



SIEMENS

Totally Integrated Power

Planung der elektrischen Energieverteilung

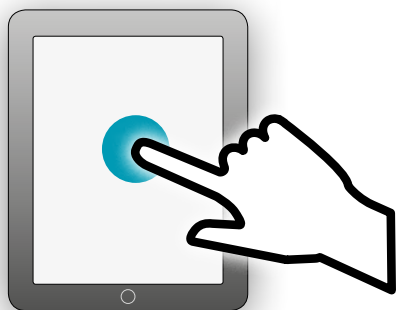
Technische Grundlagen

[siemens.de/tip-cs](https://www.siemens.de/tip-cs)

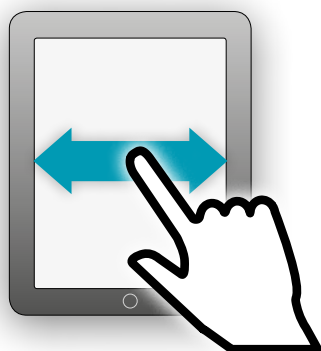


SIEMENS

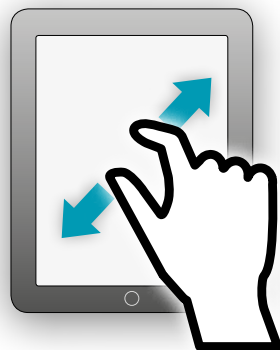
Tipps zur Navigation



Für Navigation Bildschirm berühren



Horizontal Wischen, um zwischen den Einzelseiten zu wechseln



Auf- und Zuziehen (Zoomen und Pinchen)



Navigationsleiste

Auf jeder Seite finden Sie eine Navigationsleiste.

Klicken Sie auf die Kapitelbezeichnung/-nummer in der Navigationsleiste, um auf die Startseite des jeweiligen Kapitels zu wechseln.

Klicken Sie ganz oben auf „Inhalt“, um zum Inhaltsverzeichnis zu gelangen.

Kapitelinhalt

2.3 Abschätzung eines konkreten Werts für den Leistungsbedarf aus den gegebenen Spannen	21
2.4 Betriebsspannungen in Versorgungs- und Verteilungsnetzen	25
2.5 Art der Einspeisung	27
2.6 Zentrale oder dezentrale Aufstellung in der Niederspannungsversorgung	29

Auf der Kapitelstartseite finden Sie ein Verzeichnis der Unterkapitel.

Klicken Sie auf das Unterkapitel, um zum betreffenden Textabschnitt zu gelangen.

Verweise auf Abbildungen und Tabellen

... das Gebäudemanagement entsprechend der Norm EN 15232 (siehe [Tab. 2/9](#)) vorgegangen werden. Allerdings ist zu beachten, dass die ...

Wird im Text zum ersten Mal auf eine Abbildung (Abb.) bzw. Tabelle (Tab.) verwiesen, und befindet sich diese Abb./Tab. nicht auf der gleichen Seite, so ist dieser Verweis blau hinterlegt (Schaltfläche).

Klicken Sie auf den Verweis, um zur entsprechenden Abb./Tab. zu springen.

Tab. 1/1: RZ-Leistungsbedarf in Abhängigkeit von Redundanz- und Infrastrukturkonzept

[zurück zu Seite 18](#)

Von einer Abbildung bzw. Tabelle kommen Sie wieder zurück auf die Seite der Erstnennung, wenn Sie in der Bildunterschrift den blau hinterlegten Link betätigen.



SIEMENS

Totally Integrated Power

Planung der elektrischen Energieverteilung

Technische Grundlagen

[siemens.de/tip-cs](https://www.siemens.de/tip-cs)

Editorial

Die Planung der elektrischen Energieverteilung für Gebäude und Infrastruktureinrichtungen ist einem fortwährenden Wandel unterworfen. Die Suche nach einer aufgabengerechten und sicheren Lösung soll die üblichen Anforderungen an Kostenoptimierung, Effizienz und Zeitbedarf erfüllen. Dabei fließen ständig Neuerungen bei technischen Entwicklungen und Erkenntnisse aus der Praxis in den Planungsprozess ein. Mit unseren Büchern zum Thema Elektrische Energieverteilung wollen wir Sie als Planer in Ihrer Tätigkeit unterstützen und Ihnen ein stets aktuelles und verlässliches Werkzeug an die Hand geben.

Im Lauf der Zeit haben sich verschiedene Bände unter dem Begriff „Applikationshandbuch“ angesammelt. Um eine Strukturierung einzuführen, unterscheiden wir zukünftig Planungs- und Applikationshandbücher:

In den Applikationshandbüchern werden die spezifischen Anforderungen der Infrastruktureinrichtungen einzelner Branchen und Gebäudetypen an die elektrische Energieverteilung herausgearbeitet. Hier sind Ihnen vielleicht bereits die Ausgaben zu Hochhäuser, Krankenhäuser, Energietransparenz und Rechenzentren begegnet. Diese Reihe wollen wir in loser Folge fortsetzen. Gerne nehmen wir Ihre Anregungen dazu auf.

Die Planungshandbücher greifen stärker die allgemein anzuwendenden Themen bei der Planung der elektrischen Energieverteilung auf. Sie orientieren sich am grundlegenden Know-how, das der Planungstätigkeit zugrunde liegt. Dazu starten wir eine neue Reihe, wobei Band 2 aus mehreren einzelnen Modulen bestehen wird.

Bei dem vorliegenden ersten Band „Planung der elektrischen Energieverteilung – Technische Grundlagen“ wird das Augenmerk auf die allgemeinen Forderungen und Ausprägungen gerichtet, die bei der Planung der elektrischen Energieverteilung interessieren. Die Folgebände der Reihe „Planung der elektrischen Energieverteilung – Produkte und Systeme“ ergänzen dieses. Darin werden wir die technischen Details und Beschreibungen konkreter Produkte und Systeme vorstellen, um die im vorliegenden Band beschriebenen Anforderungen erfüllen zu können.

Um zukünftig die richtigen und aktuellen Themen aufzugreifen, sind wir für Hinweise von Ihnen als fachlich interessiertem Leser besonders dankbar. Bitte schicken Sie uns eine Mail an: consultant-support.tip@siemens.com mit dem Betreff: TIP-Planungshandbücher.

Detlef Lucius

Leiter Consultant Support für Totally Integrated Power

Inhalt

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

	Integriert planen – Kosten senken	6	6	Dimensionierung von Energieverteilungen	102
			6.1	Stromkreisarten und Grundregeln	103
			6.2	Netzschutz und Schutzkoordination	106
	1 Randbedingungen der Planung	10	7	Schutzgeräte für die Niederspannungsverteilung	114
	1.1 Aufgaben des Planers	10	7.1	Leistungsschalter mit Schutzfunktionen	116
	1.2 Inhalte der Leistungsphasen	10	7.2	Sicherungen	120
	1.3 Lasten-/Pflichtenheft	12	7.3	Schaltkombinationen	121
	1.4 Grundüberlegungen zur Energieverteilung	13	7.4	Leitungsschutzschalter	133
	1.5 Normen, Normungsinstitute, Richtlinien	13	7.5	Selektivität in Niederspannungsnetzen	138
	2 Grundlagen des Entwurfs elektrischer Energieverteilungen	16	7.6	Schutz von Niederspannungskondensatoren	151
	2.1 Anforderungen an elektrische Gebäudenetze	17	7.7	Schutz von Verteilungstransformatoren	152
	2.2 Abschätzung des Leistungsbedarfs	18	8	Mittelspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen	168
	2.3 Abschätzung eines konkreten Werts für den Leistungsbedarf aus den gegebenen Spannen	21	8.1	Mittelspannungs-Schaltanlagen	169
	2.4 Betriebsspannungen in Versorgungs- und Verteilungsnetzen	25	8.2	Schaltgeräte der Mittelspannungstechnik	179
	2.5 Art der Einspeisung	27	8.3	Mittelspannungsschutz	189
	2.6 Zentrale oder dezentrale Aufstellung in der Niederspannungsversorgung	29	9	Transformatoren	198
	2.7 Netzstrukturen	30	9.1	Elektrische Bauart	198
	2.8 Netzsysteme nach Art der Erdverbindung	32	9.2	Verluste und Wirtschaftlichkeitsabschätzung	201
	3 Netzplanungsmodule	36	9.3	Aufbau von Öltransformatoren	203
	4 Planung von Mittelspannungsnetzen	44	9.4	Gießharztrockentransformatoren GEAFOL	205
	4.1 Komponenten für den Aufbau von Mittelspannungsnetzen	45	9.5	Stromrichtertransformatoren	207
	4.2 Mittelspannungs-Netzkonzepte	47	9.6	Regelbarer Ortsnetz-Transformator FITformer® REG	208
	4.3 Aufbau der Schaltanlagen	50	9.7	Betrieb von Transformatoren	210
	4.4 Anschluss der Schaltanlage an das Versorgungsnetz	51	9.8	Transformatorraum	213
	4.5 Einrichtungen des Netzschutzes	53	10	Niederspannungs-Schaltanlagen und -Verteilersysteme	218
	4.6 Behandlung des Sternpunkts im Mittelspannungs-Kabelnetz	64	10.1	Kenngößen und Formen von Niederspannungs-Schaltanlagen	218
	5 Versorgungsqualität	72	10.2	Planungshinweise	224
	5.1 Spannungsqualität	73	10.3	Motor-Control-Center	228
	5.2 Elektromagnetische Verträglichkeit	79	10.4	Installationsverteiler	228
	5.3 Verfügbarkeit und Redundanz	82	10.5	Schienenverteilersysteme	231
	5.4 Blindleistung und Kompensation	88			
	5.5 Schutz vor Blitzstrom und Überspannung	96			

11	Niederspannungs-Schutz- und Schaltgeräte	238	16	Beleuchtung im Gebäude	306
11.1	Stromkreise und Gerätezuordnung	240	16.1	Grundlagenermittlung	306
11.2	Anforderungen an die Schutzgeräte in den drei Stromkreisarten	241	16.2	Gebäudeanalyse	309
11.3	Fehlerstrom- und Brandschutzschalter	244	16.3	Normative Vorgaben	309
12	Starten, Schalten und Schützen von Motoren	252	16.4	Normative Vorgaben zur Energieeffizienz	310
12.1	Schützen von Elektromotoren	252	16.5	Gütemerkmale der Beleuchtung	312
12.2	Schalten von Elektromotoren	253	16.6	Gestaltungsgrundlagen	316
12.3	Schaltungsvergleich für Motoranlauf	260	16.7	Lichtwerkzeuge für eine gute Beleuchtung	320
12.4	Sicherheit von Maschinen	262	16.8	Lichtberechnung	327
13	Einspeisung über Umrichter und Generatoren	266	16.9	Notbeleuchtung	338
13.1	USV-Anlagen	267	17	Anhang	348
13.2	Eigenerzeugungsanlagen	270	17.1	Charakteristika von Netzeinspeisungen	348
14	Energiemanagement	282	17.2	Liste der aufgeführten Normen	349
14.1	Messgrößen für die Energietransparenz	283	17.3	Abkürzungsverzeichnis	359
14.2	Grafische Darstellungen im Energiemanagement	285	17.4	Literaturverzeichnis	363
14.3	Auswertungsprofile	288	17.5	Umrechnungsfaktoren und -tabellen	364
14.4	Kennwerte	289		Siemens in Ihrer Nähe	369
14.5	Strommarkt Betrachtungen	290		Ansprechpartner für spezielle Themen	369
14.6	Betriebsmanagement	295		Impressum	370
14.7	Normative Grundlage für ein Energiemanagementsystem	296			
15	Planungstools für eine effiziente Planung der Energieverteilung	300			
15.1	Dimensionieren mit SIMARIS design	300			
15.2	Platzbedarf ermitteln mit SIMARIS project	302			
15.3	Kennlinien visualisieren mit SIMARIS curves	303			
15.4	Effizienz der SIMARIS-Tools	303			
15.5	Online-Tools für den Planer	304			

Inhalt

Ein-
leitung

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17



Einleitung

Integriert planen – Kosten senken

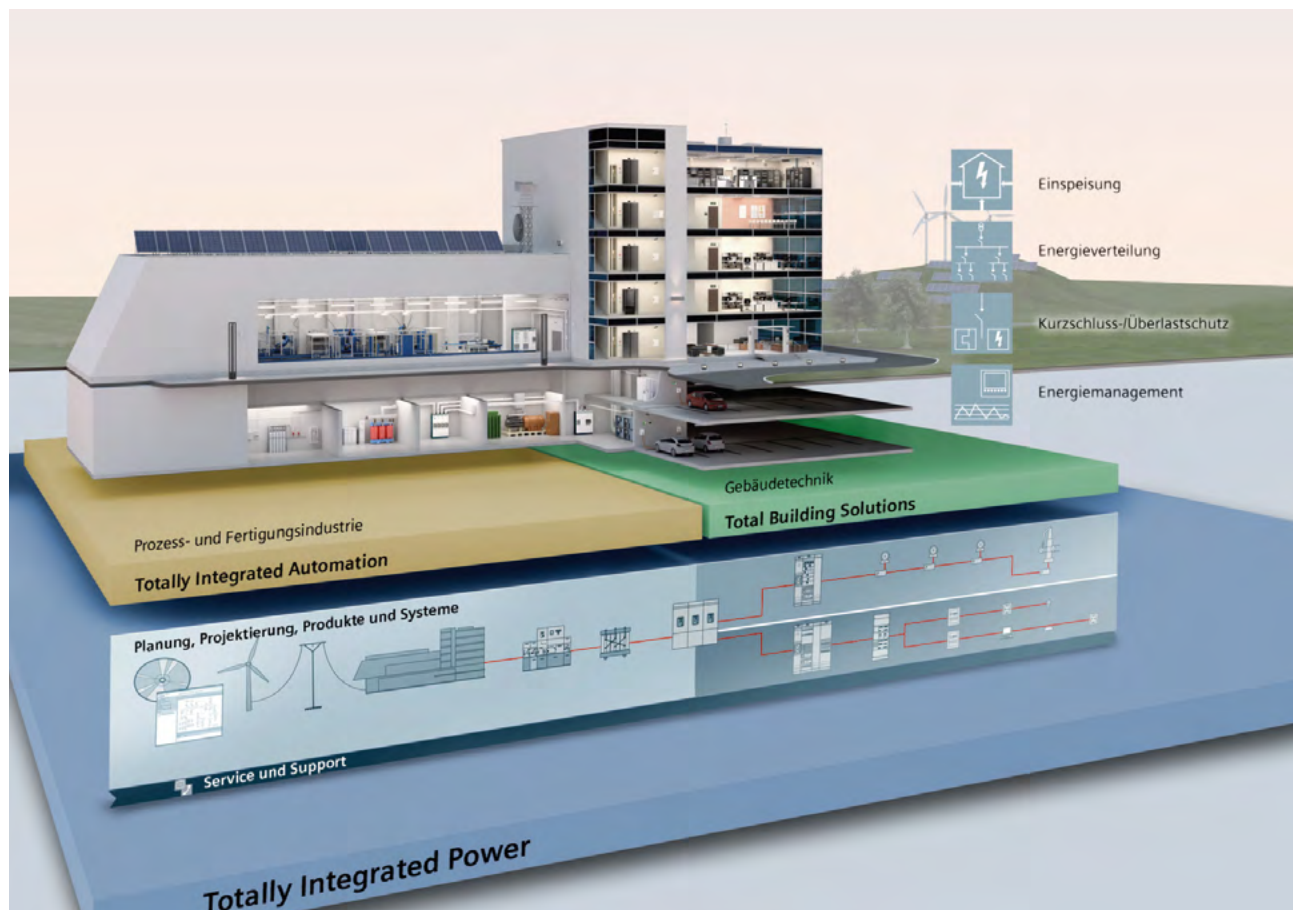
Integriert planen – Kosten senken

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17

An moderne Gebäude werden immer höhere Ansprüche gestellt. Bereits bei der Planung müssen Forderungen nach hoher Sicherheit, großer Flexibilität über die gesamte Nutzungsdauer, geringe Umweltbelastung, Einbindung erneuerbarer Energien und geringe Kosten berücksichtigt werden, damit das volle Potenzial hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Erfüllung der technischen Ansprüche ausgeschöpft werden kann. Eine besondere Herausforderung ist dabei die Abstimmung der einzelnen Gewerke untereinander. Dazu gehören im Wesentlichen Heizung, Lüftung, Klima- und Kältetechnik, Brandschutz, Einbruchschutz, Gebäudeleittechnik und elektrische Energieverteilung. Bei einer innovativen Planung werden die Anforderungen nicht einfach auf die einzelnen Gewerke heruntergebrochen, sondern aufeinander abgestimmt.

