiterte Bereiche sind zulässig

Einstellung stufig 0,1 I_n

kleinere Stufungen sind möglich

Rückfallverhältnis 0,95 bis 0,98

Rückfallzeit der Anregung

einschließlich der nachgeschalteten Hilfsrelais < 30 ms

10.2.2.2 Zeitbereiche

Einstellbereiche

für $I_{>}$, $I_{E>}$ einstellbarer Kennlinienfaktor 0,05 bis 10 s

für $I_{>>}$ (UMZ-Stufe) 0,00 bis 9,99 s

erweiterte Bereiche sind zulässig.

Einstellung stufig

für $I_{>}$ 0,05 s

für übrige Bereiche 0,01 s

10.2.2.3 Verbrauch im Strompfad

bei $I_n = 5 \text{ A}$ $\leq 0,5 \text{ VA}$

bei $I_n = 1 \text{ A}$ $\leq 0,2 \text{ VA}$

10.2.2.4 Kommandokontakte

Auslösung freiprogrammierbar jedoch mind. 2 Schließer

10.2.2.5 Meldekontakte

für Anregung, Auslösung und sonstiges:

freiprogrammierbar jedoch mind. 2 Schließer

10.2.2.6 Leuchtanzeigen

für Anregung, Auslösung und sonstiges:

freiprogrammierbar jedoch mind. 2 Leuchtanzeigen

10.2.2.7 Mögliche Zusatzfunktionen

Erdschlussrichtungserfassung, Not-UMZ, permanenter UMZ (Kennwerte siehe Punkt 10.4.1, Schutz für intermittierenden Erdfehler, Kurzschlussrichtungserkennung, AWE, Signalvergleichsschutz, Schalterversagerschutz, Rushsperre

10.2.3 Distanzschutz

Die folgenden unter 10.2.3.1, 10.2.3.2 und 10.2.3.3 genannten Anregungen sind einzeln aktivierbar und parallel wirksam.

10.2.3.1 Stromanregung

für $I >$	0,1 bis 25 I_n
für $I_E >$	0,1 bis 4 I_n , unwirksam
erweiterte Bereiche sind zulässig und gewünscht	
Einstellung stufig	0,1 I_n für $> 2I_n$; 0,01 I_n für $< 2,0 I_n$
Rückfallverhältnis	0,95 – 0,98
Rückfallzeit	< 30 ms

10.2.3.2 Impedanzanregung mit polygonaler Kennlinie

Impedanzanregungen mit polygonaler Kennlinie umfassen mit einer geschlossenen Linie das Gebiet der Impedanzwerte $R + jX$, die zur Anregung führen. Solche Anregungen werden allein oder in Kombination mit reinen Stromanregungen und/oder spannungsabhängigen Stromanregungen eingesetzt. Die vom Schutzhersteller gewählte Kombination bestimmt wesentlich die erforderliche Kennlinie.

Als allgemeine Forderung gilt, dass

- bei Überschreitung von I_{\min} eine Anregung unabhängig von der anstehenden Kurzschlussleistung für alle einstellbaren Impedanzstufen mit einem Sicherheitsfaktor von 1,25 gewährleistet werden muss und
- ein Lastbereich mit $\cos \varphi \geq 0,7$ getrennt einstellbar (R_{Last} und φ_{Last}) ist

Einstellung für I_{\min} 0,1 bis 2,0 I_n in Stufen von 0,05 I_n .

Die Entscheidung über die kurzschlussbehaftete Schleife bei Fehlern mit Erdberührung muss abhängig vom Nullstrom und/oder von der Verlagerungsspannung wählbar sein. Dabei gelten als Bereiche

für I_E 0,1 bis 4,0 I_n (Stufen siehe 10.2.3.1),

für $3U_o$ 0,02 bis 2 U_n in Stufen von 0,01 U_n .

Eine Oder-Verknüpfung mit Stromanregung nach Punkt 10.2.3.1 soll möglich sein.

