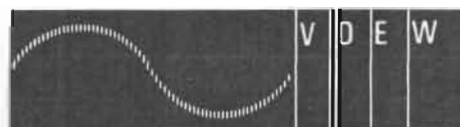
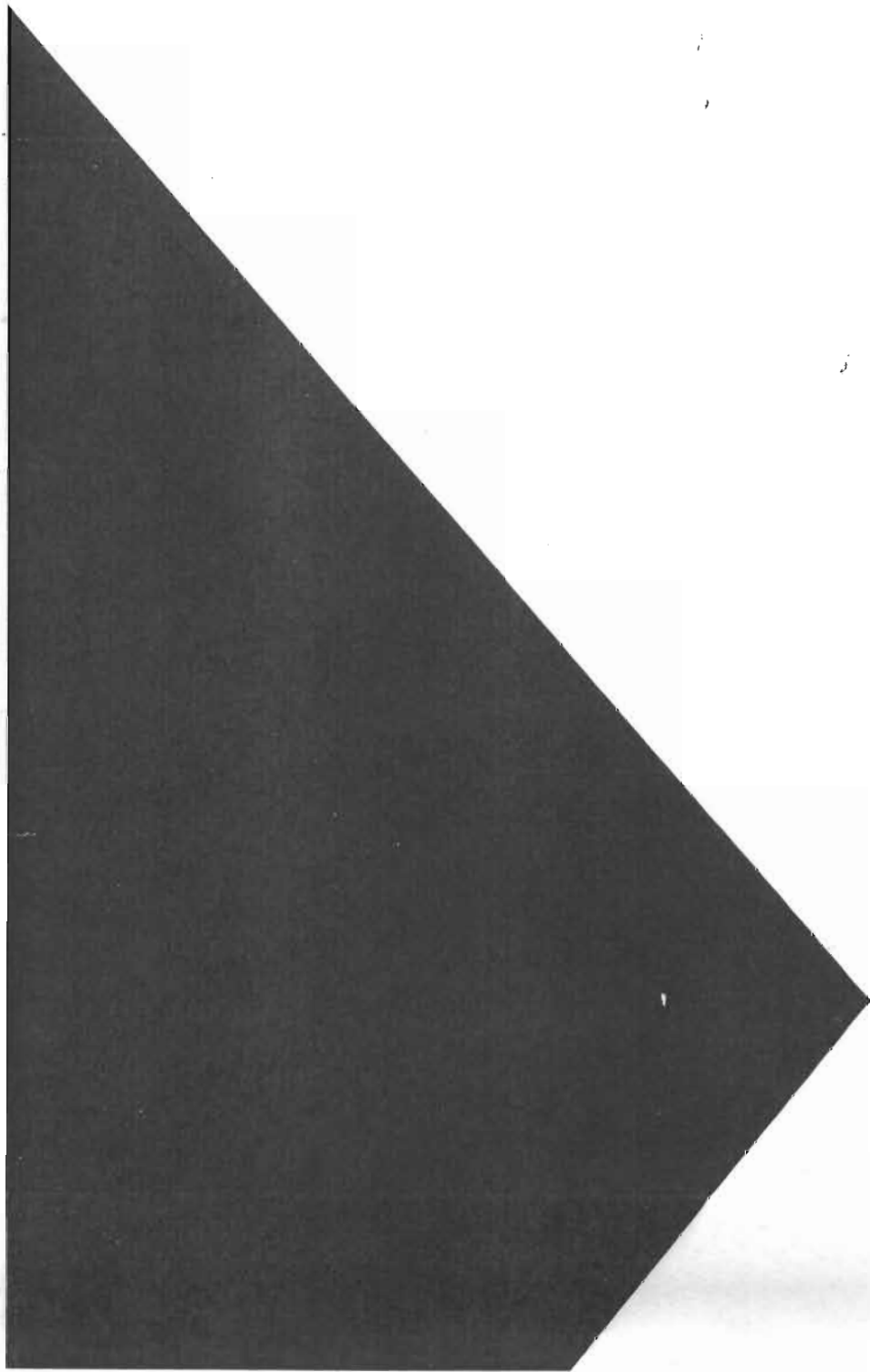


Digitale Stationsleittechnik

Ergänzende Empfehlungen zur Anwendung
in Verteilnetzstationen



Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V.

Digitale Stationsleittechnik

Ergänzende Empfehlungen zur Anwendung
in Verteilnetzstationen

1. Ausgabe 1998

So erreichen Sie den VWEW-Verlag
Telefon 0 69 / 63 04 – 3 18
Telefax 0 69 / 63 04 – 3 59
e-mail vwew@vwew.f.eunet.de
Internet <http://www.vwew.de>

1. Ausgabe 1998

Herausgeber
Vereinigung Deutscher
Elektrizitätswerke – VDEW – e.V.,
Frankfurt am Main

Bearbeitung
VDEW-Arbeitskreis „Digitale
Stationsleittechnik“

ISBN 3-8022-0555-3

copyright
VWEW-Verlag, Frankfurt am Main

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

Verlag
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft
der Elektrizitätswerke m.b.H. – VWEW
Rebstöcker Str. 59
D-60326 Frankfurt am Main

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Typische Einsatzfälle	6
2.1	Schaltanlagentypisierung	6
2.2	Feldtypisierung	8
3	Struktur und Funktionsverteilung	13
4	Feldeinheiten für Mittelspannung	22
4.1	Allgemeines	22
4.2	Beschreibung der Feldeinheiten	24
4.3	Beschreibung der Prozeßschnittstellen	27
4.3.1	Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 1	29
4.3.2	Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 2	30
4.3.3	Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 3	31
4.4	Beschreibung der seriellen Schnittstelle	32
5	Bedienen und Anzeigen an Feldeinheiten	38
5.1	Allgemeines	38
5.2	Bedienen und Anzeigen Schutz	38
5.3	Bedienen und Anzeigen von Steuerung, Überwachung, Regelung	39
6	Parametrierung	41
6.1	Feldleitebene	41
6.2	Stationsleitebene	41
6.3	Parametrierhilfsmittel	43
7	Literatur	44
8	Anhang	45
8.1	Funktionsbeschreibung und Funktionszuordnung	45
8.1.1	Meldungen	45
8.1.2	Meßwerte	47
8.1.3	Steuerung / Regelung	48
8.1.4	Systemaufgaben	49
8.1.5	Sonstige Funktionen	50
8.1.6	Bedienen und Anzeigen	51
8.2	Beispiele für die Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 2	52
8.3	Beispiele für die Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 3	54

1 Einleitung

Der VDEW-Arbeitskreis „Stationsleittechnik“ hat 1994 eine Empfehlung für Hersteller und Betreiber stationsleittechnischer Systeme veröffentlicht [1]. Die Empfehlung an die Hersteller bezieht sich in erster Linie auf Funktionen und Systemeigenschaften, während den Anwendern Hinweise für die Konfiguration, Aufstellung, Prüfung und Inbetriebsetzung gegeben werden. Diese allgemeine Empfehlung ist so angelegt, daß sie alle Einsatzfälle in allen Spannungsebenen der Transport- und Verteilnetze abdecken soll.

In dieser Form wurde sie in der Fachwelt positiv aufgenommen und die deutschen Vertreter in IEC-Normungsgremien versuchen mit gutem Erfolg, wesentliche Teile in internationale Standards einzubringen.

Im Rahmen von stationsleittechnischen Seminaren und Fachtagungen wurde jedoch deutlich, daß vor allem Betreiber von Verteilnetzen im Mittelspannungsbereich Schwierigkeiten haben, ihre betrieblichen Belange in der Empfehlung wiederzufinden.

Insbesondere im Hinblick auf den allgemeinen Kostendruck, sowohl bei den Herstellern als auch bei den Betreibern, wurden konkretere und einfachere Strukturen für die Stationsleittechnik im Verteilnetz gefordert. Die vorliegende ergänzende Empfehlung für das Verteilnetz soll dem Rechnung tragen.

Die nachfolgend zitierten allgemeinen Hinweise aus der VDEW-Publikation „Digitale Stationsleittechnik – Empfehlungen“ aus dem Jahre 1994 [1] werden daher für Verteilnetzstationen in diesem Papier konkretisiert:

„Die jeweilige Funktionalität einer Stationsleiteinrichtung hängt von folgenden Faktoren ab:

- Größe und Bedeutung der Station von der Mittelspannung bis zur Verbundebene
- Verfügbarkeit in Abhängigkeit von Größe und Bedeutung der Station
- Arbeitsabläufe, die beim Betreiber für Test und Inbetriebnahme sowie Pflege der Stationsleittechnik vorgesehen sind
- Einbettung der Stationsleittechnik in das Netzbetriebsführungskonzept eines Betreibers mit unterschiedlicher Anzahl von Netzleitenebenen und unterschiedlicher Funktionsaufteilung zwischen den Netzleitstellen und der Stationsleittechnik
- Entkopplung der Erneuerungszyklen zwischen Stationsleittechnik, Netzleittechnik und Übertragungstechnik.

Diese Einflußfaktoren erfordern, daß die Software- und Hardwarekomponenten eines Stationsleitsystems sehr flexibel zusammenfügbar und parametrierbar sein müssen. Dabei sollte der Einsatz von Standardkomponenten in Form von modularen Bausteinen die schrittweise Erweiterung oder Erneuerung von Stationen ermöglichen.

Aufgrund der vielfältigen Einflußfaktoren und der geforderten Flexibilität wird darauf verzichtet, eine bestimmte Hardwarestruktur oder bestimmte Datenübertragungsverfahren für die interne Kommunikation vorzuschlagen. Es wird deshalb ausschließlich die Funktionsstruktur beschrieben, mit der eine hohe Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit erreicht werden soll.“

Für die Konkretisierung der zitierten allgemeinen Hinweise werden die Beachtung der VDEW-„Richtlinien für Statische Schutzrichtungen“ [2] vorausgesetzt, sowie folgende Punkte definiert:

- Stationen und Schaltanlagen werden nach Größe und Bedeutung klassifiziert.
- Die Verfügbarkeitsanforderungen sind für alle Stations- und Schaltanlagentypen im Verteilnetz gleich.
- Arbeitsabläufe und Netzbetriebsführungskonzepte der Anwender sollen nur geringfügig Einfluß auf die Stationsleittechnik im Verteilnetz nehmen.
- Die Funktionsverteilung innerhalb der Stationsleittechnik ist eindeutig festgelegt.
- Die Entkopplung der Erneuerungszyklen von Stationsleit-, Übertragungs- und Netzleittechnik gilt auch im Verteilnetz. Die Erneuerungskriterien der Stationsleittechnik entsprechen denen des Netzschutzes.
- Die Hardware- und Softwarekomponenten werden minimiert und kostenoptimiert.
- Die gerätetechnische Trennung von Leittechnik, Schutz und Feldbedienung wird teilweise aufgegeben.
- Eine standardisierte, herstellernerneutrale Schnittstelle für die Verbindung von Stationsleit- und Feldleitebene wird gefordert.

Unter diesen Randbedingungen können eindeutige Hardwarestrukturen (Geräte) und Datenübertragungsverfahren vorgeschlagen werden, um aus Sicht der Betreiber einen möglichen Weg für die Entwicklung kostenoptimierter Stationsleiteinrichtungen für Verteilnetzstationen aufzuzeigen.

Diese Empfehlung ist eine Ausarbeitung des Arbeitskreises „Stationsleittechnik und des Arbeitsausschusses „Relais- und Schutztechnik“ unter der Mitwirkung folgender Herren:

AK "Stationsleittechnik"

Herr Aldinger	Ueberlandwerk Jagstkreis AG
Herr Bock	Oder-Spree-Energieversorgung AG
Herr Bollmann	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft m.b.H.
Herr Dircks	VEW ENERGIE AG
Herr Gutt	Stadtwerke Hannover AG
Herr Hylla	MEAG AG
Herr Dr. Hoppe-Oehl	RWE Energie AG
Herr Lehmer	HEAG Versorgungs-AG
Herr Pölchen	PreussenElektra AG
Herr Dr. Thämetl	Energieversorgung Südsachsen AG
Herr Thoma	VDEW
Herr Wörmbke	HEW

AA „Relais- und Schutztechnik“

Herr Schröder	HEW
Herr Emig	RWE Energie AG

Frankfurt am Main, im August 1998

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V.

2 Typische Einsatzfälle

Vor der Konkretisierung der Anforderungen an eine digitale Stationsleittechnik in Verteilnetzstationen wurde eine ausführliche Analyse der Schaltanlagen- und Feldtypen dieser Stationen vorgenommen.

2.1 Schaltanlagentypisierung

Die Typisierung der Schaltanlagen hat zum Ziel, die Unterschiede der technischen Anforderungen an die Stationsleittechnik für Transport- und Verteilnetzstationen beschreiben zu können.

In Tabelle 2.1 werden für die Mittelspannung und die Hochspannung je drei Schaltanlagentypen unterschieden.

Mittelspannung:

- M1: Ortsnetzstation
- M2: Mittelspannungsschaltanlage
- M3: Mittelspannungsschaltanlage mit Einspeisung aus höheren Spannungsebenen

Hochspannung:

- H1: 110-kV-Verteileranlage
- H2: 110-kV-Schwerpunktanlage
- H3: 110-kV-Schaltanlage mit Einspeisung aus höheren Spannungsebenen

Als Verteilnetzstationen in dem hier diskutierten Sinne werden die Schaltanlagentypen M1, M2 sowie M3 in Kombination mit H1 bezeichnet.

Für den Typ M1 wird keine Notwendigkeit für den Einsatz von Stationsleittechnik gesehen.

Für den Typ M2 ist die Auslegung der Stationsleittechnik gemäß dieser Empfehlung vorgesehen.

Für den Typ M3 in Kombination mit H1 wird eine kostenoptimierte einfache Lösung für die Stationsleitebene vorgeschlagen, die mit der Struktur der Stationsleitebene für den Typ M2 übereinstimmt.

In der Feldeleitebene des Typs H1 werden u. a. aufgrund erweiterter Schutzanforderungen keine kombinierten Feldeinheiten für Schutz und Steuerung empfohlen. Feldeinheiten für Steuerung und Überwachung sind entsprechend der Empfehlung von 1994 [1] auszulegen.

Die Bilder 2.1 bis 2.4 zeigen den Aufbau typischer H1-Anlagen.

Für die Typen H2 und H3 wird nach wie vor für Stations- und Feldeleitebene die Stationsleittechnik gemäß der Empfehlung von 1994 vorgeschlagen [1].

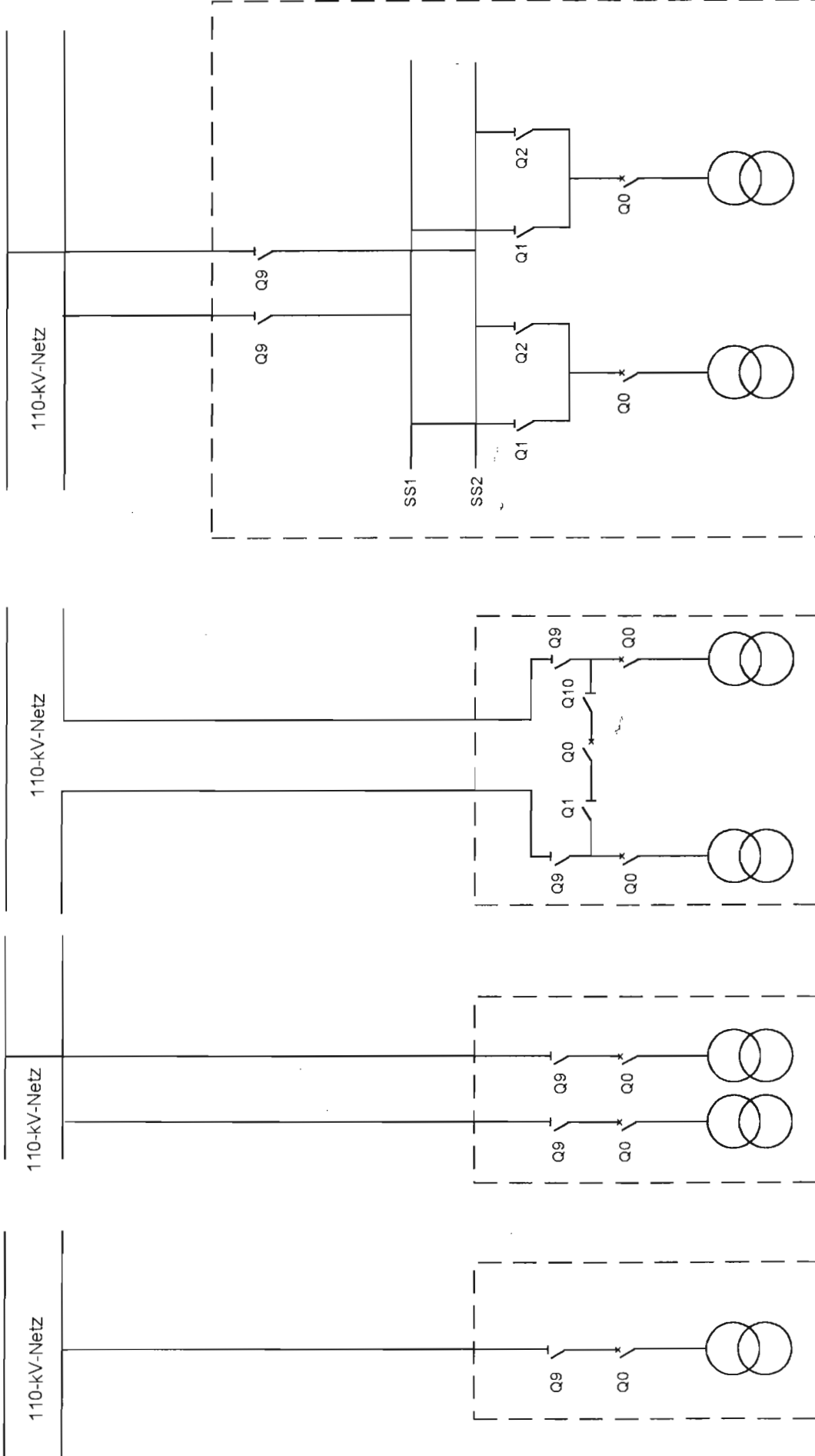


Bild 2.1 Stich

Bild 2.2 Doppelstich

Bild 2.3 H-Schaltung

Bild 2.4 Doppelsammelschiene

Kennzeichnung der Betriebsmittel nach DIN 40719
 Erder sind nicht dargestellt

2.2 Feldtypisierung

Zur Ermittlung der zu berücksichtigenden Feldtypen wurde bei den im VDEW Arbeitskreis „Stationsleittechnik“ vertretenen EVU eine Bestandsaufnahme durchgeführt. Die Analyse hat die in den Bildern 2.5 bis 2.12 dargestellten, in der Mittelspannung gebräuchlichsten, Feldtypen ergeben.