In der deutschen Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) [1] werden die unterschiedlichen Gewerke wie folgt definiert:

1. „Objekte“ sind Gebäude, raumbildende Ausbauten, Freianlagen, Ingenieurbauwerke, Verkehrsanlagen, Tragwerke und Anlagen der Technischen Ausrüstung
2. „Gebäude“ sind selbstständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und geeignet oder bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen
3. „Neubauten und Neuanlagen“ sind Objekte, die neu errichtet oder neu hergestellt werden
4. „Wiederaufbauten“ sind vormals zerstörte Objekte, die auf vorhandenen Bau- oder Anlageteilen wiederhergestellt werden; sie gelten als Neubauten, sofern eine neue Planung erforderlich ist
5. „Erweiterungsbauten“ sind Ergänzungen eines vorhandenen Objekts
6. „Umbauten“ sind Umgestaltungen eines vorhandenen Objekts mit Eingriffen in Konstruktion oder Bestand
7. „Modernisierungen“ sind bauliche Maßnahmen zur nachhaltigen Erhöhung des Gebrauchswertes eines Objekts, soweit sie nicht unter die Punkte 5, 6 oder 9 fallen



Totally Integrated Power – die zukunftssichere Energieverteilung als Basis für Totally Integrated Automation und Total Building Solutions

8. „Raumbildende Ausbauten“ sind die innere Gestaltung oder Erstellung von Innenräumen ohne wesentliche Eingriffe in Bestand oder Konstruktion; sie können im Zusammenhang mit Leistungen nach den Punkten 3 bis 7 anfallen
9. „Instandsetzungen“ sind Maßnahmen zur Wiederherstellung des zum bestimmungsgemäßen Gebrauch geeigneten Zustands (Soll-Zustands) eines Objekts, soweit sie nicht unter Punkt 4 fallen oder durch Maßnahmen nach Punkt 7 verursacht sind
10. „Instandhaltungen“ sind Maßnahmen zur Erhaltung des Soll-Zustands eines Objekts
11. „Freianlagen“ sind planerisch gestaltete Freiflächen und Freiräume sowie entsprechend gestaltete Anlagen in Verbindung mit Bauwerken oder in Bauwerken

Für das Planungskonzept der elektrischen Energieversorgung sind nicht nur die gültigen Normen und Bestimmungen zu beachten, sondern auch wirtschaftliche und technische Zusammenhänge zu klären und zu erörtern. Dabei werden die elektrischen Betriebsmittel, zum Beispiel Verteiler und Transformatoren, so bemessen und ausgewählt, dass sie nicht als einzelne Betriebsmittel, sondern insgesamt ein Optimum darstellen. Alle Komponenten müssen für die Belastungen sowohl im Nennbetrieb als auch für den Störfall ausreichend dimensioniert werden. Bei der Erstellung des Energiekonzepts müssen außerdem folgende wichtige Punkte berücksichtigt werden:

- Art, Nutzung und Form des Gebäudes (zum Beispiel Hochhaus, Flachbau oder mehrgeschossiges Gebäude)
- Ermitteln von Lastschwerpunkten, Feststellen von möglichen Versorgungstrassen und Standorten für Transformatoren und Hauptverteiler
- Feststellen der gebäudebezogenen Anschlusswerte nach spezifischen Flächenbelastungen entsprechend der Gebäudenutzung
- Bestimmungen und Auflagen der Baubehörden
- Auflagen des Verteilnetzbetreibers (VNB)

Das größte Optimierungspotenzial in einem Projekt liegt in der Planungsphase. Hier werden die Weichen gestellt, welche zusätzlichen Kosten und Mehrungen im Laufe der Errichtung und späteren Nutzung entstehen.

Für eine integrierte Planung wird ein Gebäude ganzheitlich betrachtet und die Funktionalität entlang der darin ablaufenden Prozesse definiert, ohne die traditionelle Eingrenzung auf einzelne Gewerke vorzunehmen. Dafür ist es notwendig, die Spezifikationen bereits in der Planungsphase umfassend zu definieren. Nur so kann eine Lösung mit optimal aufeinander abgestimmten Systemen und Komponenten realisiert werden. Durch

eine nahtlose technische Integration der verschiedenen Systeme kann maximale Effizienz und Zuverlässigkeit der Prozesse erreicht werden. Gleichzeitig lassen sich durch Ausschöpfung von Synergien die Kosten für Investoren Betreiber und Nutzer des Gebäudes reduzieren.

Integrierte Planung bedeutet, dass die Synergien von aufeinander abgestimmten, durchgängigen und intelligenten Systemen und Produkten aus einer Hand genutzt und in kostengünstige Lösungen umgesetzt werden. Schnittstellen und aufwendige Abstimmungen zwischen unterschiedlichen Systemen und Produkten entfallen. Der Aufwand für Ersatzteilhaltung und -beschaffung wird geringer. Über durchgängige Kommunikationssysteme können die Systeme und Produkte der Energieverteilung/-versorgung mit anderen Gewerken verbunden werden, zum Beispiel mit der Prozess- und Fertigungsautomatisierung oder der Gebäudeautomation. Der Verkabelungsaufwand kann durch eine abgestimmte Konzeption und die so erzielbare übergreifende Nutzung der Kabel-Infrastruktur zur Datenübertragung bedeutend reduziert werden. Dies sind nur ausgewählte Beispiele, wie das Kosten-Nutzen-Verhältnis durch integrierte Planung im Vergleich zu konventionellen Planungen entscheidend verbessert werden kann.

Die Komponenten der Energieverteilung werden mit Totally Integrated Power (TIP) integriert betrachtet und zu einem Ganzen zusammengebracht. TIP bietet alles, was man von einer zukunftsorientierten Energieverteilung erwarten kann: Offenheit, Durchgängigkeit, effiziente Planungstools, vielfältige Kommunikationsmöglichkeiten und damit eine deutliche Effizienzsteigerung. Bei Betrachtung der Anforderungen an die Energieverteilung in Zusammenhang mit den Gewerken Gebäudeautomation, Brandschutz und Sicherheitssysteme wird schnell deutlich, dass mit zunehmendem Vernetzungsgrad zwischen den einzelnen Gewerken das Einsparpotenzial wächst. Kostenreduzierungen bis zu 25 % sind möglich. Investoren und Betreiber können damit ein kostengünstigeres Energieversorgungssystem zur Verfügung stellen und dessen Effizienz steigern.

Eine höhere Effizienz bringt dem Investor in der Regel Vorteile bei der Bewertung des Bauvorhabens, die sich durch Vereinfachungen bei Genehmigung und Finanzierung positiv für ihn auswirken. Investoren und Betreiber können dadurch zudem ein kostengünstigeres und umweltfreundlicheres Energieversorgungssystem zur Verfügung stellen, für das sich leichter Interessenten gewinnen und zuverlässig die gewünschten Erträge erzielen lassen. Der Nutzer profitiert von einer hohen Versorgungsqualität und -quantität zu günstigen Konditionen.

Inhalt
Einleitung
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17

The image shows a large, multi-story brick building with a prominent 'SIEMENS' logo on the upper part. To the right of the logo is a circular clock tower. The building has many windows, some with white frames. In the foreground, there is a street with a traffic light, a cyclist, and some pedestrians. The sky is clear and blue.

SIEMENS

Kapitel 1

Randbedingungen der Planung

1.1 Aufgaben des Planers	10
1.2 Inhalte der Leistungsphasen	10
1.3 Lasten-/Pflichtenheft	12
1.4 Grundüberlegungen zur Energieverteilung	13
1.5 Normen, Normungsinstitute, Richtlinien	13

1 Randbedingungen der Planung

1

Der Planer hat es einerseits in der Hand, sich durch moderne, innovative Konzepte bei der Gestaltung der Energieversorgung und der Auswahl der Betriebsmittel Wettbewerbsvorteile und Alleinstellungsmerkmale zu verschaffen. Andererseits ist er für seine Planung verantwortlich, was bedeutet, dass er auch zu Schadenersatz herangezogen werden kann. Darum ist es wichtig, frühzeitig mit dem Bauherrn den Projektrahmen und die wirtschaftlichen Randbedingungen abzuklären.

2

3

4

5

1.1 Aufgaben des Planers

Den ersten Leistungsphasen der Planung kommt bereits entscheidende Bedeutung zu. Hier werden die Grundlagen und Richtlinien für den weiteren Projektverlauf festgelegt. Fehlerhafte Annahmen und ungenaue Vorgaben können zu Überdimensionierungen führen, die mit unnötigen Kosten verbunden sind. Unterdimensionierungen können Überlastungen und Ausfälle zur Folge haben. Das vorliegende Handbuch zu den technischen Grundlagen der Planung soll dabei helfen, die übergeordneten Komponenten der technischen Gebäudeausrüstung bereits in diesen ersten Projektphasen richtig zu dimensionieren. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf den Komponenten, Systemen und Prozessen in der elektrischen Energieversorgung.

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

1.2 Inhalte der Leistungsphasen

Nach der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) werden die Leistungen des Planers in neun Leistungsphasen unterteilt:

1. Grundlagenermittlung
2. Vorplanung
3. Entwurfsplanung
4. Genehmigungsplanung
5. Ausführungsplanung
6. Vorbereitung der Vergabe
7. Mitwirkung bei der Vergabe
8. Objektüberwachung (Bauüberwachung oder Bauoberleitung)
9. Objektbetreuung und Dokumentation

Im vorliegenden Handbuch werden hauptsächlich die ersten drei Planungsphasen und die zugehörigen Aufgaben für den Planer beschrieben.

Leistungsphase 1, Grundlagenermittlung

- Klären der Aufgabenstellung
- Bestandsaufnahme
- Standortanalyse
- Betriebsplanung
- Aufstellen eines Raumprogramms
- Aufstellen eines Funktionsprogramms
- Prüfen der Umweltverträglichkeit
- Beraten zum gesamten Leistungsbedarf
- Formulieren von Entscheidungshilfen für die Auswahl anderer an der Planung fachlich Beteiligter
- Zusammenfassen der Ergebnisse

Leistungsphase 2, Vorplanung (Projekt- und Planungsvorbereitung)

- Analyse der Grundlagen
- Abstimmen der Zielvorstellungen (Randbedingungen, Zielkonflikte)
- Erarbeiten eines Planungskonzepts einschließlich der Untersuchung alternativer Lösungen
- Integrieren der Leistungen anderer an der Planung fachlich Beteiligter
- Erstellen eines Funktionsschemas beziehungsweise Prinzipschaltbilds für jede Anlage
- Klären und Erläutern der wesentlichen städtebaulichen, gestalterischen, funktionalen, technischen, bauphysikalischen, wirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen (beispielsweise hinsichtlich rationeller Energieverwendung und der Verwendung erneuerbarer Energien) und landschaftsökologischen Zusammenhänge, Vorgänge und Bedingungen sowie der Belastung und Empfindlichkeit der betroffenen Ökosysteme
- Vorverhandlungen mit Behörden und anderen an der Planung fachlich Beteiligten über die Genehmigungsfähigkeit
- Kostenschätzung (in Deutschland nach DIN 276 oder nach dem wohnungsrechtlichen Berechnungsrecht)
- Zusammenstellen aller Vorplanungsergebnisse

Leistungsphase 3, Entwurfsplanung (System- und Integrationsplanung)

- Durcharbeiten des erstellten Planungskonzepts, wobei fachspezifische Anforderungen und durch die Objektplanung integrierte Fachplanungen berücksichtigt werden
- Festlegen aller Systeme und Anlagenteile
- Abstimmen von Durchführungen und Angabe von Lasten, die für die Tragwerksplanung nötig sind (allerdings ohne Anfertigung von Schlitz- und Durchbruchplänen)
- Stufenweises Erarbeiten einer zeichnerischen Lösung bis hin zum vollständigen Entwurf
- Mitwirken bei Verhandlungen mit Behörden und anderen an der Planung fachlich Beteiligten über die Genehmigungsfähigkeit
- Kostenrechnung (in Deutschland nach DIN 276) und Kostenkontrolle durch Vergleich mit der zuvor erstellten Kostenschätzung

Besondere Leistungen müssen zwischen Auftraggeber und Planer einzeln ausgehandelt werden. Für die ersten drei Leistungsphasen zur Planung der technischen Ausrüstung werden in der HOAI aufgeführt:

- Grundlagenermittlung:
 - Systemanalyse unter verschiedenen Gesichtspunkten wie Durchführbarkeit, Aufwand, Nutzen, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit
 - Datenerfassung
 - Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich Energiesparen und Umweltverträglichkeit
- Vorplanung:
 - Durchführen von Versuchen und Modellversuchen
 - Anlagenoptimierung hinsichtlich Energieverbrauch und Schadstoffemissionen
 - Erarbeiten optimierter Energiekonzepte
- Entwurfsplanung:
 - Erarbeiten von Daten für die Planung Dritter
 - Detaillierter Wirtschaftlichkeitsnachweis
 - Betriebskostenrechnungen
 - Detaillierter Vergleich von Schadstoffemissionen
 - Erstellen des technischen Teils eines Raumbuchs

Abb. 1/1 zeigt schematisch, welche Planungsschwerpunkte durch TIP abgedeckt werden.