10.2.3.3 Spannungsabhängige Stromanregung, winkelunabhängig

Einstellbereich $I >$ bei $U \leq U_F$ 0,1 bis 1 I_n

(U_F = Spannungswert für Empfindlichkeitsumschaltung)

Einstellbereich U_F 0,2 bis 0,9 U_n

Einstellung stufig

für U_F 0,01 U_n

kleinere Stufungen sind möglich

Rückfallverhältnis 0,95 bis 0,98

Rückfallzeit der Anregung < 30 ms

Dieser Wert gilt auch nach Wegfall der Anregevoraussetzung durch Änderung des Phasenwinkels zwischen Strom und Spannung.

Eine Oder-Verknüpfung mit Stromanregung nach Punkt 10.2.3.1 muss möglich sein.

10.2.3.4 Spannungsabhängige Stromanregung, winkelabhängig

Einstellbereiche für $I >$ und U_F wie unter Punkt 10.2.3.3 angegeben gelten für

$-30^\circ < \varphi < \varphi >$.

Einstellbereich $I >$ für $U > U_F$ und $\varphi \geq \varphi >$

0,1 bis $2 I_n$

Charakteristik auch mit einstellbaren Neigungen möglich.

Einstellbereich für $\varphi >$ $30^\circ - 60^\circ$

Einstellbereich für $\varphi <$ $90^\circ - 120^\circ$

Erweiterte Bereiche sind zulässig

Einstellung stufig

für $\varphi <$ und $\varphi >$ 1°

Abschaltbarkeit der Spannungsabhängigkeit durch externen Befehl ist vorzusehen.

Eine Oder-Verknüpfung mit Stromanregung nach Punkt 10.2.3.1 muss möglich sein.

10.2.3.5 Distanzmesskreise

Charakteristik polygonal

Anzahl der Stufen 5 (alle Stufen frei in der Wahl der Richtung (vorwärts, rückwärts, ungerichtet) und unabhängig von externen Beschaltungen nutzbar), davon wahlweise 1 Stufe für die obere Begrenzung der AWE-Reichweite oder für den Signalvergleich und 1 Stufe zum Ausschluss eines Nahbereiches aus der AWE nutzbar.

Einstellbereiche $R_{\text{sekundär}}$ und $X_{\text{sekundär}}$ für alle Stufen

für $I_n = 5 \text{ A}$ 0,01 bis 48 Ω /Leiter

für $I_n = 1 \text{ A}$ 0,05 bis 240 Ω /Leiter

Einstellung stufig

für $I_n = 5 \text{ A}$ 0,002 Ω /Leiter

für $I_n = 1 \text{ A}$ 0,01 Ω /Leiter

Einstellbereich	
Erdstromfaktor k_{Betrag}	0,0 bis 5,0
Erdstromfaktor k_{Winkel}	-180° bis +180°
Einstellung stufig	
für k_{Betrag}	0,01
für k_{Winkel}	1°
erweiterte Bereiche sind zulässig	

10.2.3.6 Richtungsmessglieder

Empfindlichkeit	$< 0,1\% U_n$ bei $I = I_n$
Richtungseinstellung	vorwärts, rückwärts, ungerichtet

Auf Vorwärtsrichtung ist zu entscheiden bei $-45^\circ < \varphi < 135^\circ$, wobei φ der Impedanzwinkel für die vorliegende Kurzschlussart ist.

Es muss ein eindeutiger Richtungsentscheid bei $U = U_n$ und einem Laststrom ab $0,1 I_n$ zur Richtungskontrolle gegeben sein. Hierzu sind geeignete Inbetriebsetzungshilfen im Bedienprogramm einzurichten.

Die Lage der Richtungskennlinie in der Impedanzebene ist für die verschiedenen Fehlerarten mit Streubereich anzugeben.

Ein Spannungsspeicher muss bei einer Spannung $U < 0,15 U_n$ bei allen Fehlerarten eine unbegrenzte Richtungsempfindlichkeit sichern. Der Spannungsspeicher soll ab Kurzschlusseintritt für bis zu 2 s (einstellbar) wirksam sein.

Bei Zuschalten auf Fehler (unwirksamer Spannungsspeicher) muss der Richtungsentscheid die Auslösung freigeben.

Die Entscheidung über die kurzschlussbehaftete Schleife bei Fehlern mit Erdberührung muss abhängig vom Nullstrom und/oder von der Verlagerungsspannung wählbar sein. Dabei gelten als Bereiche

für I_E	0,1 bis $25 I_n$ (Stufen siehe 10.2.3.1),
für $3U_o$	0,02 bis $2 U_n$ in Stufen von $0,01 U_n$.

