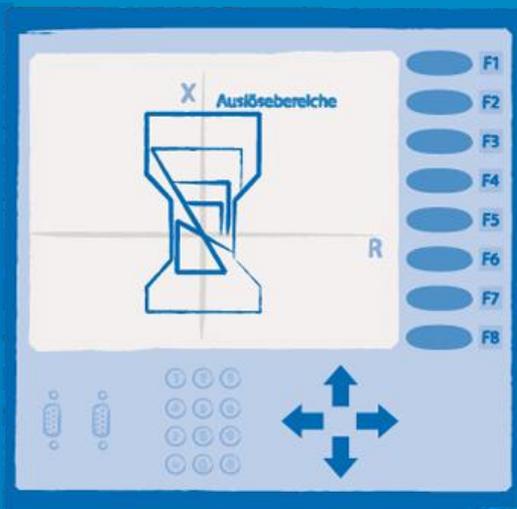


FNN-Hinweis



Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen

Januar 2015

FNN

e oesterreichs
energie.

VS
ΛES

VDE

Dieser FNN-Hinweis wurde vom FNN-Expertennetzwerk Netzschutz im Auftrag des FNN-Lenkungskreis Hoch- und Höchstspannung erstellt. Er ist mit dem Arbeitskreis „Schutztechnik“ von OESTERREICHS ENERGIE und dem VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen abgestimmt und wird gemeinschaftlich herausgegeben.

Impressum

Österreichs E-Wirtschaft
Brahmsplatz 3, 1040 Wien
Telefon: +43 (0) 1 50198 0
Fax: +43 (0) 1 50198 900
E-Mail: info@oesterreichsenergie.at
Internet: <http://www.oesterreichsenergie.at>

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Hintere Bahnhofstrasse 10
Telefon: +41 (0) 62 825 25 25
Fax: +41 (0) 62 825 25 26
E-Mail: info@strom.ch
Internet: <http://www.strom.ch>

© Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33, 10625 Berlin
Telefon: + 49 (0) 30 3838687 0
Fax: + 49 (0) 30 3838687 7
E-Mail: fnn@vde.com
Internet: <http://www.vde.com/fnn>

Januar 2015

Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen

Januar 2015

Inhaltsverzeichnis

1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	9
2.1 Normenvergleich Deutschland-Österreich-Schweiz	10
3 Begriffe	11
4 Allgemeine Anforderungen an Schutzeinrichtungen	14
4.1 Aufbau und Funktionalität der Hardware	14
4.1.1 Strom- und Spannungseingänge	15
4.1.2 Binäreingänge	16
4.1.3 Binärausgänge	16
4.1.4 Bedienteil, Display, Passwort	16
4.1.5 Anzeigen	17
4.1.6 Schnittstellen	17
4.1.7 Elektrische Anschlüsse der Schutzgeräte	18
4.1.8 Ausführung der Einzelgehäuse von Schutzeinrichtungen	18
4.1.9 Kennzeichnung und Beschriftung	19
4.1.10 Änderungen an Schutzeinrichtungen	19
4.1.11 Stromversorgung	19
4.1.12 Verlustleistungen	20
4.2 Anforderungen an die Gerätesoftware	20
4.2.1 Einstellungen	20
4.2.2 Anzeigen, Eingänge, Ausgänge	21
4.2.3 Schnittstellen	22
4.2.4 Ein- und Ausschalten bzw. Blockieren von Schutzfunktionen	23
4.2.5 Prüffunktionen (Gerätesoftware)	23
4.2.6 Selbstüberwachung	23
4.2.7 Firmwaretausch (Release)	24
4.2.8 Identifikation der Schutzeinrichtung	24
4.3 Sonstige Anforderungen	24
4.3.1 Zuverlässigkeit	24
4.3.2 Stabilität bei Wandler sättigung und InRush	24
4.3.3 Einfluss von nicht netzfrequenten Größen in den Eingangsgrößen	24
4.3.4 Einfluss von Mehrfach- und Folgefehlern	25
4.3.5 Grundsätze zur Störwerterfassung	25
4.3.6 Echtzeit bei Datenerfassung	27
4.3.7 Informationspflicht des Herstellers	27
5 Betriebliche Anforderungen an Schutzeinrichtungen	28
5.1 Einstellungen	28
5.1.1 Global-Funktionsparameter	28
5.1.2 Konfigurationsparameter	28
5.1.3 Anpassung der Anschluss-Polarität der Messwandlereingänge	28
5.1.4 Anpassung der Spuren für den Störschrieb	29

5.2	Informationsumfang von Schutzeinrichtungen für die Betriebsführung.....	29
5.3	Ergänzende Empfehlungen	30
6	Dokumentation und Verwaltung von Schutzeinrichtungen.....	31
6.1	Technische Beschreibung	31
6.2	Mechanischer Aufbau	33
6.3	Schaltung und Verdrahtung.....	33
6.3.1	Anschlussplan.....	33
6.3.2	Funktionsschaltplan	33
6.4	Verwaltung von Schutzdaten	33
6.4.1	Angabe der Schutzgerätedaten	33
6.4.2	Festlegung und Erstellung der Grundeinstellungen	33
7	Anforderungen an die Bediensoftware	35
7.1	Allgemeine Anforderungen	35
7.2	Einstellung der Parameter	35
7.3	Bearbeitung der Schutzparameter.....	35
7.4	Datensicherheit und Passwortschutz	36
7.5	Datenformat, Datenaustausch.....	36
7.6	Bearbeitungsarten	36
7.7	Bedienungskonsistenz von Schutzgeräten nach erweiterter Firmware bzw. Bedien- Software.....	36
7.8	Dateiverwaltung	37
7.9	Störschriebe und Störfalldaten	37
7.10	Prüffunktionen (Bediensoftware)	37
8	Zusätzliche Anforderungen bei Schutz in Schränken	38
8.1	Ausführung der Schränke	38
8.2	Schutzart der Schränke	38
8.3	Erdung der Schränke und Geräte.....	38
8.4	Dokumentation der Schränke	39
8.4.1	Allgemeine Anforderungen	39
8.4.2	Mechanischer Aufbau	39
8.4.3	Stromlaufplan.....	40
8.4.4	Betriebsmittelplan	40
9	Spezielle Festlegungen für Schutzeinrichtungen	41
9.1	Bemessungswerte	41
9.1.1	Strompfad	41
9.1.2	Spannungspfad.....	41
9.1.3	Hilfsspannung	42
9.1.4	Ein- und Ausgaben	42
9.1.5	Umgebungsbedingungen.....	42
9.1.6	Frequenz	42
9.2	Spezielle Anforderungen und Einstellbereiche.....	43
9.2.1	Distanzschutz	43
9.2.2	Transformatordifferentialschutz	47

9.2.3	Leitungsdifferentialschutz	47
9.2.4	Einstellbereiche weiterer Funktionen.....	49
9.2.5	Ansprech- und Rückfallzeiten/Rückfallverhältnisse weiterer Funktionen	49
	Literaturverzeichnis	50

Vorwort

Der vorliegende FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ ist die Überarbeitung der „Richtlinie für digitale Schutzsysteme“ aus dem Jahr 2003. Er dient sowohl den Betreibern als auch den Herstellern von Schutzeinrichtungen als Entscheidungsgrundlage. In ihm sind

- Vorzugswerte aus den in den Normen genannten, möglichen Werten
- nicht genormte Funktionalitäten und Verfahren
- Erfahrungswerte aus dem Betrieb mit heutigen Geräten in den Netzen

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

Die Überarbeitung wurde notwendig, da einige Inhalte in den im September 2009 veröffentlichten FNN-Hinweis „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1] übernommen wurden und dadurch Doppelungen entstanden sind. Zusätzlich dazu wurden viele Aktualisierungen unter Berücksichtigung der gemachten Erfahrungen und mit Blick auf die heute eingesetzten Geräte vorgenommen.

Zur Abgrenzung der beiden parallelen Dokumente soll der vorliegende Text nur die Geräte beschreiben, die zum Einsatz in Feldern und Schränken kommen, sodass hier der Schwerpunkt auf der Firmware, der Bedienung, dem mechanischen Aufbau, dem Anschluss und den Umgebungsbedingungen liegt. Der „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1] beinhaltet demgegenüber die Schutzfunktionen, deren Anwendung und die IBN-Prüfungen, die sich auf das vollständige Schutzsystem beziehen.

Das FNN empfiehlt, diese Unterlage zum Vertragsbestandteil zwischen Hersteller und Netzbetreiber zu machen, damit digitale Schutzeinrichtungen die für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen Mindestanforderungen erfüllen. Projektspezifisch können sich im Rahmen von Lastenheften Abweichungen zu diesem FNN-Hinweis ergeben.

1 Anwendungsbereich

Die in diesem Dokument beschriebenen Anforderungen gelten für Übertragungs- und Verteilungsnetze mit einer Nennspannung größer 1 kV. 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. Weiterhin gelten die Aussagen dieses FNN-Hinweises auch für die Schutzfunktionen kombinierter Geräte mit erweiterter Funktionalität wie z. B. Schutz mit Steuerung.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente, die in diesem Dokument teilweise oder als Ganzes zitiert werden, sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

DIN 41488-2, Elektrotechnik; Teilungsmaße für Schränke, Niederspannungs-Schaltanlagen

DIN 41494, Bauweisen für elektronische Einrichtungen

IEC 60050-448:1995-12, International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 448: Power system protection

DIN EN 60255 (alle Teile), Messrelais und Schutzeinrichtungen

DIN EN 60445 (VDE 0197), Grund- und Sicherheitsregeln für die Mensch-Maschine-Schnittstelle - Kennzeichnung von Anschlüssen elektrischer Betriebsmittel, angeschlossenen Leiterenden und Leitern

DIN EN 60529 (VDE 0470-1)), Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)

DIN EN 60834-1 (VDE 0852-1), Schutzsignal-Übertragungseinrichtungen für Energieversorgungsnetze – Leistungsmerkmale und Prüfungen – Teil 1: Systeme mit Übertragung von Befehlen

DIN EN 60870-5-103, Fernwirkrichtungen und -systeme – Teil 5-103: Übertragungsprotokolle; Anwendungsbezogene Norm für die Informationsschnittstelle von Schutzeinrichtungen

DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100), Niederspannungsschaltgeräte – Teil 1: Allgemeine Festlegungen

DIN EN 60947-7-1 (VDE 0611-1), Niederspannungsschaltgeräte – Teil 7-1: Hilfseinrichtungen – Reihenklempen für Kupferleiter

DIN EN 60999-1 (VDE 0609-1), Verbindungsmaterial – Elektrische Kupferleiter; Sicherheitsanforderungen für Schraubklemmstellen und schraubenlose Klemmstellen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen und besondere Anforderungen für Klemmstellen für Leiter von 0,2 mm² bis einschließlich 35 mm²

DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1), Dokumente der Elektrotechnik – Teil 1: Regeln

DIN EN 61850 (alle Teile), Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen

DIN EN 61869 (alle Teile), Messwandler

DIN EN 61984 (VDE 0627), Steckverbinder – Sicherheitsanforderungen und Prüfungen

2.1 Normenvergleich Deutschland-Österreich-Schweiz

Norm International	Titel	Norm Deutschland	Norm Österreich	Norm Schweiz
keine Entsprechung	Elektrotechnik; Teilungsmaße für Schränke, Niederspannungs-Schaltanlagen	DIN 41488-2	keine Entsprechung	keine Entsprechung
keine Entsprechung	Bauweisen für elektronische Einrichtungen	DIN 41494	keine Entsprechung	keine Entsprechung
IEC 60050-448	International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 448: Power system protection	Deutsche Ausgabe des IEV	keine Entsprechung	keine Entsprechung
IEC 60255	Measuring relays and protection equipment	DIN EN 60255 (VDE 0435-xxx)	ÖVE/ÖNORM EN 60255	SN EN 60255
IEC 60445	Resin based reactive compounds used for electrical insulation	DIN EN 60445 (VDE 0197)	ÖVE/ÖNORM EN 60445	SN EN 60445
IEC 60529	Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)	DIN EN 60529 (VDE 0470-1)	ÖVE/ÖNORM EN 60529+A1	SN EN 60529
IEC 60834-1	Teleprotection equipment of power systems - Performance and testing	DIN EN 60834-1 (VDE 0852-1)	ÖVE/ÖNORM EN 60834-1	SN EN 60834-1
IEC 60870-5-103	Telecontrol equipment and systems - Part 5-103: Transmission protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment	DIN EN 60870-5-103	ÖVE EN 60870-5-103	SN EN 60870-5-103
IEC 60947-1	Low-voltage switchgear and controlgear - Part 1: General rules	DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100)	ÖVE/ÖNORM EN 60947-1	SN EN 60947-1
IEC 60947-7-1	Low-voltage switchgear and controlgear - Part 7-1: Ancillary equipment - Terminal blocks for copper conductors	DIN EN 60947-7-1 (VDE 0611-1)	ÖVE/ÖNORM EN 60947-7-1	SN EN 60947-7-1
IEC 60999-1	Connecting devices - Electrical copper conductors - Safety requirements for screw-type and screwless-type clamping units - Part 1: General requirements and particular requirements for clamping units for conductors from 0,2 mm ² up to 35 mm ² (included)	DIN EN 60999-1 (VDE 0609-1)	ÖVE/ÖNORM EN 60999-1	SN EN 60999-1
IEC 61082-1	Preparation of documents used in electrotechnology - Part 1: Rules	DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1)	ÖVE/ÖNORM EN 61082-1	SN EN 61082-1
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation	DIN EN 61850	ÖVE/ÖNORM EN 61850	SN EN 61850
IEC 61869	Instrument transformers	DIN EN 61869 (VDE 0414-xx)	ÖVE/ÖNORM EN 61869	SN EN 61869
IEC 61984	Connectors - Safety requirements and tests	DIN EN 61984 (VDE 0627)	ÖVE/ÖNORM EN 61984	SN EN 61984

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1

Abnahme

Übernahme der vertraglich festgelegten Leistung durch den Betreiber

3.2

Abnahmeprüfung [IEV 151-16-23]

vertraglich vereinbarte Prüfung zum Nachweis gegenüber dem Abnehmer, dass die Betrachtungseinheit bestimmte Anforderungen ihrer Spezifikation erfüllt

Anmerkung: Eine Betrachtungseinheit kann eine komplette Anlage, Anlagenteile, Schränke oder Einzelkomponenten sein. Die Abnahmeprüfung von Teilkomponenten kann auch im Herstellerwerk erfolgen. Der Prüfumfang ist dann zwischen Hersteller und Anwender zu vereinbaren.

3.3

Automatische Wiedereinschaltung (AWE) [IEV 604-02-32, modifiziert]

von einer automatischen Einrichtung gesteuerte Wiedereinschaltung (nach Auslösung durch den Selektivschutz) des einem fehlerbehafteten Teil des Netzes zugeordneten Leistungsschalters nach einer Dauer, innerhalb deren das Verschwinden eines vorhergehenden Fehlers zu erwarten ist

3.4

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) [IEV 161-01-07, modifiziert]

Fähigkeit einer Einrichtung oder eines Systems, in ihrer/seiner elektromagnetischen Umgebung bestimmungsgemäß zu funktionieren, ohne in diese Umgebung, zu der auch andere Einrichtungen gehören, unzulässige elektro-magnetische Störgrößen einzubringen

3.5

Funktionskontrolle

vereinfachte Prüfung, die zwischen den Turnusprüfungen (planmäßige Schutzprüfungen) durchgeführt wird

3.6

Inbetriebnahme

das erstmalige „unter Spannung setzen“ aller primär- und sekundärtechnischen Komponenten einer elektrotechnischen Anlage im Sinne der zweckentsprechenden Nutzung

3.7

Inbetriebnahmeprüfung [IEV 151-16-24, modifiziert]

Prüfung einer Betrachtungseinheit am Aufstellungsort zum Nachweis sachgemäßer Errichtung und einwandfreier Funktion

Anmerkung: Die Inbetriebnahmeprüfung von Schutzeinrichtungen wird am Einbauort vorgenommen und umfasst das gesamte Schutzsystem.

3.8

Instandhaltung [IEV 191-07-01]

Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen einschließlich Überwachungsmaßnahmen, mit denen eine Einheit im funktionsfähigen Zustand erhalten oder in ihn zurückversetzt werden soll.

Anmerkung: Die Instandhaltung schließt laut DIN 31051 die Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung ein.

3.9

Instandhaltung, planmäßige [IEV 191-07-10]

Wartung, die nach einem festgelegten Zeitplan durchgeführt wird

3.10

Instandhaltung, unplanmäßige [IEV 191-07-11, modifiziert]

Instandhaltung, die nicht nach einem festgelegten Zeitplan, sondern aufgrund einer Zustandsanzeige, Meldung oder Unter- bzw. Überfunktion der Einheit durchgeführt wird

3.11

Instandhaltung, vorbeugende [IEV 191-07-07]

Instandhaltung in festgelegten Abständen oder nach vorgeschriebenen Kriterien mit der Absicht, die Ausfallwahrscheinlichkeit oder die Funktionsminderung einer Einheit zu reduzieren

Anmerkung: auch „Wartung/Inspektion“ genannt

3.12

Prüfung [IEV 151-16-13, modifiziert]

technischer Vorgang, der aus dem Ermitteln eines oder mehrerer Merkmale eines bestimmten Produkts, eines Prozesses oder einer Dienstleistung und nach einem festgelegten Verfahren besteht

Anmerkung: Eine Prüfung wird zur Messung oder Klassifizierung eines Merkmals oder einer Eigenschaft einer Betrachtungseinheit ausgeführt, indem die Betrachtungseinheit einer Gesamtheit von Umgebungs- und Betriebsbedingungen und/oder -anforderungen unterworfen wird.

3.13

Redundanz

mehrfaches Vorhandensein von gleichartigen unabhängigen Funktionen oder Bauteilen in einem Schutzsystem, welche bei ungestörtem Betrieb nicht benötigt werden, um eine geforderte Funktion zu erfüllen

3.14

Rückfallverhältnis

das Verhältnis des Rückfallwertes zum Anregewert der Wirkgröße eines Schutzrelais

Anmerkung: Bei Schutzrelais sind die Wirkgrößen in der Regel Strom, Spannung oder Frequenz. Beispiel: Überstromanregung eines UMZ- oder Distanzrelais regt ab einem bestimmten Strom an (Ansprech- oder Anregewert) und geht bei Unterschreitung eines Wertes (Rückfallwert) in den Ruhezustand.

3.15

Schutzeinrichtung [IEV 448-11-03]

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

Anmerkung: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems. Beispiel: Distanzschutzeinrichtung, Phasenvergleichs-Schutzeinrichtung (eine Phasenvergleichsschutzeinrichtung ist Teil eines Leitungsendes in einem Phasenvergleichsschutzsystem).

3.16

Schutzeinrichtung, digital

Schutzeinrichtung, deren Schutzfunktionen nach einer Digitalisierung der Messwerte durch Bauelemente und Softwarealgorithmen der digitalen Informationstechnik realisiert werden

Anmerkung: auch „numerischer Schutz“ genannt

3.17

Schutzsystem [IEV 448-11-04]

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, Ausschaltstromkreise, Hilfsspannungsversorgung sowie, sofern vorgesehen, Informationssysteme. In Abhängigkeit vom Prinzip des Schutzsystems kann es ein Ende oder alle Enden des geschützten Abschnitts und gegebenenfalls automatische Wiedereinschalteneinrichtungen umfassen.

Anmerkung 2: Leistungsschalter sind ausgenommen

3.18

Selektivschutz [IEV 448-11-01, modifiziert]

Gesamtheit der Maßnahmen zum Erfassen von Netzfehlern oder anderen anormalen Betriebszuständen in einem Elektrizitätsversorgungsnetz, die die selektive Fehlerbeseitigung, die Beendigung der anormalen Zustände sowie die Meldungen, Signalisierung und Anzeigen bewirken

Anmerkung 1: Der Begriff „Selektivschutz“ wird als Gattungsbegriff für Schutzeinrichtungen und Schutzsysteme von Elektrizitätsversorgungsnetzen verwandt. Elektrizitätsversorgungsnetze sind die Gesamtheit der Einrichtungen zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie.

Anmerkung 2: Die Benennung „Selektivschutz“ kann zur Beschreibung des Selektivschutzes eines kompletten Elektrizitätsversorgungsnetzes oder des Selektivschutzes einzelner Betriebsmittel in einem Elektrizitätsversorgungsnetz, z. B. Transformator-Selektivschutz, Leitungs-Selektivschutz verwendet werden.

Anmerkung 3: Selektivschutz umfasst keine Betriebsmittel eines Elektrizitätsversorgungsnetzes, die z. B. zur Begrenzung von Überspannungen vorgesehen sind. Er schließt hingegen Betriebsmittel zur Steuerung von Spannungs- und Frequenzabweichungen, wie automatische Schaltungen von Kompensationsspulen, Lastabwurf usw. ein.

3.19

Zyklische Schutzprüfung [DIN VDE 0435, Definition Revisionsprüfung modifiziert]

eine zyklische, nicht so umfangreiche Prüfung von Schutzeinrichtungen wie die Inbetriebnahmeprüfung, die vor allem die Schutzkennlinien und die Logik-, Auslöse- und Meldekreise kontrolliert. Strom- und Spannungswandler werden nur bedingt in die Prüfung mit einbezogen.