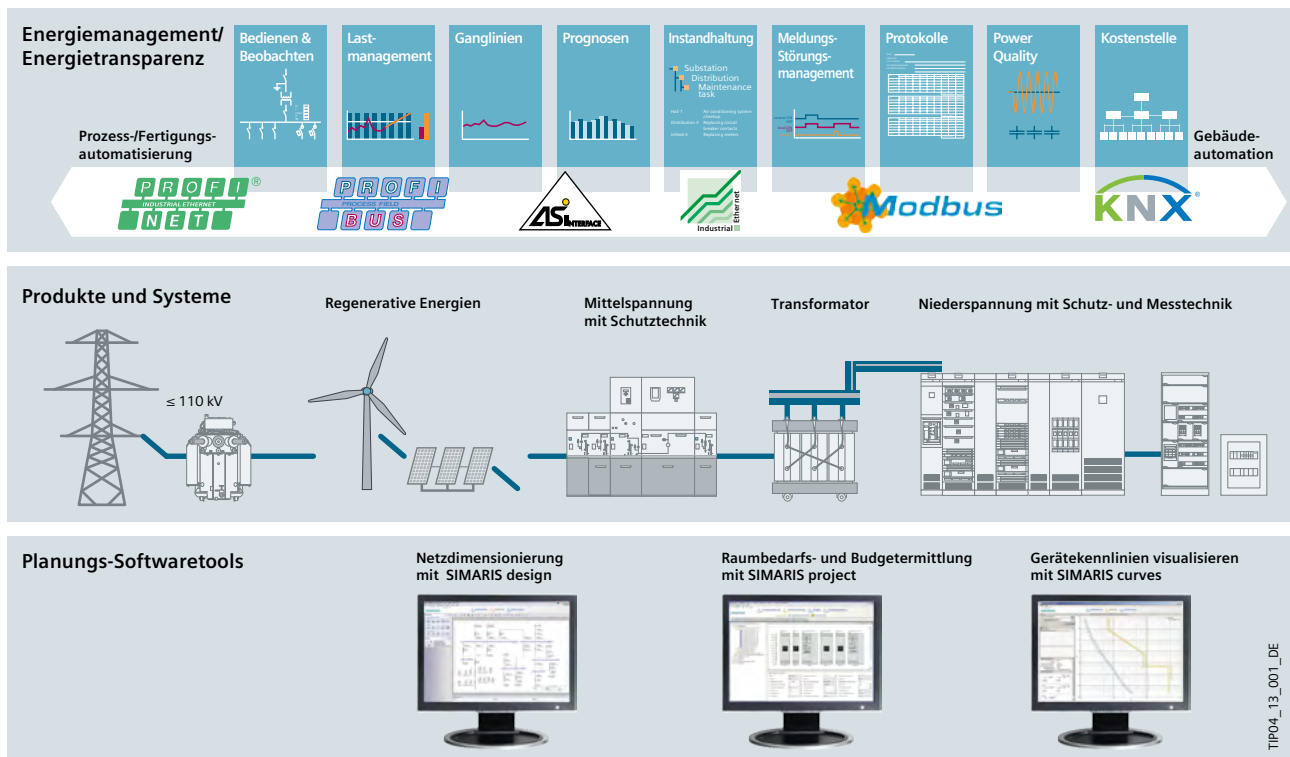


Abb. 1/1: Totally Integrated Power – durchgängige Lösungen für die elektrische Energieverteilung

1.3 Lasten-/Pflichtenheft

Wichtige Hilfsmittel in den ersten Leistungsphasen sind das Lastenheft und das Pflichtenheft.

Lastenheft

Das Lastenheft beschreibt das „Was“ und „Wofür“ und kennzeichnet die grundlegende Anforderungsspezifikation. Es dient dem Auftragnehmer als grobe Zielvorgabe für den Auftrag.

- Es gibt die vom Auftraggeber festgelegte Gesamtheit der Anforderungen an die Lieferungen und Leistungen eines Auftragnehmers innerhalb eines Auftrags vor
- Es beschreibt die unmittelbaren Anforderungen und Wünsche an ein geplantes Projekt oder ein Produkt aus Anwendersicht
- Es dient als Ausschreibungs-, Angebots- und Vertragsgrundlage
- Die Anforderungen sollen quantifiziert werden und überprüfbar sein
- Der Ersteller des Lastenhefts ist der (externe oder firmeninterne) Auftraggeber, während die Auftragnehmer die Adressaten sind
- In der Softwaretechnik ist das Lastenheft das Ergebnis der Planungsphase und wird in der Regel von den Entwicklern als Vorstufe des Pflichtenhefts erarbeitet

Pflichtenheft

Das Pflichtenheft repräsentiert das Sollkonzept und wird bereits so weit fachspezifisch abgefasst, dass daraus eine Spezifikation erstellt werden kann.

- Es ist die vertraglich bindende, detaillierte Beschreibung einer zu erbringenden Leistung, zum Beispiel für den Aufbau einer technischen Anlage, die Konstruktion eines Werkzeugs oder auch für die Erstellung eines Computerprogramms

- Es beschreibt das vom Auftragnehmer erarbeitete Realisierungsvorhaben auf Basis einer Umsetzung des vom Auftraggeber vorgegebenen Lastenhefts
- Die Fragen nach dem „Wie“ und dem „Womit“ eine Realisierung des Projekts erfolgen soll, werden im Pflichtenheft abgehandelt
- Die Inhalte des zuvor ausgearbeiteten Lastenhefts werden präzisiert, vervollständigt und in ein nachvollziehbares Durchführungskonzept umgesetzt sowie mit technischen Festlegungen der Betriebs- und Wartungs-umgebung verknüpft

Gewöhnlich können jeder Anforderung des Lastenhefts eine oder mehrere Leistungen des Pflichtenhefts zugeordnet werden. So wird auch die Reihenfolge der beiden Dokumente im Entwicklungsprozess deutlich: Die Anforderungen werden durch Leistungen erfüllt.

Bei der Erstellung von Lasten- und Pflichtenheft ist zu beachten, dass sich Teilziele wie Investitionen, Verluste, Zuverlässigkeit, Qualität und vieles mehr gegenseitig beeinflussen können. Eine tabellarische Aufstellung solcher Konkurrenzbeziehungen und deren projektspezifische Gewichtung unterstützen die Planungsentscheidung und damit die Schwerpunktauswahl in Lasten- und Pflichtenheft.

Bei der Gewichtung ist dann für Lasten- und Pflichtenheft von den unterschiedlichen Fragestellungen auszugehen. Tab. 1/1 ist eine einfache Beziehungstabelle, in der die Konkurrenzsituation einzelner Teilziele untereinander eingeschätzt wird. Zum Beispiel wird das Teilziel 2 – Geringe Netzverluste – stark von Teilziel 1 – Investitionskosten – beeinflusst, während das Teilziel 4 – hohe Versorgungszuverlässigkeit – keinen unmittelbaren Bezug zu den Netzverlusten hat.

Teilziele	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 geringe Investitionskosten	–	●	●	●	●	■	○	■	■
2 geringe Netzverluste	●	–	○	○	○	○	■	○	○
3 prozessgerechte Deckung des Leistungsbedarfs	●	○	–	○	○	○	●	○	○
4 hohe Versorgungszuverlässigkeit	●	○	○	–	○	○	●	○	○
5 hohe Spannungsqualität	●	○	○	○	–	○	■	○	○
6 geringe Personen- und Anlagengefährdung	■	○	○	○	○	–	○	○	○
7 geringer Wartungs- und Instandhaltungsaufwand	○	■	●	●	■	○	–	■	○
8 hohe Bedienerfreundlichkeit	■	○	○	○	○	○	■	–	○
9 hohe Umweltfreundlichkeit	■	○	○	○	○	○	○	○	–

● starke Konkurrenz ■ Konkurrenz ○ keine oder unwesentliche Konkurrenz

Tab. 1/1: Konkurrenzsituation bei Planungsentscheidungen [2]

1.4 Grundüberlegungen zur Energieverteilung

Bezogen auf die elektrische Energieversorgung ist die wichtigste Aufgabe in der Phase der Grundlagen-ermittlung die Abschätzung der benötigten Leistung. Um eine hohe Effizienz zu erreichen, sollten die Komponenten mit einer Auslastung von etwa 70 bis 80% der Maximalleistung arbeiten. Unterdimensionierung führt zu Fehlfunktionen, Überdimensionierung zu überhöhten Kosten.

Netzstruktur und Versorgungsquellen

Die benötigte Netzstruktur wird abhängig von den Anforderungen festgelegt, die sich aus der Gebäudenutzung ergeben. Entsprechend den Vorgaben des Errichters und der Nutzung des Gebäudes muss die benötigte Leistung auf verschiedene Versorgungsquellen aufgeteilt werden. Wird Redundanz gefordert, ist eine zusätzliche Reserve einzuplanen. Neben dem Bedarf aus der allgemeinen Energieversorgung (AV) ist die benötigte Leistung aus der sicheren Energieversorgung (SV) abzuschätzen. Dieser Bedarf an sicherer Leistung wird aufgeteilt auf die Netzersatzanlage (NEA) und die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Die USV soll bei Ausfall der AV über die NEA versorgt werden. Hinzu kommt der Energiebedarf der Sicherheitseinrichtungen, wie in IEC 60364-5-56 (VDE 0100-560) beschrieben und speziell für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art (wie zum Beispiel für medizinische genutzte Bereiche nach IEC 60364-7-710/VDE 0100-710 oder für öffentliche Einrichtungen und Arbeitsstätten nach IEC 60364-7-718/VDE 0100-718) gefordert, die an die SV angeschlossen werden müssen. Aus der Abschätzung der benötigten Energie, Leistung und der Aufteilung auf die unterschiedlichen Versorgungsquellen ergibt sich die Dimensionierung der einzelnen Komponenten.

Technikräume

Neben der richtigen Dimensionierung der Komponenten ist die Festlegung der Größe und Lage der für die elektrische Energieversorgung benötigten Technikräume zu Beginn ein wesentlicher Punkt der Überlegungen. Die Abmessungen der Technikräume ergeben sich aus den

Abmessungen der benötigten Komponenten und den entsprechenden Sicherheitsvorschriften. Auch Randbedingungen wie zum Beispiel Raumbelüftung, Druckausgleich im Störlichtbogenfall, Deckenbelastung und Transportwege sind bei der Raum- und Gebäudeplanung zu beachten. Zu groß dimensionierte Räume mindern die Wirtschaftlichkeit eines Gebäudes (Raumnutzung). Zu klein dimensionierte Räume können dazu führen, dass eine Anlage nicht genehmigungsfähig ausgeführt werden kann oder zumindest teure Sonderlösungen bei der eingesetzten Technik erzwingen. In diesem Planungshandbuch sind Hilfestellungen zur Ermittlung der benötigten Raumabmessungen für die einzelnen Komponenten enthalten.

1.5 Normen, Normungsinstitute, Richtlinien

Bei der Planung und Errichtung von Gebäuden sind neben den spezifischen Vorgaben des Gebäude- und Anlagenbetreibers (zum Beispiel Werksvorschriften) und des zuständigen VNB zahlreiche Normen, Vorschriften und Richtlinien zu beachten und einzuhalten. Wenn im Folgenden international gültige Normen und Schriften verwendet werden, werden diese gemeinsam mit spezifisch in Deutschland verwendeten Dokumenten im Anhang aufgelistet.

Zur Minimierung des technischen Risikos beziehungsweise zum Schutz aller Beteiligten beim Umgang mit elektrotechnischen Komponenten sind die wesentlichen Planungsregeln in Normen zusammengestellt. Normen stellen den Stand der Technik dar und sie sind Grundlage von Beurteilung und Rechtsprechung. Technische Normen sind Soll-Bedingungen von Fachverbänden, die durch rechtliche Standards wie zum Beispiel Arbeitsschutzgesetze verpflichtend werden. Des Weiteren ist die Einhaltung von technischen Standards bestimmend für die Betriebserlaubnis oder den Versicherungsschutz. Während vor Jahrzehnten Normen vor allem national erarbeitet wurden und in den regionalen Gremien diskutiert wurden, gilt heute, dass Initiativen zentral (IEC) eingebracht und anschließend von der Region beziehungsweise vom Land in die nationale Normung überführt werden. Nur wenn die IEC an der Bearbeitung nicht

interessiert ist beziehungsweise zeitliche Einschränkungen vorliegen, wird ein Normenentwurf regional bearbeitet. Der Zusammenhang der verschiedenen Standardisierungsebenen geht aus Tab. 1/2 hervor. Eine komplette Liste der IEC-Mitglieder mit weiterführenden Links ist zu finden unter:

www.iec.ch/members_experts

Neben der fachlichen Normungsorganisation IEC für Elektrik und Elektronik sollte sich der Planer bei seiner Arbeit an den Standards der Internationalen Organisation für Normung (ISO; en: International Organization for Standardization) orientieren. Beispiele sind die Beschreibungen der Managementprozesse hinsichtlich Qualität,

Umwelt und Energie. Eine zunehmend wichtiger werdende Normenreihe für den Fachplaner ist die ISO 29481 zur Gebäudevirtualisierung [3]. Bauwerksinformationsmodelle (BIM; en: building information models) sollen die einzelnen Gewerke datentechnisch verknüpfen, sodass

- Die Projektabwicklung erleichtert und beschleunigt wird
- Fehler bereits bei der Planung vermieden werden
- Die Zusammenarbeit der Beteiligten verbessert wird
- Die durchgängige Nachverfolgbarkeit von Planung, Bau, Betrieb, Umbau und Rückbau über die gesamte Gebäudelebensdauer ermöglicht wird.

Dazu werden in den Normen Vorgaben zu Datenformaten, Datenaustausch und Verknüpfungen gemacht.

Übersicht Normen und Normungsinstitute					
Regional	Amerika PAS	Europa CENELEC	Australien	Asien	Afrika
National	USA: ANSI CA: SCC BR: COBEI ...	D: DIN VDE I: CEI F: UTE GB: BS ...	AUS: SA NZ: SNZ ...	CN: SAC IND: BIS J: JISC ...	SA: SABS
ANSI	American National Standards Institute				
BIS	Bureau of Indian Standards				
BS	British Standards				
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung; en: European Committee for Electrotechnical Standardization (fr: Comité Européen de Normalisation Electrotechnique)				
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano				
COBEI	Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações				
DIN VDE	Deutsche Industrie Norm Verband deutscher Elektrotechniker				
EN	European Norm				
IEC	International Electrotechnical Commission				
JISC	Japanese Industrial Standards Committee				
PAS	Pacific Area Standards				
SA	Standards Australia				
SABS	South African Bureau of Standards				
SAC	Standardisation Administration of China				
SCC	Standards Council of Canada				
SNZ	Standards New Zealand				
UTE	Union Technique de l'Electricité et de la Communication				

Tab. 1/2: Darstellung nationaler und regionaler Standards in der Elektrotechnik



Kapitel 2

Grundlagen des Entwurfs elektrischer Energieverteilungen

2.1 Anforderungen an elektrische Gebäudenetze	17
2.2 Abschätzung des Leistungsbedarfs	18
2.3 Abschätzung eines konkreten Werts für den Leistungsbedarf aus den gegebenen Spannen	21
2.4 Betriebsspannungen in Versorgungs- und Verteilungsnetzen	25
2.5 Art der Einspeisung	27
2.6 Zentrale oder dezentrale Aufstellung in der Niederspannungsversorgung	29
2.7 Netzstrukturen	30
2.8 Netzsysteme nach Art der Erdverbindung	32

2 Grundlagen des Entwurfs elektrischer Energieverteilungen

Für die elektrische Energieverteilung sind durchgängige Lösungen gefragt. Totally Integrated Power (TIP) bietet zur Erarbeitung von passenden Lösungen Unterstützung durch Softwaretools und Support bei der Planung und Projektierung sowie ein optimal aufeinander abgestimmtes und vollständiges Produkt- und Systemportfolio für die durchgängige Energieverteilung von der Mittelspannungs-Schaltanlage bis zum Endstromkreis. Mit TIP unterstützt Siemens bei Anforderungen wie:

- Vereinfachung der Betriebsführung durch einen übersichtlichen, einfachen Netzaufbau
- Geringe Netzverluste, zum Beispiel durch mittelspannungsseitigen Energietransport in die Lastschwerpunkte
- Hohe Versorgungs- und Betriebssicherheit der Anlagen auch bei Störung einzelner Betriebsmittel (Reservehaltung, Selektivität des Netzschutzes und hohe Verfügbarkeit)
- Leichte Anpassung an sich ändernde Belastungs- und Betriebsverhältnisse
- Niedrige Betriebskosten durch wartungsfreundliche Betriebsmittel
- Ausreichende Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel im Normalbetrieb und auch bei zu beherrschenden Störfällen
- Gute Versorgungsqualität, das heißt geringe Spannungsänderungen infolge von Belastungsschwankungen bei ausreichender Spannungssymmetrie und geringem Oberschwingungsgehalt in der Spannung

- Einhaltung der gültigen IEC- / EN- / VDE-Bestimmungen sowie projektbezogener Bestimmungen für besondere Anlagen

Die Effizienz einer elektrischen Energieversorgung steht und fällt mit der qualifizierten Planung eines Netzkonzepts, das die oben aufgeführten Punkte berücksichtigt. Die erstellten Netzkonzepte sind immer im Kontext der Randbedingungen und Projektziele zu bewerten.