10.2.3.7 Zeitmessglieder

Einstellbereiche

$t_1 - t_5$ 0,0 bis 9,99 s, unwirksam

$t_{\text{gerichtet}}, t_{\text{ungerichtet}}$ 0,0 bis 15 s, unwirksam

t_1 und t_2 unterschiedlich für ein- und mehrpolige Kurzschlüsse.

erweiterte Bereiche sind zulässig und erwünscht

Einstellung stufig 0,01 s für < 9,9 s; 0,1 s ab 10 s

10.2.3.8 Kürzeste Kommandozeit

kürzeste Kommandozeit für

$I = 2 I_n, U = 0$ und $f = 50 \text{ Hz}$ < 30 ms

Kommandozeiten sind abhängig von Quellenimpedanz, Kippimpedanz und Kurzschlussimpedanz je Fehlerart anzugeben.

10.2.3.9 Verbrauch

Strompfad 1 A $\leq 0,1 \text{ VA}$ pro Leiter und Erdstrompfad

5 A $\leq 0,3 \text{ VA}$ pro Leiter und Erdstrompfad

Spannungspfad 100 V $\leq 0,1 \text{ VA}$ pro Leiter

10.2.3.10 Kommandokontakte

	Mittelspannung	Hochspannung*	Höchstspannung*
Einschaltung:	2 Schließer	2 Schließer	3 x 2 Schließer
Auslösung:	freiprogrammierbar, mindestens 2 Schließer (1 Relais)	2 Schließer (1 Relais)	2 Schließer/Leiter (1 Relais/Leiter)

* optional mit größerer Anzahl der Kontakte und Relais

10.2.3.11 Meldekontakte

Die Meldekontakte sind freiprogrammierbar, vorzugsweise entsprechend nachfolgender Tabelle vorzusehen.

	Mittelspannung	Hochspannung	Höchstspannung
	Kontakt	Kontakt	Kontakt
Anregung L1		1	1
Anregung L2		1	1
Anregung L3		1	1
Anregung N		1	1
Generalanregung	1	1	1
Je Zeitstufe		1	1
Fehler rückwärts	1	1	1/L
AUS	1	1	1/L

Die Meldekontakte L1, L2, L3 und N sowie die Zeitstufen können jeweils einseitig zusammengefasst werden.

Je nach Konfiguration der Schutzeinrichtungen (z.B. E-Wischer) sind weitere Meldekontakte notwendig. Das gilt auch für AWE-Ein, AWE-Sperre, Störung und Warnung des Schutzes, Messkreisüberwachung Signalvergleich usw.

10.2.3.12 Leuchtanzeigen

Die Leuchtanzeigen sind freiprogrammierbar, vorzugsweise entsprechend nachfolgender Tabelle vorzusehen.

	Mittelspannung	Hochspannung	Höchstspannung
	Leuchtanzeige	Leuchtanzeige	Leuchtanzeige
Anregung L1	1	1	1
Anregung L2/N	1		
Anregung L2		1	1
Anregung L3	1	1	1
Anregung N		1	1
Gen.-Anregung			
Fehler rückwärts	1	1	1/L
AUS	1	1	1/L

Je nach Konfiguration der Schutzeinrichtung (siehe unter 10.2.2.16) sind weitere Leuchtanzeigen notwendig. Die Gesamtanzahl soll > 15, möglichst 20 sein. Die Leuchtanzeigen mit Schauzeichen müssen auch von fern rückstellbar sein.

10.2.3.13 Kennlinienumschaltung

Die Kennlinienumschaltung (Parametersatzumschaltung) muss über die binären Eingänge bzw. über die Schnittstellen, wahlweise auch durch interne Funktionsparameter, umschaltbar sein.

Bei Ausfall der Ansteuerung (z.B. Ausfall der Kommunikation zur Leittechnik) muss die zuletzt gewählte Kennlinie beibehalten werden. Bei Ansteuerung über Binäreingänge muss auf eine definierte Kennlinie zurückgefallen werden.

Alle wählbaren Kennlinien sind in den technischen Unterlagen darzustellen.