Anmerkung: Die zyklische Schutzprüfung ist eine vorbeugende Instandhaltung.

4 Allgemeine Anforderungen an Schutzeinrichtungen

4.1 Aufbau und Funktionalität der Hardware

Schutzeinrichtungen sind nach der internationalen Normenreihe IEC 60255 (deutsche Fassungen DIN EN 60255-Reihe) in hardware-, software- und funktionaler Ausführung zu fertigen. Von besonderer Bedeutung sind dabei:

- DIN EN 60255-1 (VDE 0435-300), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen
- DIN EN 60255-26 (VDE 0435-320), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit
- DIN EN 60255-27 (VDE 0435-327), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 27: Anforderungen an die Produktsicherheit

Die Anforderungen an das EMV-gerechte Design der Geräte ist in DIN EN 60255-26 (VDE 0435-320) beschrieben.

Hinweise für den Erdungsanschluss sind in den Angaben der Hersteller in der jeweiligen Technischen Dokumentation der einzelnen Geräte zu finden.

Hinsichtlich der Störungsfreiheit ist eine gute Erdverbindung, die im Bereich hoher Frequenzen (Vorgänge $\gg 1$ MHz) wirksam ist, von größtem Wert.

Die Erdverbindung muss niederohmig und induktivitätsarm ausgeführt werden und möglichst kurz sein. Ein breites Masseband aus Kupfer, z. B. nach DIN 72333-3, erfüllt diese Anforderungen. Der Querschnitt des Massebandes ist von untergeordneter Bedeutung, von Wichtigkeit ist die Breite des Bandes.

In Abhängigkeit des jeweiligen EMV-gerechten Designs der Geräte kann jedoch eine normale Schutzleiterverbindung, z. B. 2,5 mm² gnge (flexibel) ausreichend sein. Vom Hersteller sind entsprechende Angaben für die Erdverbindung vorzugeben.

Weitere Hinweise, insbesondere zur Schrankerdung, finden sich

- in Kapitel 4.1.8
- im Technical Report IEC/TR 61000-5-2: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 5: Installation and mitigation guidelines – Section 2: Earthing and cabling und
- im VDEW -Ringbuch Schutztechnik Teil 8: Empfehlungen für Maßnahmen zur Herabsetzung von Transienten Überspannungen in Sekundärleitungen (TÜ) innerhalb von Hochspannungsschaltanlagen.

Schutzeinrichtungen sollten in wesentlichen Hardwarebelangen wartungsfrei sein. Nachkalibrierungen dürfen nicht notwendig werden.

Unterschiedliche digitale Schutzrelais verfügen über mehr oder weniger umfangreiche Selbstüberwachungssysteme, die aber nicht alle Fehlerfälle im Schutzrelais abdecken (z. B. Fehler in Ein- und Ausgangskreisen). Daher ist eine Schutzprüfung, wie im „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1] beschrieben, im Turnus von bis zu 4 Jahren vorzusehen. Dieser kann auf 6 Jahre¹ erhöht werden, wenn nach wenigstens 3 Jahren eine Funktionskontrolle erfolgt.

4.1.1 Strom- und Spannungseingänge

Strom- und Spannungseingänge sind für den Anschluss an Wandler auszulegen. In Drehstromnetzen sind typischerweise 4 Eingänge für Strom und/oder 4 Eingänge für Spannung pro Abzweig notwendig. Für Zusatzfunktionen können zusätzliche Wandlereingänge erforderlich sein (z. B. Synchronkontrolle, Spannungs-Funktion beim Differentialschutz). Für besondere Einsatzfälle können auch einphasige Strom- bzw. Spannungsschutzeinrichtungen ausreichend sein.

Die Leiter der Wandlerströme sind grundsätzlich durchzuschleifen, sodass der Sternpunkt außerhalb oder an den Klemmen des Gerätes gebildet werden kann. Der sekundäre Bemessungsstrom muss ohne Öffnen des Gerätes frei wählbar (1 A oder 5 A) sein.

Für besondere 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.

Für Spannungswandlerkreise von Schutzeinrichtungen mit spannungsabhängiger Anregung müssen folgende Punkte angegeben werden:

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

Für den Anschluss von Kleinsignalwandlern oder Wandlern mit digitaler Schnittstelle können herstellerabhängig unterschiedliche Anforderungen gelten, die im Einzelfall entsprechend berücksichtigt werden müssen.

¹ In der Schweiz liegt das gesetzliche Intervall gemäß Starkstromverordnung bei maximal 5 Jahren.

4.1.2 Binäreingänge

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 müssen in ausreichender Anzahl vom Anwender frei parametrierbar sein. Die binären Eingänge sollen (zumindest in geeigneten Gruppen) galvanisch getrennt ansteuerbar sein.

Es sollen Befehlseingänge für Schutzfunktionen (z. B. Parametersatzumschaltung, Blockierung von einzelnen Schutzfunktionen, Rückmeldungen vom Spannungswandlerrücklaufstrom 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 müssen über spezielle Sicherheitsschaltungen und Entprellfunktionen verfügen, um Überfunktionen zu vermeiden. Gegebenenfalls erforderliche Eingangsschaltungen dürfen die sichere Funktion nicht beeinträchtigen und die Ansprechzeit um nicht mehr als 1 ms verfälschen.

Die Ansprechschwelle muss an unterschiedliche Hilfsspannungen angepasst werden können (vorzugsweise Weitbereichseingänge mit einstellbarem Ansprechniveau).

Die Binäreingänge müssen so ausgelegt sein, dass Störsignale und Umladevorgänge einer mit Nennspannung geladenen Kapazität bis 220 nF (gemessener Wert bei einer Kabellänge von 1.000 m) beider Polaritäten nicht zum Ansprechen eines Einganges führen.

4.1.3 Binärausgänge

Die benötigte Anzahl von binären Ausgängen richtet sich nach dem Funktionsumfang der Schutzeinrichtungen und nach dem Melde-, Anschluss- und Auslösesteuerungskonzept des Anwenders.

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

Die Binärausgänge sind überwiegend frei parametrierbar auszuführen, dabei muss auch ein Wechsler für die Signalisierung der Betriebsbereitschaft vorhanden sein. Die Kontakte für Melde- und Überwachungsaufgaben sollen zum Teil als Wechsler ausgeführt werden. Sie sind für unterschiedliche Potenziale zu trennen und möglichst ohne Wurzelbildung herauszuführen.

Ist eine Wurzelbildung unvermeidbar, sollten mindestens 4 separat gewurzelte Gruppen gebildet werden.

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. Es ist immer ein Life-Kontakt als Wechsler vorzusehen.

Bei Verwendung von Schutzgeräten zur Steuerung können u. U. erhöhte Anforderungen an die Binärausgänge gelten, die separat spezifiziert werden müssen.

4.1.4 Bedienteil, Display, Passwort

Die Geräte müssen an der Frontseite mit einem Bedien- und Visualisierungsteil (Anzeige-Display) lieferbar sein. Die Anzeige muss in deutscher Sprache und Formelzeichen nach

IEC 60617 erfolgen. Alle Bedienvorgänge und relevanten Einstellmöglichkeiten sowie Meldungen und Störfallspeicher müssen am Display ohne Passwort-Abfrage angezeigt werden können.

Über das Bedienteil (oder Touchscreen) an der Gerätevorderseite muss es möglich sein, das Schutzgerät über die Abfrage eines Codes zu bedienen. Über z. B. Anwahl von Adressen müssen die Mess- und Einstellwerte aufgerufen werden können, um diese einzustellen, zu ändern oder Speicherinhalte zu löschen.

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). Frei definierbare Funktionstasten sind vorzusehen. Bei Geräten mit Schutz- und Steuerfunktionen sind optional Schlüsselschalter oder ähnliche Lösungen vorzusehen.

In der Parametriersoftware muss eine Wahlmöglichkeit zur Darstellung der Eingabe des Passwortes (z. B. lesbar, Sterne, usw.) vorhanden sein.

Das Passwort darf nicht löschar oder rücksetzbar sein. Eine Deaktivierung der Passwortabfrage ohne Kenntnis des gültigen Passwortes darf nur durch Rücksetzen des Gerätes auf Werkseinstellung möglich 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, Logikfunktionen, Messwerte, Betriebsmeldungen und Störschriebe). So lässt sich der Zugriff von verschiedenen Organisationseinheiten, z. B. Schutztechniker, Fernwirk- oder Leittechniker auf die Geräte klar abgrenzen und Verantwortungsbereiche festlegen.

Für einen Fernzugriff auf das Gerät sind gesonderte Zugriffsrechte zu vergeben und ein Berechtigungskonzept zu erstellen.

4.1.5 Anzeigen

Die Schutzeinrichtungen sind mit Anzeigen (z. B. LED) auszurüsten, die das Betriebsverhalten der Geräte anzeigen. Eine Möglichkeit zur Prüfung der Anzeigen ist vorzusehen (z. B. integrierte Prüftaste).

Die Anzeigen müssen am Gerät vor Ort, via Binäreingang und Kommunikationsschnittstelle rückstellbar sein.

4.1.6 Schnittstellen

Zur Bedienung und für den Betrieb der Schutzgeräte müssen die Schutzgeräte mit einer oder mehreren Kommunikations-, Wirk- und Serviceschnittstellen ausgerüstet sein. Mindestens eine Schnittstelle ist an der Frontseite anzuordnen. Nach Technikstand sind auch hier Netzwerk- oder serielle Schnittstellen (z. B. auch USB) zu verwenden.

Kommunikationsschnittstellen dienen zur Einbindung in eine digitale Stationsleittechnik oder zur Fernübertragung von Daten (z. B. Störschriebe). Diese Schnittstellen müssen ständig unabhängig voneinander arbeiten.

Um einen Anschluss der Schutzgeräte an eine bestehende Stationsleittechnik zu gewährleisten müssen diese mit seriellen Schnittstellen (optisch bzw. elektrisch RS 485 oder RS 232) ausrüstbar sein (z. B. IEC 60870-5-103).

Zum Einsatz können IP-Netzwerkschnittstellen (elektrisch oder optisch) z. B. für die Verwendung von IEC 61850 Protokollen kommen. Bei Kommunikationsschnittstellen in Netzwerktechnik sollten benötigte Switche bereits integriert sein. Für kommunikationssichere Verbindungen ist der externe Anschluss des Switch in Doppelringtechnik als Hardwareoption sinnvoll. Weiterhin sollte eine Auftrennung zwischen dem Prozessbus (mit Sampled Values) und dem Stationsbus mit getrennten Kommunikationsschnittstellen möglich sein, um die hohe Prozessbus-Datenbelastung vom Stationsbus fernzuhalten.

Zur Schutzsignalübertragung zwischen zwei oder mehreren Schutzgeräten oder zur Weitergabe von digitalen Fernsignalen sind standardisierte Wirkschnittstellen vorzusehen. Die Leistungsmerkmale und Prüfungen für den Austausch von binären Signalen ist in DIN EN 60834-1 (VDE 0852-1) beschrieben.