Bei der Netzplanung und -projektierung (siehe Abb. 2/1) unterstützt Siemens TIP den Elektrofachplaner mit Serviceangeboten bei seinen Aufgaben. Unsere TIP Consultant Support Ansprechpartner (Kontakt Daten finden Sie im Internet unter www.siemens.de/tip-cs/kontakt) nutzen den persönlichen Kontakt auch zur Präsentation der Planungstools wie zum Beispiel SIMARIS design, SIMARIS project und SIMARIS curves.

Neben den Planungshandbüchern bietet Siemens Applikationsschriften, die Planungsspezifikationen bestimmter Objekttypen wie Hochhäuser, Kliniken oder Rechenzentren beschreiben, weitere Netzberechnungstools wie SINCAL oder Projektierungstools wie die Profix-Tools für Mittelspannungs-Schaltanlagen.

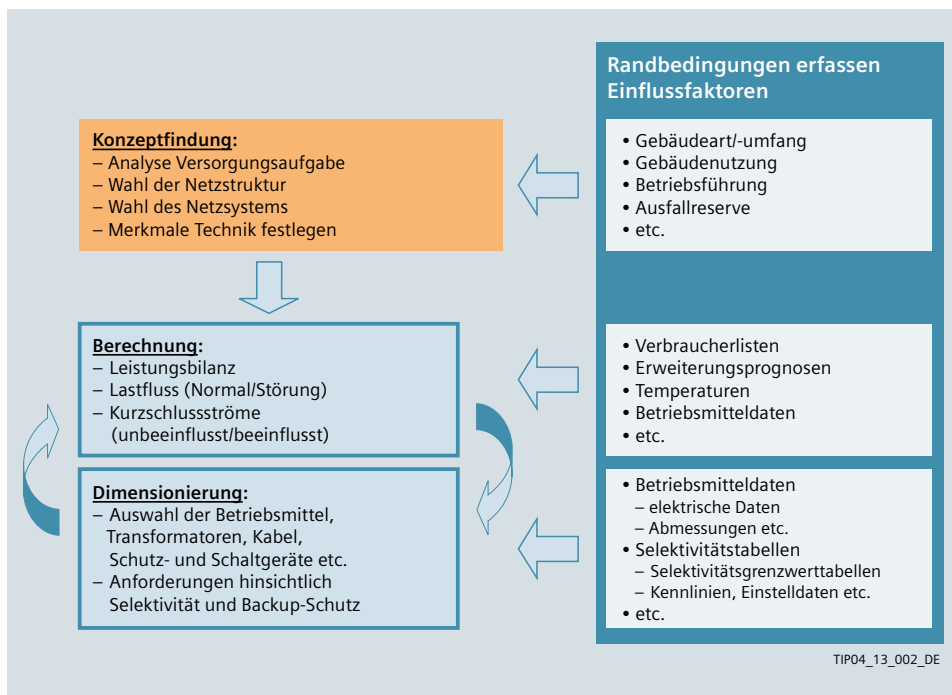


Abb. 2/1: Aufgaben der Netzplanung und -projektierung

2.1 Anforderungen an elektrische Gebäudenetze

Bei der Planung von elektrischen Netzen sind die zumeist ambivalenten Anforderungen in den drei „Lebensphasen“ des Projekts zu berücksichtigen:

Investition – Errichtung – Betrieb

Tab. 2/1 vermittelt eine Einschätzung des Aufwands in den unterschiedlichen „Lebensphasen“.

Weitere Einflussfaktoren

Die wesentlichen Eigenschaften eines Netzes werden von folgenden Anforderungen bestimmt:

- Nutzung/Verbraucher beziehungsweise Zweck der Energieverteilung, das heißt Leistungsbilanz, Leistungsdichte sowie Lastschwerpunkte (siehe Tab. 2/2)
- Architektur, zum Beispiel Flachbau oder Hochhaus
- Betriebs- und Umweltbedingungen
- Behördliche/gesetzliche Auflagen, zum Beispiel Arbeitsschutzgesetze, Bauämter
- Durch einspeisendes Energieversorgungsunternehmen
 - Technische Vorgaben bezüglich Spannung, Kurzschlussleistung, Genehmigung der maximalen Anschlussleistung, zulässiger Technik
 - Einsatz von Power Management, um das Netz im Rahmen der Tarifoptionen wirtschaftlich betreiben zu können.

	Investition	Errichtung	Betrieb
Realisierungskosten	minimal	maximal	irrelevant
Realisierungszeit	minimal	minimal	irrelevant
Technik	preisgünstig	einfache Montage	flexibler Betrieb
Platzbedarf für Technik	minimal	maximal	irrelevant
Nutzungsdauer	maximal	irrelevant	maximal
Brandlast	irrelevant	irrelevant	minimal
Betriebskosten (u. a. Versicherungsprämien)	irrelevant	irrelevant	minimal

Tab. 2/1: Relation zwischen Aufwand und Lebensphasen eines Projekts

Nutzungsart	Merkmale	Anforderung	Konsequenzen
Wohnräume	Viele Kleinverbraucher	Kleine Nennströme bei vergleichsweise großer Netzkurzschlussleistung	Backup-Schutz
	Elektrotechnische Laien	Schutz gegen direktes und indirektes Berühren	FI-Schutzschalter ist Pflicht
Bürräume	Viele Arbeitsplätze mit PCs	Spannungsstabilität und Versorgungssicherheit	
	Hoher Anteil kapazitiver Verbraucher	Gegenmaßnahmen bei Oberschwingungen	Verdrosselte Kompensationen
	Allgemeine Fluchtwege	Sicherheitsstromversorgung	Generatoreinspeisung
Serverräume	Kommunikationseinrichtungen (Netzwerk)	Gute elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	TN-S-Netz, um vagabundierende Fehlerströme zu minimieren
		Hohe Versorgungssicherheit	Redundanz, selektive Staffelung
		Sicherheitsstromversorgung und unterbrechungsfreier Betrieb	leistungsstarke Sicherheitsstromversorgung, effiziente USV
Medizinische Räume	Lebenserhaltende Maschinen	Hohe Versorgungssicherheit	Redundanz, selektive Staffelung, leistungsstarke Sicherheitsstromversorgung
	Intensivmedizin, EKG	Gute elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	TN-S-Netz, um vagabundierende Fehlerströme zu minimieren
		Fehlerströme lokal begrenzen	IT-Netz
Industriell genutzte Räume	Häufig motorische Verbraucher	Hoher Leistungsbedarf pro Fläche	Schienenverteiler

Tab. 2/2: Beispiele für verschiedene Nutzungsräume und ihren Einfluss auf die elektrischen Netze und Betriebsmittel

2.2 Abschätzung des Leistungsbedarfs

Die Grundlage der Planung und Dimensionierung der Energieversorgung ist die Kenntnis der anzuschließenden Verbraucher und des daraus abgeleiteten Gesamtbezugs an elektrischer Leistung. Neben dem Leistungsbedarf von Großverbrauchern (Motoren, Pumpen etc.)

muss der Bedarf der einzelnen Funktionsbereiche (Büro, Parkplatz, Ladengeschäft etc.) ermittelt werden (Tab. 2/3 und Tab. 2/4).

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren können genutzt werden, wenn die Aufsummierung einzelner Verbraucher für ein Gebäude bzw. für einen Raum/Funktionsbereich erfolgt.

Gebäude nach Nutzung	durchschnittlicher Leistungsbedarf ¹⁾	Gleichzeitigkeitsfaktor ²⁾	durchschnittliche Gebäudekosten umbauter Raum	durchschnittliche Kosten für das Gewerk Starkstrom in umbautem Raum ²⁾
	[W/m ²]		[€/m ³]	[€/m ³]
Bank/Sparkasse	40–70	0,6	300–500	25–50
Bibliothek	20–40	0,6	300–450	20–40
Büro	30–50	0,6	250–400	17–40
Einkaufszentrum	30–60	0,6	150–300	12–35
Hotel	30–60	0,6	200–450	10–35
Kaufhaus	30–60	0,8	200–350	20–45
Klinik (40–80 Betten)	250–400	0,6	300–600	18–50
Krankenhaus (200–500 Betten) ^{*)}	80–120	0,6	200–500	10–40
Lagergebäude (keine Kühlung)	2–20	0,6	50–120	3–18
Kühlhalle	500–1.500	0,6	150–200	10–20
Mehrfamilienhaus (ohne Nachtspeicher/Durchlauferhitzer)	10–30	0,4	180–350	18–35
Einfamilienhaus (ohne Nachtspeicher/Durchlauferhitzer)	10–30	0,4		
Museum	60–80	0,6	300–450	20–40
Parkhaus	3–10	0,6	100–200	7–15
Produktionsgebäude	30–80	0,6	100–200	10–40
Rechenzentrum ³⁾	125–2.000 ³⁾	0,4–0,9 ³⁾	360–4.500 ³⁾	60–2.200 ³⁾
Schule	10–30	0,6	200–400	15–30
Turnhalle	15–30	0,6	150–300	8–25
Stadion (40.000–80.000 Sitzplätze)	70–140 ^{**)}	0,6	3.000–5.000 ^{**)}	30–70 ^{**)}
Wohnheim/Altenpflege	15–30	0,6	200–400	10–25
Gewächshaus (künstliche Beleuchtung)	250–500	0,6	50–100	5–20
Labor/Forschung	100–200	0,6		
Maschinenbau	100–200	0,4		
Gummiindustrie	300–500	0,6		
Chemische Industrie ^{***)}		0,6		
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	600–1.000	0,8		

¹⁾ Die angegebenen Werte sind Anhaltswerte zur Leistungsabschätzung und können keine exakte Leistungsermittlung ersetzen.

²⁾ Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist ein Anhaltswert für die Vorplanung und muss für die einzelnen Projekte individuell angepasst werden.

³⁾ Für Rechenzentren werden in Tab. 2/5 und den zugehörigen Erläuterungen die Rahmenbedingungen und die einfachen Kalkulationen für die angegebenen Schätzwerte und deren weite Spannen gezeigt

^{*)} pro Bett ca. 2.000–4.000 W; ^{**)} je Sitzplatz; ^{***)} Leistungsbedarf stark vom Prozess abhängig

Tab. 2/3: Durchschnittlicher Leistungsbedarf von Gebäuden nach Nutzung

Funktionsbereich/ Raum im Gebäude	durchschnittlicher Leistungsbedarf ¹⁾	Gleichzeitig- keitsfaktor ²⁾		Funktionsbereich/ Raum im Gebäude	Gleichzeitigkeits- faktor ²⁾
	[W/m ²]				
Flur/Vorraum	5 – 15	0,3		Gebäudetechnik	
Treppenhaus	5 – 15	0,3		Fahrtreppe	0,5
Technik allgemein	5 – 15	0,3		Aufzug	0,3
Empfangshalle	10 – 30	1		Sanitär	0,5
Zuwegung (z. B. Tunnel)	10 – 20	1		Sprinkler	0,1
Aufenthaltsraum/Teeküche	20 – 50	0,3		Heizung	0,8
WC-Bereiche	5 – 15	1		Raumlufttechnik	0,8
Reisezentrum	60 – 80	0,8		Kühlwasseranlage	0,7
Büroflächen	20 – 40	0,8		Kälteerzeugung	0,7
Presse/Buchhandel	80 – 120	0,8			
Blumen	80 – 120	0,8			
Bäcker/Fleisch/Wurst	250 – 350	0,8			
Obst/Gemüse	80 – 120	0,8		Funktionsbereich/ Raum im Gebäude	durchschnittlicher Leistungsbedarf ¹⁾
Bistro/Eiscafe	150 – 250	0,8			[W/m²]
Imbiss	180 – 220	0,8			
Gastronomie/Restaurant	180 – 400	0,8		Fußbodenheizung, Wohnraum, elektrisch	65 – 100
Tabak	80 – 120	0,8		Fußbodenheizung, Bad, elektrisch	130 – 150
Frisör	220 – 280	0,8		Nachtspeicherheizung: Energiesparhaus	60 – 70
Reinigung/Wäscherei	700 – 950	0,7		Nachtspeicherheizung: Haus mit „normaler“ Isolierung	100 – 110
Lagerfläche	5 – 15	0,3		Kleinklimagerät	60
Küchen	200 – 400	0,7		Photovoltaik ³⁾ (max. Leistung der Module)	100 – 130

¹⁾ Die angegebenen Werte sind Anhaltswerte zur Leistungsabschätzung und können keine exakte Leistungsermittlung ersetzen.

²⁾ Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist ein Anhaltswert für die Vorplanung und muss für die einzelnen Projekte individuell angepasst werden. Für Verbraucher in der Sicherheitsstromversorgung (SV) ist bei deren Dimensionierung der Gleichzeitigkeitsfaktor gesondert zu betrachten (Erfahrungswert: $g \geq 0,8$ für SV-Schiene).

³⁾ Durchschnittlich zur Verfügung stehende Sonnenenergie in Deutschland pro Tag: 2,75 kWh/m²

Tab. 2/4: Durchschnittlicher Leistungsbedarf verschiedener Funktionsbereiche und Räume im Gebäude

[zurück zu Seite 18](#)

2.2.1 Spezielle Betrachtung der Kosten- situation für ein Rechenzentrum

Für Rechenzentren (RZ) gibt es eine Reihe von Faktoren, die unter anderem den spezifischen Leistungsbedarf beeinflussen. Wichtige Merkmale, die zu einer großen Spannweite bei den Abschätzungen für den Leistungsbedarf, den Gleichzeitigkeitsfaktor und die spezifischen Kosten führen, sind:

- Unterscheidung zwischen einem eigenständigen Gebäude (Rechenzentrum) oder IKT-Räumlichkeiten in einem Gebäude
- Unterschiedliche Techniken bei Klimatisierung und Energieversorgung beeinflussen Raumbedarf und Energieeffizienz
- Verfügbarkeitsanforderungen bestimmen Redundanz und Sicherheitssysteme

Für die rechenzentrumsspezifischen Kostenabschätzungen sind folgende Annahmen zu treffen:

- Ein flächenspezifischer Leistungsbedarf von 125 bis 1.500 W/m² wird für ein eigenständiges Rechenzentrum (RZ in Tab. 2/5) angenommen. Beim niedrigen Wert wird ein großer Flächenbedarf für die Informationstechnik und die Infrastruktur angesetzt (zum Beispiel aufgrund großer Redundanzen), während beim hohen Wert eine hohe Packungsdichte der Server in den Racks und moderne Kühl- und Energieversorgungssysteme angenommen werden
- Ein flächenspezifischer Leistungsbedarf von 500 bis 2.000 W/m² für Räume für die Informationstechnik in Infrastrukturgebäuden (IT-Raum in Tab. 2/5). Diese Werte unterscheiden sich leicht von den vorher genannten, da im Gebäude gemeinsame Infrastrukturkomponenten genutzt werden können

- Bei der Verfügbarkeit und den zugrunde liegenden Redundanzbedingungen wird die „Tier“-Struktur (Tier: englisch für Stufe oder Rang; mit aufsteigenden Anforderungen von I nach IV) des Uptime-Institutes, wie in [4] beschrieben, als Grundlage genommen. Die (n+1)-Redundanz bei Tier IV führt, verglichen mit Tier I ohne Redundanz, zu den etwa 2,5-fachen Kosten für die Infrastrukturkomponenten. Der Einfluss der Redundanzanforderungen an den spezifischen Raumbedarf wird bereits in den ersten beiden Punkten berücksichtigt
- Für die Kostenaufstellung im zweiten Teil von Tab. 2/5 werden die Anlagenanteile entsprechend der in DIN 276-1 aufgeführten Kostengruppe 440 – Starkstromanlagen aufsummiert. Es werden berücksichtigt:

- 441 – Hoch- und Mittelspannungsanlagen (Schaltanlagen, Transformatoren)
- 442 – Eigenstromerzeugungsanlagen
- 443 – Niederspannungs-Schaltanlagen
- 444 – Niederspannungs-Installationsanlagen
- 445 – Beleuchtungsanlagen
- 446 – Blitzschutz- und Erdungsanlagen

Der RZ-Gleichzeitigkeitsfaktor in Tab. 2/3 hat einen Spielraum zwischen 0,4 und 0,9, abhängig von der Infrastrukturumgebung und von den Redundanzkapazitäten. Bei einer (2n+1)-Redundanz (siehe Kap. 5) wird der Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen 0,4 (für n = 2) und 0,5 (für eine sehr große Anzahl n) zu wählen sein. Dagegen ist ohne Redundanz ein sehr hoher Gleichzeitigkeitsfaktor im RZ möglich.