10.2.3.14 Berücksichtigung der Sternpunktbehandlung und Wahl der Leiterbevorzugung

Die Distanzschutzeinrichtungen müssen für Netze mit unterschiedlicher Behandlung des Sternpunktes geeignet sein. Dazu müssen die Sternpunktbehandlungen isoliert, gelöscht, wirksam geerdet und niederohmig geerdet wählbar sein, falls dies Einfluss auf die Schutzeinrichtung hat.

Im gelöschten und isolierten Netz müssen Leiterbevorzugungen frei wählbar sein.

10.2.3.15 Pendelsperre

Optional ist eine messende, zuschaltbare Pendelsperre zu liefern. Diese muss auf einzelne Stufen begrenzbar sein.

10.2.3.16 Mögliche Zusatzfunktionen

NOT-UMZ, AWE, Signalvergleichsschutz in mehreren Varianten, Erdschlussrichtungserfassung (wattmetrisch oder für Wischer), Schutz bei intermittierendem Erdkurzschluss, Überlastschutz, Nullspannungs-Zeit-Schutz, Schalterversagerschutz, Synchronkontrollautomatik, Fehlerortung, permanent wirkender Überstrom-Zeit-Schutz.

10.2.4 Transformatordifferenzialschutz

10.2.4.1 Strommessglieder

Einstellbereich $I_d = I_s$ 0,05 bis 2,0 I_n

Einstellung stufig 0,05 I_n

kleinere Stufungen sind möglich

Es soll pro Leiter ein unabhängiges Messglied vorhanden sein.

Einstellung stufig 0,1 I_n

Die Ansprechkennlinie ist als Funktion I_d/I_n über I_s/I_n anzugeben.

(I_d = Differenzstrom, I_s = Stabilisierungsstrom)

Rückfallverhältnis 0,90 bis 0,98

Der Schutz soll über eine zusätzliche und von der Stabilisierung unabhängige Stufe mit der Einstellung

$I_d \gg$ 0,5 bis 30 I_n

verfügen.

10.2.4.2 Kürzeste Kommandozeit

$I_d > 2 I_n$; $f=50$ Hz < 30 ms

Die Angabe weiterer typischer Kommandozeiten mit ihren Randbedingungen durch den Hersteller ist erforderlich.

Optional ist für Sonderanwendungen eine Zeitverzögerung anzubieten.

Einstellbereich 0,0 bis 9,99 s in Stufen von 0,01 s

10.2.4.3 Verbrauch im Strompfad

bei $I_n = 5 \text{ A}$ $\leq 0,5 \text{ VA}$

bei $I_n = 1 \text{ A}$ $\leq 0,2 \text{ VA}$

10.2.4.4 Stabilisierung gegen Einschaltströme und Übererregung

Einstellbereich $I_{100\text{Hz}}$ $I_{100\text{Hz}} = 0,1 \text{ bis } 0,6 I_{50\text{Hz}}$, unwirksam

Einstellbereich $I_{250\text{Hz}}$ $I_{250\text{Hz}} = 0,1 \text{ bis } 0,6 I_{50\text{Hz}}$, unwirksam

Einstellung stufig 0,01 $I_{50\text{Hz}}$

Es muss pro Leiter eine Sperrschaltung vorhanden sein. Das Ansprechen einer Sperrschaltung in einem Leiter soll die Auslösung aller drei Leiter blockieren können.

Für jede Sperrschaltung muss unabhängig von $I_d >>$ ein Strom einstellbar sein, bei dessen Überschreitung die Stabilisierung nicht mehr wirksam ist. Einstellbereich und Stufung sollen $I_d >>$ entsprechen.

10.2.4.5 Anpassungsschaltung

- Es muss eine integrierte Anpassungsschaltung der Transformator-Schaltgruppe und der unterschiedlichen Stromwandlerübersetzungen unter Berücksichtigung der Transformatorübersetzung möglich sein.
- Eine Nullstromeliminierung muss zuschaltbar und wählbar zwischen Korrektur des Nullstromes über die gemessenen Leiterströme und des gemessenen Nullstromes über Wandler im Sternpunkt möglich sein.