Für die in den folgenden Abschnitten beschriebenen Mengengerüste, Funktionalitäten und Anwendungsbeispiele werden diese Feldtypen als Basis für die Überlegungen verwendet.

Tabelle 2.1 Schaltanlagenarten

Typ	Name	Merkmale	VDEW-Empfehlung Digitale Stations- leittechnik
M1	Ortsnetzstation	keine Leistungsschalter, keine Schutzgeräte, nur Sicherungen, z. B. 2 Kabel mit 1 oder 2 Transformatoren	--
M2	Mittelspannungs-Schaltanlage	Mittelspannungs-Schaltanlage ohne direkte Einspeisung aus höheren Spannungsebenen, Einfachsammschiene oder Doppelsammschiene mit Längstrennung	1998
M3	Mittelspannungs-Schaltanlage mit Einspeisung aus höheren Spannungsebenen	Mittelspannungs-Schaltanlage mit direkter Einspeisung aus höheren Spannungsebenen, maximal 4 Transformatoren	1998
H1	110-kV-Verteilanlage	Stich, Doppelstich, H-Schaltung, andere Bauformen mit max. 4 Transformatoren	1994 1998
H2	110-kV-Schwerpunktanlage	110-kV-Schaltanlage ohne direkte Einspeisung aus höheren Spannungsebenen mit mehr als 6 Schaltfeldern	1994
H3	110-kV-Schaltanlage mit Einspeisung aus höheren Spannungsebenen	110-kV-Schaltanlage mit direkter Einspeisung aus höheren Spannungsebenen, beliebige Anzahl von Sammschienen, Schaltfeldern und Transformatoren	1994

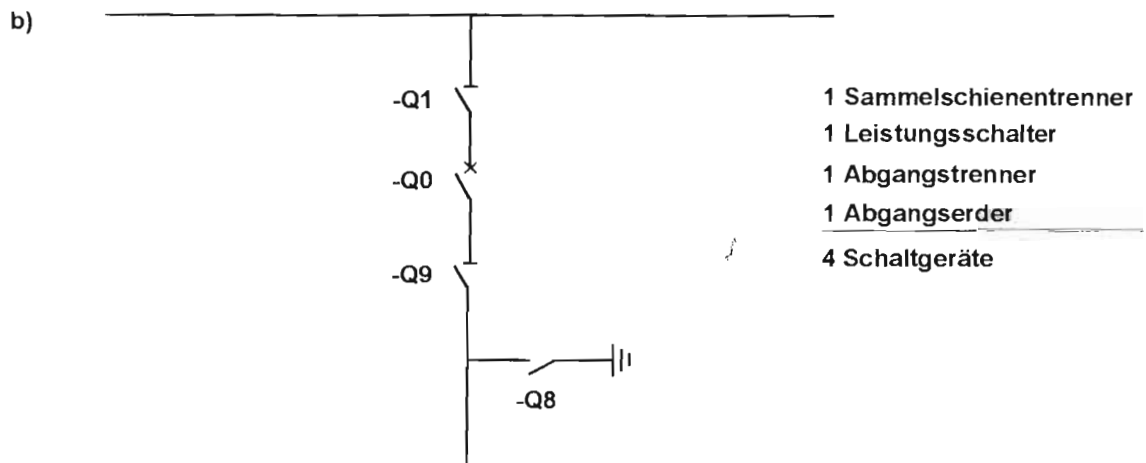
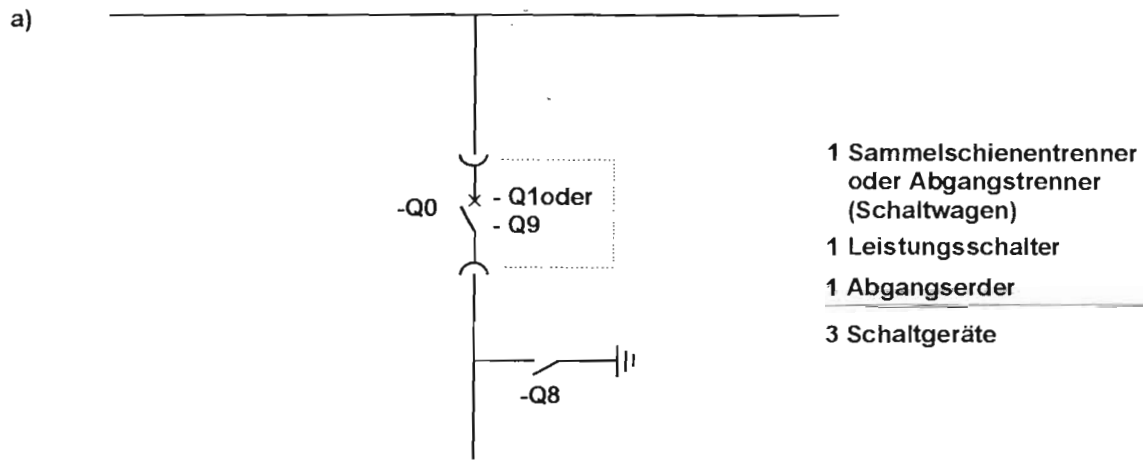


Bild 2.5 a, b Feldtyp luftisolierte Schaltanlage mit Einfachsammschiene

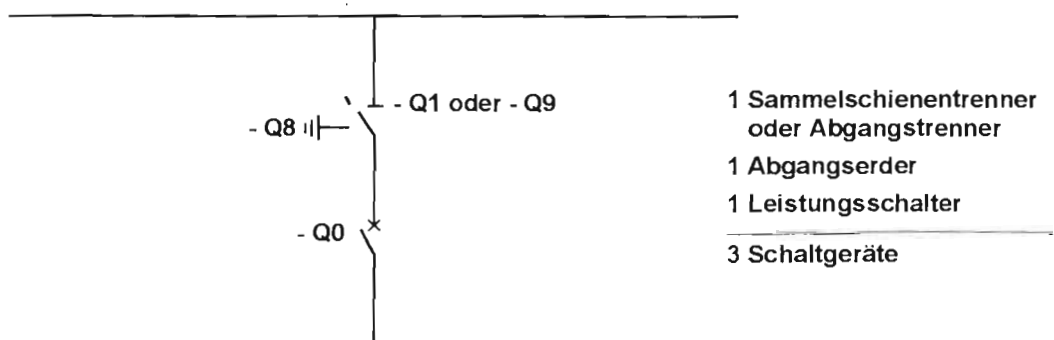


Bild 2.6 Feldtyp gasisolierte Schaltanlage mit Einfachsammschiene

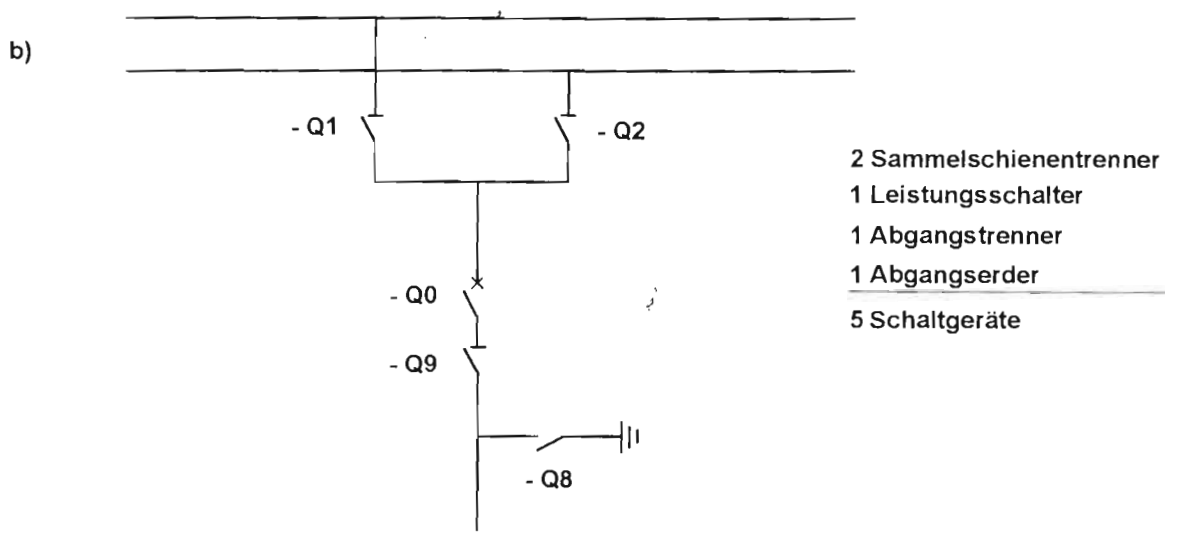
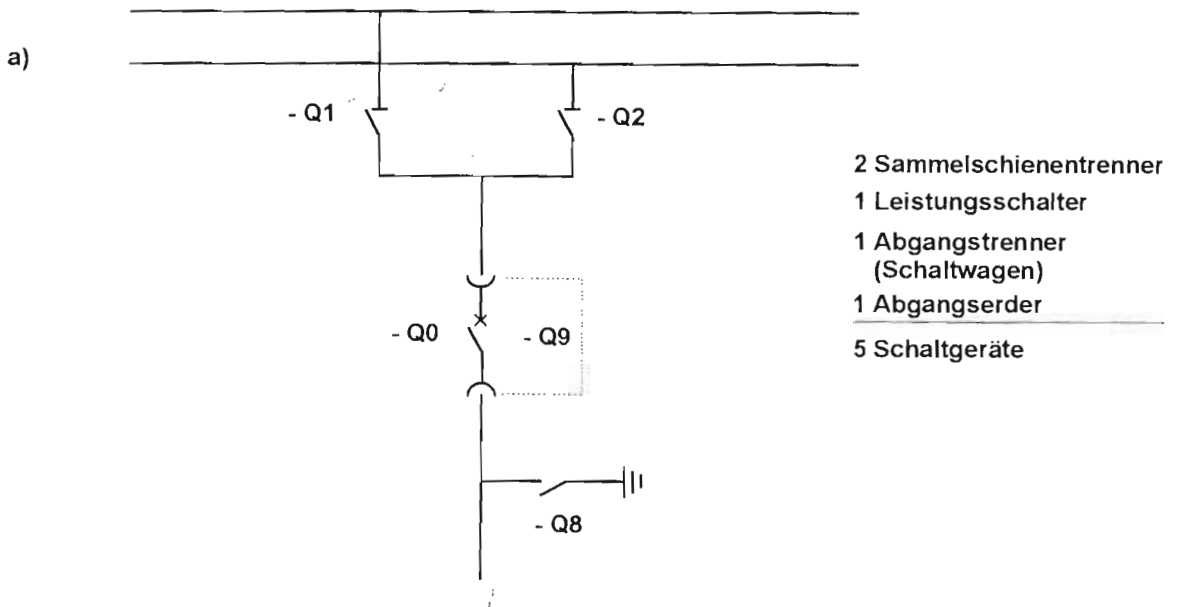


Bild 2.7 a,b Feldtyp luftisolierte Schaltanlage mit Doppelsammelschiene, konventionelle Bauweise

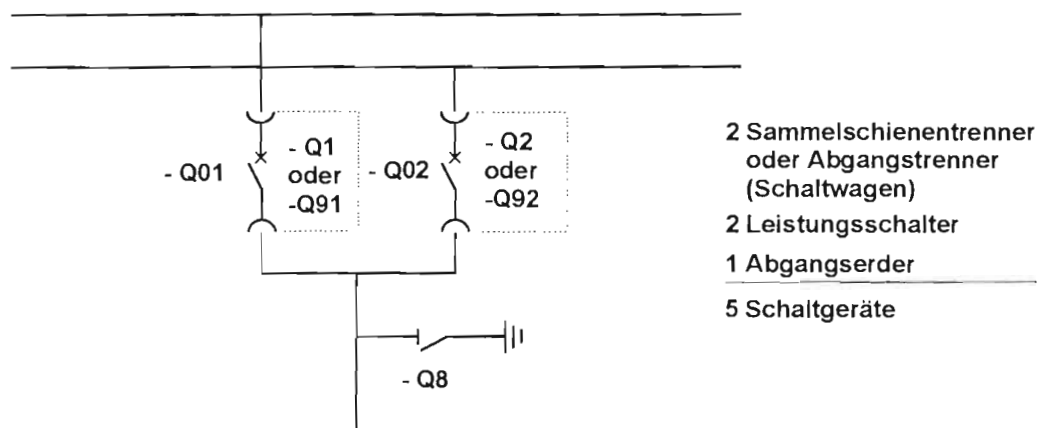
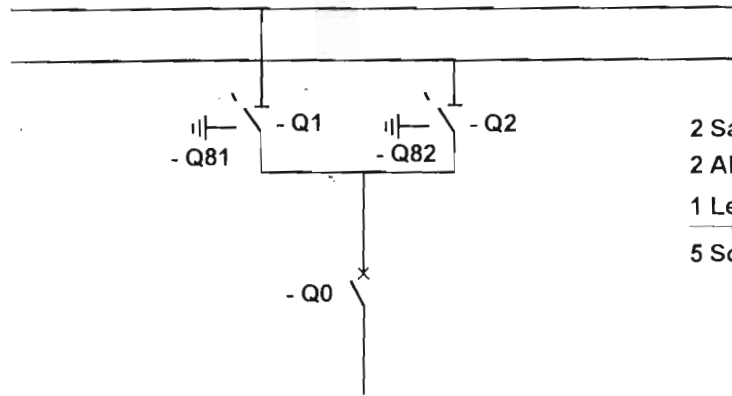


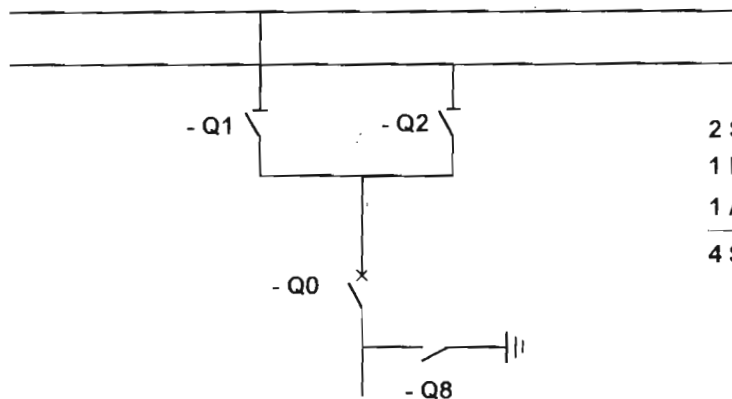
Bild 2.8 Feldtyp luftisolierte Schaltanlage mit Doppelsammelschiene, Schaltwagenanlage mit 2 Leistungsschaltern

a)



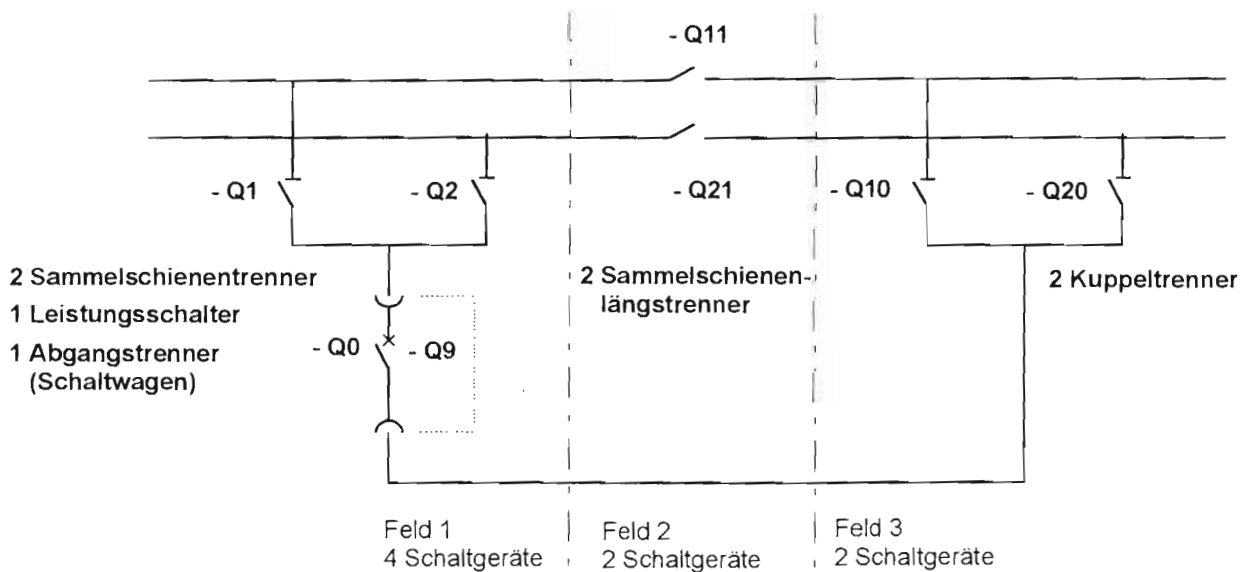
2 Sammelschientrenner
 2 Abgangserder
 1 Leistungsschalter
 5 Schaltgeräte

b)