Durchschnittliche Gebäudekosten umbauter Raum [€/m ³]					
durchschnittlicher Leistungsbedarf [W/m ²]		Tier I	Tier II	Tier III	Tier IV
RZ	125	360	390	490	550
	1.500	1.625	2.000	3.000	3.800
IT-Raum	500	690	810	1.130	1.400
	2.000	1.900	2.350	3.550	4.500

Durchschnittliche Kosten für das Gewerk 440 Starkstrom in umbautem Raum* [€/m ³]					
durchschnittlicher Leistungsbedarf [W/m ²]		Tier I	Tier II	Tier III	Tier IV
RZ	125	60	75	130	160
	1.500	740	940	1.500	1.900
IT-Raum	500	240	300	470	620
	2.000	900	1.100	1.750	2.300

* Kostenanteil für Eigenstromerzeugungsanlagen (Generatoren und USV-Anlagen) etwa 70 % und Kostenanteil für Hoch- und Mittelspannungsanlagen, Niederspannungs-Schaltanlagen, Niederspannungs-Installationsanlagen, Beleuchtungsanlagen und Blitzschutz- und Erdungsanlagen zusammen etwa 30 %

Tab. 2/5: RZ-Leistungsbedarf in Abhängigkeit von Redundanz- und Infrastrukturkonzept

2.3 Abschätzung eines konkreten Werts für den Leistungsbedarf aus den gegebenen Spannen

Die Werte für den durchschnittlichen Leistungsbedarf in Tab. 2/3 und Tab. 2/4 decken eine weite Spanne unterschiedlicher Voraussetzungen ab. Bei der Abschätzung des gesamten Leistungsbedarfs für das geplante Projekt müssen die einzelnen Spannen der Gebäudetypen, Funktionsbereiche und Räume konkretisiert werden. Dazu wird im Folgenden ein Schätzverfahren mit verschiedenen Kalibrierungsfaktoren als einfache Hilfe vorgestellt.

Hinweis: Ein ähnliches Vorgehen mit Effizienzfaktoren wird auch in der EN 15232-1 genutzt. Dabei erfolgt eine Klassifizierung. Die Klasseneinteilung A, B, C, D (Tab. 2/6) erfolgt zum Beispiel bezüglich der eingesetzten Systeme zur Gebäudeautomation (GA) und zum technischen Gebäudemanagement (TGM). Die einzelnen Effizienzfaktoren in EN 15232-1 (Tab. 2/7) beziehen sich auf die Mittelwerte für den Leistungsbedarf der GA/TGM-Gebäudesysteme für den elektrischen Leistungsbedarf.

Um zu einem Schätzwert innerhalb der in Tab. 2/3 und Tab. 2/4 gegebenen Leistungsbedarfsintervalle zu gelangen, werden im Folgenden sechs Kalibrierungsfaktoren

mit Werten zwischen 0 und 1 eingeführt. Die einzelnen Faktoren werden addiert und gemittelt, sodass sich ein Gesamtfaktor, ebenso zwischen 0 und 1, ergibt. Für unser einfaches Rechenmodell beschränken wir uns auf sechs Merkmale, die als gleichwertig angesetzt werden:

- Gebäudeplatzierung
- Raumstruktur
- Komfortausstattung
- Klimatisierungsmöglichkeit
- Technische Ausprägung
- GA/TGM

Selbstverständlich können durch eigene Faktoren zusätzliche Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. In jedem Fall sollten sich Planer und Auftraggeber abstimmen, sodass die Abschätzung nachvollzogen werden kann. Entsprechend den sechs Charakterisierungsmerkmalen sollen in unserem Modell sechs einzelne Kalibrierungsfaktoren, den Leistungsbedarf des Gebäudes kennzeichnen:

- Kalibrierungsfaktor k_{plc} für die Gebäudeplatzierung
- Kalibrierungsfaktor k_{struct} für die Raumstruktur
- Kalibrierungsfaktor k_{comf} für die Komfortausstattung
- Kalibrierungsfaktor k_{clim} für die Klimatisierungsmöglichkeiten
- Kalibrierungsfaktor k_{tech} für die technische Ausprägung
- Kalibrierungsfaktor $k_{GA/TGM}$ für die GA/TGM

Klasse	Gebäudeautomation und -management
A	Entspricht hoch energieeffizienten GA-Systemen und TGM <ul style="list-style-type: none"> • Vernetzte Raumautomation mit automatischer Bedarfserfassung • Regelmäßige Wartung • Energiemonitoring • Nachhaltige Energieoptimierung
B	Entspricht weiterentwickelten GA-Systemen und einigen speziellen TGM-Funktionen <ul style="list-style-type: none"> • Vernetzte Raumautomation ohne automatische Bedarfserfassung • Energiemonitoring
C	Entspricht Standard-GA-Systemen <ul style="list-style-type: none"> • Vernetzte Gebäudeautomation der Primäranlagen • Keine elektronische Raumautomation, Thermostatventile an Heizkörpern • Kein Energiemonitoring
D	Entspricht GA-Systemen, die nicht energieeffizient sind. Gebäude mit derartigen Systemen sind zu modernisieren. Neue Gebäude dürfen nicht mit derartigen Systemen gebaut werden <ul style="list-style-type: none"> • Keine vernetzten Gebäudeautomationsfunktionen • Keine elektronische Raumautomation • Kein Energiemonitoring

Tab. 2/6: Klassifizierung der Gebäudeautomations- und Gebäudemanagementsysteme eines Gebäudes bezüglich der Energieeffizienz nach EN 15232-1

Klasse ¹⁾	D	C	B	A
Büros	1,10	1	0,93	0,87
Hörsäle	1,06	1	0,94	0,89
Bildungseinrichtungen (Schulen)	1,07	1	0,93	0,86
Krankenhäuser	1,05	1	0,98	0,96
Hotels	1,07	1	0,95	0,90
Restaurants	1,04	1	0,96	0,92
Gebäude für Groß- und Einzelhandel	1,08	1	0,95	0,91

¹⁾ D Nicht energieeffizient
 C Standard (Referenzwert, auch für weitere Typen wie z. B. Sporteinrichtungen, Lager, Industrieinrichtungen)
 B Erhöhte Energieeffizienz
 A Hohe Energieeffizienz

Tab. 2/7: Effizienzfaktoren (elektrisch) für TA- und TGM-Funktionen von Nichtwohngebäuden nach EN 15232-1 (Standard = Klasse C = 1)

Da wir keine weitere Gewichtung der Faktoren vornehmen wollen, kann der Mittelwert der Kalibrierungsfaktoren als Gesamtwert (Abb. 2/2) bestimmt werden:

$$k_{\text{tot}} = \frac{(k_{\text{plc}} + k_{\text{struct}} + k_{\text{comf}} + k_{\text{clim}} + k_{\text{tech}} + k_{\text{GA/TGM}})}{6}$$

Falls eine besondere Bedeutung einzelner Faktoren berücksichtigt werden soll, müssen zusätzliche Wichtungsfaktoren ergänzt werden. In Abb. 2/2 wird nur eine einfache Abschätzung mit gleicher Wichtung betrachtet.

Geschätzter Leistungsbedarf

Mit dem gefundenen Kalibrierungsfaktor k_{tot} und den beiden Grenzwerten für den spezifischen Leistungsbedarf p_{min} und p_{max} (z. B. Werte aus Tab. 2/3 und Tab. 2/4) lässt sich ein mittlerer spezifischer Leistungsbedarf p_{spez} für die gesamte Nutzfläche eines Gebäudes abschätzen.

$$p_{\text{spez}} = p_{\text{min}} + (p_{\text{max}} - p_{\text{min}}) \times k_{\text{tot}}$$

Für den gesamten Leistungsbedarfswert des Gebäudes wird der spezifische Leistungsbedarf mit der Nutzfläche für das Gebäude multipliziert.

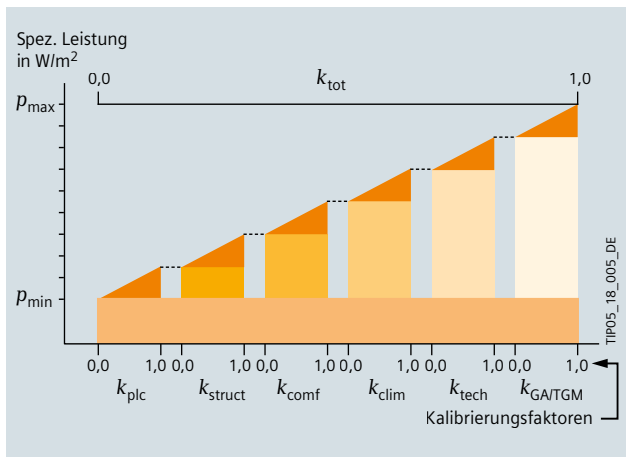


Abb. 2/2: Einfluss der Kalibrierungsfaktoren auf die spezifische Leistung

Platzierung des Gebäudes – Kalibrierungsfaktor k_{plc}

Einen grundlegenden Einfluss auf die Planung der Energieversorgung hat der Standort des Gebäudes. Unter anderem können folgende Fragestellungen herangezogen werden, um eine Einschätzung zu ermöglichen:

- Müssen Besonderheiten hinsichtlich benachbarter Gebäude beachtet werden?
- Welche Verkehrswege und -anbindungen können genutzt werden?
- Welche Art der Energieversorgung ist möglich und in welchem Umfang?
- Gibt es rechtliche Rahmenbedingungen, die bei der Planung berücksichtigt werden müssen?

Anmerkung: Ohne lokale Besonderheiten kann der Platzierungsfaktor $k_{\text{plc}} = 0,5$ gesetzt werden.

Raumstruktur – Kalibrierungsfaktor k_{struct}

Kleinere Räume sind leichter zu belüften und Licht wird durch Reflexionen an Wänden und Decke im Raum verteilt. Außerdem kann durch diesen Kalibrierungsfaktor die vorgesehene Raumhöhe berücksichtigt werden. Bei unseren Einschätzungen, die wir in Abb. 2/3 als Kurve dargestellt haben, ist auch hinterlegt, dass kleinere Räume und Flächen häufig durch direkte Lüftung und nicht durch Klimaanlage belüftet werden.

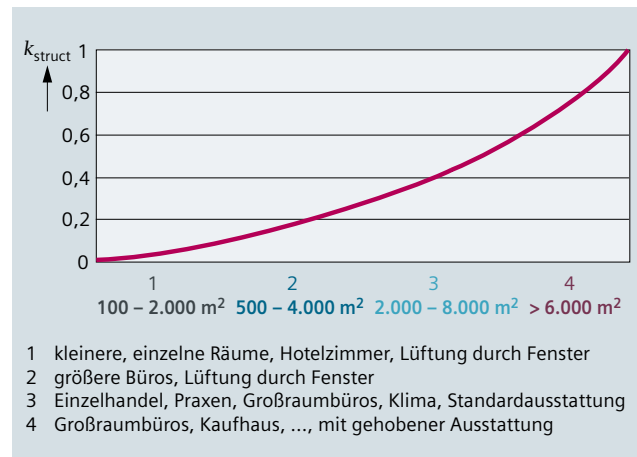


Abb. 2/3: Schematische Abhängigkeit des Leistungsbedarfs von der Gebäudestruktur durch einen normierten Faktor k_{struct}

- 1 kleinere, einzelne Räume, Hotelzimmer, Lüftung durch Fenster
- 2 größere Büros, Lüftung durch Fenster
- 3 Einzelhandel, Praxen, Großraumbüros, Klima, Standardausstattung
- 4 Großraumbüros, Kaufhaus, ..., mit gehobener Ausstattung

Größere Räume und Hallen werden im Allgemeinen einen höheren Kalibrierungsfaktor k_{struct} haben. An dieser Stelle sei nochmals vermerkt, dass für die Bestimmung der Faktoren und damit für eine Leistungsabschätzung immer die Erfahrung und Projektkenntnis des Planers sowie die Abstimmung mit dem Auftraggeber entscheidend sind. Die Siemens TIP Ansprechpartner unterstützen den Elektrofachplaner mit ihrem Hintergrundwissen bei konkreten Projekten.

Komfort- und Sicherheitsausstattung – Kalibrierungsfaktor k_{comf}

Hierfür lassen sich nur schwer allgemein gültige Aussagen treffen, da das Komfortempfinden wesentlich von den Nutzungsbedingungen des Gebäudes abhängt. Während in einem Einkaufszentrum eine gute Ausleuchtung, eine Audioanlage und eine Überwachungsanlage Standard sind, können diese Ausprägungen im Bürobereich zu den Komfortmerkmalen zählen. Umgekehrt werden Jalousien für die Schaufenster keine Rolle spielen, sehr wohl aber im Hotelbereich und in Büroräumen.

Schnelle Aufzüge für große Lasten erfordern mehr Leistung, ebenso wie besondere Bühnentechnik oder technisch aufwendige medizinische Diagnosegeräte. Leit- und Überwachungssysteme machen das Gebäude sicher und bieten die Grundlage für eine höhere Anwenderfreundlichkeit.

Im Produktionsbereich wird dieser Faktor meist eine untergeordnete Rolle spielen. Wenn ein Faktor vernachlässigt wird, muss in der vorstehenden Formel die Anzahl im Nenner entsprechend verkleinert werden.

Klimatisierung – Kalibrierungsfaktor k_{clim}

Hinsichtlich der Klimatisierung eines Gebäudes sind natürliche Belüftung, die Effizienz der Kühleinrichtungen und die Möglichkeiten zur Minderung der Sonneneinstrahlung ohne besondere Beeinträchtigung der Lichtverhältnisse in den Räumen zu beachten. In Deutschland hat sich der Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI) in der Richtlinie VDI 3807-4 unter anderem mit dem gebäudespezifischen Energiebedarf der Luftförderung und der Kühllkälte auseinandergesetzt. Die darin beschriebenen Daten für die spezifische installierte Leistung von Büro-

räumen, Hotelzimmern, Küchen, Rechenzentren, Theatern, Kaufhäusern, Parkhäusern etc. für unterschiedliche Bedarfsklassen von „sehr hoch“ bis „sehr gering“, haben wir in eine Kurve für Kalibrierungsfaktoren umgesetzt (Abb. 2/4). Die Überlagerung der vielen einzelnen Kurven hat gezeigt, dass nur die Nutzungen mit hohem Kühlbedarf, wie Rechenzentren und Küchen, einen etwas anderen Kurvenverlauf aufweisen.