4.1.7 Elektrische Anschlüsse der Schutzgeräte

Die Güteklassen der Steckverbindungen sind der Aufgabe entsprechend auszuwählen (DIN EN 61984 (VDE 0627)). Alle steckbaren Verbindungen sind gegen selbstständiges Lösen zu sichern. Steckverbindungen für Stromwandlerkreise müssen den thermischen und dynamischen Anforderungen nach DIN EN 60255 Teil 1 und 27 (VDE 0435 Teil 300 und 327) genügen.

Anschlussklemmen müssen als Schraubklemmen oder schraublose Klemmen für elektrische Kupferleiter nach DIN EN 60999-1 (VDE 0609-1) ausgeführt werden. Es sind ausschließlich typgeprüfte Klemmen nach DIN EN 60947-7-1 (VDE 0611-1) und DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100) vorzusehen. Sie müssen für Leiterquerschnitte bis mindestens 4 mm² in Strompfaden, bis mindestens 2,5 mm² für Spannungspfade und Steuerkreise sowie bis mindestens 1,5 mm² in den übrigen Kreisen geeignet und abdeckbar sein.

Sind die Klemmen in einem steckbaren Klemmenblock zusammengeführt, muss der Klemmenblock über eine geeignete Arretierung verfügen.

Die Anschlussklemmen dürfen nicht seitlich am Gehäuse befestigt sein und sind mindestens nach IP 20 auszulegen.

Die Kennzeichnung der Anschlussklemmen muss haltbar, eindeutig und nach deutscher Normbezeichnung (DIN EN 60445 (VDE 0197)) ausgeführt sein.

Sind Schutzgeräte mit steckbaren Baugruppen ausgeführt, stellen die Steckkontakte bei Einführen der Baugruppen 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.

4.1.8 Ausführung der Einzelgehäuse von Schutzeinrichtungen

Die Schutzart der Gehäuse-Front ist mindestens nach IP51 und das Gehäuse mindestens nach IP20 zu bemessen.

Der Erdungsanschluss ist für einen niederohmigen und induktivitätsarmen Leiterquerschnitt sowohl von mindestens 4 mm² als auch für Flachband zu bemessen.

Die Einstellungen und Anzeigen der Geräte müssen bei geschlossenem Gehäuse gut und ohne Hilfsmittel 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 Tafelauf- und einbau sowie für Schrankeinbau verfügbar sein.

4.1.9 Kennzeichnung und Beschriftung

Schutzeinrichtungen sind entsprechend DIN EN 60255-27 (VDE 0435-327) dauerhaft zu kennzeichnen. Außerdem muss am Gehäuse Platz für eine entsprechende Kennzeichnung vorhanden sein. 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.

Ergänzend zur DIN EN 60255-27 (VDE 0435-327) müssen zusätzlich der Software- und Hardware-Stand im eingebauten Zustand erkennbar sein (z.B. ablesbar am Gerätedisplay).

4.1.10 Änderungen an Schutzeinrichtungen

Die Hardware von Schutzgeräten und Baugruppen mit gleicher Typenbezeichnung muss austauschbar sein. Dazu muss der Hersteller angeben, welche Austauschmöglichkeiten (Tausch auf Baugruppenebene/Modultausch/Gerätetausch) bestehen. Nachfolgeeinheiten müssen funktionskompatibel zu den Vorgängereinheiten sein. 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.

4.1.11 Stromversorgung

Stromversorgungseinheiten müssen als Teil der Schutzeinrichtungen allen einschlägigen Vorschriften (IEC, VDE usw.) entsprechen.

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 Schutz-einrichtungen 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 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.

Nach Einschalten bzw. Wiederkehr der Hilfsspannung muss der Schutz automatisch nach maximal 15 s, bei umfangreichen Kommunikationsfunktionen mit komplexer Logik nach maximal 60 s und bei Sammelschienen-Schutz nach maximal 5 Minuten 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 einem Ausfall bzw. Kurzschluss der Hilfsspannung (im zulässigen Spannungsband) 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 Einsatz redundanter Stromversorgungen sind diese gegenseitig zu entkoppeln und einzeln zu überwachen.

Pufferbatterien, auszutauschende Elektrolytkondensatoren und Feinsicherungen sind im Gerät so anzuordnen, dass ein wartungsfreundlicher Austausch möglich ist. Der Austauschzyklus ist anzugeben und sollte mindestens 12 Jahre betragen.

4.1.12 Verlustleistungen

Für die Dimensionierung der Hilfsspannungsversorgung aber auch für die Erstellung einer Wärmebilanz ist vom Hersteller die Dauer- und maximale Verlustleistung der Schutzeinrichtungen einschließlich der Stromversorgung anzugeben.

4.2 Anforderungen an die Gerätesoftware

Sämtliche Parametrier-, Bedien- und Auslese-Funktionen müssen durch einen Bedien-PC ausführbar sein. Der Bedien-PC soll sowohl über die Serviceschnittstelle als auch über eine der Kommunikationsschnittstellen anschließbar sein.

Die Anzeige des Status der im Schutzgerät verwendeten Software muss einfach möglich sein. Nach dem Einschalten einer Schutzeinrichtung muss der verwendete Softwarestand automatisch im Display angezeigt werden.

4.2.1 Einstellungen

4.2.1.1 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 Leuchtanzeigen sollen über eine Softwarematrix mit internen Gerätefunktionen wahlweise logisch UND bzw. ODER verknüpft werden können. Eingänge müssen wahlweise aktiv oder passiv einstellbar sein. Ausgänge müssen wahlweise ungespeichert oder gespeichert einstellbar sein.

Unzulässige Rangierungen und Rangierungen für nicht benutzte Programmteile sind abzuweisen.

4.2.1.2 Einstellbereiche

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

Anmerkung: Siehe dazu auch Kapitel 9.2 Spezielle Anforderungen und Einstellbereiche

4.2.1.3 Datensicherheit

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

Einstellwerte und gespeicherte Störfälle dürfen bei Ausfall der Hilfsgleichspannung nicht verloren gehen. Bei zusätzlichem Ausfall der Pufferbatterie dürfen keine Geräteparameter verloren gehen.

4.2.2 Anzeigen, Eingänge, Ausgänge

4.2.2.1 Anzeigen

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

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 Schutzzeleinrichtung nicht beeinflussen. Durch Anwahl vom Bedienteil soll es möglich sein, beliebige Messwerte, Informationen und Parameter und die zugehörigen Speicherinhalte am Display anzuzeigen. Über ein Display muss es durch Parametrierung möglich sein, einerseits Anzeigen für den ungestörten Dauerbetrieb (z. B. Betriebsstrom, Betriebsspannung) und andererseits Störwertanzeigen (z. B. Laufzeit, Fehlerentfernung) darzustellen. Die am Display angewählten Messwerte müssen automatisch aktualisiert werden.

Die schutzinterne Uhrzeit und das Datum müssen am Display angezeigt werden können und, falls keine Synchronisierung erfolgt, an der Bedieneinheit einstellbar sein.

4.2.2.2 Binäre Eingänge

Für binäre Eingänge, wo die logische Information mit erhöhter Sicherheit erfasst werden soll (z. B. Trennerstellungen beim Sammelschienenschutz), muss die Möglichkeit bestehen, mehrere Eingänge zu verwenden und auf Plausibilität zu prüfen.

4.2.2.3 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 und sollen in der Regel (einstellbar) nur während der Dauer des entsprechenden Ereignisses ansprechen. 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.

Um eine sichere Auslösung zu gewährleisten, muss sichergestellt werden können, dass ein Auskommando mindestens für eine einstellbare Zeit ansteht.

4.2.3 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.

Es muss möglich sein, von allen im Schutzgerät vorhandenen Funktionen entsprechende Meldungen über alle Kommunikationsschnittstellen der Schutzgeräte auszugeben.

Für Prüfzwecke muss die Wirk- und Kommunikationsschnittstelle über einen Binäreingang und über die Vorortbedienung blockiert bzw. in einen speziellen Modus mit Testkennung versetzt werden können (z. B. Melde-/Messwert Sperre, Testbetrieb).

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 Parameteränderung zu einem Geräteneuanlauf, muss eine Warnmeldung erfolgen. Es darf zu keiner unzulässigen Auslösung kommen.

Zu- und Abschalten von einzelnen Funktionen (keine Funktionsgruppen) wie z. B. AWE EIN/AUS muss durch Befehle über die einzelnen Serviceschnittstellen 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 muss frei parametrierbar sein. Dies betrifft die Übertragung an das Leitsystem sowie die Anzeige auf dem Display und am Bedien-PC.

Die Kommunikationsschnittstelle zur Leittechnik muss sowohl das Protokoll nach IEC 60870-5-103 als auch nach IEC 61850 (z. B. Teil 8-1) erkennen und verarbeiten können. Abhängig von der Wahl der Schnittstellenhardware muss das jeweilige Protokoll unterstützt werden.

Bei Zugriffen über Netzwerke sind geeignete Maßnahmen zur Gewährleistung der Informationssicherheit vorzusehen (z. B. VPN, Firewall).

4.2.3.1 Serielle Meldungen

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

4.2.3.2 Betriebsmesswerte

Schutzeinrichtungen müssen auch analoge Informationen z. B. Messwerte am Gerät anzeigen und über die seriellen Schnittstellen ausgeben. Diese Messwerte sollten als Primärwerte angegeben werden. Es muss die Möglichkeit bestehen, einen beliebigen gemessenen oder ermittelten Messwert (z. B. U, I, P, Q) am Gerät anzuzeigen.

4.2.4 Ein- und Ausschalten bzw. Blockieren von Schutzfunktionen

Sobald in der Geräte-Software mehr als eine Schutzfunktion in einer Schutzeinrichtung angeboten wird, müssen diese Funktionen 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 von nicht aktiven (abgeschalteten) Funktionen dürfen nicht angezeigt werden, müssen aber für eine neue Aktivierung abgespeichert bleiben.

Parameter von nicht projektierten Funktionen dürfen nicht angezeigt werden.

4.2.5 Prüffunktionen (Gerätesoftware)

Als Hilfsmittel für Inbetriebnahme- und Wiederholungsprüfungen an Schutzeinrichtungen z. B. Richtungs-, Differentialschutz-, AWE-Prüfungen, LS–Aus-Funktion, sind umfassende grafische Darstellungen Messwertanzeigen, Ereignisabläufe in Bedienprogrammen am PC und direkt am Gerät, entsprechend der Auflösung des Displays, einzurichten und anzuzeigen.

Auch für die Logik-Funktionen ist eine Prüffunktion vorzusehen, die den Ablauf im Programm visualisiert.