10.2.4.6 Kommandokontakte

Auslösung freiprogrammierbar, jedoch mind. 6 Schließer

Rückfallzeit $< 60 \text{ ms}$

10.2.4.7 Meldekontakte

für Anregung, Auslösung und sonstiges:

freiprogrammierbar, jedoch mind. 4 Schließer und 2 Wechsler

10.2.4.8 Leuchtanzeigen

für Anregung, Auslösung und sonstiges:

freiprogrammierbar, jedoch mind. 6 Leuchtanzeigen

10.2.4.9 Messmöglichkeiten

Mittels der Betriebsmesswerte müssen die aktuellen Differenzströme, die Leiterströme und die Durchgangsströme am Display/PC angezeigt und automatisch aktualisiert werden. Wünschenswert ist die wahlweise Anzeige normiert und als Primärwert.

Darüber hinaus muss es möglich sein, das Ansprechen der Rushstabilisierung anzuzeigen und zu protokollieren.

10.2.4.10 Stromwandler

Die Geräte müssen auch mit Wandlerkernen der Type TPZ betrieben werden können. Aussagen über die Zulässigkeit der Mischung verschiedener Wandlersätze der Typen TPX, TPY, TPZ sollen an Beispielen erläutert werden.

Die Mindestanforderungen an das Übertragungsverhalten der Stromwandler müssen vom Schutzhersteller angegeben werden.

10.2.4.11 Mögliche Zusatzfunktionen

UMZ (Kennwerte siehe unter Punkt 10.2.1), Überlastschutz, Nullstromdifferenzialschutz, Schalterversagerschutz.

10.2.5 Leitungsdifferenzialschutz

10.2.5.1 Strommessglieder

Einstellbereiche

für Differenzstrom I_d

0,2 bis 5,0 I_n

für Zusatzkriterium $I >$	0,2 bis 15 I_n , unwirksam
Stufung	0,1 I_n
kleinere Stufungen sind möglich	
Rückfallverhältnis	0,95 bis 0,98
Pro Leiter soll ein unabhängiges Messglied vorhanden sein.	

10.2.5.2 Kürzeste Kommandozeit

$I_d > 2 I_n ; f=50 \text{ Hz}$	$< 30 \text{ ms}$
---------------------------------	-------------------

Die Angabe weiterer typischer Kommandozeiten mit ihren Randbedingungen durch den Hersteller ist erforderlich.

Optional ist für Sonderanwendungen eine Zeitverzögerung anzubieten.

Einstellbereich	0,0 bis 9,99 s in Stufen von 0,01 s
-----------------	-------------------------------------

10.2.5.3 Verbrauch im Strompfad

bei $I_n = 5 \text{ A}$	$\leq 0,5 \text{ VA}$
bei $I_n = 1 \text{ A}$	$\leq 0,2 \text{ VA}$

10.2.5.4 Stabilisierung

Es muss bei außerhalb des Schutzbereiches auftretenden Kurzschlüssen mit Strömen bis mindestens 100 I_n eine zuverlässige Stabilisierung wirksam sein.

Die Ansprechkennlinie ist beispielsweise als Funktion I_d/I_n über I_s/I_n anzugeben (I_d = Differenzstrom, I_s = Stabilisierungsstrom).

Externe Zusatzkriterien ($U_{LL} < ; 3U_0 >$) müssen in Oder-Verknüpfung zu internen Kriterien einkoppelbar sein.

10.2.5.5 Kommandokontakte

Auslösung	freiprogrammierbar, jedoch mindestens 2 Schließer/Leiter
Rückfallzeit	$< 60 \text{ ms}$

10.2.5.6 Meldekontakte

für Anregung, Auslösung, sonstiges:

freiprogrammierbar, jedoch mindestens 10 Schließer und 2 Wechsler

10.2.5.7 Leuchtanzeigen

für Anregung, Auslösung, sonstiges:

freiprogrammierbar, jedoch maximal 15 Leuchtanzeigen

10.2.5.8 Messmöglichkeiten

Die aktuellen Differenzströme und die Durchgangsströme bzw. abgeleitete elektrische Größen z. B. Winkel aller Leitungsenden müssen am Display und über das Bedienprogramm angezeigt werden können.

Darüber hinaus muss die Schutzdatenlaufzeit automatisch ermittelt werden können. Schwankungen in der Laufzeit und Unterbrechungen der Übertragungsstrecke dürfen zu keiner Fehlauslösung führen.