In Rechnerräumen, die besser ohne Fenster geplant werden, ist in der Regel ein hoher Aufwand für die Klimatisierung – Konstanz der Temperatur und Luftfeuchte – zu betreiben, obwohl nur eine geringe Beeinflussung durch die Sonneneinstrahlung erfolgt. Ebenso ist zu beachten, dass eine Abhängigkeit der Klimatisierung von der Raumstruktur und den Komfortanforderungen besteht.

Technische Ausprägung – Kalibrierungsfaktor k_{tech}

Selbst wenn die Funktionalität der technischen Gebäudeausrüstung feststeht, unterscheiden sich die technischen Ausführungen zum Teil deutlich. Hochgeschwindigkeitsaufzüge benötigen höhere Anlaufströme als langsamere Aufzüge, Lüfter mit elektronisch gesteuerten (en: electronically controlled) EC-Motoren arbeiten stromsparend, moderne Beleuchtungsmittel reduzieren den Strombedarf und die Wirkungsgrade vieler elektrischer Verbraucher unterscheiden sich abhängig von der Ausführung deutlich.

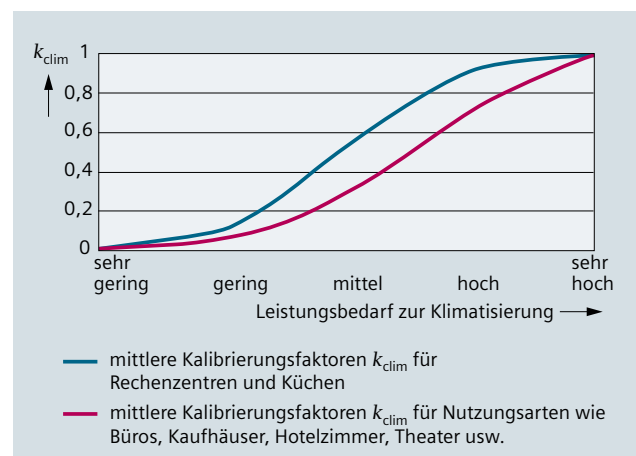


Abb. 2/4: Schematische Abhängigkeit des Leistungsbedarfs von der Gebäudeklimatisierung durch einen normierten Faktor k_{clim}

Eine Klassifizierung für die Energieeffizienz der technischen Ausstattung vergleichbar zur EN 15232-1 ist in Tab. 2/8 aufgelistet. Die Effizienzfaktoren aus der EN 15232-1 transformieren wir in Tab. 2/9 auf den gewünschten Kalibrierungsbereich zwischen 0 und 1 für k_{tech} . Für weitere Typen (wie Sporteinrichtungen, Lager, Industrieeinrichtungen etc.) wird keine Unterscheidung angegeben, so dass dafür der Faktor = 0,5 angenommen wird.

Gebäudemanagement – Kalibrierungsfaktor $k_{GA/TGM}$

Analog zur Energieeffizienz für die technische Ausstattung kann für Automatisierungs- und Gebäudemanagementsysteme entsprechend der Norm EN 15232-1

Klasse	Technische Ausstattung und Betrieb
A	<ul style="list-style-type: none"> • Hoch energieeffiziente Geräte und Systeme (Leichtlauf-Drehstromantriebe, EC-Lüfter, LED-Leuchten, Transistorumrichter, ...) • Regelmäßige Wartung, eventuell mit Fernüberwachung • Umfassende Kommunikations- und Steuerungsmöglichkeiten
B	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienzverbesserte Geräte und Systeme • Einfache Kommunikations- und Steuerungsmöglichkeiten
C	<ul style="list-style-type: none"> • Standardgeräte und -systeme, die den aktuellen Stand der Technik im Betrieb kennzeichnen • Keine Kommunikationsmöglichkeiten, nur mechanische Verstellung möglich
D	<ul style="list-style-type: none"> • Einfachgeräte und -systeme, die nur die geforderte Funktionalität erfüllen sollen • Nur Ein/Aus-Schalter

Tab. 2/8: Klassifizierung der technischen Ausstattung eines Nichtwohngebäudes bezüglich der Energieeffizienz

Klasse	D	C	B	A
Büros	1,0	0,57	0,26	0
Hörsäle	1,0	0,65	0,29	0
Bildungseinrichtungen (Schulen)	1,0	0,67	0,33	0
Krankenhäuser	1,0	0,44	0,22	0
Hotels	1,0	0,59	0,29	0
Restaurants	1,0	0,67	0,33	0
Gebäude für Groß- und Einzelhandel	1,0	0,53	0,24	0
Weitere Gebäudetypen (z. B. Sport- und Industrie-einrichtungen, Lager)		0,5		

Tab. 2/9: Kalibrierungsfaktoren k_{tech} für die technische Ausstattung und $k_{TA/TGM}$ für Gebäudeautomatisierungs- und technische Gebäudemanagementsysteme, geeignet für Nichtwohngebäude

vorgegangen werden. Allerdings ist zu beachten, dass die Beschreibung der Energieeffizienzklasse „D“ nach EN 15232-1 keine Rolle für die Planung der GA/TGM-Systeme neuer Gebäude spielen darf.

Hier zeigt sich der Vorteil unseres Vorgehens mit skalierten Kalibrierungsfaktoren. Durch die Skalierung können Charakterisierungsmerkmale dem Stand der Technik angepasst und die Klassifizierung stets durch die eigenen aktuellen Erfahrungswerte festgelegt werden.

Wir verschieben also die Merkmale der Klasse C von EN 15232-1 (siehe Tab. 2/6) in unsere Klasse D und wählen eine noch stärker auf Effizienz ausgerichtete Beschreibung für die Klasse A. Für GA/TGM werden für die neue Klasse A zusätzliche Charakteristika wie Fernüberwachung, Ferndiagnose und Fernsteuerung sowie Analysetools und Integrationsmöglichkeiten im Sinne von Smart Grid gefordert. Für die vier neuen Klassen D, C, B, und A (Tab. 2/10) übernehmen wir dann entsprechend die Werte der Kalibrierungsfaktoren $k_{GA/TGM}$ von Tab. 2/9.

Klasse	Gebäudeautomation und -management
A	Entspricht zukunftssicheren GA-Systemen und TGM, um für die Anforderungen von Smart Grid gerüstet zu sein <ul style="list-style-type: none"> • Fernüberwachung, Ferndiagnose und Fernwartung • Fernsteuerung • Integration von Energieerzeugungs- und Energiespeichersystemen in GA/TGM • Analyse- und Prognosetools für laufende Optimierung
B	Entspricht hoch energieeffizienten GA-Systemen und TGM <ul style="list-style-type: none"> • Vernetzte Raumautomation mit automatischer Bedarfserfassung • Regelmäßige Wartung • Energiemonitoring • Nachhaltige Energieoptimierung
C	Entspricht weiterentwickelten GA-Systemen und einigen speziellen TGM-Funktionen <ul style="list-style-type: none"> • Vernetzte Raumautomation ohne automatische Bedarfserfassung • Energiemonitoring
D	Entspricht Standard-GA-Systemen <ul style="list-style-type: none"> • Vernetzte Gebäudeautomation der Primäranlagen • Keine elektronische Raumautomation, Thermostatventile an Heizkörpern • Kein Energiemonitoring

Tab. 2/10: Auf Neubauten angepasste Klassifizierung von Nichtwohngebäuden bezüglich der Energieeffizienz von TA/TGM-Systemen

2.4 Betriebsspannungen in Versorgungs- und Verteilungsnetzen

Für die verschiedenen Aufgaben der elektrischen Energieversorgung und -verteilung werden unterschiedliche Spannungen eingesetzt. Nach internationalen Regeln gibt es zunächst zwei Spannungsgruppen:

- Niederspannung (NS):
bis einschließlich 1.000 V AC (oder 1.500 V DC)
- Hochspannung (HS):
über 1 kV AC (oder 1,5 kV DC)

Mit Niederspannung arbeiten die meisten elektrischen Geräte in Haushalts-, Gewerbe- und Industrieanwendungen. Mit Hochspannung wird elektrische Energie sowohl über sehr große Entfernungen transportiert als auch, regional feiner verästelt, bis in die Lastschwerpunkte verteilt. Für Transport und regionale Verteilung sind unterschiedlich hohe Spannungen in Gebrauch, weil die Aufgaben und Anforderungen für Schaltgeräte und Schaltanlagen sehr unterschiedlich sind. So hat sich für die Spannungen, mit denen elektrische Energie regional verteilt wird, der Begriff Mittelspannung (IEC 60050-601) herausgebildet (Abb. 2/5).

- Mittelspannung (MS):
über 1 kV AC bis einschließlich 52 kV AC die meisten Netz-Betriebsspannungen liegen im Bereich 3 bis 40,5 kV (Abb. 2/5)

Kraftwerksstandorte richten sich nach der Verfügbarkeit von Primärenergiequellen, Kühlanlagen und anderen Umgebungsbedingungen und stehen deshalb meistens abseits der Verbrauchszentren. Die elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetze verbinden Kraftwerke und Stromverbraucher. Die Netze bilden somit ein überregionales Rückgrat mit Reserven für die Versorgungssicherheit und für den Ausgleich von Lastunterschieden. Um bei der Energieübertragung die Verluste gering zu halten bevorzugt man hohe Betriebsspannungen (und damit kleinere Ströme). Erst in den Lastzentren nahe am Verbraucher wird die Spannung auf die im Niederspannungsnetz üblichen Werte transformiert.

Die Randbedingungen für die Wahl der Versorgungsspannung und die Ausführung der technischen Anschlussräume werden in den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Verteilnetzbetreibers (VNB) beschrieben. Zukünftig sollen die TAB in Deutschland durch die Anwendungsregeln VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N-4110 (Technische Anwendungsregel „TAR Niederspannung“ und „TAR Mittelspannung“ liegen als Entwurf vor) sowie VDE-AR-N 4105 (Technische Anwendungsregel „TAR Eigenerzeugung“) ersetzt werden. Darin wird unter anderem der Anschluss von Stromspeichern, von Lade- und Speichereinrichtungen für die Elektromobilität oder von Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Abhängig von der Situation des VNB hinsichtlich Versorgungsdichte, Netzkurzschlussleistung und Versorgungsqualität kann eine Anschlussleistung zwischen 150 und 1.000 kW

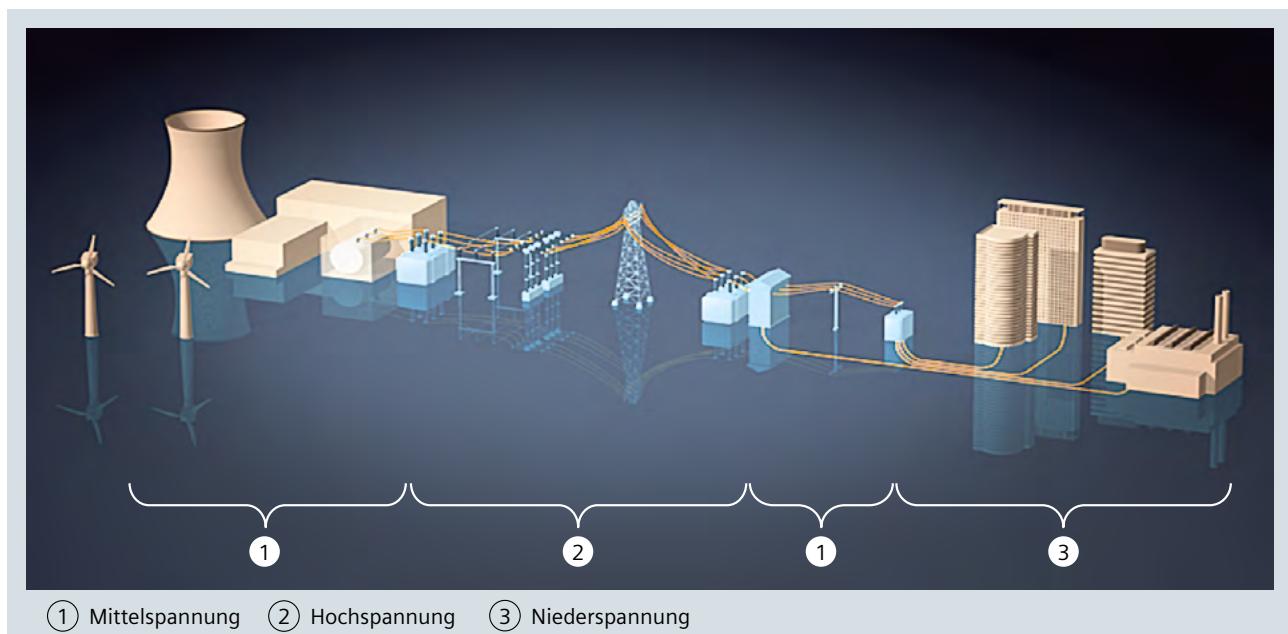


Abb. 2/5: Spannungsebenen vom Kraftwerk bis zum Verbraucher

bereits den Anschluss an die Mittelspannungsebene sinnvoll machen. Da es keine einheitliche Regelung gibt, ist dies bei der Planung mit dem zuständigen VNB zu besprechen.

Abhängig vom VNB kann zum Beispiel bei einem Leistungsbedarf von mehr als 150 kW (Hausanschluss mit 250 A) ein direkter Kundenanschluss an eine Transformatorstation des VNB (Netzebene 6 in Tab. 2/11) möglich sein und bei der Neuerstellung eines Netzanschlusses über 300 oder 400 kW die Anbindung in der Mittelspannungsebene (Netzebene 5) erlaubt werden. Meistens wird noch ein Leistungsfaktor $\cos \varphi$ vorgegeben (Tab. 2/11).

Im lokalen Niederspannungsnetz wird zudem zwischen Netzebene 7a und 7b unterschieden. Zur Netzebene 7a gehören Haushalte und kleinere Gewerbekunden mit einem Strombedarf bis etwa 300 A und 230/400-V-Einspeisung. Industrie- und Gewerbebetriebe mit einem Strombedarf über 300 A mit 400-V-Anschluss werden zur Netzebene 7b gerechnet.

In der öffentlichen Elektrizitätsversorgung wird der größte Teil der Mittelspannungsnetze zwischen 10 kV und 30 kV betrieben. Die Werte sind in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich, bedingt durch die historische Entwicklung der Technik und die örtlichen Gegebenheiten. Der räumliche Versorgungsradius eines Mittelspannungsnetzes liegt in der Stadt mit 10 kV Betriebsspannung bei etwa 5 bis 10 km und im ländlichen Bereich mit 20 kV Betriebsspannung bei etwa 10 bis 20 km. Dies sind lediglich Orientierungswerte. In der Praxis hängt der Versorgungsbereich sehr stark von örtlichen Gegebenheiten ab, beispielsweise von der Abnehmerstruktur (Last) und der geographischen Lage.

In Industriebetrieben mit Mittelspannungsnetzen gibt es, abgesehen von der öffentlichen Einspeisung, noch andere Spannungen, die sich nach den Verbrauchern richten. Meistens sind die Betriebsspannungen der installierten Motoren maßgebend. Sehr häufig sind in Industrienetzen Betriebsspannungen zwischen 3 kV und 15 kV zu finden.