Ein direkter Aus auf LS, Test-Störschrieb oder Richtungskontrolle bei Betriebsstrom (auch unterhalb des Freigabestromes) ist notwendig.

Anmerkung: Siehe dazu auch Kapitel 7.10 Prüffunktionen (Bediensoftware).

4.2.6 Selbstüberwachung

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 den Schutz insgesamt oder teilweise.

Die Fehlerreaktion der Selbstüberwachung muss zur Fehlerdiagnose chronologisch in einer Betriebsmeldeliste im Klartext abrufbar sein, um entsprechende Hinweise für die Instandsetzung zu bekommen. Diese Hinweise sollten durch Vorschläge für die notwendigen Instandsetzungsmaßnahmen ergänzt werden. Zusätzlich ist die Notwendigkeit des Austausches einer Pufferbatterie von den Schutzeinrichtungen zu melden.

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 sowie zumindest als Sammelmeldung angezeigt und gemeldet werden.

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. Zulässige Betriebszustände (z. B. Erdschluss im gelöschten oder isolierten Netz) dürfen nicht zum Ansprechen der Messkreisüberwachung führen.

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

4.2.7 Firmwaretausch (Release)

Für Firmware-Updates sind besondere Anweisungen für die Durchführung bereitzustellen. Bei einer Reparatur von Schutzgeräten darf ein Firmwaretausch nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Betreibers durchgeführt werden. Eine entsprechende Mitteilung über die Art und Weise der Abweichung vom alten Firmwarestand und die Mitlieferung eines eventuell notwendigen adaptierten Bedien-Programms ist unbedingt notwendig.

4.2.8 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 8 alphanumerischen Zeichen je Strukturelement in der Schutzeinrichtung möglich sein, welche auch bei der Kommunikation über die Serviceschnittstelle übernommen werden.

4.3 Sonstige Anforderungen

4.3.1 Zuverlässigkeit

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

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 °C (± 2 °C) betragen.

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

4.3.2 Stabilität bei Wandlersättigung und InRush

Gegen unterschiedliche Sättigungserscheinungen oder andere Symptome (InRush) bei unterschiedlichen Wandlertypen sind hardware- oder softwaretechnische Maßnahmen zur Sicherstellung der Funktionalität einer Schutzfunktion zu ergreifen.

Die InRush-Erkennung muss für alle stromrelevanten Schutzfunktionen getrennt aktivier- und deaktivierbar sein. Eine aktive InRush-Erkennung darf maximal zu einer zusätzlichen Verzögerung von 40 ms führen.

4.3.3 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 sind für alle Strom-, Spannungs-, Anrege-, Impedanz- und Richtungsmessglieder in den technischen Unterlagen die Einflüsse 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 (vergleiche auch Normen aus Kapitel 9.2):

- 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 durch Wahl von Parametereinstellungen (z. B. Messwiederholung), die indirekt zu einer Verlängerung der Kommandozeit führen, sind vollständig zu dokumentieren.
- Der Einfluss von Frequenzabweichungen auf die Arbeitsweise der Schutzeinrichtung ist anzugeben.

4.3.4 Einfluss von Mehrfach- und Folgefehlern

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

In den Unterlagen der Geräte ist anzugeben, 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 Fehlerwechsel oder Folgefehler auf einen Wert, der in den Unterlagen zu nennen ist, erhöhen kann.

4.3.5 Grundsätze zur Störwernerfassung

Die Schutzeinrichtung muss zur Erfassung und Speicherung von Schutzinformationen und/oder Störwerten analoger Größen folgenden Gesichtspunkten genügen:

- Der Speicher für die Störwernerfassung ist so zu organisieren, dass bei gefülltem Speicher und weiteren Vorgängen jeweils die ältesten Vorgänge zu löschen sind (Ringspeicher).
- Störschriebe und Störmeldungen im Schutzgerät müssen durch den Anwender 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.

4.3.5.1 Störwertaufzeichnung (Störschriebe)

Die Störwertaufzeichnung (transiente Störschriebe) von analogen und binären Größen werden von einem wählbaren Ereignis (Anlauf, Auslösung oder von einer beliebigen Binärspurveränderung) veranlasst und mit dessen Rückfall beendet. Weiterhin muss die Triggerung durch ein externes Signal erfolgen können. Ein manueller Start über ein Bedienelement am Schutzgerät oder über das Bedienprogramm ist vorzusehen. Die Störschriebdateien müssen eindeutig gekennzeichnet sein.

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 Störwertaufzeichnung 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 den Binärspuren können binäre Eingänge und Schutzfunktionen (z. B. Anregung/Auslösung) gewählt werden.

Ein Störschrieb besteht immer aus einer Vorgeschichte, dem Fehlerverlauf und einer Nachgeschichte. Die Vorgeschichte und ein Nachlauf der Störwertaufzeichnung sollen mit wählbarer Dauer (Bereich 0 bis 1 s) in der Aufzeichnung enthalten sein. Die Aufzeichnung des Fehlerverlaufs wird so lange gehalten, bis das Triggerkriterium zurückgefallen ist.

Für die Störschriebaufzeichnung muss eine minimale sowie eine maximale Zeitdauer eingestellt werden können (Bereich 0,5 bis 15 s). Der Start einer Störwertaufzeichnung soll über jede im Schutzgerät vorhandene Funktion (Matrix) möglich, zu mindestens aber für Anregung und Auslösung² getrennt einstellbar sein.

Bei automatischer Wiedereinschaltung (AWE) soll die gesamte Netzstörung ggf. mit mehreren Wiedereinschaltungen als eine Störung gespeichert werden. Die Speicherkapazität muss je Störschrieb (analoge sowie binäre Spuren) für mindestens 15 s, mit einer zeitlichen Auflösung ≤ 1 ms ausgelegt sein.

Die Störschriebe müssen eine feste Abtastrate von mindestens 1 kHz haben (nicht frequenznachgeführt), d. h. die Abtastrate des Störschriebs ist unabhängig von der Netzfrequenz. Bei frequenznachgeführter Abtastung ist sicherzustellen, dass die aufgezeichneten Größen korrekt als Funktion der Zeit dargestellt werden können. Der Störschrieb muss die Wandlereingangssignale möglichst genau abbilden.

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. Spuren müssen ausgeblendet werden können, z. B. wenn der Nullstrom nicht angeschlossen ist.

² 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 (z. B.: Anregung Schiefast und Differentialschutz).

4.3.5.2 Schutzinformationen von Störungsabläufen (Störfallprotokolle)

Während eines Störfalles sollen wichtige Ereignisse und Zustandswechsel in Störfallprotokollen gespeichert werden. Diese sollen den genauen zeitlichen Ablauf des Störfalles darstellen. Jede auftretende Meldung muss mit einem eindeutigen Meldungstext und Zeitstempel protokolliert werden.

4.3.6 Echtzeit bei Datenerfassung

Eine Genauigkeit der schutzgeräteinternen Uhrzeit sollte mindestens ± 15 s pro Monat betragen. Eine Gangreserve ist für wenigstens 24 h vorzusehen. Ein Synchronisierungseingang zum Gleichlauf der Geräteuhren muss vorhanden sein. Die Zeitsynchronisierung muss über die Kommunikationsschnittstelle mit einer Zeitgenauigkeit von ≤ 1 ms möglich sein.

Bei den Schutzgeräten muss das Eingangssignal für die Zeitsynchronisation zwischen UTC oder Lokal-Zeit gewählt werden können. Bei der Auswahl der UTC-Zeit muss zusätzlich die Zeitzone eingestellt werden können. Störschriebe haben immer Lokal-Zeit. Schutzgeräte mit PMU Funktion müssen daher immer mit 2 unterschiedlichen Zeiten arbeiten. Störschriebe, Meldelisten etc. nutzen die Lokal-Zeit und die PMU-Funktion arbeitet gemäß IEEE C37.118 und DIN EN 60255-118-1 (VDE 0435-118-1) mit UTC.

4.3.7 Informationspflicht des Herstellers

Der Hersteller ist verpflichtet Informationen zu Funktionsmängeln, Funktionseinschränkungen und Funktionsergänzungen an Schutzeinrichtungen (z. B. Über- oder Unterfunktion bei Anzeigen, Fehlererfassung und Auslösungen sowie Mängel bezüglich der Schnittstellen z. B. zur Leittechnik usw.) umgehend allen betroffenen Anwendern kurzfristig mitzuteilen. Dies gilt auch nach Ablauf der Gewährleistung. Werden Schutzgeräte über Dritte an den Betreiber geliefert, so muss sich der Betreiber bezüglich der Mitteilung über Funktionsmängel usw. beim Hersteller dieser Schutzgeräte registrieren lassen können.

Auch nach Ablauf der Gewährleistungsfristen ist bei wesentlichen Mängeln der Hardware, Funktions- oder Bediensoftware innerhalb einer angemessenen Zeit für eine Behebung zu sorgen.

Der Hersteller hat bei Änderungen von Hardware, Funktions- oder Bediensoftware Revisionslisten zu führen und dem Anwender zur Verfügung zu stellen. In den Listen sind die jeweils eingebrachten Änderungen aller Versionen chronologisch zu beschreiben. Zu jedem Relais, das dem Hersteller zur Fehlerbehebung geliefert wurde, ist dem Anwender ein detaillierter Reparaturbericht zuzustellen. Aus diesem Bericht muss hervorgehen, ob es sich bei dem aufgetretenen Fehler um einen Einzelfehler oder einen Typfehler handelt.

Der Hersteller stellt sicher, dass die jeweils mit Geräteeinführung gelieferten Versionen der Funktionssoftware für mindestens 25 Jahre und die Schutzgeräte für mindestens 15 Jahre dokumentiert und lieferbar sind. Ebenso ist sicherzustellen, dass für mindestens 10 Jahre nach Abkündigung der Gerätetypen alle Ersatzteile bzw. anschluss- und funktionskompatible Geräte lieferbar sind.

5 Betriebliche Anforderungen an Schutzeinrichtungen

Die allgemeinen betrieblichen Anforderungen sind im technischen Hinweis „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [1] beschrieben.

5.1 Einstellungen

5.1.1 Global-Funktionsparameter

In der Schutzkonfiguration muss die Richtungsanzeige der Wirk- und Blindleistung mit einem Parameter gedreht werden können, ohne die Richtungsmessung der Schutzfunktionen zu beeinflussen.

Die Richtung des Drehfeldes muss mit einem Parameter vorgegeben werden können (Rechts-/Linksdrehfeld).

5.1.2 Konfigurationsparameter

5.1.2.1 Schutzfunktionsgruppen

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

5.1.2.2 Binäreingänge

Binäre Eingänge müssen durch Parameterwahl eingestellt werden können und einzeln für Arbeitsstrom- und Ruhestromschaltung parametrierbar sein. Ein einstellbarer Entprellschutz kann notwendig werden.