2 Sammelschientrenner
 1 Leistungsschalter
 1 Abgangserder
 4 Schaltgeräte

Bild 2.9 a,b Feldtyp gasisolierte Schaltanlage mit Doppelsammelschiene



2 Sammelschientrenner
 1 Leistungsschalter
 1 Abgangstrenner
 (Schaltwagen)

2 Sammelschienen-
 längstrenner

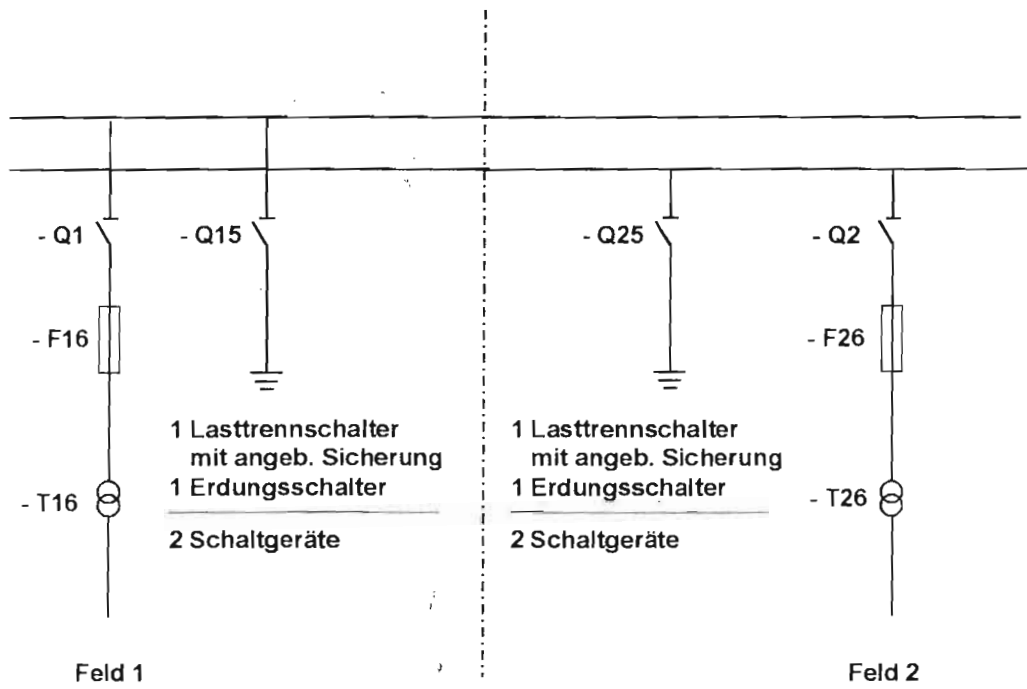
2 Kuppeltrenner

Feld 1
 4 Schaltgeräte

Feld 2
 2 Schaltgeräte

Feld 3
 2 Schaltgeräte

Bild 2.10 Feldtyp Kuppelfeld mit Sammelschienenlängstrennung



alternativ 1 Feld mit 4 Schaltgeräten

Bild 2.11 Feldtyp Sammelschienenenerdung und Sammelschienen Spannungsmessung

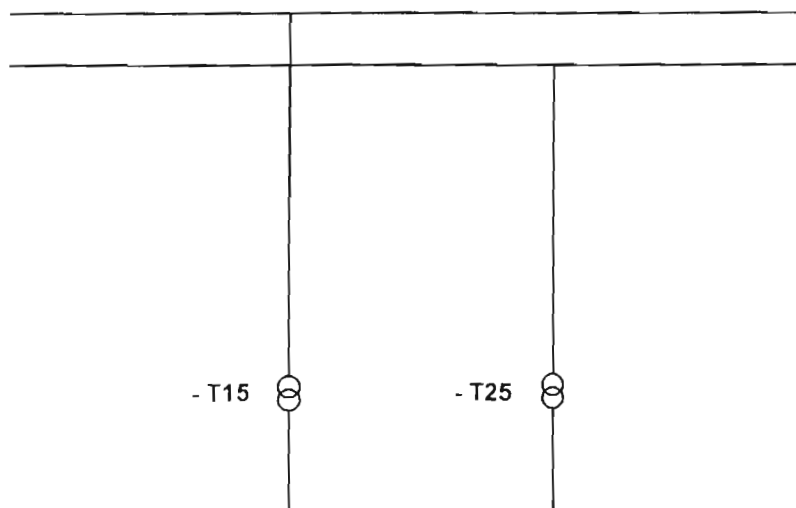


Bild 2.12 Feldtyp Sammelschienen Spannungsmessung

3 Struktur und Funktionsverteilung

In der VDEW Empfehlung „Digitale Stationsleittechnik - Empfehlungen“ von 1994 [1] wird ein Zwei-Ebenen-Konzept mit Stationsleitebene und Feldeleitebene beschrieben. Ferner wird dort eine Funktionsstruktur mit Zuordnung von Funktionen empfohlen. Für die Verteilung der Funktionen wird jedoch keine eindeutige Festlegung getroffen, so daß der Datenaustausch zwischen den Funktionsblöcken insbesondere auch zwischen Stations- und Feldeleitebene herstellerspezifisch bleibt.

Des Weiteren wurden in [1] Tabellen erstellt, die die Gesamtheit der damals diskutierten Funktionen enthalten. Diese Tabellen werden in geringfügig modifizierter Form in den Tabellen 3.1 bis 3.6 wiedergegeben.

Die Einzelfunktionen sind sortiert nach den Funktionsgruppen

- Meldungen in Tabelle 3.1
- Meßwerte in Tabelle 3.2
- Steuerung / Regelung in Tabelle 3.3
- Systemaufgaben in Tabelle 3.4
- Sonstige Funktionen in Tabelle 3.5
- Bedienen und Anzeigen in Tabelle 3.6.

In den Spalten dieser Tabellen ist gekennzeichnet, welche Funktion in welchem Funktionsblock angesiedelt sein soll. Es wird unterschieden:

- m: Funktion sollte hier möglich sein,
- s: Funktion ist hier am sinnvollsten,
- z: Funktion ist zwingend hier anzusiedeln.

Für die hier detailliert betrachtete Anwendung in Verteilnetzstationen werden nach Analyse der erforderlichen Funktionalität die Freiheitsgrade für die Funktionsverteilung eingeschränkt. In den Tabellen 3.1 bis 3.6 ist im Unterschied zur Empfehlung von 1994 [1] zusätzlich vermerkt, ob die jeweilige Funktion in den Feldeinheiten vom Typ 1,2 oder 3 (vgl. Kapitel 4) bzw. in den Stationstypen M2 oder H1 + M3 enthalten sein muß.

Erläuterungen zu den Funktionen sind im Anhang enthalten.

Aus der Betrachtung der Funktionsverteilung in den Tabellen 3.1 bis 3.6 ergibt sich eine Struktur für die Mittelspannung (Stationstyp M2). Die Struktur ist in Bild 3.1 dargestellt. Die Struktur unterscheidet sich im Vergleich zur Funktionsstruktur in der Empfehlung von 1994 [1] im wesentlichen in folgenden Punkten:

- Die Feldeinheiten sind in ihren Funktionen definiert und autonom einsetzbar, d.h. sie müssen auch ohne bzw. mit gestörter Stationseinheit in vollem Funktionsumfang betrieben werden können.
- Die serielle Schnittstelle zwischen Stationsleitebene und Feldeleitebene soll eine offene und genormte Schnittstelle entweder auf Basis der IEC 61850 oder eine adaptierte Schnittstelle auf Basis der IEC 60870-5-103 sein, damit Feldeinheiten und Stationsleiteinrichtungen von verschiedenen Herstellern eingesetzt werden können.
- Die Funktionsblöcke der Stationsleitebene müssen hardwaremäßig nicht mehr autonom ausgebildet werden. Stationsbedienung und Archivierung sind nicht zwingend erforderlich, sollen jedoch optional lieferbar sein.

Bild 3.2 zeigt die Struktur einer Stationsleittechnik für eine Verteilnetzstation, bestehend aus Schaltanlagen der Typen H1 und M3. Die Zusammenfassung der Funktionsblöcke in der Stationsleitebene ist wie beim Stationstyp M2. In der Feldeleitebene gibt es sowohl MS-Feldeinheiten der Gerätetypen 1, 2 und 3 (vgl. Kapitel 4) als auch HS-Feldeinheiten gemäß der Empfehlung von 1994 [1]. Der Einsatz der verschiedenen MS-Feldeinheitstypen in Bild 3.1 und 3.2 orientiert sich an den Spezifikationen und Beispielen in Abschnitt 4.3.

Tabelle 3.1 Meldungen

Erläuterung zu der Tabelle

m: Funktion sollte hier möglich sein

s: Funktion ist hier am sinnvollsten

z: Funktion ist zwingend hier erforderlich

Funktion	Zuordnung	Feldleitebene		Funktion erforderlich in				Stationsleitebene				Funktion erforderlich für	
		Feldleinheit		kombinierte Feldleinheit Typ 1	Feldleinheit Typ 2	Feldleinheit Typ 3	Stations- bedienung	Leitstellen- kopplung	Zentral- funktionen	Stationstyp M2	Stationstyp H1+M3		
		Feldleinheit											
Übernahme vom Prozeß		z	ja	ja	ja	ja					ja	ja	
Zeitzuordnung		z	ja	ja	ja	ja					ja	ja	
Unterdrückung Flattermeldungen		z	ja	ja	ja	ja					ja	ja	
Unterdrückung kurzzeitiger Meldungen		z	ja	ja	ja	ja					ja	ja	
Störstellungsunterdrückung		z	ja	ja	ja	ja					ja	ja	
Sammelmeldungsbildung		z	ja	ja	ja	ja				z	ja	ja	
Bereitstellung der Detailinformation			nein	nein	nein	nein					nein	nein	
Verarbeitung von Zeitinformationen		s	ja	ja	ja	ja					ja	ja	
Erzeugung Schalterfallmeldung		z	ja	ja	ja	ja					ja	ja	
Erzeugung akustischer Signale			nein	nein	nein	nein					ja	ja	
Unterdrückung abhängiger Meldungen			nein	nein	nein	nein				m	ja	ja	
Verwaltung von Meldeabbildern		z	ja	ja	ja	ja				m	ja	ja	
Bearbeitung von Generalabfragen		z	ja	ja	ja	ja				z	ja	ja	

Tabelle 3.2 Meßwerte

Erläuterung zu der Tabelle
 m: Funktion sollte hier möglich sein
 s: Funktion ist hier am sinnvollsten
 z: Funktion ist zwingend hier erforderlich

Funktion	Zuordnung	Feldeleitebene		Funktion erforderlich in			Stationsleitebene				Funktion erforderlich für	
		Feldeinheit	kombinierte Feldeinheit Typ 1	Feldeinheit Typ 2	Feldeinheit Typ 3	Stationsbedienung	Leitstellenkopplung	Zentralfunktionen	Stationstyp M2	Stationstyp H1+M3		
Übernahme vom Prozeß		z	ja	ja	ja				ja	ja		ja
Umrechnung		z	ja	ja	ja		m	m	ja	ja		ja
Berechnung von Wirk- und Blindleistung			nein	nein	nein				nein	nein		nein
Grenzwertüberwachung		z	ja	ja	ja		m		ja	ja		ja
Meßwertberuhigung		z	ja	ja	ja			m	ja	ja		ja
Unsymmetrieüberwachung			nein	nein	nein				nein	nein		nein
Meßwertsummierung			nein	nein	nein				nein	ja	m	ja
Integration			nein	nein	nein				nein	ja	m	ja
Minimal- / Maximalwertermittlung			nein	nein	nein				nein	nein		nein
Ersatzwertzuweisung			nein	nein	nein				nein	nein		nein

Tabelle 3.3 Steuerung / Regelung

Erläuterung zu der Tabelle

- m: Funktion sollte hier möglich sein
- s: Funktion ist hier am sinnvollsten
- z: Funktion ist zwingend hier erforderlich

Funktion	Feldleitebene		Funktion erforderlich in			Stationsleitebene				Funktion erforderlich für	
	Feldeinheit		kombinierte Feldeinheit Typ 1	Feldeinheit Typ 2	Feldeinheit Typ 3	Stationsbedienung	Leitstellenkopplung	Zentralfunktionen	Stationstyp M2	Stationstyp H1+M3	
Einzelsteuerung, Befehlsausgabe	z		ja	ja	ja				ja	ja	
Stufung Transformatoren, Erdschlußlöschspulen	z		nein	nein	ja				ja	ja	
Doppelbetätigungssperre	z		ja	ja	ja			m	ja	ja	
Befehlslaufzeitüberwachung	z		ja	ja	ja				ja	ja	
Schaltfolgen	m		nein	nein	ja				nein	nein	
Umschaltautomatiken			nein	nein	nein			m	ja	ja	
Automatische Quittierung			nein	nein	nein			m	ja	ja	
Parallelschalten			nein	nein	nein				nein	nein	
Feldverriegelung	m		ja	ja	nein			m	ja	ja	
Anlagenverriegelung			nein	nein	nein			m	ja	ja	
Überwachung des Parallel- laufs von Transformatoren	z		nein	nein	ja				nein	nein	
Zulässigkeitsprüfung	s		ja	ja	ja			m	ja	ja	
Regelung Transformatoren	s		nein	nein	ja			m	ja	ja	
Regelung Erdschlußlöschspulen	s		nein	nein	ja			m	ja	ja	

Tabelle 3.4 Systemaufgaben

Erläuterung zu der Tabelle
 m: Funktion sollte hier möglich sein
 s: Funktion ist hier am sinnvollsten
 z: Funktion ist zwingend hier erforderlich

Funktion	Zuordnung	Feldleitebene		Funktion erforderlich in			Stationsleitebene				Funktion erforderlich für	
		Feldeinheit	kombinierte Feldeinheit Typ 1	Feldeinheit Typ 2	Feldeinheit Typ 3	Stationsbedienung	Leitstellenkopplung	Zentralfunktionen	Stationstyp M2	Stationstyp H1+M3		
Zeitsynchronisierung			nein	nein	nein			s	ja	ja		ja
Informationssperren	m		ja	ja	ja			s	m	ja	ja	ja
Konfiguration für den Betrieb			nein	nein	nein					nein	nein	nein
Systemauskunft			nein	nein	nein		m		m	ja	ja	ja
Selbstüberwachung	z		ja	ja	ja		z	z	z	ja	ja	ja

Tabelle 3.5 Sonstige Funktionen

Erläuterung zu der Tabelle

- m: Funktion sollte hier möglich sein
- s: Funktion ist hier am sinnvollsten
- z: Funktion ist zwingend hier erforderlich

Funktion	Zuordnung	Feldleitebene	Funktion erforderlich in			Stationsleitebene				Funktion erforderlich für	
		Feldeinheit	kombinierte Feldeinheit Typ 1	Feldeinheit Typ 2	Feldeinheit Typ 3	Stationsbedienung	Leitstellenkopplung	Zentralfunktionen	Stationstyp M2	Stationstyp H1+M3	
Zählwerterfassung			nein	nein	nein			m	ja	ja	
Archivierung			nein	nein	nein			s	ja	ja	
Protokollierung			nein	nein	nein	s			ja	ja	
Protokollwandlung			nein	nein	nein		z		ja	ja	
Störwerterfassung		z	ja	nein	nein				ja	ja	
Schutzankopplung			nein	nein	nein			m	ja	ja	

Tabelle 3.6

Bedienen und Anzeigen

Erläuterung zu der Tabelle

m: Funktion sollte hier möglich sein

s: Funktion ist hier am sinnvollsten

z: Funktion ist zwingend hier erforderlich

Funktion	Zuordnung	Feldleitebene		Funktion erforderlich in			Stationsleitebene				Funktion erforderlich für	
		Feldeinheit	kombinierte Feldeinheit Typ 1	Feldeinheit Typ 2	Feldeinheit Typ 3	Stationsbedienung	Leitstellenkopplung	Zentralfunktionen	Stationstyp M2	Stationstyp H1+M3		
Steuerung von Geräten		z	ja	ja	nein	m	z		ja	ja		
Sichern gegen Wiedereinschalten		z	ja	ja	ja				ja	ja		
Transformatorstufen Regler Ein / Aus		z	nein	nein	ja	m	z		ja	ja		
E-Spulenstufen Regler Ein / Aus		z	nein	nein	ja	m	z		ja	ja		
Steuerungen allgemein		m	ja	ja	ja	m	m		ja	ja		
Informationssperren		m	ja	ja	ja	s	m		ja	ja		
Systembedienungen		z	ja	ja	ja	m	m		ja	ja		
Umschaltung Ort- / Fernsteuerung		z	ja	ja	ja	m			ja	ja		
Geräterückmeldung		z	ja	ja	ja	m	z		ja	ja		
Warm- und Störmeldungen		z	ja	ja	ja	m	z		ja	ja		
Meßwerte		z	ja	ja	ja	m	z		ja	ja		
Stufenstellungsanzeige		z	nein	nein	ja	m	z		ja	ja		
Baugruppenstörung		z	ja	ja	ja	m			ja	ja		

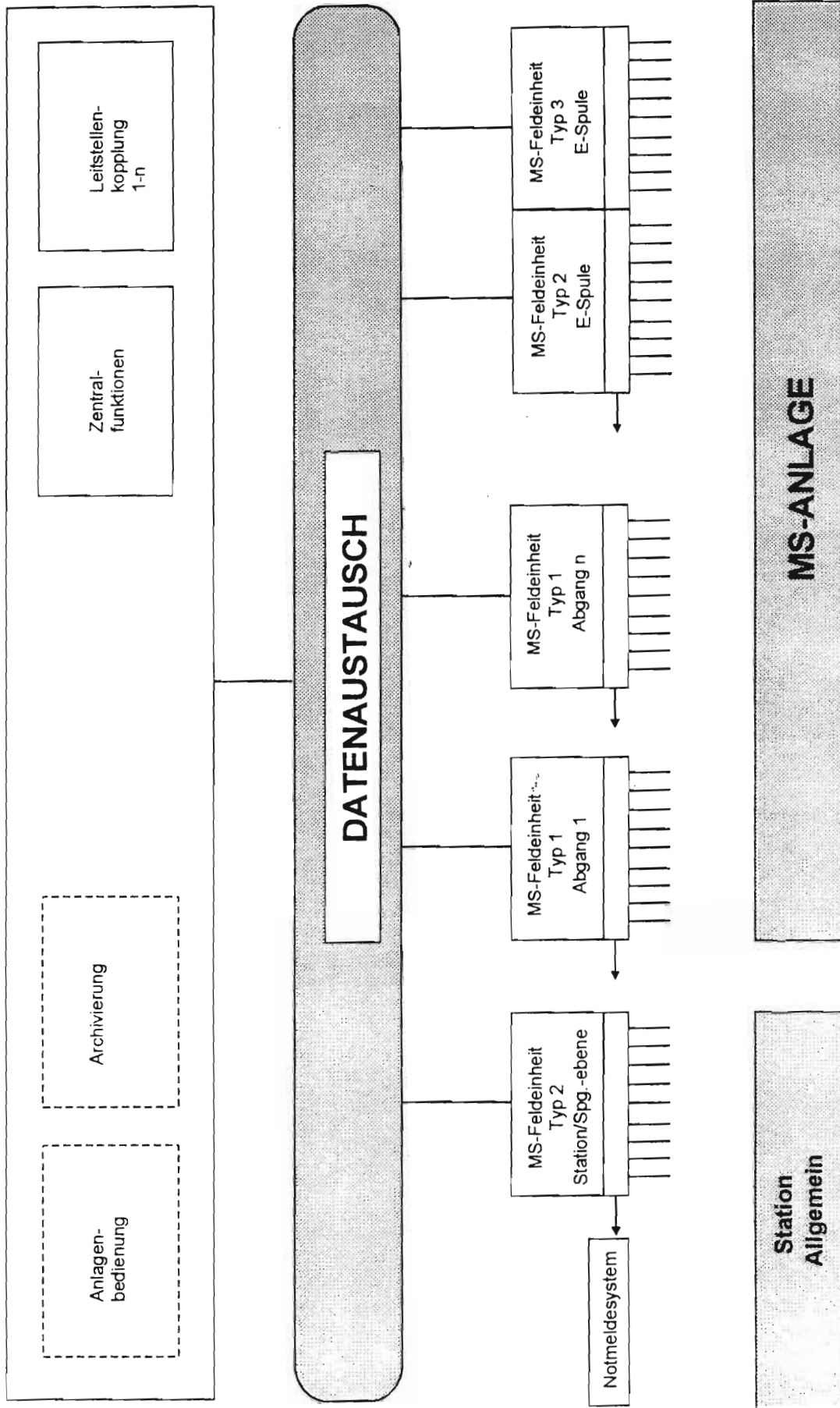


Bild 3.1 Stationstyp M2 (MS-Schaltanlage ohne Einspeisung aus höheren Spannungsebenen)