Die jeweilige Versorgungsaufgabe, die Gebäudeabmessungen, die Anzahl der Stockwerke über/unter der Erde, die Gebäudenutzung sowie die Ausstattung und Leistungsdichte bestimmen die Netzstruktur. Üblicherweise erfordern Bereiche unterschiedlicher Leistungsdichte auch unterschiedliche Netzstrukturen. Dabei sollten besonders die Versorgungssicherheit und die Versorgungsqualität der elektrischen Energieverteilung beachtet werden. Eine optimale Netzstruktur sollte folgende Anforderungen erfüllen:

- Geringe Investitionen
- Einfacher Netzaufbau
- Hohe Versorgungssicherheit und -qualität
- Geringe Netzverluste
- Günstige und flexible Erweiterungsmöglichkeiten
- Geringe elektromagnetische Beeinflussung

Folgende Eigenschaften sind für eine geeignete Netzstruktur zu bestimmen:

- Anzahl der Einspeisepunkte
- Größe und Art der Einspeisequellen
- Zentrale oder dezentrale Aufstellung der Einspeisequellen
- Art der Vermaschung und Größe der Ausfallreserve
- Art der Erdverbindung und Sternpunktbehandlung

Netzebene 1	Übertragungsnetz	Höchstspannungsnetz	220/380 kV 3~, HGÜ bis ± 800 kV DC	Großkraftwerke, Windparks, europäisches Verbundnetz
Netzebene 2	Umspannwerk, Unterwerk	Höchst- auf Hochspannung		
Netzebene 3	Überregionales Verteilnetz	Hochspannung	110 kV 3~	Mittelgroße Kraftwerke, z. B. Bio- und Wasserkraftwerke
Netzebene 4	Umspannwerk, Unterwerk	Hoch- auf Mittelspannung HS/MS		
Netzebene 5	Regionales Verteilnetz	Mittelspannung	10/20/30 kV 3~	Kleinkraftwerke, z. B. Windkraft- und PV-Anlagen
Netzebene 6	Transformatorstation	Mittel- auf Niederspannung MS/NS		
Netzebene 7	Lokales Niederspannungsnetz	Niederspannung	230 V 1~ / 400 V 3~	Kleinkraftwerke, z. B. PV-Anlagen, Brennstoffzellen

Tab. 2/11: Netzebenenstruktur im UCTE-Netz (en: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – dt: Vereinigung zur Koordination des Elektrizitätstransports)

2.5 Art der Einspeisung

Die Zufuhr der elektrischen Energie in das Netz kann auf verschiedene Arten erfolgen und wird bestimmt durch die primäre Funktion (Tab. 2/12). Die Einspeisung erfolgt bei der allgemeinen Stromversorgung (AV) über:

- Direkten Anschluss aus dem öffentlichen Niederspannungsnetz: in Deutschland zum Beispiel bis zirka 300 kW (2-mal 250 A Hausanschluss) bei 400/230 V
- Übergabe aus dem Mittelspannungsnetz (bis 52 kV) über öffentliche oder eigene Umspannstationen (in Deutschland zumeist mit Transformatoren von 0,5 bis 2,5 MVA)

Für die Netzersatzeranlage (NEA) erfolgt die Auswahl der Stromquellen in Abhängigkeit von Vorschriften und Bestimmungen sowie von der zulässigen Unterbrechungszeit:

- Generatoren für allgemeinen Netzersatzbetrieb und/oder zur Sicherheitsversorgung (SV)
- USV-Anlagen
 - Statische USV aus Gleich-/Wechselrichtereinheit und Batterie oder Schwungmassenspeicher für die Überbrückung von Spannungsausfällen
 - Rotierende USV bestehend aus Motor/Generatorsatz mit Schwungmassenspeicher oder mit einer Batterie samt Gleich-/Wechselrichtereinheit zur Überbrückung

Im Infrastrukturbereich hat sich die in Abb. 2/6 dargestellte Konstellation mit der zugehörigen Beschreibung in Tab. 2/12 bewährt.

Da die Stromkreise für Verbraucher der Sicherheitsstromversorgung getrennt zu verlegen sind, ist deren Platzierung im Gebäude bei Budgetbetrachtungen von Relevanz. Ergänzend gibt es in Deutschland gesetzliche Vorschriften und Regelungen, die den Funktionserhalt von Kabeln und Leitungen im Brandfall fordern.

Allgemein gilt, dass Stromkreise für Sicherheitszwecke, die durch brandgefährdete Bereiche geführt werden, feuerbeständig ausgeführt sein müssen. Sie dürfen keinesfalls durch explosionsgefährdete Bereiche geführt werden. In der Regel erfolgt bei Einrichtungen für Sicherheitszwecke eine automatische Stromversorgung, deren Einschaltung unabhängig vom Bedienpersonal erfolgt. Eine automatische Versorgung wird entsprechend IEC 60364-1 (VDE 0100-100) gemäß ihrer maximalen Umschaltzeit wie folgt klassifiziert:

- Unterbrechungsfrei: automatische Versorgung, die während der Umschaltung eine fortlaufende Versorgung innerhalb festgelegter Bedingungen, zum Beispiel hinsichtlich Spannungs- und Frequenzschwankungen, sicherstellen kann
- Sehr kurze Unterbrechung: automatische Versorgung, die innerhalb von 0,15 s zur Verfügung steht
- Kurze Unterbrechung: automatische Versorgung, die innerhalb von 0,5 s zur Verfügung steht
- Mittlere Unterbrechung: automatische Versorgung, die innerhalb von 15 s zur Verfügung steht
- Lange Unterbrechung: automatische Versorgung, die nach mehr als 15 s zur Verfügung steht

In der Norm IEC 60364-5-56 (VDE 0100-560) werden folgende Beispiele für Einrichtungen für Sicherheitszwecke aufgeführt:

- Notbeleuchtung/Sicherheitsbeleuchtung
- Feuerlöschpumpen
- Feuerwehraufzüge
- Gefahrenmeldeanlagen wie zum Beispiel Brandmeldeanlagen, Kohlenmonoxid(CO)-Warnanlagen und Einbruchmeldeanlagen
- Evakuierungsanlagen
- Entrauchungsanlagen
- Wichtige medizinische Systeme

Art	Beispiel
Allgemeine Stromversorgung (AV)	Versorgung aller im Gebäude vorhandenen Anlagen und Verbraucher
Sicherheitsstromversorgung (SV)	Versorgung von Anlagen, die im Gefahrenfall Personen schützen: <ul style="list-style-type: none"> • Sicherheitsbeleuchtung • Feuerwehraufzüge • Löschanlagen
Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	Versorgung empfindlicher Verbraucher, die bei AV-Ausfall unterbrechungsfrei weiterbetrieben werden müssen: <ul style="list-style-type: none"> • Notbeleuchtung • Server/Rechner • Kommunikationstechnik

Tab. 2/12: Art der Einspeisung

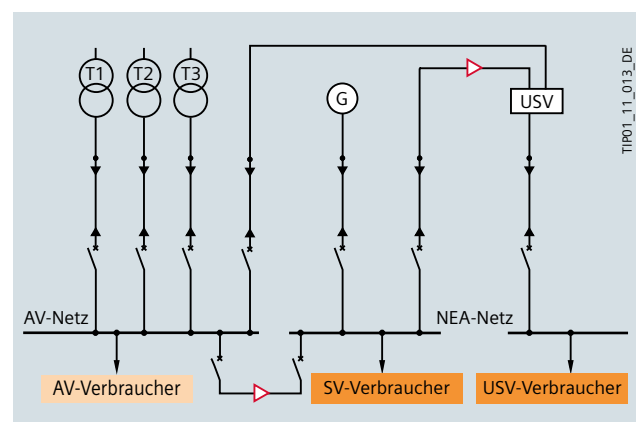


Abb. 2/6: Art der Einspeisung

Die in Abb. 2/7 skizzierte Vorgehensweise kann von Auftraggebern und/oder Planern genutzt werden, um eine nutzungsspezifische Einstufung unterschiedlicher Verbraucher und der zugehörigen unternehmenskritischen Aufgaben vorzunehmen zu können. Kriterien für die Bestimmung geschäftskritischer Prozesse können zum Beispiel sein:

- Auswirkungen auf Leben und Gesundheit
- Schutz wichtiger Rechtsgüter
- Einhaltung von Gesetzen und Vorschriften
- Verlust des Ansehens der Institution beziehungsweise Unternehmens

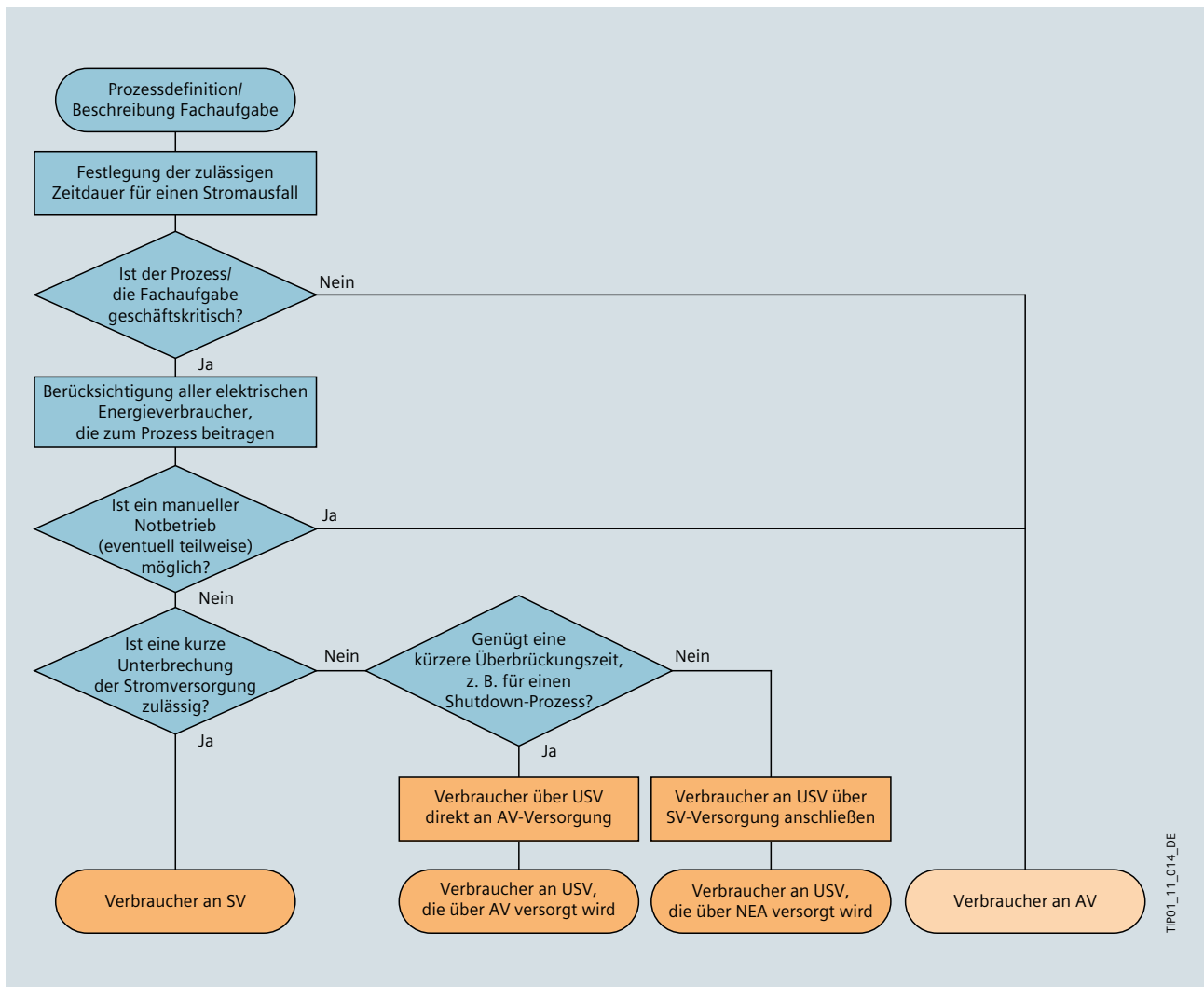


Abb. 2/7: Ablaufdiagramm zur Abschätzung von AV, SV und USV

2.6 Zentrale oder dezentrale Aufstellung in der Niederspannungsversorgung

Bei der Gestaltung der Einspeisung wird abhängig von den räumlichen Gegebenheiten und den zugehörigen Lastanforderungen zwischen zentraler und dezentraler Einspeisevariante unterschieden. Bei einer zentralen Aufstellung speisen die Transformatoren von einem Ort in die verschiedenen Energieverteilungswege ein. Bei

dezentraler Aufstellung werden die einzelnen Transformatoren an Lastschwerpunkten aufgestellt, sodass eine größere räumliche Verteilung nötig ist. Abb. 2/8 zeigt die wesentlichen Vorteile einer dezentralen gegenüber einer zentralen Einspeisung.

Können oder sollen zum Beispiel im industriellen Umfeld keine eigenen Stationsräume gebaut werden, bieten die Transformator-Schwerpunktstationen (S-Stationen, siehe Abb. 2/9) eine kompakte und einfach installierbare Lösung für die dezentrale Stromversorgung.