10.2.5.9 Schutzdatenübertragung

Für die Übertragung der Daten sind Übertragungsmedien notwendig; im Allgemeinen empfiehlt sich der Einsatz von Lichtwellenleitern z.B. Glasfaser Gr. 62,5/125 mm mit 820 nm optischer Wellenlänge für maximal 2 km Entfernung. Eine Überwachung des Telegrammverkehrs ist lückenlos durchzuführen und bei Überschreiten der maximal zulässigen Synchronitätsdifferenz die Schutzeinrichtung zu blockieren.

Die Verwendung von 1300 nm und 1500 nm soll zur Überbrückung größerer Entfernungen möglich sein.

Es ist auch die Umsetzung der Schutzdatenübertragung auf digitale Übertragungskanäle des Kommunikationsnetzes unter Nutzung standardisierter Schnittstellen wie X.21 oder G.703.1 zulässig.

Zur Nutzung bestehender Kupferkabelverbindungen sind geeignete elektrische Schnittstellen mit galvanischer Trennung vorzusehen.

10.2.5.10 Differenzialschutz für Leitungen mit Abzweig(en)

Der „Zweienden“-Differenzialschutz sollte für Leitungen mit Abzweig(en) mindestens um die Einbeziehung eines Abzweiges erweiterbar sein.

Optional soll die Möglichkeit bestehen, eine Stabilisierung gegen Einschaltströme (siehe 10.2.4.4) wirksam zu schalten, um einen Transformator oder eine Kompensationsspule im Schutzbereich anschließen zu können.

10.2.5.11 Stromwandler

Die Geräte müssen auch mit Wandlerkernen der Type TPZ betrieben werden können. Aussagen über die Zulässigkeit der Mischung verschiedener Wändlersätze der Typen TPX, TPY, TPZ sollen an Beispielen erläutert werden.

Die Mindestanforderungen an das Übertragungsverhalten der Stromwandler müssen vom Schutzhersteller angegeben werden.

10.2.5.12 Mögliche Zusatzfunktionen

Not-UMZ, permanent wirkender UMZ, AMZ, AWE, Überlastschutz, Schalterversagerschutz, Schutz bei intermittierendem Erdkurzschluss, Einschaltstabilisierung.

Anhang Störfallmeldelisten

Störfallmeldeliste Distanzschutz

		Leitungsfeld						Trafefeld 380/220kV, 380/110kV, 220/110kV						Trafefeld 110kV/Mittelspannung						Leitungsfeld	
		380/220kV		110kV				Diff.-Schutz		Distanzschutz				Diff.-Schutz		Distanzschutz				I > /Dist.-Schutz	
		wirksam geerdet		niederohmig geerdet		gelöschtes Netz				Prim.-Seite		Sek.-Seite				Prim.-Seite		Sek.-Seite		Mittelspannung	
	Kommen /Gehen	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf
Anregung L1	K/G	X2	X3	X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3	X1	
Anregung L2	K/G	X2	X3	X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3	X1	
Anregung L3	K/G	X2	X3	X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3	X1	
Anregung N	K/G	X2	X3	X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3			X2	X3	X2	X3	X1	
Generalanregung	K/G																				
General Aus	K					X1				X1		X1				X1		X1		X1	
Auskommando L1	K	X1		X1																	

Auskommando L2	K	X1		X1																
Auskommando L3	K	X1		X1																
Aus über UMZ-Not	K																			
Fehlerort X in Ω	$\bar{-(K)}$	X2		X2		X2	X3										X2	X3	X1	
Fehlerort rückwärts	K		X3		X3		X3			X3		X3								
SSÜ Signal empfangen	K	X1		X1		X1														
Zeitstufe t_x	K					X2				X2		X2				X2		X2		X1
Zeitstufe t_y	K					X2				X2		X2				X2		X2		X1
Schalerversager-schutz angespr.	K	X1		X1		X1														
Schalerversager-schutz Auslösung	K	X1								X1										
SS-Schutz Auslös.	K	X1		X1		X1														