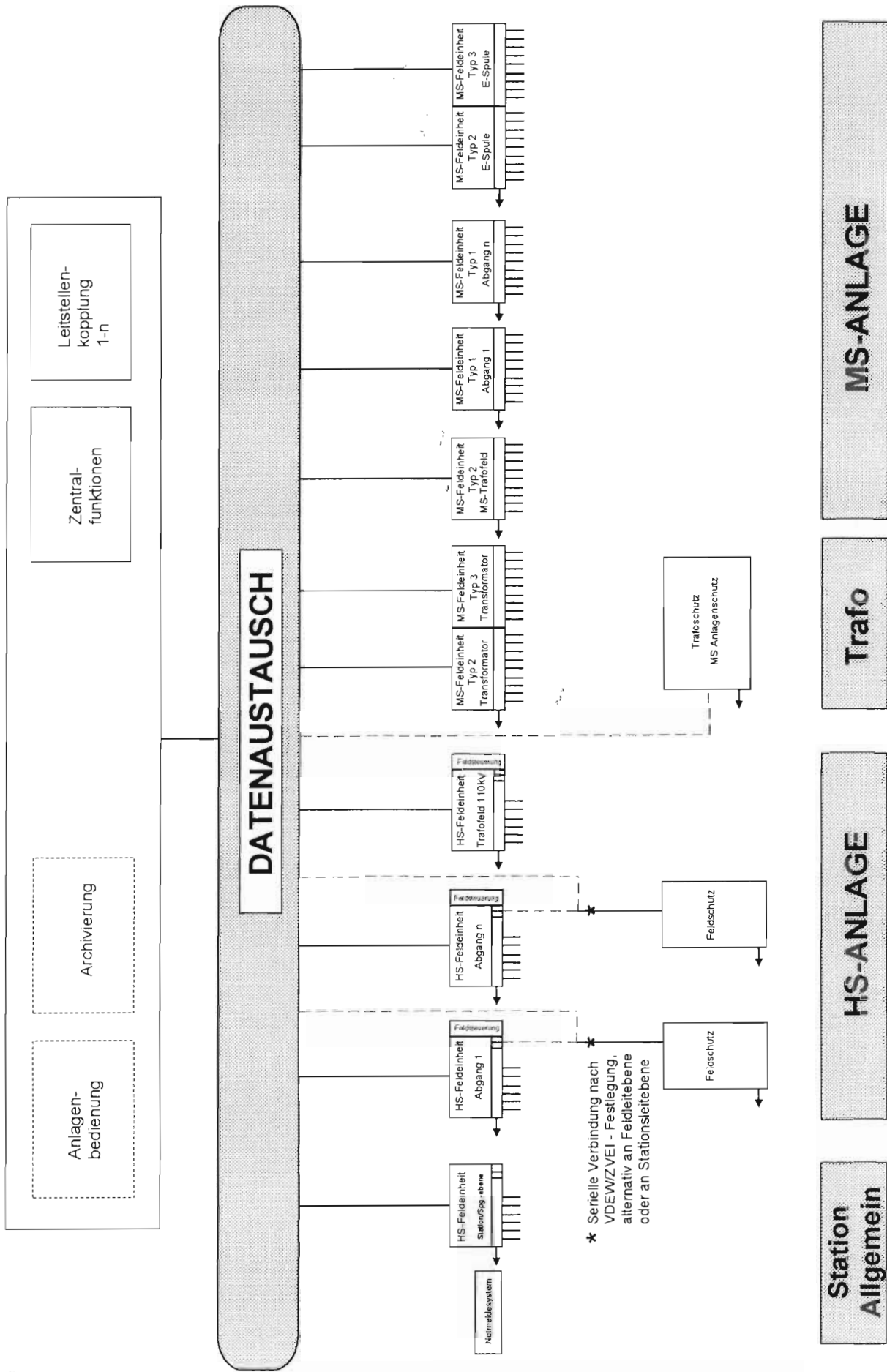


Bild 3.2 Stationstyp H1+ M3 (HS-Schaltanlage Typ H1 mit MS-Schaltanlage Typ M3)

4 Feldeinheiten für Mittelspannung

4.1 Allgemeines

Für die Steuerung und Überwachung aller mittelspannungsseitigen Betriebsmittel sind in Schaltanlagen vom Typ M2 und M3 verschiedene Feldeinheiten erforderlich, die sich im Funktions- und Informationsumfang und damit auch im Umfang der Prozeßschnittstellen und zum Teil in der Bedienung unterscheiden.

Es besteht die Aufgabe, Schaltgeräte in Feldern mit und ohne Schutzfunktionen zu steuern und zu überwachen. Wichtige Betriebsmittel wie Transformatoren und Sternpunktbildner mit Erdschlußkompensationsspulen (E-Spulen) sind zu überwachen und verschiedene Regelfunktionen sind durchzuführen.

Für diese Aufgaben werden drei Typen von Feldeinheiten beispielhaft beschrieben. Diese Beschreibung soll allerdings nicht den Charakter einer technischen Spezifikation für Hersteller oder Betreiber haben. Vielmehr ist daran gedacht, ein aus der Sicht der Anwender mögliches und sinnvolles Gerätespektrum aufzuzeigen:

- **Typ 1: Kombiniertes Schutz-, und Steuerungs-/Überwachungsgerät für Mittelspannungsfelder**
- **Typ 2: Steuerungs-/Überwachungsgerät für die Steuerung und Überwachung von Schaltfeldern ohne Netzschutzfunktionen bzw. für die Überwachung von Transformatoren, Sternpunktbildnern mit E-Spulen und der Station allgemein (Batterie, Eigenbedarf etc.).**
- **Typ 3: Steuerungs- und Regelgerät für Steuerung und Regelung der Spannung von Transformatoren und der Resonanzspannung bei E-Spulen.**

Die Gerätetypen 1 und 2 sind hinsichtlich Stromversorgung, Datenschnittstelle, Parametrierschnittstelle, Bedien- und Anzeigeoberfläche identisch, sie unterscheiden sich lediglich funktional und im Umfang der Prozeßschnittstelle.

Das Gerät vom Typ 2 enthält keine Schutzfunktion, ansonsten alle Funktionen des Typ 1.

Das Gerät vom Typ 3 benötigt keine Schutzfunktionen. Es enthält jedoch zusätzliche Regelfunktionen. Die Regelfunktionen bedingen abweichende Bedienungen und Anzeigen gegenüber den Gerätetypen 1 und 2. Stromversorgung, Daten- und Parametrierschnittstellen sollten jedoch identisch sein.

Typische Einsatzfälle der drei Feldeinheiten zeigt Bild 4.1.

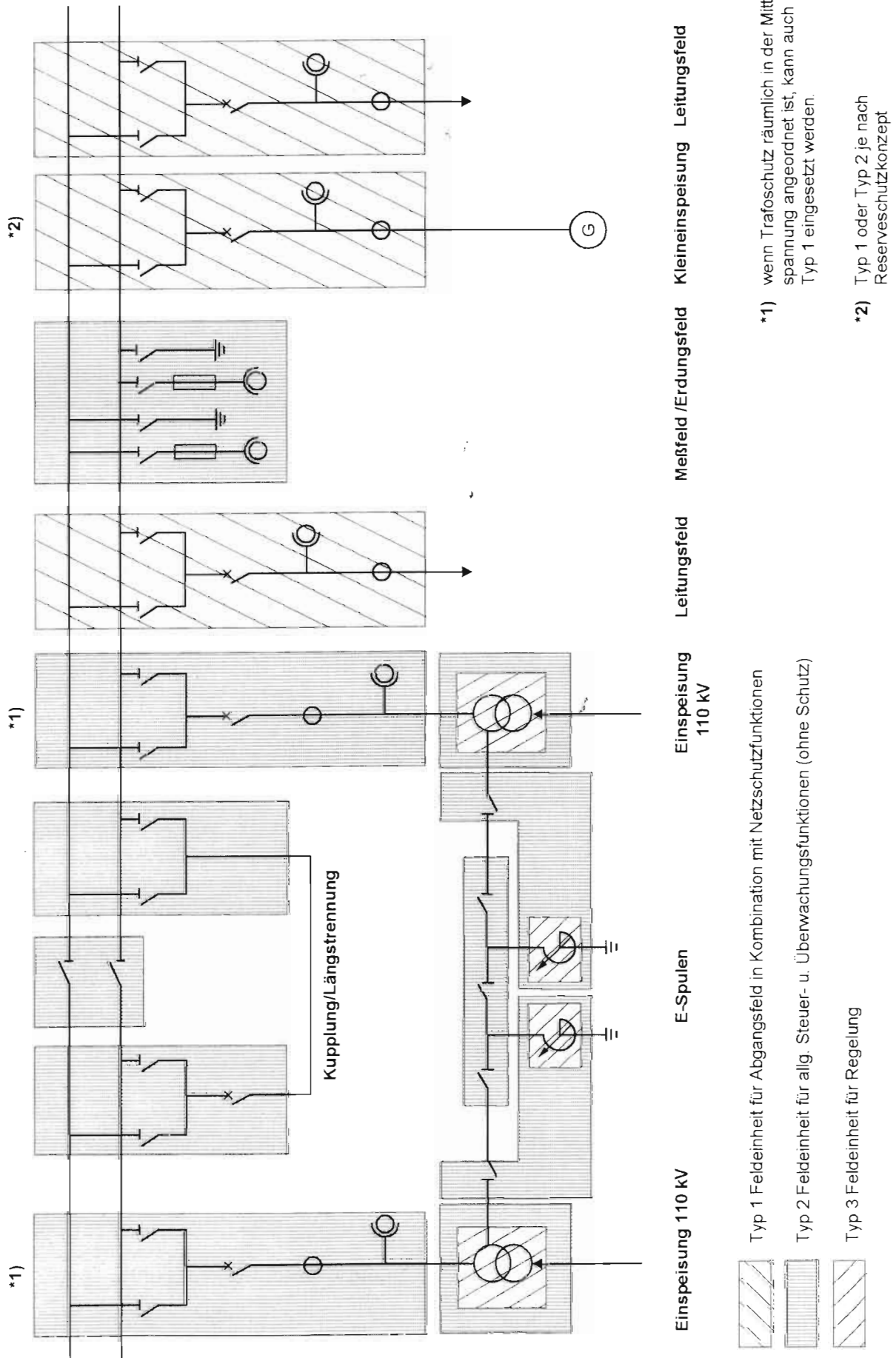


Bild 4.1 Typische Einsatzfälle der drei Feldeinheiten

4.2 Beschreibung der Feldeinheiten

Typ 1: Kombinierte Feldeinheit für Schutz, Steuerung und Überwachung

Aus wirtschaftlichen Gründen kann es sich als sinnvoll erweisen, für Mittelspannungsfelder ein kombiniertes Schutz-, Steuer- und Überwachungsgerät einzusetzen. Es besteht aus der Prozeßschnittstelle, der Stromversorgung, den „Verarbeitungsblöcken“ und der Feldbedienung (siehe Bild 4.2).

Die „Verarbeitung“ soll folgende modulare Funktionseinheiten umfassen:

- Schutz: AMZ-, UMZ-, gerichteter UMZ- und Distanzschutz, optional mit Erdschlußrichtungserfassung, einmaliger und zweimaliger automatischer Wiedereinschaltung.
- Messung: Betriebsmeßwerte (z.B. Strom und Spannung) über die sekundären Strom- und Spannungswandleranschlüsse für den Schutz, oder über einen separaten Anschluß an einen Meßwandler, wenn der Betriebsstrom genauer erfaßt werden soll.
- Steuerung und Überwachung:
 - Befehle von Ferne oder vor Ort an die Schaltgeräte eines Feldes unter Beachtung verschiedener Zulässigkeitsbedingungen
 - Feldverriegelungen sind möglich, jedoch nicht zwingend erforderlich
 - Meldungen (Stellungsmeldungen der Schaltgeräte und Hilfseinrichtungen, Betriebs- und Störmeldungen) aus dem zugeordneten Schaltfeld
 - Selbstüberwachungsroutinen zur rechtzeitigen Erkennung interner Fehler oder Ausfall von Teilfunktionen
- Kommunikation:
 - Datenaustausch in Befehls- und Melderichtung mit der Stationsleitebene z.B. auf Basis der IEC-Schnittstelle 61850 oder 60870-5-103
 - Datenaustausch mit einem PC z.B. über RS 232 für die Parametrierung aller Funktionen und die Auslesung von Datenspeichern (Parameter, Stör- und Warnmeldungen, Störwerte aus dem Schutz etc.)
- Feldbedienung: Einfache und benutzerfreundliche Bedienoberfläche für
 - die Steuerung aller Schaltgeräte eines Feldes
 - die Anzeige aller Schalterstellungen sowie von internen und externen Betriebs-, Stör- und Warnmeldungen möglichst in Schaltsymbolen nach DIN 40713 bzw. DIN EN 60617 und DIN 40719 bzw. DIN EN 61082 oder im Klartext in einem Grafikdisplay sowie 8 Meldungen über LED's.
 - die Anzeige von Betriebsmeßwerten als Primärgrößen
 - die Eingabe von Schutzparametern
 - die Auslesung von Schutzdaten

Durch die Zusammenfassung von Schutz, Messung, Steuerung und Überwachung wird der Hardwareaufwand erheblich reduziert, da folgende Komponenten nur einmal benötigt werden:

- Stromversorgung
- Datenschnittstelle für die Kommunikation zwischen Feldeinheit und Stationseinheit
- PC-Parametrierschnittstelle
- Bedien- und Anzeigeoberfläche
- Einige Prozeßeingänge und -ausgänge.

Das Gerät muß den Richtlinien und Anforderungen für Statische Schutzeinrichtungen der VDEW [2] entsprechen und den speziellen im Anhang beschriebenen Anforderungen für die einzelnen Schutzeinrichtungen genügen. Ebenso sind die Empfehlungen des VDEW-Arbeitsausschusses „Relais- und Schutztechnik“ für Bedienung und Parametrierung zu beachten [4]. Die Schutzschnittstellen sind im „VDEW-Ringbuch Schutztechnik“ beschrieben [3].

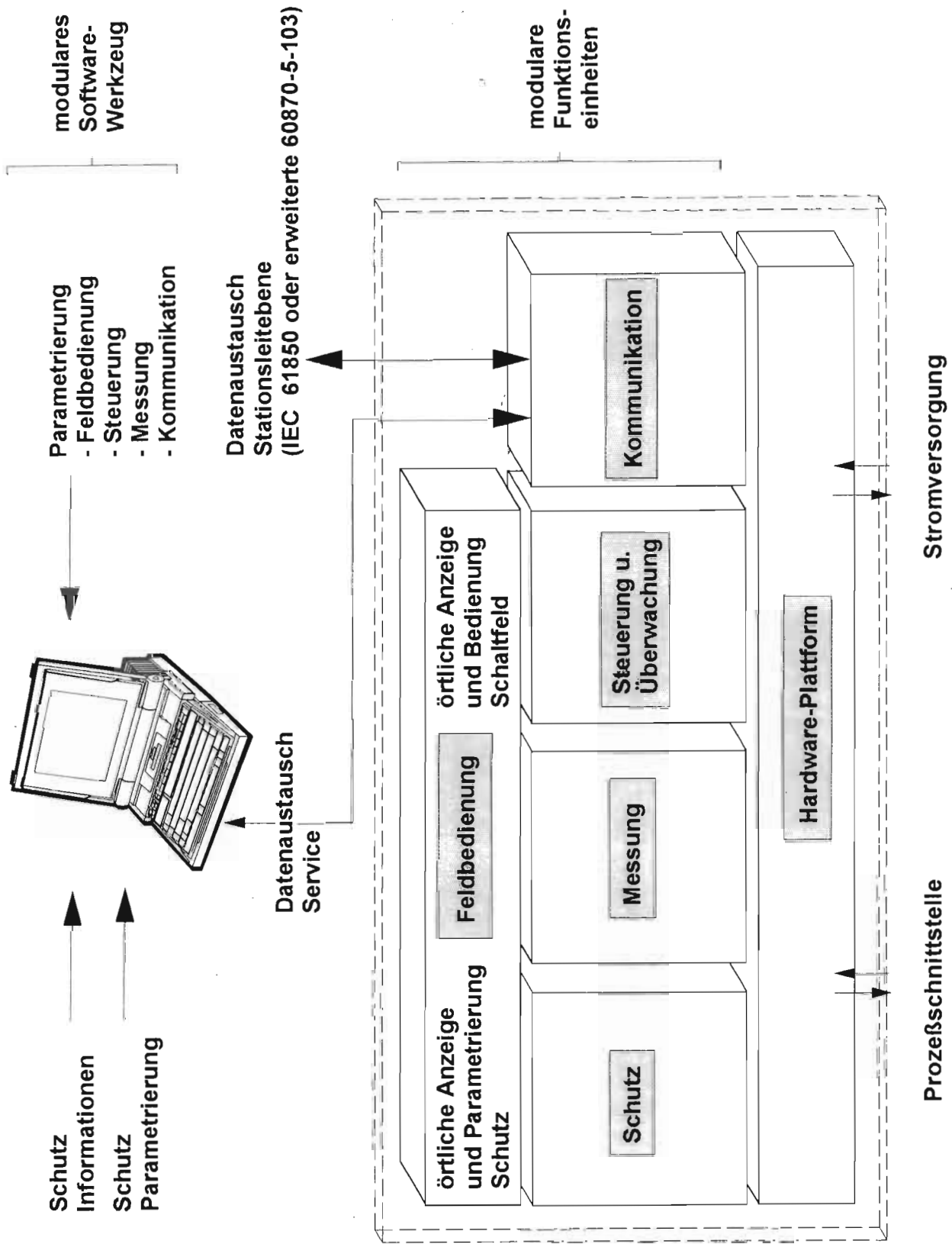


Bild 4.2 Kombinierte Feldeinheit für Schutz, Steuerung und Überwachung

Bei Ausfall des Gerätes muß die Not-Aus-Schaltung des Leistungsschalters vor Ort in jedem Fall möglich sein. Wenn der funktionale Doppelausfall des Schutzes und der Fernsteuerung betrieblich nicht akzeptiert werden kann, ist der Einsatz des Gerätes nicht zu empfehlen.