5.1.2.3 Binärausgänge

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

5.1.2.4 LED-Anzeigen

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

5.1.2.5 Display-Anzeigen

Zur örtlichen Meldung sollen ereignisorientiert Display-Anzeigen verwendet werden. Die anzuzeigenden Meldungen und Messwerte sollen frei wählbar und durch geeignete Rücksprungadressen anwählbar sein.

5.1.3 Anpassung der Anschluss-Polarität der Messwandlereingänge

Die Polarität der Stromwandlereingänge muss einstellbar sein.

5.1.4 Anpassung der Spuren für den Störschrieb

Für eine automatisierte Störschriebeauswertung müssen die Spuren des Störschriebes beliebig konfigurierbar sein. Damit wird auch sichergestellt, dass unnötige Spuren nicht aufgezeichnet werden.

Jeder einzelne analoge Messeingang soll in der Auswertesoftware um 180 Grad gedreht werden können. Soweit möglich ist das Verbraucherzählpeilsystem mit der Sammelschiene als Bezugspunkt anzuwenden. Binärspuren müssen für den Störschrieb aktiviert und wenn nötig invertiert werden können.

Zu jedem Störschrieb soll die Information verfügbar sein, ob die Zeitsynchronisation erfolgt und ob der Störschrieb vollständig ist. Eine Qualitätsspur für die Zeitsynchronisation (Schutzgerät war von einer Mutteruhr synchronisiert) und eine weitere Qualitätsspur für die Vollständigkeit des Störschriebes (Aufzeichnung ist in Ordnung).

5.2 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 Auslöse-meldungen. Bei unklaren Störungsverläufen können u. a. auch weitere Meldungen (z. B. Anregungen, AWE, Signalvergleich) nützlich sein.

Über die serielle Kommunikationsschnittstelle muss ein vollständiger, bidirektionaler Datenaustausch zwischen Schutzgerät und Stationsleittechnik erfolgen. Hinweise zum Datenaustausch nach IEC 60870-5-103 und IEC 61850 sind im technischen Hinweis „IEC 61850 aus Anwendersicht“ [2] enthalten. Für Prüfzwecke muss der Datenaustausch über einen frei wählbaren, binären Signaleingang mittels Melde- und Messwertsperr blockierbar sein bzw. in einen speziellen Modus mit Testkennung versetzt werden können, wobei dies durch eine Meldung in der Stationsleittechnik signalisiert werden muss.

Die Ausgabe des Fehlerortes als Primärreaktanz in Ohm und zusätzlich als Fehlerentfernung in km bzw. % der Leitungslänge soll vom Anwender wählbar sein. In der Konfiguration sollte eine maximale Fehlerdistanz eingegeben werden können. 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.

5.3 Ergänzende Empfehlungen

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.

6 Dokumentation und Verwaltung von Schutzeinrichtungen

Die Schutzeinrichtungen sind vom Hersteller so zu dokumentieren, dass dem Anwender in allen Bearbeitungsphasen eines Projektes die notwendigen Informationen und Planunterlagen zur Verfügung stehen. Es ist daher unerlässlich, dass Gerätebeschreibungen auch alle erforderlichen Angaben für eine Geräteprüfung enthalten.

Bedienhandbücher müssen ein ausführliches Stichwortverzeichnis haben, elektronische Dokumente müssen eine entsprechende Suche nach Stichwörtern ermöglichen. Die Gliederung soll der Vorgehensweise bei Planung, Projektierung, Inbetriebnahme und Instandhaltung entsprechen.

Die Unterlagen zur Einstellung, Inbetriebnahme und Instandhaltung sollen Bestandteil der technischen Dokumentation der einzelnen Schutzeinrichtungen sein. Die Dokumentation ist in Deutsch zu liefern.

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.

6.1 Technische Beschreibung

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

- Einsatzmöglichkeiten
 - zu schützendes Betriebsmittel
 - Spannungsebene
 - Sternpunktbehandlung
 - Fehlerart
 - Zusammenwirken mit anderen Schutz- und Zusatzeinrichtungen
- Konstruktiver Aufbau
 - Baugruppenübersicht
 - Anordnung und Kennzeichnung der einzelnen Baugruppen
 - Anschlusstechnik
 - LWL-Anschlusstechnik (Steckertyp z. B. ST-Stecker)
 - Kennzeichnung von Austauschteilen wie z. B. Batterien, Elektrolytkondensatoren
- Arbeitsweise
 - Anregekriterien
 - Messgrößenaufbereitung (Umwandlung der Messgrößen, Auswahlhaltung)
 - 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 der Produktnorm
 - Versionsstände der gelieferten Hard- und Firmware mit Hinweisen auf alle nicht kompatiblen Kombinationen dieser Versionsstände
- Zusätzliche Angaben
 - Gerätetypen (Auflistung der Gerätegrundtypen und der Zusatzmodule)
 - Bestellnummern der einzelnen Grundtypen bzw. Zusatzmodule
 - Angaben über Prüfzyklen von Geräten
 - Angaben über Tauschzyklen von Komponenten und detaillierte Beschreibungen

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

Zur Anpassung an die allgemeinen Anlagenverhältnisse (z. B. 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. Zusätzlich muss zu jeder Einstellung Funktion und Wirkung beschrieben sein.

6.2 Mechanischer Aufbau

Im Bedienhandbuch müssen alle Angaben für Projektierung und Montage enthalten sein. Im Einzelnen sind dies die folgenden Informationen:

- Abmessungen (Maßskizzen)
- Gewicht
- Schutzart
- Montagebeschreibung für Auf- und Einbau

6.3 Schaltung und Verdrahtung

6.3.1 Anschlussplan

Der Anschlussplan einer Schutzeinrichtung zeigt die Anschlussstellen und die daran angeschlossenen äußeren Verbindungen. Der Anschlussplan ist entsprechend der DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1) auszuführen. Klemmenleisten, Klemmen, Steckverbinder usw. sind zu kennzeichnen und ihre Typbezeichnungen sind anzugeben.

6.3.2 Funktionsschaltplan

Die Funktionen der einzelnen Softwarebausteine müssen unter Verwendung von normgerechten Symbolen bildlich so dargestellt werden, dass der Funktionsablauf vollständig und verständlich zu entnehmen ist. Der Funktionsschaltplan ist nach DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1) auszuführen und stellt die Innenschaltung der Geräte unter Verwendung vereinfachter Schaltzeichen vollständig dar.

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.

6.4 Verwaltung von Schutzdaten

Bei der Projektierung der Bedien- und Schutzfunktionen sowie der Parametrierung von binären Ein- und Ausgängen und der Einstellung der Funktionsparameter von Schutzgeräten 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.

6.4.1 Angabe der Schutzgerätedaten

Jedes Gerät muss mindestens durch Geräte-Typ, Fabrik-Nummer, Software- und Hardware-Stand eindeutig identifizierbar sein.

6.4.2 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.

Damit nicht irrtümlich die festen Parameter der Grundeinstellungen digitaler Schutzeinrichtungen geändert werden können, sollten 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.

7 Anforderungen an die Bediensoftware

7.1 Allgemeine Anforderungen

Die Bedienung eines Schutzgerätes (sämtliche Schutzfunktionen, Logik- und Steuerfunktionen, Verriegelungen, Rangierungen, Meldungen, Störungsaufzeichnungen etc.) muss mit einem gemeinsamen Bedienprogramm möglich sein. Diese Anforderung gilt auch für die Schutzfunktionen von Kombigeräten.

Die Bedienung der Schutzgeräte eines Herstellers (auch unterschiedliche Gerätetypen und Firmwarestände) soll mit einem gemeinsamen Bedienprogramm möglich sein.

Es muss in jedem Fall möglich sein, verschiedene (auch ältere) Versionen eines Bedienprogramms auf einem PC parallel installieren zu können. Alternativ muss es möglich sein, mit neuen Bedienprogrammen alte Geräte mit unkonvertierten Parameterdateien zu bedienen.

Das Bedienprogramm muss über eine deutsche Spracheinstellung verfügen. Eine Hilfefunktion soll zur Erklärung der Einstellparameter verfügbar sein. Die Bedienung muss menügeführt und ohne Beschreibung möglich sein.

7.2 Einstellung der Parameter

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

- Kennwerte (Grundparameter),
- Funktionsumfang,
- Display,
- Konfiguration der binären Eingänge, Ausgänge, Schnittstellen, Leuchtdioden etc.,
- Funktionsparameter,
- Systemeinstellungen (Schnittstellenparameter, Uhrzeitführung, Benutzerberechtigungen),
- Anwender definierte Logik,
- Schutzgeräte übergreifende Signalparametrierung (Goose).

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

7.3 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. Der zulässige Wertebereich für die Einstellparameter muss angezeigt werden.

Die Eingabe der Parameter soll in Primär- und in Sekundärgrößen sowie objektbezogen (z. B. Trafo) möglich sein.

7.4 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.

Die Konsistenz der Daten (Einstellungen) einschließlich der schutzrelevanten Logikfunktionen muss durch einen automatischen Vergleich zwischen einer extern dokumentierten Referenzdatei und den im Schutzgerät gespeicherten Daten mit Kennzeichnung der Abweichungen nachgewiesen werden können. Dazu sind Vergleichsfunktionen erforderlich, die die Unterschiede in einer „Deltaliste“ mit Beschreibungstext darstellen.

Die Bedienprogramme sind vor Auslieferung auf Virenfreiheit zu prüfen. Bezüglich der IT-Sicherheit sind die entsprechenden Richtlinien (z. B. BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“) zu beachten.

7.5 Datenformat, Datenaustausch

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. Es sollte ein Standardformat definiert werden, mit dem sowohl Datenexport als auch Datenimport möglich ist.

7.6 Bearbeitungsarten

Die Einstellungen aller Schutzparameter müssen an der „örtlichen Bedienung“ und über einen PC „online“ bzw. „offline“ (Dateierstellung) möglich sein.

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

Für einfache Anwendungen können auch schnittstellenlose Geräte (ohne PC-Anbindung) eingesetzt werden.

7.7 Bedienungskonsistenz von Schutzgeräten nach erweiterter Firmware bzw. Bediensoftware

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

7.8 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 (z. B. in einer Datenbank mit Standardformat) speichern zu können.

7.9 Störschriebe und Störfalldaten

Es muss bei Störschriebe-Dateien möglich sein, diese in das „Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze mit COMTRADE-Format“ nach DIN EN 60255-24 (VDE 0435-3040) exportieren zu können.

7.10 Prüffunktionen (Bediensoftware)

Für Überprüfungszwecke ist die Vorgabe von binären / analogen Ein- und Ausgangssignalen und die Simulation von Meldungen über Schnittstellen vorzusehen.

Anmerkung: Siehe dazu auch Kapitel 4.2.5 Prüffunktionen (Gerätesoftware).