Störfallmeldeliste UMZ-/Diff.-Schutz

		Leitungsfeld						Trafefeld 380/220kV, 380/110kV, 220/110kV						Trafefeld 110kV/Mittelspannung						Leitungsfeld	
		380/220kV		110kV				Diff.-Schutz		Distanzschutz				Diff.-Schutz		Distanzschutz				I > /Dist.-Schutz	
		wirksam geerdet		niederohmig geerdet		gelöschtes Netz				Prim.-Seite		Sek.-Seite				Prim.-Seite		Sek.-Seite		Mittelspannung	
	Kommen /Gehen	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf	Anzeige spontan	Anzeige auf Abruf
UMZ-Schutz																					
Anregung L1		K/G																			X1
Anregung L2		K/G																			X1
Anregung L3		K/G																			X1
Anregung N		K/G																			X1
Generalanregung		K/G								X2						X2					
Aus I >		K								X1						X1					X1
Aus I >>		K														X1					X1

Trafo-Diff.-Schutz																					
Diff.-Auslösung	K						X1						X1								
Buchholzauslösung	K						X1						X1								
Buchholzwarnung	K						X1						X1								
Verl.-Spgs.-Sch.-Auslösung	K								X1		X1 bei Sternpkt.-Trenner										

Störfallmeldeliste Erdschlussmeldung/AWE-Meldung/Frequenzrelais

		Leitungsfeld						Trafefeld 380/220kV, 380/110kV, 220/110kV						Trafefeld 110kV/Mittelspannung						Leitungsfeld		
		380/220kV		110kV				Diff.-Schutz		Distanzschutz				Diff.-Schutz		Distanzschutz				I > /Dist.-Schutz		
		wirksam ge- erdet		niederohmig geerdet		gelöschtes Netz				Prim.-Seite		Sek.-Seite				Prim.-Seite		Sek.-Seite		Mittelspan- nung		
	Kom- men /Ge- hen	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	Anzei- ge spon- tan	Anzei- ge auf Abruf	
Erdschlussmel- dung						X1																
Erdschluss vorw.	K/G																				X1	
Erdschluss rückw.	K/G																				X1	
AWE-Meldung																						
AWE-Ein-Kom	K	X1		X1		X1															X1	
LU AWE-Ein-Kom	K																				X1	
F-Relais																						
Unterfreq.-Auslös.	K															X1		X1				

Erläuterungen zu den Störfallmeldelisten

1) *Bedeutung der Meldekennzeichnungen X1, X2 und X3*

X1 kennzeichnet Störfallmeldungen, die generell spontan in einer Zentrale zur Anzeige zu bringen sind.

X2 kennzeichnet Störfallmeldungen, die nur aus Feldern stammen, in denen der Schutz ein Aus-Kommando erteilt hat. Diese Meldungen sind mit den X1-Meldungen spontan zur Anzeige zu bringen.

Dieser Meldungsumfang hält sich in Grenzen und ist für eine Störungsbewertung meist ausreichend.

X3 kennzeichnet Störfallmeldungen aus dem ganzen betroffenen Netz (Felder ohne Schutz-Aus-Kommandos), die bei Bedarf auf Abruf innerhalb von z. B. 5 Sek. ausgabbar sein sollen. Mit dem Abruf wird nicht die Implementierung festgelegt. Das heißt, der Abruf kann sowohl aus dem Archiv der Netzleitstelle als auch aus dem Stationsarchiv erfolgen.

2) *Bedeutung der Störfallmeldungen „Zeitstufe tx(y) Distanzschutz“*

Die Meldungen tx und ty kennzeichnen zwei beliebige Zeitstufen von $t_1 \dots t_5$ beim Distanzschutz.

3) *Anmerkungen zum „Leitungsfeld 380 kV bzw. 220 kV“*

Werden in diesen Leitungsfeldern, z. B. aus Redundanzgründen, Schutzdoppelungen vorgenommen, so sind auch vom zweiten Schutz die entsprechenden Meldungen auszugeben. Es kann auch eine Meldungs-Vorverarbeitung schon im Umspannwerk erfolgen.