Typ 2: Feldeinheit für Steuerung und Überwachung ohne Schutzfunktion

Alle für den Typ 1 getroffenen Aussagen hinsichtlich Steuerung und Überwachung, Kommunikation sowie Feldbedienung gelten auch für diesen Gerätetyp.

Da das Gerät über mehrere Meßwerteingänge verfügt, genügt es, wenn über Meßwertwahl jeweils nur ein Meßwert angezeigt wird.

Typ 3: Feldeinheit für Transformator- und E-Spulen-Regelung

Die Feldeinheit sollte hardwaremäßig so konzipiert sein, daß sie für beide Anwendungsfälle durch Softwaretausch bzw. Parametrierung eingesetzt werden kann.

Als Spannungsregler für Transformatoren mit Stufenschalter muß das Gerät folgende Teilfunktionen erfüllen:

- Sollwertvorgabe Vor-Ort und von Ferne
- Einstellbare Regelkennlinien (mindestens zwei) Vor-Ort und von Ferne
- Manuelle und automatische Stufung Vor-Ort und von Ferne
- Überwachung der Spannung
- Überwachung der Funktion von Stufenschalter und Regler
- Meldung von Störungen
- Notabschaltung im Gefahrenfall
- Über- und Unterspannungsbegrenzung
- Schnellschalteinrichtung bei Überspannung
- Einstellbare Regelverzögerung und Auslöseschwelle
- Lastabhängige Sollwertveränderung
- Eingang zur Stillsetzung des Reglers
- Reglerbedienung und -einstellung über Tastatur möglichst in Menüführung
- Parallellaufüberwachung

Als Resonanzregler für die Einstellung der Stromstärke von Erdschlußkompensationsspulen (E-Spulen) sind folgende Teilfunktionen notwendig:

- Grafische Darstellung der Resonanzkurve als Funktion der Spulenstellung
- Anzeige von Verlagerungsspannung und Spulenstellung
- Erfassen von Erdschlüssen und Blockierung der Regelung
- Reglerbedienung und -einstellung über Tastatur, möglichst in Menüführung
- Erkennen von Schalthandlungen
- Anzeige der Endpositionen
- Einstellbarkeit von Über- / Unterkompensation
- Einstellbarkeit der Auslöseschwelle und der Auslöseverzögerung
- Manuelle und automatische Verstellbarkeit Vor-Ort und von Ferne
- Eingang zur Stillsetzung des Reglers

Die Steuerung des Stufenschalters beim Transformator bzw. die Verstellung des Tauchkerns oder der Stufe bei der E-Spule muß manuell an der Feldeinheit, bei ausgeschaltetem Regler, möglich sein.

4.3 Beschreibung der Prozeßschnittstellen

Binärein- und ausgänge müssen der Zerstörgrenze Klasse 3 und Analogein- und ausgänge der Zerstörgrenze Klasse 2 der IEC 60255-22-4 entsprechen.

Befehlsausgaben:

Schließer frei beschaltbar

- Schaltleistung beim Einschalten	≥ 1 000 W bzw. VA bei L/R = 40 ms
- Schaltleistung beim Ausschalten	≥ 30 W bzw. VA bei L/R = 40 ms
- Zulässiger Dauerstrom	≥ 5 A
- Kurzzeitstrom	≥ 30 A für 0,5 s
- Schaltspannung	24 bis 230 V Nennspannung DC/AC
- Impulsausgaben Kurzzeit	20 - 1 000 ms einstellbar
Langzeit	5 - 30 s einstellbar
- Nachlaufzeit des Kommandorelais nach Rückmeldung vom LS	0,0 - 10 s einstellbar

Meldungsausgaben:

Potentialgetrennt über Relais

- Schaltleistung	20 W bzw. VA
- Signalzeiten	Dauerausgaben
- Signalspannung	24 bis 230 V Nennspannung DC/AC
- Schaltstrom	0,001 ... 1 A

Meldungseingaben/

Befehlseingaben (Binäreingaben):

Potentialgetrennt über Optokoppler

- Mindestsignaldauer	10 ms
- Erholzeit	10 ms maximal
- Übergangszeit	8 ms maximal
- Signalspannung	24 - 220 V Nennspannung DC
- Wurzelbildung ist erlaubt; es sind wenigstens 2 getrennte Gruppen zu bilden.	

Meßwerteingaben (Analogeingaben):

- Anschluß an Meßumformer:

Meßbereiche	unipolar	0 bis 1 V
	oder	0 bis 10 mA bzw. 0 bis 20 mA
	bipolar	- 1 V bis 0 bis + 1 V
	oder	- 10 mA bis 0 bis + 10 mA bzw. - 20 mA bis 0 bis + 20 mA

Minimaler Eingangswiderstand für Spannungseingänge 200 k Ω /Volt

Maximale Bürde bei Stromeingängen 0,5 k Ω bei 10 mA

- *Stromeingänge Messung (Anschluß an Meßkern)*¹⁾:

Nennstrom	1 A
Dauerstrom	$1,2 \times I_N$
Kurzzeitstrom	$100 \times I_N$ für 1s
Nennfrequenz	50 ; 60 Hz
Nennlast je Leiter	< 0,1 VA

- *Stromeingänge Schutz*¹⁾:

Nennstrom	1 A oder 5 A
Dauerstrom	$4 \times I_N$
Kurzzeitstrom	$100 \times I_N$ für 1s $250 \times I_N$ für 10 ms
Thermische Belastbarkeit	$20 \times I_N$ für 10 s
Nennfrequenz	50 ; 60 Hz
Nennlast je Leiter	< 0,1 VA oder < 0,3 VA

- *Spannungseingänge*¹⁾:

Nennspannung	100 V/110 V
Dauerspannung	130 V
Nennfrequenz	50 ; 60 Hz
Nennlast je Leiter	< 0,5 VA

- *Potentiometereingang (Dreipunktanschluß):*

Nennbürde	200 Ω
Anfangs- und Endwert	kalibrierbar

Hilfsspannung:

- Nennspannung 24 - 220 V DC
- Spannungstoleranz 80 - 110 %
- Die Wechsellspannungskomponente der Gleichspannung kann bis zu 12 % der Gleichspannung betragen.

¹⁾ Werte gelten für induktive Wandler

4.3.1 Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 1

Das Gerät vom Typ 1 enthält die im folgenden beschriebenen Prozeßschnittstellen (siehe Bild 4.3.1). Dabei wird davon ausgegangen, daß das Gerät mit serieller Verbindung zur Stationsleitebene betrieben wird.

Für den Schutz sind dabei zwingend erforderlich:

<u>Befehlsausgaben:</u>	1 Doppelbefehl - LS-Mitnahme für den Schaltersversagerschutz	K11, K12
<u>Meldungsausgabe:</u>	2 Einzelmeldungen - Interne Funktionsüberwachung (Störung) - Generalanregung für die rückwärtige Verriegelung	M1 M3
<u>Meldungseingaben:</u>	2 Einzelmeldungen - LS-AWE bereit - Spannungswandler Automatenfall	E11 E12

Zusätzlich zum Schutz sind für die Steuerung und Überwachung folgende Informationen erforderlich:

<u>Befehlsausgaben:</u>	5 Doppelbefehle 1 ½ polig für Schaltgeräte	K1-K10
<u>Meldungsausgaben:</u>	2 Einzelmeldungen 1polig - Interne Funktionsüberwachung (Warnung) - Schalterfall	M2 M4
<u>Meldungseingaben:</u>	5 Doppelmeldungen 1polig für Schaltgeräte, auch als Einzelmeldungen beschaltbar 4 Einzelmeldungen 1polig für Überwachung mit gemeinsamer Wurzel	E1-E10 E13-E16
<u>Meßwerteingaben:</u>	1 für Anschluß an Meßwandler oder Meßkern 1 A	

Soll das Gerät ohne serielle Verbindung zur Stationsleitebene eingesetzt werden, so müssen für die Schutzfunktionen weitere Meldungsein- und ausgaben realisiert werden:

<u>Meldungsausgaben:</u>	8 Einzelmeldungen - Schutz AUS) - Anregung L1) - Anregung L2) - Anregung L3) - Erdschluß vorwärts) - Erdschluß rückwärts) - AWE ausgeführt) - Res)	M5-M12
--------------------------	--	--------

Die Melde- und Befehlseingänge E13-E16 sind bei diesem Einsatzfall des Gerätes für Schutzfunktionen verfügbar, da die Überwachung ohnehin in konventioneller Fernwirktechnik realisiert werden muß:

<u>Meldungseingaben:</u>	1 Einzelmeldung - LS EIN (Nah oder Fern)	E13
<u>Befehlseingaben:</u>	1 Doppelbefehl - AWE EIN/AUS 1 Einzelbefehl - Schutzmeldungsreset	E14,E15 E16

PC STATIONSLEITEBENE

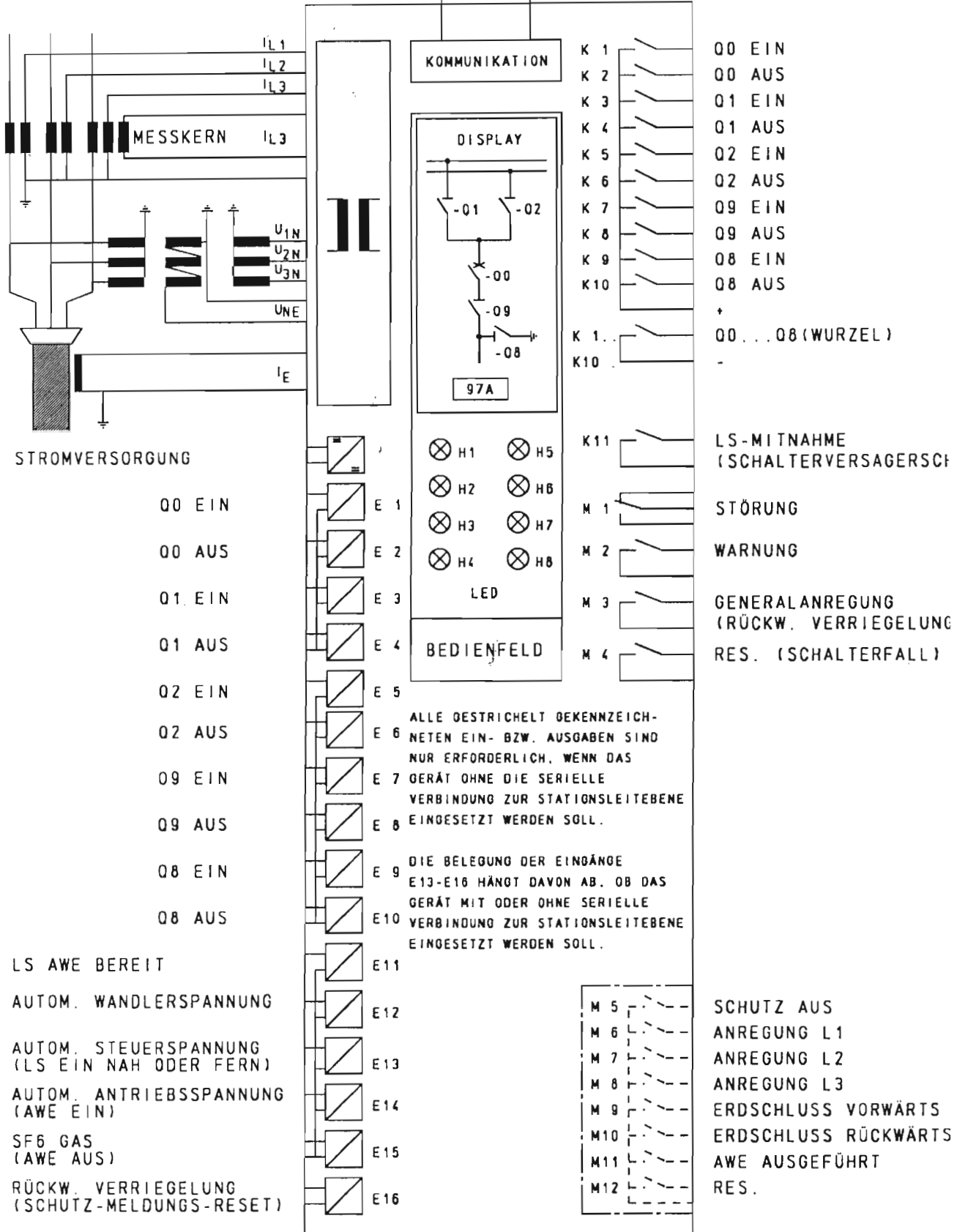


Bild 4.3.1 Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 1

4.3.2 Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 2

Das Gerät vom Typ 2 enthält folgende Prozeßschnittstellen (siehe Bild 4.3.2):

<u>Befehlsausgaben:</u>	4 Doppelbefehle 1 ½ polig auch als 8 Einzelbefehle 1 ½ polig ansteuerbar	K1-K8
<u>Meldungsausgaben:</u>	2 Einzelmeldungen 1polig für interne Funktionsüberwachung - Störung - Warnung	M1 M2
<u>Meldungseingaben:</u>	4 Doppelmeldungen 1polig für Schaltgeräte oder 8 Einzelmeldungen 1polig erweiterbar um weitere 8 Einzelmeldungen 1polig davon max. 6 mit gemeinsamer Wurzel	E1-E8 E9-E16
<u>Meßwerteingaben:</u>	- 3 x Spannung (100 V) - 1 x Strom (1 A oder 5 A) - 1 x Wirkleistung (Meßumformer)	MW1-MW3 MW4 MW5

4.3.3 Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 3

Das Gerät von Typ 3 enthält folgende Prozeßschnittstellen (siehe Bild 4.3.3):

<u>Befehlsausgaben:</u>	3 Einzelbefehle 1 ½ polig	K1-K3
<u>Befehlseingaben:</u>	5 Einzelbefehle 1polig - bei serieller Schnittstelle auf 1 Einzelbefehl reduziert	BE1-BE5
<u>Meldungsausgaben:</u>	16 Einzelmeldungen 1polig - bei serieller Schnittstelle auf 2 Einzelmeldungen für interne Funktionsüberwachung reduziert	M1-M16
<u>Meldungseingaben:</u>	10 Einzelmeldungen 1polig, davon 6 x BCD - jeweils gemeinsame Wurzel für 4 und 6 Meldungen möglich	E1-E10
<u>Meßwerteingaben:</u>	- 3 x Spannung (100 V) - 1 x Strom (1 A oder 5 A) - 1 x Potentiometer (Dreipunktanschluß 0...200 Ω)	