8 Zusätzliche Anforderungen bei Schutz in Schränken

8.1 Ausführung der Schränke

Die folgenden Punkte können sinngemäß auch auf Schutz in Niederspannungsnischen und bei Tafelaufbau angewendet werden.

Die Schränke sind nach DIN 41488 auszuführen. Sie müssen zur Aufnahme von ein- oder mehrzeiligen Baugruppenträgern nach DIN 41494 geeignet sein. Die Schränke sind für eine Bodenbefestigung auszuführen. Abnehmbare Kranösen sind vorzusehen. Verschlusszapfen für das Verschließen der Löcher sind mitzuliefern. Die Schränke müssen aneinanderreihbar sein.

Zur Einhaltung der Klimabedingungen der Schutzeinrichtungen ist eine ausreichende Wärmeabfuhr sicherzustellen. Der Einsatz von Lüftern ist unzulässig. Dabei ist bei der Dimensionierung zu berücksichtigen, dass die Lebensdauer von elektronischen Bauelementen mit sinkender Gerätetemperatur zunimmt.

Die Türen der Schränke müssen über einen Öffnungswinkel von mindestens 150° verfügen und nach Demontage der Erdverbindungen leicht aushängbar sowie rechts oder links anschlagbar sein. Die Türfenster sind mit splittersicherem Silikatglas oder schwer entflammbarem Kunstglas auszurüsten. Bei frei aufgestellten Schränken müssen auch die Rückseiten mit Türen versehen werden können.

Optional müssen die Schränke mit Schwenkrahmen lieferbar sein. Der Schwenkrahmen muss über einen rechts oder links bestellbaren Anschlagpunkt und über einen Drehwinkel von mindestens 150° verfügen. Ein Ausschwenken des Rahmens muss mit eingebauten Geräten möglich sein. Ein Arretieren des Schwenkrahmens bei maximaler Öffnung muss möglich sein.

Es ist eine EMV-gerechte Innenbeleuchtung mit Türendschalter vorzusehen. Verdrahtungsfelder der Schutzeinrichtungen sind gegen Beschädigungen und Berührungen mit leicht lösbaren Abdeckungen zu versehen. Sämtliche verwendete Materialien sind flammwidrig und optional halogenfrei auszuführen. Für Lichtwellenleiter ist ein entsprechender Schutz gegen mechanische Beschädigungen vorzusehen.

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

Die Kennzeichnung und Beschriftung von Schutzeinrichtungen in Schränken müssen entsprechend DIN EN 60255-27 (VDE 0435-327) dauerhaft erfolgen. Zusätzlich zur alphanumerischen Bezeichnung ist eine Kennzeichnung im Klartext (z. B. Abzweigschutz, Transformatorschutz, Distanzschutz, Differentialschutz usw.) und Platz für eine Abzweigbezeichnung vorzusehen.

8.2 Schutzart der Schränke

Die Schutzart der Schränke ist mindestens nach IP51DH (DIN EN 60529 (VDE 0470-1)) zu bemessen. Zur Erhaltung dieser Schutzart muss die Abdichtung der Kabeleinführung möglich sein.

8.3 Erdung der Schränke und Geräte

Die eingebauten Geräte sind mit dem Schrank ggf. mit dem Schwenkrahmen über Erdungsbänder so kurz wie möglich zu verbinden, soweit nichts anderes vorgegeben ist.

Der Schrank ist mit mindestens einer Erdungsschraube, die ein metrisches ISO-Gewinde mit einem Durchmesser ab M 12 besitzt, auszurüsten und gegen eine zufällige Lockerung zu sichern. Die Erdungsschraube 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, mindestens zwei 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.

8.4 Dokumentation der Schränke

8.4.1 Allgemeine Anforderungen

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. 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 eventuell weiterer Zusatzgeräte erkennen zu lassen. Sie bestehen aus Anschluss-, Geräteverdrahtungs-, Stromlauf-, Betriebsmittel- und gegebenenfalls Funktionsschaltplänen. Alle aufgeführten Pläne sind in einem Verzeichnis aufzulisten.

Die Anschlussstellen sind mit Ziel- und Funktionsbezeichnungen zu versehen. Leitungsnummern und Leitungsmaterial mit Kabeltyp, Adernzahl und Querschnitt sind anzugeben.

8.4.2 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.

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

8.4.3 Stromlaufplan

In den Stromlaufplänen wird die Schaltung der Geräte durch vereinfachte Schaltzeichen nach DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1) 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). Es können auch die nach IEC 61850 festgelegten Bezeichnungen benutzt werden.

8.4.4 Betriebsmittelplan

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

9 Spezielle Festlegungen für Schutzeinrichtungen

Die einschlägigen Produktnormen ermöglichen eine Vielzahl an unterschiedlichen Typen von Schutzeinrichtungen. Um die Typenvielfalt zu verringern, sind in den folgenden Punkten Vorzugswerte für digitale Schutzeinrichtungen zusammengestellt, die sich in der Praxis bewährt haben. Dabei werden nur Werte genannt, wenn die Normen Wahlmöglichkeiten zulassen oder Einzelwerte in den Normen nicht oder nur teilweise beschrieben sind. Außerdem werden wichtige Hinweise, welche teilweise an verschiedenen Stellen in den Normen genannt sind, nochmals kompakt zusammengestellt.

9.1 Bemessungswerte

In folgenden Publikationen finden sich Aussagen zu den Bemessungswerten digitaler Schutzeinrichtungen:

- DIN EN 60255-1 (VDE 0435-300), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen
- DIN EN 60255-26 (VDE 0435-320), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 26: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit
- DIN EN 60255-27 (VDE 0435-327), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 27: Anforderungen an die Produktsicherheit

9.1.1 Strompfad

Neben den unten genannten Vorzugswerten von konventionellen Wandlern können zukünftig auch Kleinsignalwandler mit unterschiedlichen Sekundärgrößen oder Messwandler mit digitaler Schnittstelle nach DIN EN 61869 (VDE 0414-9) eingesetzt werden. Dadurch ist die Schnittstelle zwischen Messwandler und Schutzgerät beim Anschluss – insbesondere bei unterschiedlichen Herstellern – besonders zu beachten.

Bemessungsstrom	$I_n = 1 \text{ A} \sim$ alternativ auch $I_n = 5 \text{ A} \sim$
Bemessungsstoßstrom	2,5 x Bemessungskurzzeitstrom 1 Sekunde/dynamisch

Anmerkung: Die relevanten Werte für zulässige Dauer- und Überströme sind in DIN EN 60255-27 (VDE 0435-327) beschrieben.

9.1.2 Spannungspfad

Bemessungsspannung	$U_n = 100 \text{ V} \sim$
Belastbarkeit	2,0 x U_n dauernd
Messbereich	2,4 x U_n

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

9.1.3 Hilfsspannung

Nennhilfsspannung	$U_{H,nom}$: 24 V-, 48 V-, 60 V-, 110 V- bzw. 220 V- vorzugsweise Weitbereichsnetzteil
Arbeitsbereich	0,8 bis 1,2 $U_{H,nom}$
Zulässige Restwelligkeit	nach DIN EN 60255-26 (VDE 0435-320) und 6 % an den Spannungsbereichsgrenzen

9.1.4 Ein- und Ausgaben

9.1.4.1 Binäreingänge

Binäre Eingänge sind für eine konkrete Hilfsspannung $U_{H,nom}$ auszulegen. Es gelten folgende Ansprechgrenzen:

sicher ansprechen bei	80 % bis 110 % $U_{H,nom}$
sicher abfallen bzw. Nichtansprechen bei	< 40 % $U_{H,nom}$
Eine Spannung zwischen 40 % und 80 % $U_{H,nom}$ kann zum Ansprechen führen.	
Leistungsaufnahme	dauernd $\leq 1,0$ W

Alternativ sind auch Weitbereichseingänge mit einem Ansprechwert ab 19 V, einer Mindestansprechleistung von $\geq 0,5$ W oder ≥ 3 mA zulässig.

9.1.4.2 Binärausgänge

Der Hersteller hat die zulässigen Werte anzugeben.

Anmerkung: Für Binärausgänge sind die Anforderungen in der Ausführung von Kontakten in der DIN EN 60255-1 (VDE 0435-300) spezifiziert.

9.1.5 Umgebungsbedingungen

Temperaturbereich	-10 °C bis +55 °C
Grenztemperaturbereich	-20 °C bis +70 °C für 96 Stunden
Feuchtebeanspruchung	≤ 75 % relative Feuchte (Jahresmittel) 56 Tage mit ≤ 95 % relative Feuchte und 40 °C, keine Betauung

9.1.6 Frequenz

Frequenzbereich	-10 % bis +10 % der Bemessungsfrequenz
-----------------	--

Anmerkung: Der Schutz muss außerhalb des Genauigkeitsbereiches funktionsfähig bleiben.

9.2 Spezielle Anforderungen und Einstellbereiche

Die Einstellbereiche stellen Mindestanforderungen dar. Erweiterte Bereiche oder kleinere Stufungen sind möglich.

Für die Genauigkeit gelten folgende Anforderungen:

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

Für die folgenden Schutztypen sind weitere Teile der Norm IEC/EN 60255 (Messgeräte und Schutzeinrichtungen) relevant:

- DIN IEC 60255-121 (VDE 0435-3121), Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 121: Funktionsanforderungen für den Distanzschutz
- DIN IEC 60255-127 (VDE 0435-3127), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 127: Funktionsnorm für Über-/Unterspannungsschutz
- DIN EN 60255-149 (VDE 0435-3149), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 149: Funktionsanforderungen an den thermischen Überlastschutz
- DIN EN 60255-151 (VDE 0435-3151), Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 151: Funktionsanforderungen für Über-/Unterstromschutz
- DIN EN 60255-187 (VDE 0435-3187)³, Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 187: Funktionsanforderungen für den Differentialschutz

9.2.1 Distanzschutz

Digitale Distanzschutzfunktionen müssen über eine 6–systemige Messung verfügen.

Die folgenden unter 9.2.1.1 bis 9.2.1.4 genannten Anregungen sind einzeln aktivierbar und parallel wirksam.

9.2.1.1 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.

Für alle einstellbaren Impedanzstufen ist die Anregung unabhängig von der anstehenden Kurzschlussleistung sicherzustellen, vorausgesetzt, dass I_{\min} überschritten wird. Weiterhin muss ein Lastbereich mit $\cos \varphi > 0,7$ getrennt einstellbar (R_{Last} und φ_{Last}) sein.

³ Zurzeit in Erarbeitung

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 $3 I_0$	0,10 bis 4,00 I_n in Stufen von	0,10 I_n für $\geq 2,00 I_n$ 0,01 I_n für $< 2,00 I_n$
für $3 U_0$	0,02 bis 2,00 U_n in Stufen von	0,01 U_n

Eine Oder-Verknüpfung mit der Stromanregung muss möglich sein.