4) *Anmerkungen zum „Trafofeld 110 kV/Mittelspannung“*

Der Schutz auf der 110-kV-Seite eines Transformators kann sowohl ein UMZ-Schutz als auch ein Distanzschutz (wenn Rückspeisungen aus Mittelspannung möglich) sein. Der UMZ-Schutz kann gleichzeitig Reserveschutz für Differenzial-Schutz und Mittelspannungs-Distanzschutz sein. Für beide Fälle sind die entsprechenden Meldungen angekreuzt.

5) *Anmerkungen zum Leitungsfeld „Mittelspannung“*

- Wegen des häufig strahlenförmigen Aufbaus der Mittelspannungsnetze sind bei Kurzschlüssen im Netz keine Meldefluten zu erwarten. Deshalb wurden hier vereinfachend alle Meldungen als X1-Meldungen gekennzeichnet.
- Mittelspannungsleitungen werden teils mit Distanzschutz und teils mit UMZ-Schutz ausgestattet. Für beide Fälle sind die entsprechenden Meldungen gekennzeichnet.
- Der gekennzeichnete Meldeumfang wird empfohlen. Voraussetzung ist eine entsprechende Bedeutung des Umspannwerkes bzw. des Schaltwerkes. Werden von den vorhandenen Einrichtungen nicht alle Meldungen angeboten, wird man sich mit den Meldungen „General-Anregung“ und „General-Aus“ beim Distanz-/UMZ-Schutz begnügen.
- Für die Meldungsübertragung darf mehr Zeit in Anspruch genommen werden als z. B. im Hoch- und Höchstspannungsnetz.

Lizenz- und Nutzungsbedingungen

für PDF-Dateien des VWEW-Internet-Pakets

Technische Vorschriften Netzanschluss

Mit dem download dieser PDF-Datei akzeptieren Sie die nachfolgenden Lizenz- und Nutzungsbedingungen.

- ◆ Diese PDF-Datei und ihr Inhalt sind urheberrechtlich und wettbewerbsrechtlich geschützt.
- ◆ Jede zweckfremde Nutzung und Verwertung außerhalb der rechtlichen Grenzen, insbesondere des Urheberrechts, ist unzulässig.
Nicht gestattet sind insbesondere
 - ◆ eine Weitergabe an oder die Nutzung durch übergeordnete und/oder rechtlich verbundene Unternehmen (z.B. Holding) oder Gesellschafter des Unternehmens;
 - ◆ eine Weiterleitung an andere Unternehmen wie Versorgungsunternehmen, Industrieunternehmen usw. oder Mitarbeiter solcher Unternehmen;
 - ◆ Bearbeitung, Vervielfältigung, Übertragung und/oder Speicherung auf Datenträgern jeder Art;
 - ◆ die vollständige, teilweise oder auszugsweise Nutzung zur gewerblichen Verwendung und zur kommerziellen Auskunfterteilung, wie beispielsweise Erstellung und Verteilung/Verkauf von Print-Ausgaben dieser PDF-Datei.
- ◆ VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main [nachfolgend „VWEW“] überträgt dem Käufer [nachfolgend „Lizenznehmer“] das nicht ausschließliche und nicht übertragbare Recht, diese PDF-Datei in seinem Internet-Auftritt zu veröffentlichen und diese PDF-Datei damit seinen Mitarbeitern, Kunden und externen Handelspartnern [nachfolgend „Lizenznutzer“] zugänglich zu machen.
- ◆ Die Nutzung dieser PDF-Datei nur dem Lizenznehmer und dessen Lizenznutzern gestattet. Die Lizenz überträgt Lizenznehmer und Lizenznutzern kein Eigentumsrecht an der PDF-Datei, sondern lediglich ein beschränktes Nutzungsrecht. Lizenznehmer und Lizenznutzer sind nicht berechtigt, die PDF-Datei mit einem anderen Produkt zu verbinden, anzupassen, zu übersetzen, zu überarbeiten, unterzulizenzieren oder auf andere Weise zu übertragen. Es ist ihnen nicht gestattet, die Schutzrechthinweise oder andere Marken zu entfernen.
- ◆ Dies ist eine Einzelnutzerlizenz. Der Lizenznutzer darf eine Kopie der PDF-Datei auf einem einzigen Computer speichern; die gleichzeitige Nutzung auf zwei oder mehr Computern oder in lokalen oder anderen Netzwerken ist dem Lizenznutzern nicht gestattet.

© VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main