PC STATIONSLEITEBENE

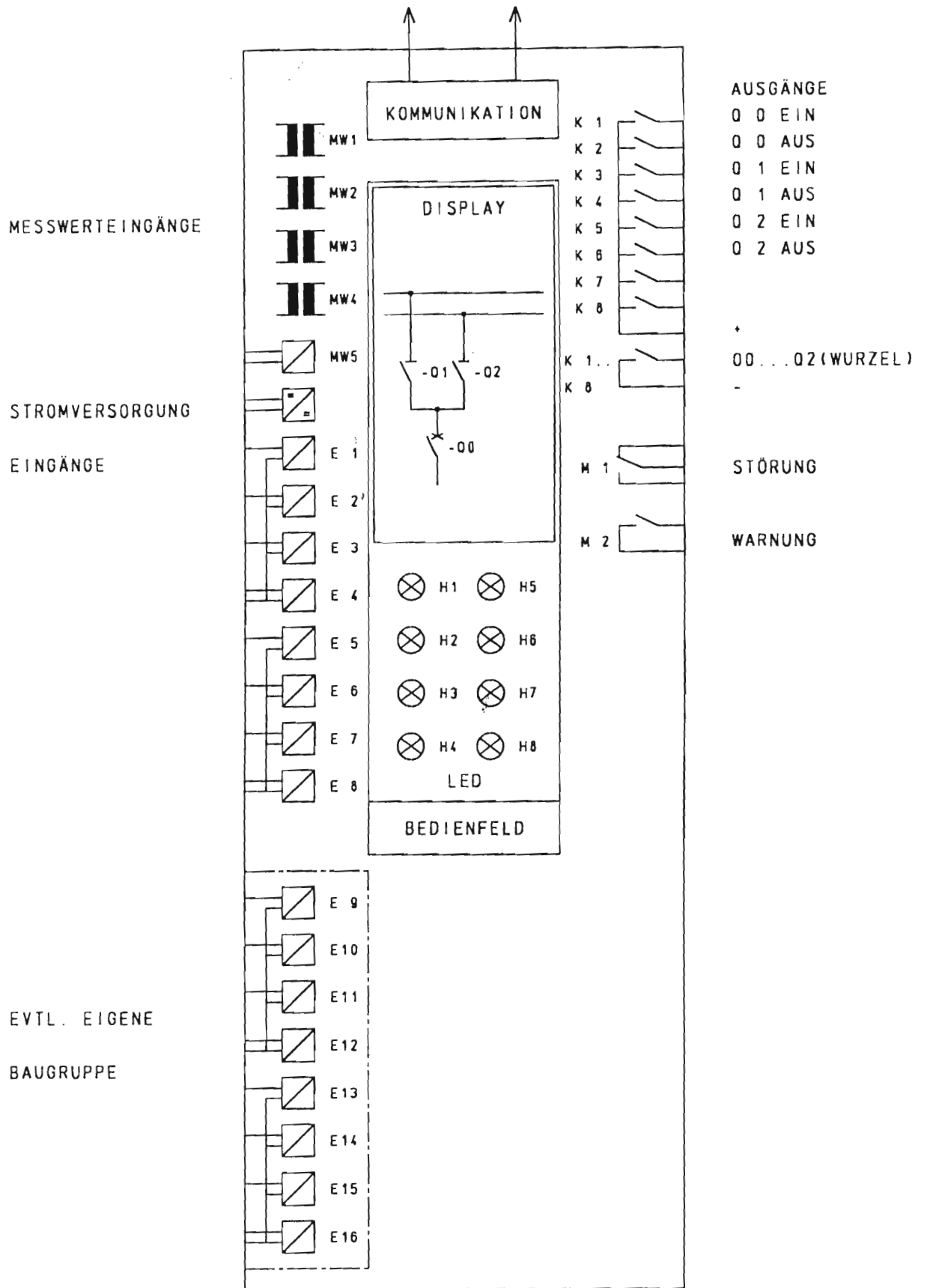


Bild 4.3.2 Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 2

PC STATIONSLEITEBENE

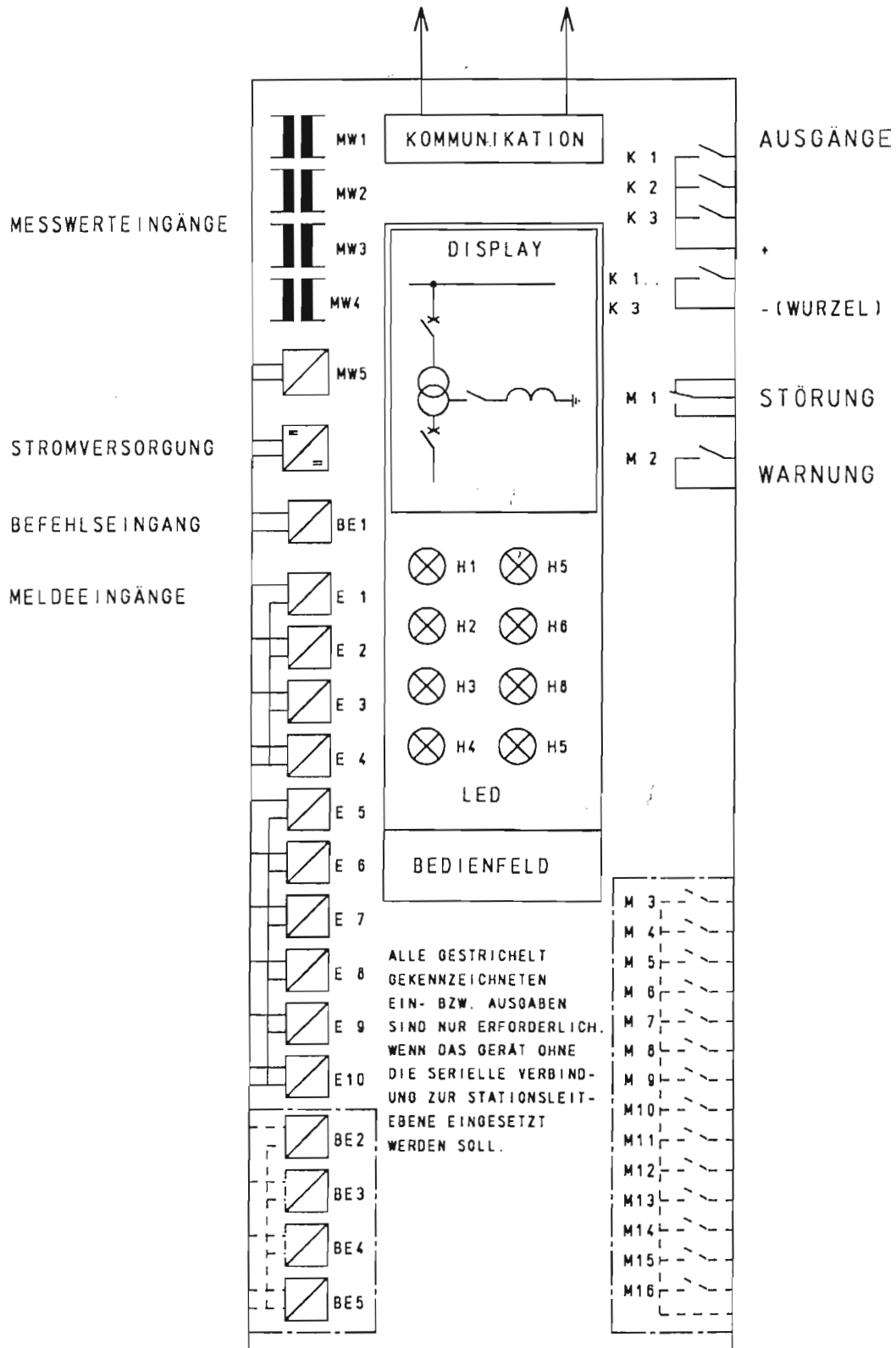


Bild 4.3.3 Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 3

4.4 Beschreibung der seriellen Schnittstelle

Wie in der Einleitung beschrieben, ist es das Ziel dieser ergänzenden Empfehlung zur Digitalen Stationsleittechnik, alle Randbedingungen so zu definieren, daß eine standardisierte, herstellerneutrale Schnittstelle für die typisierten Feldeinheiten realisiert werden kann.

Wir empfehlen, die Norm IEC 61850 als einheitliche, internationale Standardlösung für Schutz- und Leitfunktionen in Schaltanlagen im Rahmen des IEC TC 57 schnellstmöglich zur Vollendung zu bringen. Neben neuen Busstrukturen soll im Rahmen der neuen Norm auch eine Abbildung auf alle Kommunikationsschichten der IEC 60870-5 gewährleistet sein. Damit muß auch gewährleistet sein, daß nach IEC 60870-5-103 realisierte Geräte anschlusskompatibel weiter betrieben werden können.

Vor diesem Hintergrund soll gezeigt werden, wie die notwendige Informationsübertragung zwischen den 3 Typen von Feldeinheiten und der Stationsleitebene in den Strukturen nach IEC 60870-5-103 mit ergänzten Informationen für Steuerung und Überwachung möglich ist.

IEC 60870-5-103: Telecontrol equipment and systems

- Part 5: Transmission protocols

- Section 103: Communication standards for substations, companion standard for the informative interface of protection equipment

Die Informationen der Schutzkomponente des kombinierten Schutz-, Steuerungs- und Überwachungsgerätes sind in dieser Norm festgelegt.

Für die 3 Typen von Feldeinheiten muß bei Verwendung dieser Norm der Informationsumfang erweitert werden. Dabei ist eine hundertprozentige Kompatibilität sicherzustellen. IEC 60870-5-103 legt die Struktur der Anwendungsdaten fest. Danach kommt in einem Telegramm grundsätzlich nur eine Data Unit vor. Der Kopfteil einer Data Unit besteht aus 6 Oktetten:

- 2 Oktette (STR) zur Fixierung des Strukturtyps
- 1 Oktett (URS) zur Kennzeichnung der Übertragungsursache
- 3 Oktette (ADR, TYP, INF) mit Adreßinformationen

Dabei beinhalten:

- Oktett 4 (ADR): die Geräteadresse
- Oktett 5 (TYP): Hauptfunktionen sind die Schutzfunktionen gemäß IEC 60870-5-103. Neue Funktionen (Steuerung, Überwachung u.s.w.) erhalten neue Funktionstypen
- Oktett 6 (INF): die Informationsnummer einer Meldung oder eines Befehls bzw. eines Meßwertsatzes innerhalb eines Funktionstyps

Die neu definierten Informationen können nach dieser Anwendungsnorm eingebracht werden. Eine beispielhafte Belegung der 6 Oktette ist in den Tabellen 4.4.1 bis 4.4.3 enthalten. Damit wird die Möglichkeit aufgezeigt, diese Informationen kompatibel in die Norm einzufügen.

Doppelpolige Informationen werden gemäß IEC 60870-5-101 als Zweibit-Informationen übertragen (1 = „Aus“; 2 = „Ein“; 0 und 3 = „Störstellung“).

Tabelle 4.4.1 Erweiterter Informationsumfang IEC 60870-5-103
Beispiel: Feldeinheit vom Typ 1 nach Abschnitt 4.3.1

Befehle							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	Q0 EIN/AUS	20	129	20	nn	240	160
002	Q1 EIN/AUS	20	129	20	nn	240	161
003	Q2 EIN/AUS	20	129	20	nn	240	162
004	Q9 EIN/AUS	20	129	20	nn	240	163
005	Q8 EIN/AUS	20	129	20	nn	240	164
006	QX EIN/AUS
007	AWE EIN/AUS	20	129	20	nn	*)	16
Meldungen							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	Q0 EIN/AUS	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	240	160
002	Q1 EIN/AUS	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	240	161
003	Q2 EIN/AUS	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	240	162
004	Q9 EIN/AUS	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	240	163
005	Q8 EIN/AUS	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	240	164
006	QX EIN/AUS
007	Warnung	1	129	1,7,9	nn	240	46
008	LS AWE bereit	1	129	1,7,9	nn	240	180
009	Schalterfall	1	129	1,7	nn	240	200
010	Störung Antriebsspannung	1	129	1,7,9	nn	240	181
011	Störung Steuerspannung	1	129	1,7,9	nn	240	182
012	SF6-Verlust	1	129	1,7,9	nn	240	183
013	Störung Zählung	1	129	1,7,9	nn	240	184
014	AWE EIN/AUS	1	129	1,7,9	nn	*)	16
015	Generalanregung	1	129	1,7,9	nn	*)	84
016	Anregung L1	1	129	1,7,9	nn	*)	64
017	Anregung L2	1	129	1,7,9	nn	*)	65
018	Anregung L3	1	129	1,7,9	nn	*)	66
019	Schutz AUS-Kommando	1	129	1,7	nn	*)	68
020	Erdschluß vorwärts	1	129	1,7	nn	*)	51
021	Erdschluß rückwärts	1	129	1,7	nn	*)	52
022	AWE ausgeführt	1	129	1,7	nn	*)	128
023	Spannungswandler Automatenfall	1	129	1,7,9	nn	*)	38
024	Störung	1	129	1,7,9	nn	*)	47
Meßwerte							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	IL2	3	1	2,7	nn	*)	144
002

*) Funktionstyp des jeweiligen implementierten Schutzes:
Distanzschutz
Überstromschutz

128
160

Tabelle 4.4.2 Erweiterter Informationsumfang IEC 60870-5-103
 Beispiel: Feldeinheit vom Typ 2 nach Abschnitt 8.2
 Steuerung und Überwachung eines Transformators

Befehle							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	Lüfter EIN/AUS	20	129	20	nn	240	175
002	Reserve	20	129	20	nn	240	176
003	Reserve	20	129	20	nn	240	177
004	Reserve	20	129	20	nn	240	178
Meldungen							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	Lüfter EIN/AUS	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	240	175
002	Dauererdschluß L1	1	129	1,7,9	nn	240 **)	48
003	Dauererdschluß L2	1	129	1,7,9	nn	240 **)	49
004	Dauererdschluß L3	1	129	1,7,9	nn	240 **)	50
005	Erdschluß <5 s	1	129	1,7,9	nn	240	190
006	Erdschluß hochohmig	1	129	1,7,9	nn	240	191
007	Transformator Temperatur	1	129	1,7,9	nn	240	185
008	Transformator Gefahr	1	129	1,7,9	nn	240	186
009	UMZ AUS	1	129	1,7	nn	240	201
010	Distanzschutz AUS	1	129	1,7	nn	240	202
011	Differentialschutz/Buchholz AUS	1	129	1,7	nn	240	203
012	Unterfrequenz AUS	1	129	1,7	nn	240	204
013	Störung	1	129	1,7,9	nn	240	47
014	Warnung	1	129	1,7,9	nn	240	46
Meßwerte							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	IL1	9	7	nicht genutzt	nn	240 **)	148
002	IL2	9	7	2,7	nn	240 **)	148
003	IL3	9	7	nicht genutzt	nn	240 **)	148
004	U1N	9	7	2,7	nn	240 **)	148
005	U2N	9	7	2,7	nn	240 **)	148
006	U3N	9	7	2,7	nn	240 **)	148
007	Wirkleistung P	9	7	2,7	nn	240 **)	148
008	IE	3	2	nicht genutzt	nn	240 **)	147
009	UNE	3	2	2,7	nn	240 **)	147

**) oder Distanzschutz

128

Tabelle 4.4.3 Erweiterter Informationsumfang IEC 60870-5-103
 Beispiel: Feldeinheit vom Typ 3 nach Abschnitt 8.3
 Spannungsregelung Transformator

Befehle							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	Automatik EIN/AUS	20	129	20	nn	241	210
002	Kennlinie 1/Kennlinie 2	20	129	20	nn	241	211
003	Stufung Höher	20	129	20	nn	241	212
004	Stufung Tiefer	20	129	20	nn	241	213
Meldungen							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	Automatik EIN/AUS	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	241	210
002	Kennlinie 1/Kennlinie 2	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	241	211
003	Stufung Höher	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	241	212
004	Stufung Tiefer	1	129	1,7,9,11,12,13,20,21	nn	241	213
005	Blockierung (bei 110-kV- Erdschluß)	1	129	1,7	nn	241	214
006	Störung Stufenschalter	1	129	1,7,9	nn	241	215
007	Überstromblockierung	1	129	1,7,9	nn	241	216
008	Automatik AUS Grenzwert U<	1	129	1,7,9	nn	241	217
009	Automatik AUS Grenzwert U>	1	129	1,7,9	nn	241	218
010	Automatik AUS Grenzwert U>>	1	129	1,7,9	nn	241	219
011	Endstellung Hoch	1	129	1,7,9	nn	241	220
012	Endstellung Tief	1	129	1,7,9	nn	241	221
013	Störung	1	129	1,7,9	nn	241	47
014	Warnung	1	129	1,7,9	nn	241	46
Meßwerte							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	IL2	3	1	2,7	nn	241 **)	144
002	U12	12	3	2,7	nn	241	150
003	U23	12	3	2,7	nn	241	150
004	U31	12	3	2,7	nn	241	150
005	IE	3	2	nicht genutzt	nn	241 **)	147
006	UNE	3	2	2,7	nn	241 **)	147
007	Potentiometerstellung	13	1	2,7	nn	241	151
Stufenstellung							
Pos.	Information	STR 1. Oktett	STR 2. Oktett	URS 3. Oktett	ADR 4. Oktett	TYP 5. Oktett	INF 6. Oktett
001	Stufenstellung	13	1	1,2,7,9	nn	241	152

**) oder Distanzschutz

128

5 Bedienen und Anzeigen an Feldeinheiten

5.1 Allgemeines

Die Bedienoberfläche der Feldeinheit ist mit einem kontrastreichen Grafikdisplay auszustatten, auf dem die Felddarstellung mit den aktuellen Schalterstellungen, Betriebsmeßwerten, Meldungen und Parametern sowie Bediendialoge dargestellt werden. Zusätzlich sind auf der Frontplatte Leuchtdioden, Bedientasten und ggf. Schlüsselschalter und eine serielle PC-Schnittstelle (RS 232) für Parametrierung und PC-Bedienung anzuordnen. Die Bedienung der Feldeinheit muß eindeutig und einfach gestaltet sein. Zugriffsberechtigungen können über Paßworteingaben oder Schlüsselschalter realisiert werden. Es ist sicherzustellen, daß bei Bedienungen durch das Schaltpersonal keine Parameteränderungen möglich sind. Hinweistexte und Hilfsfunktionen müssen das elementare Bedienen ohne Handbücher ermöglichen.

Bei dem kombinierten Schutz- und Steuerungs-/Überwachungsgerät ist durch geeignete Maßnahmen das sichere und unabhängige Bedienen des Gerätes durch verschiedene Fachabteilungen des Betreibers zu ermöglichen. Sinnvoll kann eine Umschaltbarkeit der Bedienoberfläche wahlweise für Schutz- oder Steuerfunktionen sein.

Die Software-Version muß auf Abruf am Display angezeigt werden können. Die Geräte müssen über eine weitestgehende Selbstüberwachung verfügen, die zu dokumentieren ist. Es muß örtlich und, falls eine Anbindung an die Stationsleittechnik realisiert ist, auch von Ferne erkennbar sein, ob die Schutz- oder Steuerfunktion gestört ist.

Die Feldeinheiten müssen sowohl mittels einer Tastatur als auch über die serielle Schnittstelle bedient werden können.

Anzeigen am Gerät können als Leuchtdioden und / oder auf dem Display erfolgen. Für die Leuchtdioden sind folgende Farben zu wählen:

- | | |
|---|----------------|
| - Schutzinformationen von Netzstörungen | rot |
| - Informationen interner Gerätestörungen und -überwachungen | rot |
| - Zustandsanzeigen | weiß bzw. gelb |
| - Betriebsbereitschaft | grün |

Die Rückstellung von Anzeigen muß am Gerät möglich sein. Weder sie noch die Fernrückstellung dürfen den Speicherinhalt betreffen.

5.2 Bedienen und Anzeigen Schutz

Es muß die Löschung der Störinformationen im Speicher (z. B. nach Schutzprüfungen) möglich sein. Die Bedienung muß so gestaltet sein, daß ein unbeabsichtigtes Löschen vermieden wird.

Mit den Bedienelementen muß die Parametrierung der Schutzfunktionen und die Abfrage der eingestellten Werte möglich sein.

Eingaben, die außerhalb der in den technischen Beschreibungen genannten Einstellbereichen liegen, müssen abgewiesen werden.

Die folgenden Informationen müssen am Gerät angezeigt werden können:

- Schutzinformationen von Netzstörungen
- Gerätestörungen und -überwachungen
- Zustandsanzeigen (z. B. AWE EIN / AUS)

Bei komplexen Schutzeinrichtungen wie einem Distanzschutz ist es zweckmäßig, einen Teil dieser Anzeigen frei parametrierbar oder rangierbar auszuführen.

Die Laufzeitanzeige muß bei einer Auflösung von höchstens 10 ms einen Anzeigebereich von 0 bis mindestens 6 s haben. Die anzuzeigende Laufzeit muß durch die Generalanregung gestartet und durch ihren Rückfall gestoppt werden. Es muß außerdem möglich sein, den Stop durch das Auskommando vorzunehmen.

Es muß das jeweils letzte Ereignis angezeigt werden.

Meldekontakte:

Die oben genannten Informationen müssen über Meldekontakte ausgegeben werden können, *wenn das Gerät ohne serielle Verbindung eingesetzt werden soll*. Wie bei den Anzeigen soll ein Teil der Meldungen frei parametrierbar oder rangierbar sein (siehe Bild 4.3.1)

Abrufbare Informationen an seriellen Schnittstellen:

Der Informationsumfang ist von der Schutzfunktion abhängig. Er beinhaltet z. B.

- Schutzinformationen von Netzstörungen
- Störwerte analoger Größen mit einem Zeitraster von 1 bis 2 ms
- Zustandsmeldungen (z. B. AWE EIN / AUS)
- Informationen interner Gerätestörungen und -überwachungen
- Einstellwerte

Bei der Dimensionierung der Speicher ist folgendes zu berücksichtigen:

- Es sollen von mindestens drei Netzstörungen die binären Schutzinformationen gespeichert werden. Bei gefülltem Speicher und weiteren Vorgängen ist der jeweils älteste Vorgang zu löschen (first in first out).
- Es müssen die Störwerte analoger Größen von mindestens 3 s Länge gespeichert werden. Die Speicherung muß von der Generalanregung veranlaßt werden. Die einer Störung vorausgehenden 100 ms sind ebenfalls zu erfassen. Es wird der jeweils letzte Vorgang abgespeichert.