9.2.1.2 Stromanregung

für $I >>$	0,10 bis 25,00 I_n
für $3 I_0 >$	0,10 bis 4,00 I_n ; unwirksam
für $3 I_0 >>$	0,01 bis 1,00 I_n
Einstellung stufig	0,10 I_n für $\geq 2,00 I_n$; 0,01 I_n für $< 2,00 I_n$
Rückfallverhältnis	0,95 bis 0,98
Rückfallzeit	≤ 30 ms

9.2.1.3 Spannungsabhängige Stromanregung, winkelunabhängig

Einstellbereich $I >$ bei $U \leq U_F$ (U_F = Spannungswert für Empfindlichkeitsumschaltung)	0,10 bis 1,00 I_n
Einstellbereich U_F	0,20 bis 0,90 U_n
Einstellung stufig	0,01 U_n
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 der Stromanregung nach Punkt 9.2.1.2 muss möglich sein.

9.2.1.4 Spannungsabhängige Stromanregung, winkelabhängig

Die Einstellbereiche für $I >$ und U_F , wie unter Punkt 9.2.1.3 angegeben, gelten für $-30^\circ < \varphi < \varphi >$.

Einstellbereich	$I >$ für $U > U_F$ und $\varphi \geq \varphi >$ 0,10 bis 2,00 I_n
-----------------	--

Für Charakteristiken mit einstellbaren Neigungen gilt:

Einstellbereich für $\varphi >$	30° - 60°
Einstellbereich für $\varphi <$	90° - 120°
Einstellung stufig	1°

Die Abschaltbarkeit der Spannungsabhängigkeit ist durch einen externen Befehl oder durch Parametergruppenumschaltung vorzusehen.

Eine Oder-Verknüpfung mit der Stromanregung nach Punkt 9.2.1.2 muss möglich sein.

9.2.1.5 Kennlinien-/Parametersatzumschaltung

Die Kennlinien- oder Parametersatzumschaltung muss über die binären Eingänge bzw. über die Schnittstellen sowie durch interne Funktionsparameter möglich 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.

9.2.1.6 Sternpunktbehandlung und Leiterbevorzugungslogik

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. Im gelöschten und isolierten Netz müssen alle möglichen Leiterbevorzugungen einstellbar und frei wählbar sein. Die Einstellung „Ohne Leiterbevorzugungen“ muss bei 6-systemigem Distanzschutz möglich sein.

9.2.1.7 Distanzmesskreise

Charakteristik	polygonal
Anzahl der Stufen	<p>mindestens 7 zusätzlich zum Anregepolygon (alle Stufen frei in der Wahl der Richtung (vorwärts, rückwärts, ungerichtet, blockiert) und unabhängig von externen Beschaltungen nutzbar)</p> <p>alle Stufen nutzbar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - für die obere Begrenzung der AWE-Reichweite (Übergreifzone) - für den Ausschluss eines Nahbereiches aus der AWE - für den Signalvergleich - für Hand-Ein (Zuschalten auf Fehler)

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

für $I_n = 5 \text{ A}$	0,01 bis 48,00 Ω /Leiter
für $I_n = 1 \text{ A}$	0,05 bis 240,00 Ω /Leiter
Einstellung stufig	0,002 Ω /Leiter für $I_n = 5 \text{ A}$ 0,010 Ω /Leiter für $I_n = 1 \text{ A}$
Einstellbereich Erdstromfaktor k_{Betrag}	0,0 bis 5,0 getrennt für erste Zone und alle weiteren Zonen
Einstellbereich Erdstromfaktor k_{Winkel}	-180° bis +180° getrennt für erste Zone und alle weiteren Zonen
Einstellung stufig	0,01 für k_{Betrag} 1° für k_{Winkel}

9.2.1.8 Richtungsmessung

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

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 wirksam sein. Bei Zuschalten auf Fehler (unwirksamer Spannungsspeicher) darf der Richtungsentscheid nicht blockierend wirken.

9.2.1.9 Zeitstufen

Zonenzeiten	0,00 bis 9,99 s; unwirksam
Endzeiten	0,00 bis 15,00 s; unwirksam
Einstellung stufig	0,01 s für < 9,99; 0,1 s ab 10,00 s

9.2.2 Transformator-differentialschutz

9.2.2.1 Strommessung

Der Schutz muss phasenselektiv arbeiten.

Die Ansprechkennlinie ist als Funktion I_d/I_B über I_s/I_B darzustellen (I_d = Differenzstrom, I_s = Stabilisierungsstrom, I_B = frei wählbarer Bezugsstrom). Zur Stabilisierung bei externen Fehlern ist eine mehrfach geknickte Kennlinie erforderlich.

Einstellbereich I_d/I_B und I_s/I_B (I_d = Differenzstrom, I_s = Stabilisierungsstrom, I_B = frei wählbarer Bezugsstrom)	0,05 bis 2,00
Einstellung stufig	0,05 I_B
Rückfallverhältnis	0,90 bis 0,98
$I_d \gg$ (von der Stabilisierung unabhängige Stufe)	0,5 bis 30,0 I_B

9.2.2.2 Stabilisierung gegen Einschaltströme und Übererregung

Einstellbereich $I_{100\text{Hz}}/I_{50\text{Hz}}$	0,1 bis 0,6; unwirksam
Einstellbereich $I_{250\text{Hz}}/I_{50\text{Hz}}$	0,1 bis 0,6; unwirksam
Einstellung stufig	0,01

Es muss pro Leiter eine Sperrschaltung vorhanden sein. Das Ansprechen einer Sperrschaltung in einem Leiter soll die Auslösung aller drei Leiter blockieren können (zu- und abschaltbar).

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

9.2.2.3 Schaltgruppen- und Übersetzungsanpassung

Es muss eine integrierte Anpassungsschaltung der Transformator-Schaltgruppe und der unterschiedlichen Stromwandlerübersetzungen unter Berücksichtigung der Transformatorübersetzung möglich sein.

Eine Nullstromeliminierung muss durch einen (eindeutigen) Parameter zuschaltbar und wählbar zwischen Ermittlung des Nullstromes über die gemessenen Leiterströme und des gemessenen Nullstromes über Wandler im Sternpunkt möglich sein.

9.2.3 Leitungsdifferentialschutz

9.2.3.1 Strommessung

Die Strommessung muss phasenselektiv erfolgen. Eine 1- und 3-polige Auslösung für AWE muss möglich sein.

Als Ansprechgröße wird üblicherweise der Differenzstrom I_d verwendet. Eine ausreichende Stabilisierung bei externen Fehlern insbesondere auch im Hinblick auf die Stromwandlersättigung

ist vorzusehen. Häufig wird dazu eine mehrfach geknickte Ansprechkennlinie verwendet, die den Stabilisierungsstrom I_s verwendet (Darstellung I_d/I_B über I_s/I_B). Es sind jedoch auch andere Stabilisierungsansätze möglich. Die verwendete Stabilisierungsmethode ist vom Hersteller anzugeben.

Einstellbereich I_d/I_B (I_d = Differenzstrom, I_B = frei wählbarer Bezugsstrom)	0,2 bis 5,0
Einstellbereich $I_{d>}/I_B$ (Zusatzkriterium)	1,0 bis 15,0; unwirksam
Einstellung stufig	0,1
Rückfallverhältnis	0,95 bis 0,98

In der Einstellung des Leitungsdifferentialschutzes sollte das Vorhandensein eines Transformators berücksichtigt werden können.

9.2.3.2 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. Die Verwendung von 1300 nm und 1500 nm soll zur Überbrückung größerer Entfernungen möglich sein. Eine Überwachung des Telegrammverkehrs ist lückenlos durchzuführen und bei Überschreiten der maximal zulässigen Synchronitätsdifferenz die Schutzfunktion zu blockieren.

Es ist auch die Umsetzung der Schutzdatenübertragung auf digitale Übertragungskanäle des Kommunikationsnetzes unter Nutzung standardisierter Schnittstellen wie X.21 oder G.703.1 zulässig. Bei der Konfiguration dieser Schnittstellen sind die besonderen Anforderungen der Schutzeinrichtungen zu berücksichtigen (z. B. kein automatisches Routing, keine zeitversetzte Übertragung durch Pufferung in Netzwerkelementen, etc.). Zur Nutzung bestehender Kupferkabelverbindungen sind geeignete elektrische Schnittstellen mit galvanischer Trennung vorzusehen.

9.2.4 Einstellbereiche weiterer Funktionen

		Bereich ¹⁾ (Werte)	Bereich ¹⁾ (Zeiten)	Stufung ¹⁾
Verzögerte Stromfunktionen	$I_1 >$, $3 I_0 >$ $I_2 >$	0,05 – 4,00 I_n		0,01 I_n ($\leq 2 I_n$) 0,10 I_n ($> 2 I_n$)
				0,0 – 15,0 s
Momentanstromfunktionen UMZ	$I >>$ $3 I_0 >>$, $I >>>$	0,1 – 25,0 I_n		0,01 I_n ($\leq 2 I_n$) 0,10 I_n ($> 2 I_n$)
				0,0 – 9,99 s
AMZ Kennlinienfaktor	$I >$, $3 I_0 >$	0,1 – 10,0		0,05
Spannungsfunktionen	$U >$, $U <$ (Ph-Ph, Ph- E, U_1 , U_2 , $3 U_0$)	0,1 – 2,00 U_n		0,01 U_n
				0,0 – 9,99 s
Frequenzfunktionen	$f >$, $f <$ (nur Ph-Ph)	45 – 55 Hz		0,01 Hz
				0,0 – 15,0 s
AWE (1- und 3-polig)	Pausenzeit		0,1 – 200 s	0,05 s
	Zyklen	mindestens 2		
	Synchron- kontrolle	ja/nein		

¹⁾ Erweiterte Bereiche und kleinere Stufungen sind möglich.

9.2.5 Ansprech- und Rückfallzeiten/Rückfallverhältnisse weiterer Funktionen

	Max. Kommandozeit	Max. Rückfallzeit ¹⁾	Rückfallverhältnis
Stromfunktionen	≤ 30 ms ²⁾	≤ 30 ms	0,95 – 0,98
Spannungsfunktionen	≤ 50 ms	≤ 50 ms	$> 0,95$ (für $U >$) $< 1,05$ (für $U <$)
Frequenzfunktion	≤ 100 ms ³⁾	≤ 100 ms	$> 0,99$ (für $f >$) $< 1,01$ (für $f <$)

¹⁾ Rückfallzeit ist inklusive Ausgangsrelais

²⁾ bei $I_{Prüf} = 2 I >$ und 50 Hz

³⁾ bei 50 Hz

Literaturverzeichnis

- [1] FNN-Hinweis „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“, September 2009, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
- [2] FNN-Hinweis „IEC 61850 aus Anwendersicht“, Dezember 2012, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)