Die Zuordnung von Schutzinformationen und Störwerten analoger Größen muß eindeutig sein.

5.3 Bedienen und Anzeigen von Steuerung, Überwachung, Regelung

Im folgenden werden die notwendigen Bedienungen und Anzeigen an Feldeinheiten der Typen 1 und 2 von Steuerung und Überwachung erläutert. Feldeinheiten vom Typ 3 müssen alle Bedienungen und Anzeigen vor Ort ermöglichen, die für den Aufgabenbereich Spannungs- und Resonanzregelung notwendig sind. Der Abschnitt 4.2 enthält hierzu weitere Angaben.

Folgende Funktionen müssen am Gerät möglich sein (weitere Erläuterungen s. Abschnitt 8.1.6):

- Steuerung von Geräten
- Sichern gegen Wiedereinschalten (gemäß DIN VDE 0105)
- Umschaltung Ort- / Fernsteuerung
- Anzeige des Schaltzustandes
- Anzeige der Meßwerte
- Anzeige von Meldungen
Externe und interne Ereignisse und Zustände sind über optische Anzeigen (Meldedioden) auf der Frontplatte darzustellen. Dazu gehören auch die Anzeige der Betriebsbereitschaft sowie von Funktionsstörungen der Feldeinheit, die durch die Selbstüberwachung gemeldet werden. Eine Anzeige von Warnmeldungen muß ebenfalls vorhanden sein. Eine Zuordnung von Klartext-Meldungen zu den Meldedioden kann über das Grafikdisplay angezeigt werden. Quittierpflichtige

Meldungen müssen durch eine Rücksetztaste quittierbar sein. Es sind mindestens 8 Leuchtdioden vorzusehen. Eine Diode für die Anzeige von Teilfunktionsstörungen, eine weitere für den Geräteausfall. Die übrigen 6 Dioden sollen frei belegbar sein. Das Anzeigen von Meldezuständen, die nicht durch die Meldedioden dargestellt werden und die Anzeige von chronologischen Meldelisten (z. B. Störfallmeldungen oder Betriebsmeldungen) muß durch einfache Bedienschritte möglich sein.

- Sonstiges Bedienen und Anzeigen

Als Beispiele für weiteres Bedienen und Anzeigen werden genannt:

- Blättern und Löschen in chronologischen Meldelisten
- Anzeigen und Löschen von Schaltstatistiken, Betriebsstundenzählern usw.
- Systembedienung

Mit den Bedienelementen muß die Parametrierung der Steuerfunktionen und die Abfrage der eingestellten Werte möglich sein.

Eingaben, die außerhalb der in den technischen Beschreibungen genannten Einstellbereichen liegen, müssen abgewiesen werden.

6 Parametrierung

Die Parametrierung und Parameterdokumentation als Preis für die geforderte Flexibilität der Hard- und Softwarekomponenten eines stationsleittechnischen Systems hat sich als ein nicht unerheblicher Kostenfaktor für die gesamte Stationsleittechnik herauskristallisiert. Datenkonsistenz sowie Datensicherheit bei Änderungen und Ergänzungen sind in großen Stationsleiteinrichtungen mit einigen tausend Parametern nur mit großem Aufwand zu realisieren.

Um diesen Aufwand zu verringern ist es notwendig, unter Verzicht auf Flexibilität und EVU-spezifische individuelle Lösungen, das Stationsdatenmodell in unabhängige Teildatenmodelle zu zerlegen.

Die Basis für die Definition der Teildatenmodelle ist durch die Stations-, Anlagen- und Feldtypisierung, deren Funktionszuordnung sowie der daraus abgeleiteten Gerätedefinition mit dem genormten Datenaustausch gegeben.

Ein Aufbau nach Bild 6.1 ermöglicht es, den größten Teil der System- und Funktionsparameter als Gerätefirmware fest zu definieren. Im Kapitel 2.2 sind die zur Zeit üblichen Feld-Konfigurationen zusammengestellt. Alle Feldbilder sind in den Feldbausteinen abzuspeichern und die für das Feld zutreffende Konfiguration muß durch Parametrierung aktivierbar und im Display anzeigbar sein. Bei der Schaltanlagenprojektierung wird beispielsweise für die Feldeinheit vom Typ 1 der Feldtyp gemäß Kapitel 2.2 und der Schutztyp festgelegt, daraus ergibt sich die entsprechende Software bzw. Firmware.

6.1 Feldelebens

Für die Parametrierung in der Feldelebens verbleiben die notwendigen Prozeßparameter, die nach wie vor EVU-spezifisch und vor allem einbauortbezogen (feldspezifisch) sind:

- Feldname
- Gerätedaten der Primärtechnik
- Meldungsverarbeitung, Meldetexte
- Meßwertverarbeitung.

Die Bedienung an den Feldeinheiten muß in Anlehnung an die heutige Schutzgerätebedienphilosophie nicht frei parametrierbar sein, sondern sollte als feldtypisierte Standardbedienung realisiert werden.

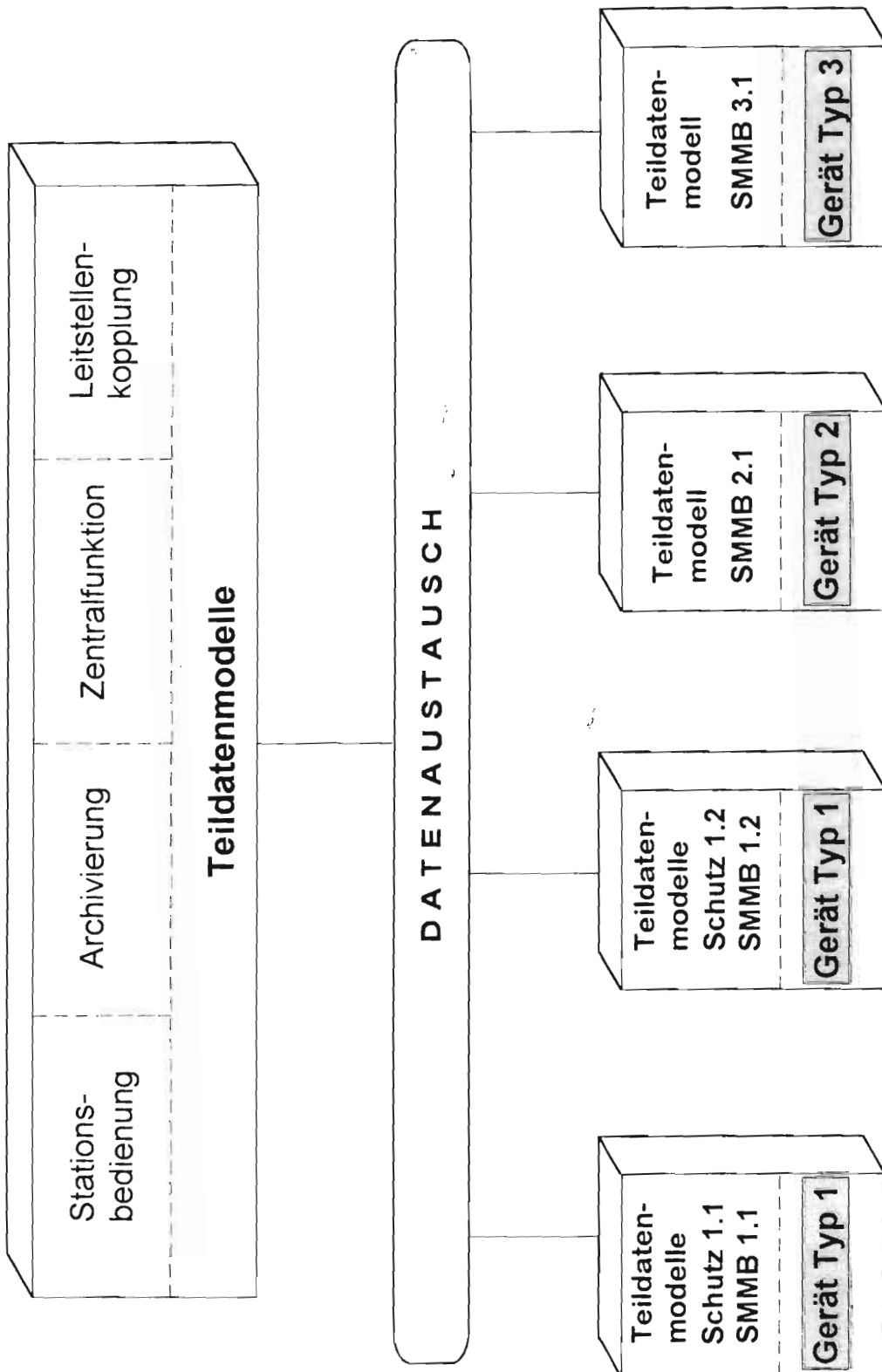
Die Schutzparametrierung ist für die heutigen digitalen Schutzrelais beschrieben in „VDEW-Ringbuch Schutztechnik“ [3]. Sie wird als eigenständiges Teildatenmodell realisiert, verwaltet, getestet und geladen.

6.2 Stationslebens

In der Stationslebens sind vier Funktionsblöcke zu parametrieren:

- Leitstellenkopplung
- Stationsbedienung
- Archivierung
- Zentralfunktionen.

Diese Funktionsblöcke sind sinnvollerweise in unabhängigen Teildatenmodellen zu beschreiben, weil sie in verschiedenen Anwendungsfällen beliebig kombinierbar sein sollen. So ist es durchaus denkbar, daß Verteilnetzstationen mit einer überschaubaren Anzahl von Feldern keine Stationsbedienung benötigen, oder daß Archivierung und Zentralfunktionen (Anlagenverriegelung, Umschaltautomatiken usw.) technisch nicht erforderlich sind. Alle Teildatenmodelle sind möglichst unabhängig voneinander



SMMB = Steuern, Melden, Messen, Bedienen

Bild 6.1 Struktur der Teildatenmodelle

aufzubauen, um die gegenseitige Beeinflussung bei Änderungen zu minimieren. Für die Realisierung der einzelnen Teildatenmodelle gilt die VDEW-Empfehlung „Digitale Stationsleittechnik“ von 1994 [1].

6.3 Parametrierhilfsmittel

In der VDEW-Empfehlung [1] werden sehr detaillierte Anforderungen an eine Parametriereinrichtung beschrieben. Diese Grundforderungen zu den Themen

- Parametereingabe
- Datenverwaltung
- Prüfung

bleiben unverändert bestehen.

Neu ist jedoch die Behandlung der gerätespezifischen Teildatenmodelle, die sowohl einzeln (Schutz-, Steuer- und Überwachungseinheit) als auch ganzheitlich im Rahmen einer Stationsleiteinrichtung zu betrachten sind.

Mit anderen Worten, die Parametrierwerkzeuge müssen für die Feldeinheiten ein dem Abschnitt 4.2.1 [1] entsprechendes Hilfsmittel für die Geräteparametrierung darstellen. Für die Stationsleitebene muß auf der Basis der Geräteparametrierung eine Plausibilitätsprüfung zu den bereits definierten Feldparametern gemacht werden. Alle logischen Abhängigkeiten zwischen den Funktionen der Stationsleitebene und den eingesetzten Feldeinheiten müssen zwingend im Sinne der Datenkonsistenz in einer übergeordneten Parametriereinrichtung geprüft werden.

7 Literatur

- [1] Digitale Stationsleittechnik - Empfehlungen;
1. Ausgabe 1994; Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V.
- [2] Richtlinien für Statische Schutzanlagen;
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V. (in der jeweils gültigen Fassung)
- [3] VDEW-Ringbuch Schutztechnik;
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V. (in der jeweils gültigen Fassung)
- [4] „Signalisierung und Bedienung von digitalen Netzschutzanlagen“;
Elektrizitätswirtschaft Nr. 1/2, Jg. 89 (1990), Seite 22 ff

8 Anhang

8.1 Funktionsbeschreibung und Funktionszuordnung

Es werden die Funktionen beschrieben, die ein Stationsleitsystem bereitstellen sollte. In Abhängigkeit von den anwenderspezifischen Einflußfaktoren können für die jeweiligen Stationsleiteinrichtungen weitere Funktionen erforderlich sein oder hier beschriebene nicht benötigt werden.

Spezielle Funktionen für Parametrierung, Dokumentation, Test- und Inbetriebnahme sowie Bedienen und Anzeigen sind in den jeweiligen Abschnitten beschrieben.

8.1.1 Meldungen

Übernahme vom Prozeß

Übernahme von Stellungsmeldungen und Warn-/Störmeldungen vom Prozeß.

Zeitzuordnung

Markierung mit der Absolutzeit des Entstehens bei internen Informationen oder mit der Absolutzeit der Erfassung bei externen Informationen. Diese Zeit muß bezogen auf eine Stationsleiteinrichtung für alle Meldungen mit einer Genauigkeit von 10 ms und einer Auflösung von 1 ms erfaßt und zusammen mit der Information zu jeder Senke übertragen werden.

Erhöhte Anforderungen mit einer Genauigkeit von 1 ms für alle Schutzmeldungen und für einige andere Meldungen bezogen auf eine Station sind zur Zeit nur mit separaten eigenständigen Echtzeiterfassungseinrichtungen realisierbar. Es ist anzustreben, daß diese erhöhten Anforderungen bei weiteren Innovationsschritten auch durch Komponenten der digitalen Stationsleittechnik erfüllt werden.

Bei Einsatz von digitalen Schutzeinrichtungen erfolgt die Zeitzuordnung in der Schutzeinrichtung.

Unterdrückung Flattermeldungen

Flattermeldungen sind Meldungen, die innerhalb sehr kurzer Zeit mehrfach kommen und gehen. Das Auftreten einer solchen Information muß zu Beginn einmal verarbeitet werden, die weiteren Kommen- und Gehen-Ereignisse sollen unterdrückt werden.

Unterdrückung kurzzeitiger Meldungen

Meldungen, bei denen Kommen- und Gehen-Ereignis innerhalb einer kurzen Zeitspanne liegen, sollten an geeigneter Stelle unterdrückt werden. (Beispiel „Wandlerspannung fehlt“ beim Schalten des Leistungsschalters, wenn die Meldung über einen Hilfskontakt des Leistungsschalters geführt ist.)

Störstellungsunterdrückung

Für eine definierbare Zeit müssen die Schalterstellungsanzeigen „weder EIN noch AUS“ und „sowohl EIN als auch AUS“ unterdrückt werden. Nach Ablauf dieser Zeit muß der Zustand „Störstellung“ verarbeitet werden.

Sammelmeldungsbildung

Zusammenfassung einzelner Meldungen zu einer Sammelmeldung.

Sammelmeldungen müssen wie Einzelmeldungen verarbeitbar sein.

Jede Einzelmeldung muß für beliebig viele Sammelmeldungsbildungen nutzbar sein.

Sammelmeldungen sind wie Einzelmeldungen mit einer Zeitinformation zu versehen.

Jede neue Einzelmeldung sollte zu einer erneuten Übertragung abhängiger Sammelmeldungen führen.

Bereitstellung der Detailinformation

Vorhaltung von Detailinformationen von Sammelmeldungen zur Übertragung auf Anforderung.

Verarbeitung von Zeitinformationen

Aus Absolutzeiten werden Differenzzeiten (z. B. Laufzeit eines Relais aus Kommen der ersten Anregung bis Gehen der letzten Anregung) gebildet.

Erzeugung Schalterfallmeldung

Falls vom Prozeß nicht angeboten, muß aus den Informationen „LS von EIN nach AUS“ und der Information „keine Steuerung durch einen Bediener“ über ein Zeitfenster die Information „Schalterfall“ erzeugt werden (spezielle Form der Sammelmeldungsbildung).

Erzeugung akustischer Signale

Beim Eintreffen quittierpflichtiger Meldungen muß ein akustisches Signal erzeugt werden.

Bei Personalanwesenheit in der Station muß vor definierten Befehlsausgaben ein akustisches Signal angeregt werden können.

Unterdrückung abhängiger Meldungen

Durch den Aufbau einer Meldehierarchie werden untergeordnete Meldungen durch die übergeordnete Meldung unterdrückt. (Beispiel: Bei Ausfällen im Eigenbedarf einer Station ist die Hilfsspannungsversorgung für viele Einzelgeräte gestört. Wenn nur ein Gerät defekt ist, ist die Einzelüberwachungsmeldung dieses Gerätes wichtig. Bei Ausfall der übergeordneten Versorgung ist nur die übergeordnete Meldung wichtig und soll weiterverarbeitet werden.)

Verwaltung von Meldeabbildern

Meldeabbilder sind zur Versorgung aller Komponenten einer Stationsleiteinrichtung an geeigneter Stelle zu führen. Über den Datenaustausch ist die Konsistenz und Synchronität aller Daten zu gewährleisten (spontaner und zyklischer Datenabgleich). Bei Ausfall oder Störungen im Datenaustausch der Leittechnik oder der Prozeßdatenerfassung muß es möglich sein, die Informationen der Meldeabbilder zu speichern und mit der Zusatzkennung „nicht aktualisiert“ zu versehen.

Bearbeitung von Generalabfragen

Es muß die Möglichkeit bestehen, z. B. bei Systemanlauf Informationen mit einer Generalabfrage (GA) abzurufen und das eigene Prozeßabbild damit aufzudaten. Informationen, die bei einer GA übertragen werden, sind zu kennzeichnen. Die weiterverarbeitenden Programme sollten für diese Informationen eine spezielle Verarbeitung vorsehen.

Bei einer GA muß eine Abfrage einer höheren Ebene bearbeitet und entweder aus dem eigenen Abbild oder durch die Abfrage in einer niedrigeren Ebene befriedigt werden.

8.1.2 Meßwerte

Übernahme vom Prozeß

Die Stationsleiteneinrichtungen müssen Meßwerte auf unterschiedliche Arten übernehmen können

- Digitalwerte seriell, z. B. von den Schutzeinrichtungen,
- Digitalwerte parallel, z. B. Transformatorenstufenstellung,
- analoge Direkteingänge, z. B. die Wandlergrößen 1 A/100 V
- Analogeingänge für Meßumformer, sowohl für elektrische als auch für nichtelektrische Größen, z. B. Wetterdaten.

Die übernommenen, analogen Meßwerte sind zu digitalisieren und zu bewerten (Kennlinienzuordnung).

Umrechnung

Aus den digitalisierten Meßgrößen müssen physikalische Werte für Anzeige, Archivierung, Grenzwertkontrolle etc. berechnet werden. Außerdem müssen Umrechnungen für digitale Übertragungen mit anderer Auflösung erfolgen (z. B. von 12 bit auf 8 bit).

Berechnung von Wirk- und Blindleistung

Werden nur Ströme und Spannungen vom Prozeß übernommen, müssen die abgeleiteten Größen (Wirkleistung, Blindleistung, Frequenz, $\cos \varphi$ etc.) berechnet werden.

Grenzwertüberwachung

Je Meßwert müssen für jede Senke mindestens zwei Grenzen möglich sein und zwar entweder eine obere und eine untere (z. B. Spannung) oder zwei obere Grenzen (z. B. Strom). Grenzwertverletzungen erzeugen Warn-/Störmeldungen.

Meßwertberuhigung

Die Meßwertberuhigung gewährleistet, daß die Meßwerte nur bei folgenden Kriterien übertragen werden:

- der Wert ändert sich sprunghaft um einen individuellen definierten Betrag
- das Integral der Änderung seit der letzten Übertragung ist größer als ein individuell definierter Betrag
- ein langsamer Zeitzyklus.

Unsymmetrieüberwachung

Überprüfung auf Symmetrie für Spannungen und Ströme. Grenzwertverletzungen erzeugen Warn-/Störmeldungen.

Meßwertsummierung

Zusammenfassung einzelner Meßwerte zu einer Meßwertsumme. Meßwertsummen müssen wie Einzelmeßwerte verarbeitbar sein.

Integration

Bildung von „Betriebszählerwerten“ oder Mittelwerten für vorgegebene Zeitperioden.

Minimal-/ Maximalwertermittlung

Ermittlung des Minimal- oder Maximalwertes eines Meßwertes innerhalb eines vorgegebenen Zeitfensters. Die Erfassung kann entweder auf Augenblickswerte und/oder Mittelwerte angewendet werden.

Ersatzwertzuweisung

Bei Ausfall oder Fehlen eines Meßwertes muß ein anderer Wert zuordenbar oder nachführbar sein.

8.1.3 Steuerung / Regelung

Einzelsteuerung, Befehlsausgabe

Ausgabe von Einzel-, Doppel- und Stellbefehlen an Schaltgeräte und Hilfseinrichtungen (einpölig, eineinhalbpolig oder zweipölige Befehlsausgabe gemäß VDE 0101).

Stufung Transformatoren, Erdschlußlöschspulen

Höher-/Tiefer-Stufung von Transformatoren oder Erdschlußlöschspulen und In-/Außerbetriebnahme der Regelung.

Doppelbetätigungssperre

Durchführung einer Prüfung für ausgewählte Befehle zur Verhinderung einer zeitgleichen Ausgabe mehrerer Befehle.

Befehlslaufzeitüberwachung

Absteuerung der Befehlsausgabe nach Ausführung oder nach einer definierten Zeit bei nicht ordnungsgemäß ausgeführten Befehlen.

Schaltfolgen

Für verschiedene Aufgaben können Schaltfolgen als Kettungen von Einzelsteuerungen hinterlegt werden, um Betriebsabläufe zu vereinfachen oder sicherer zu machen (z. B. Trafowechsel, Feld freischalten und erden).

Umschaltautomatiken

Schaltfolgen, die ohne Eingriffe eines Bedieners bei Eintreten bestimmter äußerer Ereignisse ablaufen (Beispiel: Einschalten Reservetrafo bei Ausfall des Betriebstrafos).

Automatische Quittierung

Befehlsausgabe zur Rückstellung der Erdschluß-Wischer-Relais nach einer definierten Zeit.

Parallelschalten

Überprüfung der Parallelschaltbedingungen vor dem Einschalten eines Leistungsschalters. Die Schaltung darf nur bei Einhaltung dieser Bedingungen freigegeben werden.

Feldverriegelung

Gegenseitige Verriegelung von Schaltgeräten innerhalb eines Feldes (z. B. Trennschalter gegen Leistungsschalter und Erdungsschalter oder Erdungsschalter gegen Trennschalter).

Anlagenverriegelung

Gegenseitige Verriegelung von Schaltgeräten innerhalb einer Anlage unter Berücksichtigung mehrerer Felder, z. B.: Verriegelung von Sammelschienen-Trennern gegen die Sammelschienen-Erdungsschalter, Verriegelung der Sammelschienen-Trennschalter eines Feldes in Abhängigkeit vom Schaltzustand der Kupplung.

Überwachung des Parallellaufs von Transformatoren

Bei Transformatoren, die ober- und unterspannungsseitig parallel geschaltet sind, muß dauernd überprüft werden, ob die Differenz der Übersetzungsverhältnisse in einem vorgegebenen Bereich liegt.

Zulässigkeitsprüfung

Befehlsausgaben von Regeleinrichtungen, Umschaltautomatiken oder Bedienungen sind vor Durchführung auf Zulässigkeit zu überprüfen. Bei Vorliegen bestimmter Ereignisse (z. B. Erdschlußmeldung blockiert Erdschlußlöschspulen-Regelung, fehlende Druckluft verhindert eine automatische Umschaltung) ist die Durchführung zu blockieren und eine Meldung zu erzeugen.

Regelung Transformatoren

Automatische Stufung der Transformatoren über einen Regelalgorithmus, der die Abhängigkeiten von Strom und Spannung beschreibt. Zeitpunkte und Anzahl der Regelvorgänge müssen dokumentiert werden können.

Regelung Erdschlußlöschspulen

Automatische Verstellung der Erdschlußlöschspule über einen Regelalgorithmus. Zeitpunkte und Anzahl der Regelvorgänge müssen dokumentiert werden können.

8.1.4 Systemaufgaben

Zeitsynchronisierung

Versorgung aller Einrichtungen in der Station mit der (funksynchronisierten) absoluten Uhrzeit und Überwachung des Synchronismus.

Informationssperren

Informationssperren sind erforderlich, um bei Arbeiten an einzelnen Komponenten (auch im Primärbereich) Befehle zu sperren und die überlagerten Ebenen nicht mit überflüssigen Informationen zu beaufschlagen. Es sollte vorgesehen werden, daß Informationssperren getrennt nach Quellen und Senken gesetzt werden.

Die Bedienung der Informationssperren sollte zentral möglich sein. Gesetzte Informationssperren müssen angezeigt werden können und an die betroffenen Ebenen gemeldet werden.

Konfiguration für den Betrieb

Es muß die Möglichkeit bestehen, einzelne Komponenten der Stationsleiteinrichtung unabhängig voneinander in definierte Zustände zu bringen (z. B. Betrieb, Reserve, Test). Besonders wichtig wird diese Funktion, wenn einzelne Komponenten gedoppelt werden. Die aktuellen Zustände der einzelnen Komponenten müssen abgefragt werden können.

Systemauskunft

Es sollte die Möglichkeit bestehen, die Zustände der Funktionsblöcke der Stationsleiteinrichtung abzufragen und wie Prozeßmeldungen zu verarbeiten.

Selbstüberwachung

Überwachung aller Hard- und Softwarefunktionen so weit wie möglich. Bei erkannten Fehlern müssen Systemfehlermeldungen erzeugt und örtliche Anzeigen an den betroffenen Komponenten gesetzt werden. Gegebenenfalls müssen Prozeßinformationen in Abhängigkeit von Systemfehlern als ungültig bzw. nicht aktualisiert markiert werden.

Zur Selbstüberwachung gehört auch die Überprüfung des Datenaustausches zwischen Funktionsblöcken und die Überwachung des Ausgabekreises.

8.1.5 Sonstige Funktionen

Zählwerterfassung

Die Zählwerterfassung externer Zähleinrichtungen muß möglich sein entweder durch Aufaddierung der angebotenen Impulse über ein Zeitfenster oder durch Übernahme codierter Zählerstände.

Archivierung

Informationen (Meßwerte, Zählwerte, Meldungen) müssen für eine spätere Auswertung unverlierbar archiviert werden.

Protokollierung

Ausgabe von Betriebsereignissen und Zuständen spontan oder auf Anforderung gegebenenfalls nach bestimmten Sortierkriterien auf Sichtgerät oder Drucker.

Protokollwandlung

Umwandlung der internen Informationsdarstellung in andere Formate für Netzleitstellen.

Störwerterfassung

Es gibt drei Möglichkeiten der Störwerterfassung:

- über digitale Schutzeinrichtungen
- über externe Störwerterfassungsgeräte
- über eine interne Funktion der leittechnischen Einrichtung

Die Störwerte müssen einschließlich ihrer Zeitkennung in der Stationsleiteinrichtung archiviert und für eine Auswertung vorgehalten werden können.

Schutzankopplung

Die serielle (nach VDEW-/ZVEI-Festlegung) Ankopplung des digitalen Schutzes kann in der Feld- oder Stationsleitebene erfolgen.

8.1.6 Bedienen und Anzeigen

Steuerung von Geräten

Über Auswahl-tasten ist das zu betätigende Schaltelement, bzw. bei Dreistellungsschaltern die zu betätigende Funktion, im Feldbild anzuwählen. Durch Betätigung der Ein- oder Austaste und ggf. einer Befehlsfreigabetaste erfolgt die Befehlsausgabe. Ein Abruch muß während der Anwahlphase und vor der Befehlsfreigabe möglich sein.

Die Bedientasten für die Schaltersteuerung sollen nur während der Anzeige des Feldbildes auf dem Grafikdisplay freigegeben sein; bei allen Anzeigen und Dialogen sind sie gesperrt.

Sichern gegen Wiedereinschalten

(gemäß DIN VDE 0105). Das Sperren jeglicher Schalthandlung und die Anzeige dieses Zustandes an der Feldeinheit muß möglich sein.

Informationssperren

Informationssperren sind erforderlich, um bei Arbeiten an einzelnen Komponenten (auch im Primärbereich) Befehle zu sperren und die überlagerten Ebenen nicht mit überflüssigen Informationen zu beaufschlagen. Es sollte vorgesehen werden, daß Informationssperren getrennt nach Quellen und Senken gesetzt werden.

Systembedienungen

z.B. Reset-Taste u.s.w.

Umschaltung Ort- /Fernsteuerung

Durch einen Schalter muß die Fernsteuerung gesperrt werden können. Die Sperrung sollte mittels Schlüsselschalter oder durch Bedientasten mit einer zusätzlichen Paßworteingabe möglich sein. Die Stellung Ort- oder Fernsteuerung muß an der Feldeinheit erkennbar sein.

Geräterückmeldung

Die Anzeige der aktuellen Schalterstellungen erfolgt im Grundzustand des Gerätes.

Warn- und Störmeldungen

vgl. Abschnitt 5.3

Meßwerte

Der wichtigste Meßwert (in der Regel ein Leiterstrom) muß im Feldbild dargestellt werden können. Der Wert soll prozentual bezogen auf den Nennwert oder als Absolutwert anzeigbar sein. Weitere Betriebsmeßwerte müssen durch Anwahl auf dem Grafikdisplay dargestellt werden können. Berechnete Werte und als fehlerhaft erkannte Werte sollen gekennzeichnet werden. Der Aktualisierungszyklus der Meßwerte sollte nicht größer als 1 s sein.

Stufenstellungsanzeige

- Transformator
- Erdschlußlöschspule
- Lauflampenanzeige

Baugruppenstörung

vgl. Abschnitt 5.3

8.2 Beispiele für die Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 2

In den folgenden Beispielen soll verdeutlicht werden, daß die Belegung der Prozeßschnittstelle davon abhängig ist, in welchem Feldtyp das Gerät eingesetzt wird.

1. Beispiel: Steuerung und Zustandsmeldung der Schaltgeräte eines Kuppelfeldes (siehe Bild 2.10)

Befehlsausgaben:

(max. 4 Doppel- oder 8 Einzelbefehle)

- 2 Doppelbefehle Sammelschientrenner
- 1 Doppelbefehl Leistungsschalter
- 1 Doppelbefehl Abgangstrenner

Meldungseingaben:

(max. 4 Doppel- und 8 Einzelmeldungen)

- 4 x Doppelmeldung Schaltgeräte EIN/AUS
- 4 x Überwachung
- Störung Antriebsspannung
- Störung Steuerspannung
- SF₆-Verlust
- Störung Zählung

2. Beispiel: Steuerung und Überwachung einer Schaltanlage ohne bzw. mit Einspeisung (ohne Bild)

Befehlsausgaben:

(max. 4 Doppel- oder 8 Einzelbefehle)

- Alarm löschen
- Quittierung
- Notmeldesystem EIN/AUS

a) Schaltanlage ohne Einspeisung

Meldungseingaben:

(max. 4 Doppel- und 8 Einzelmeldungen)

- Batterie < 57 V
- Isolationsfehler Batterie
- Gleichrichter Störung
- GS-Sicherungsfehler
- Drehstrom gestört

b) Schaltanlage mit Einspeisung

Meldungseingaben:

(max. 4 Doppel- und 8 Einzelmeldungen)

- Batterie < 57 V
- Isolationsfehler 60V
- Gleichrichter Störung 60V
- GS-Sicherungsfehler
- Drehstrom gestört
- Batterie < 210 V
- Isolationsfehler 220V
- Gleichrichter Störung 220V
- Zählung gestört

3. Beispiel: Steuerung und Überwachung eines Transformators (ohne Bild)

Befehlsausgaben:

(max. 4 Doppel- oder 8 Einzelbefehle)

- Lüfter EIN / AUS

Meldungseingaben:

(max. 4 Doppel- und 8 Einzelmeldungen)

- Lüfter EIN
- Lüfter AUS
- Dauererdschluß L1
- Dauererdschluß L2
- Dauererdschluß L3
- Erdschluß < 5 s
- Erdschluß hochohmig
- Transformator Temperatur
- Transformator Gefahr
- UMZ AUS
- Distanzschutz AUS
- Differentialschutz / Buchholz AUS
- Unterfrequenz AUS

Meßwerteingaben:

(max. 5 Eingänge)

- 3 x Leiter-Erde-Spannung U_{1N}, U_{2N}, U_{3N}
- 1 x Strom
- 1 x Wirkleistung

4. Beispiel: Steuerung und Überwachung einer E-Spule mit Sternpunktbildner (siehe Bild 4.1)

Befehlsausgaben:

(max. 4 Doppel- oder 8 Einzelbefehle)

- Sternpunkterder EIN / AUS
- Lastwiderstand EIN / AUS oder Pulsen EIN / AUS

Meldungseingaben:

(max. 4 Doppel- und 8 Einzelmeldungen)

- E-Spule Endstellung (hoch)
- E-Spule Endstellung (tief)
- Buchholz AUS E-Spule
- Buchholz AUS Sternpunktbildner
- Lastwiderstand EIN oder Pulsen EIN
- Lastwiderstand AUS oder Pulsen AUS
- Sternpunkterder EIN
- Sternpunkterder AUS

Meßwerteingaben:

(max. 5 Eingänge)

- Sternpunktspannung UNE
- Tauchkernstellung

5. Beispiel: Steuerung und Überwachung Meßfeld (siehe Bild 2.11)

Befehlsausgaben:

(max. 4 Doppel- oder 8 Einzelbefehle)

- Lasttrenner EIN / AUS
- Erdungstrenner EIN / AUS

Meldungseingaben:

(max. 4 Doppel- und 8 Einzelmeldungen)

- Lasttrenner EIN
- Lasttrenner AUS
- Erdungstrenner EIN
- Erdungstrenner AUS
- Steuerautomat AUS
- Wandlerautomat AUS

Meßwerteingaben:

(max. 5 Eingänge)

- 3 x Leiter-Erde-Spannung U1N, U2N, U3N
- 1 x Sternpunktspannung UNE (Ankopplung event. über Meßwertumformer)

8.3 Beispiele für die Belegung der Prozeßschnittstelle der Feldeinheit vom Typ 3

Im folgenden sollen Beispiele für den Einsatz der Feldeinheit vom Typ 3 aufgezeigt werden. Es soll dabei verdeutlicht werden, daß die Belegung der Prozeßschnittstellen davon abhängig ist, für welche Regelfunktion das Gerät eingesetzt wird.

1. Beispiel: Spannungsregelung Transformator

Befehlsausgaben:

(max. 3 Einzelbefehle)

- Stufung höher
- Stufung tiefer
- Auslösung Motorschutzschalter

Befehlseingaben:

(max. 5 Einzelbefehle)

- Blockierung (bei 110-kV-Erdschluß)
- Automatik EIN¹⁾
- Automatik AUS¹⁾
- Kennlinie 1¹⁾
- Kennlinie 2¹⁾

Meldungsausgaben:

(max. 16 Einzelmeldungen)

- 2 für interne Funktionsüberwachung (Störung/Warnung)
- Störung Stufenschalter¹⁾
- Überstromblockierung¹⁾
- Automatik EIN¹⁾
- Automatik AUS¹⁾
- Automatik AUS Grenzwert $U <$ (Netz spannungslos)¹⁾
- Automatik AUS Grenzwert $U >$ (Spannung Warnung)¹⁾
- Automatik AUS Grenzwert $U \gg$ (Spannung Gefahr)¹⁾
- BCD 1¹⁾
- BCD 2¹⁾
- BCD 4¹⁾
- BCD 8¹⁾
- BCD 10¹⁾
- BCD 20¹⁾

Meldungseingaben:

(max. 10 Einzelmeldungen)

- Stufung höher
- Stufung tiefer
- Endstellung hoch
- Endstellung tief
- BCD 1
- BCD 2
- BCD 4
- BCD 8
- BCD 10
- BCD 20

¹⁾ Nur erforderlich wenn die Feldeinheit ohne die serielle Verbindung zur Stationsleitebene eingesetzt werden soll

Meßwerteingaben:
(max. 5 Eingänge)

- Spannung U12 (100 V)
- Spannung U23 (100 V)
- Spannung U31 (100 V)
- Strom 1 A oder 5 A

2. Beispiel: Regelung Erdschlußkompensationsspule (E-Spule)

Befehlsausgaben:
(max. 3 Einzelbefehle)

- Stufung höher
- Stufung tiefer
- Stufung stop

Befehlseingaben:
(max. 5 Einzelbefehle)

- Blockierung Regelung (bei 110-kV-Erdschluß)
- Automatik EIN¹⁾
- Automatik AUS¹⁾

Meldungsausgaben:
(max. 16 Einzelmeldungen)

- 2 für interne Funktionsüberwachung (Störung/Warnung)
- Erdschluß¹⁾
- U_{max} (Regelungsgrenzwert; Blockierung Regler)¹⁾
- Automatik EIN¹⁾
- Automatik AUS¹⁾

Meldungseingaben:
(max. 10 Einzelmeldungen)

- Stufung höher
- Stufung tiefer
- Endstellung hoch
- Endstellung tief
- Fixspule EIN

Meßwerteingaben:
(max. 5 Eingänge)

- Sternpunktspannung UNE
- Tauchstellung, Potentiometer (0...200 Ω)

¹⁾ Nur erforderlich wenn die Feldeinheit ohne die serielle Verbindung zur Stationsleitebene eingesetzt werden soll