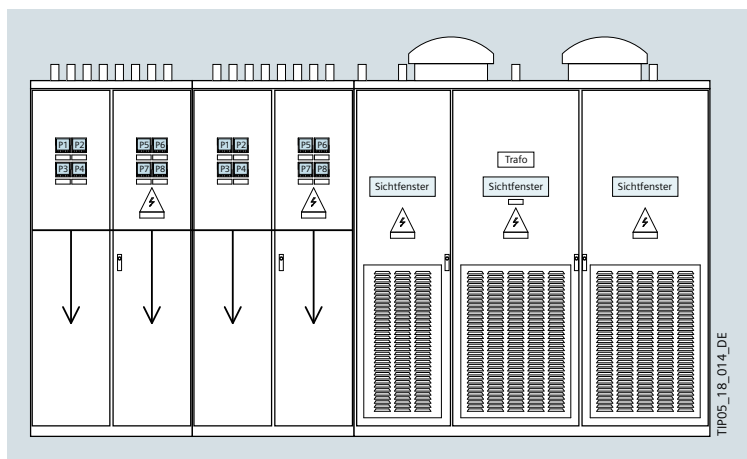


Abb. 2/9: Transformator-Schwerpunktstation für Industrieanwendungen

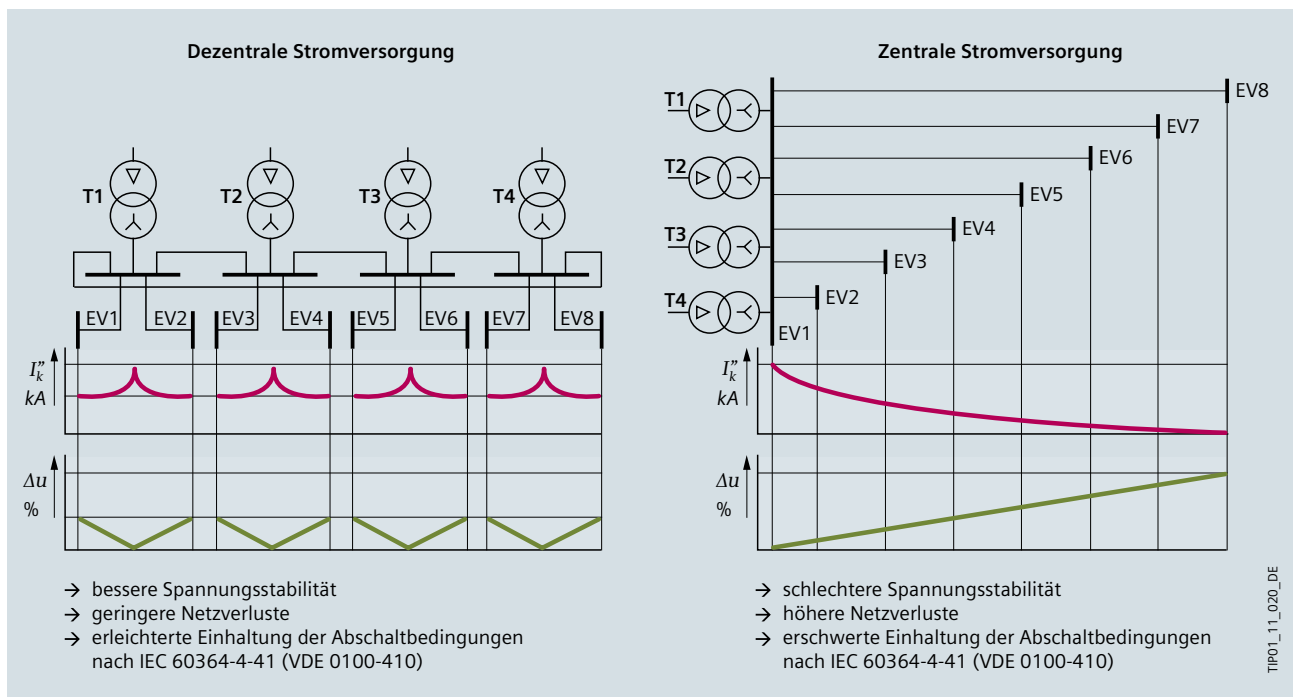


Abb. 2/8: Vergleich von Einspeisevarianten hinsichtlich Kurzschlussstrom I_k'' und Spannungsfall Δu

2.7 Netzstrukturen

Ausgehend von den Einspeisungen unterscheiden sich die elektrischen Energieverteilungsnetze nach Art der Vermaschung. Folgende Grundstrukturen werden unterschieden:

- Strahlennetze
- Ringnetze
- Maschennetze

Das stichgespeiste Strahlennetz (Abb. 2/10) ist die einfachste Form. Vorteile sind eine einfache Netzüberwachung und einfacher Netzschutz sowie eine schnelle Fehlerlokalisierung und eine einfache Betriebsführung. Verdoppelt man den Aufwand, gelangt man zum Doppeltstichnetz. Jeder Lastschwerpunkt kann über zwei verschiedene Pfade erreicht werden. Die Schaltgeräte werden nur bei Bedarf geschlossen. Bei hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit kann jede Einspeisung von einem unabhängigen Versorgungsnetz gespeist werden. Durch die Unabhängigkeit der Netze wirkt sich eine Störung in einem der beiden Netze nicht auf das jeweils andere Netz aus.

Mit einer Ringleitung als Erweiterung des Stichnetzes (Abb. 2/10) kann ein Ringnetz aufgebaut werden. Abhängig von den räumlichen Strukturen können die Investitionen für ein offenes Ringnetz niedriger oder höher sein als für ein Stichnetz. Ein Stichnetz bietet Vorteile, wenn einzelne Transformatoren die Niederspannungsversorgung auf engem Raum bewerkstelligen sollen. Bei einer großflächigen Verteilung mit einzelnen Schwerpunkten von mehreren Transformatoren kann ein Ringnetz Vorteile bei den Investitionskosten haben.

In Bezug auf Platzbedarf, Leistungsbedarfsdeckung, Umweltfreundlichkeit und Kabelkosten sind die Unterschiede zwischen den beiden Netzformen gering. Zwar werden im Ringnetz häufig kürzere Leitungslängen vorkommen, aber wegen der Übertragung höherer Leistungen von einem Ringendpunkt zum anderen muss ein größerer Leitungsquerschnitt eingesetzt werden.

Bei den Netzverlustkosten unterscheiden sich das Stichnetz und das offen betriebene Ringnetz nur unwesentlich voneinander. Minimale Vorteile ergeben sich beim geschlossen betriebenen Ringnetz. Allerdings ist dabei

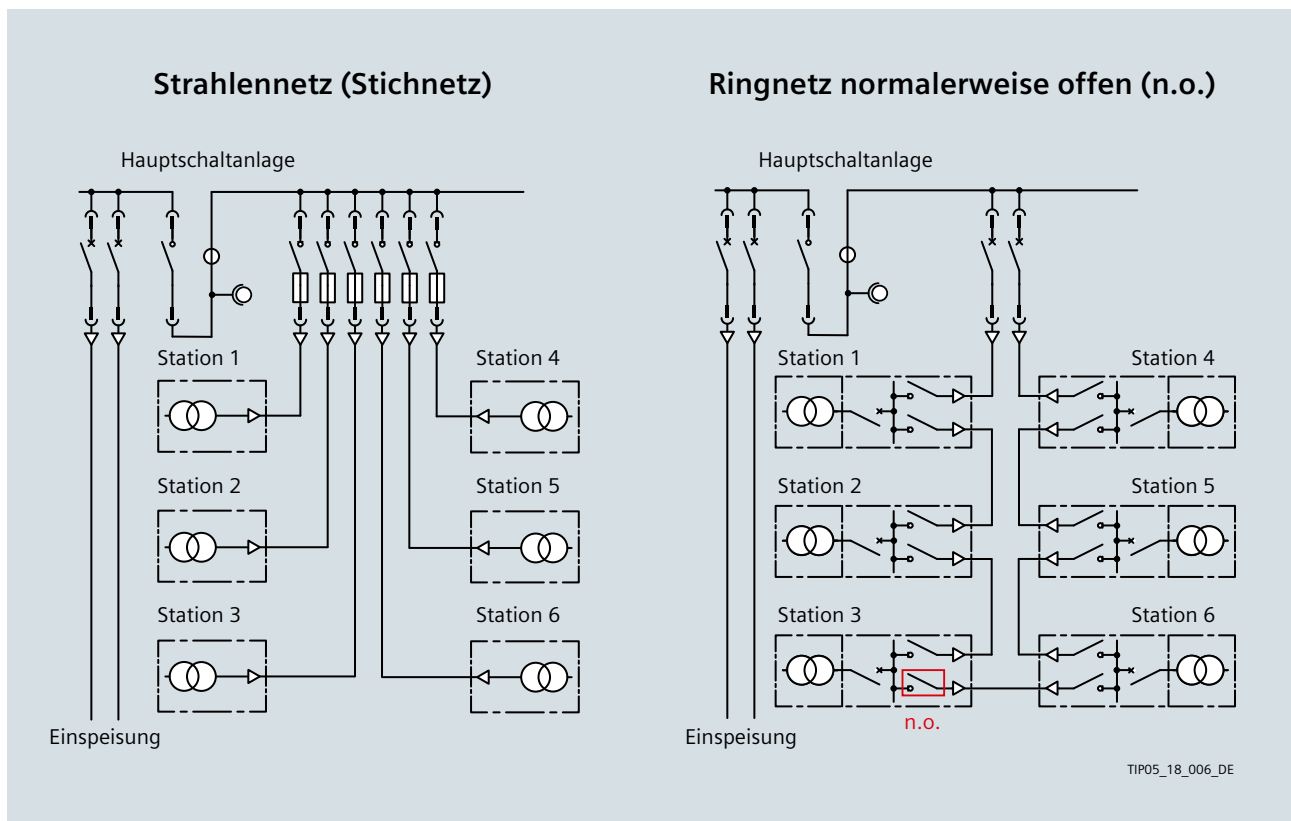


Abb. 2/10: Strahlen- und Ringnetz für den Anschluss dezentraler S-Stationen

der Schutz des geschlossenen Rings mit Leistungsschaltern und Leitungsdifferentialschutz beziehungsweise Richtungsschutz nötig. Die zusätzlichen Kosten machen sich bei den Investitionen bemerkbar.

Bei einem Kabelfehler im offenen Ringnetz fallen alle Stationen nach dem Ort des Fehlers bis zum normalerweise offenen Lastschalter aus. Bei einer niederspannungsseitigen Vermaschung der Ringstationen könnte der Ausfall eines großen Teilrings zur Überlastung und Abschaltung auch nichtbetroffener, noch betriebsfähiger Transformatoren führen. Der Kabelfehler im Stichnetz führt hingegen nur zum Ausfall einer Station.

Nur mit einem geschlossenen Ringnetz und dem entsprechenden Schutzaufwand ließe sich eine solche Zuverlässigkeit auch im Ringnetz bewerkstelligen. Darüber hinaus bietet das geschlossene Ringnetz eine Sofortreserve beim Kabelfehler, während das Stichnetz nur eine Umschaltreserve ermöglicht. Ein einfacher Fehler mit Transformatorausfall kann in beiden Netzen unterbrechungsfrei beherrscht werden, wenn die (n-1)-Redundanz (siehe Kap. 5) für die Transformatoren gegeben ist.

Des Weiteren sind beim Betrieb eines Ringnetzes immer dezentrale Schalthandlungen erforderlich, welche die Bedienungsfreundlichkeit mindern. Schaltungen zur Fehlereingrenzung und Schalteingriffe, um einen definierten Schaltungszustand im Havariefall zu erreichen, sind komplizierter als bei einem strahlenförmigen Netz. Die witterungsabhängige elektrische Energieeinspeisung der Solar- und Windkraftwerke belastet zunehmend die Netze wegen nur unzureichend planbarer Schwankungen. Entsprechend werden eine sichere Zu- und Abschaltung von Teilen der Netze und eine zugehörige Situationserkennung immer wichtiger.

2.8 Netzsysteme nach Art der Erdverbindung

Die in Betracht kommenden Netzsysteme nach Art der Erdverbindung werden in der Norm IEC 60364-1 (VDE 0100-100) beschrieben. Die Art der Erdverbindung des Mittel- beziehungsweise Niederspannungsnetzes ist mit Bedacht zu wählen, da sie maßgeblich den Aufwand für die Schutzmaßnahmen bestimmt (Abb. 2/11). Des Weiteren beeinflusst sie niederspannungsseitig die

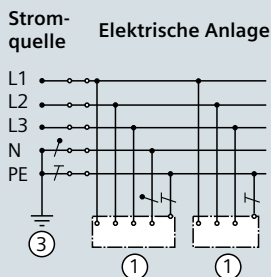
elektromagnetische Verträglichkeit (EMV). Erfahrungsgemäß hat das TN-S-System das beste Aufwand-Nutzen-Verhältnis für elektrische Netze in der Niederspannung.

Im TN-System wird bei Körperschluss der wesentliche Anteil des 1-poligen Fehlerstroms nicht über Erde, sondern über den Schutzleiter zur Stromquelle zurückgeführt. Der verhältnismäßig hohe 1-polige Fehlerstrom ermöglicht den Einsatz einfacher Schutzgeräte wie Sicherungen oder Leitungsschutzschalter, die den Fehler

TN-System: Im TN-System ist ein Betriebsleiter direkt geerdet; die Körper der elektrischen Anlage sind über Schutzleiter mit diesem geerdeten Punkt verbunden. Man unterscheidet in Abhängigkeit von der Anordnung der Schutz- (PE) und Neutralleiter (N) drei Systeme:

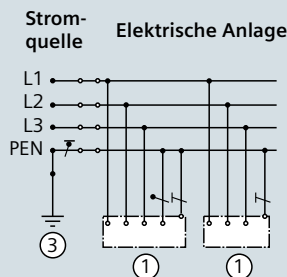
a) TN-S-System:

Im gesamten System werden Neutral- (N) und Schutzleiter (PE) getrennt verlegt.



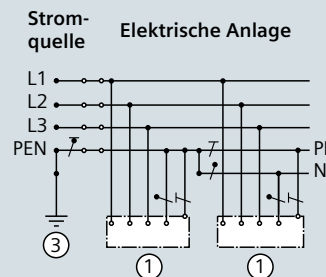
b) TN-C-System:

Im gesamten System sind die Funktion des Neutral- und die des Schutzleiters in einem Leiter kombiniert (PEN)

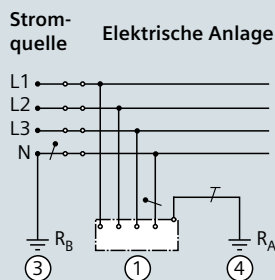


c) TN-C-S-System:

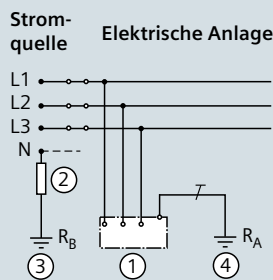
In einem Teil des Systems sind die Funktion des Neutral- und die des Schutzleiters in einem Leiter kombiniert (PEN)



TT-System: Im TT-System ist ein Betriebsleiter direkt geerdet, die Körper der elektrischen Anlage sind mit Erden verbunden, die elektrisch unabhängig vom Erder des Systems sind.



IT-System: Alle aktiven Betriebsleiter sind im IT-System von Erde getrennt, oder ein Punkt ist über eine Impedanz mit Erde verbunden.



Erster Buchstabe = Erdungsbedingung der speisende Stromquelle
T = direkte Erdung eines Punktes (aktiver Leiter)

I = kein Punkt (aktiver Leiter) oder ein Punkt der Stromquelle ist über eine Impedanz mit Erde verbunden

Zweiter Buchstabe = Erdungsbedingung der leitfähigen Körper in der elektrischen Anlage

T = Leitfähige Körper sind einzeln, in Gruppen oder gemeinsam mit Erde verbunden

N = Leitfähige Körper sind über Schutzleiter direkt mit dem geerdeten Punkt der elektrischen Anlage (in der Regel N-Leiter in der Nähe der Stromquelle) verbunden

Weitere Buchstaben = Anordnung des Neutral- und des Schutzleiters
S = Neutralleiter- und Schutzleiterfunktion sind als getrennte Leiter verlegt

C = Neutralleiter- und Schutzleiterfunktion sind kombiniert in einem Leiter verlegt (PEN)

- ① leitfähiger Körper
- ② hochohmige Impedanz
- ③ Betriebs- oder Systemerdung R_B
- ④ Körpererdung R_A (einzeln, in Gruppen oder gemeinsam)

TIP01_11_019_DE

Abb. 2/11: Systeme nach Art der Erdverbindung gemäß IEC 60364-1 (VDE 0100-100)

in der zulässigen Fehlerabschaltzeit abschalten. In der Gebäudetechnik werden heute Netze mit TN-System bevorzugt. Bei Einsatz eines TN-S-Systems im ganzen Gebäude können Gebäudeströme und damit eine elektromagnetische Beeinflussung durch galvanische Kopplung bei Normalbetrieb verhindert werden, da der Rückfluss von Betriebsströmen ausschließlich über den separat verlegten isolierten N-Leiter erfolgt. Bei zentraler Anordnung der Stromquellen ist grundsätzlich das TN-System zu empfehlen. Dabei wird die Betriebserdung für alle Quellen an einem zentralen Erdungspunkt (ZEP), zum Beispiel in der Niederspannungs-Hauptverteilung durchgeführt (Abb. 2/12).

Zu beachten ist, dass weder PEN noch PE geschaltet werden dürfen. Wird ein PEN-Leiter genutzt, so ist dieser in seinem gesamten Verlauf, auch in der Verteilung, isoliert zu verlegen. Die Größe des 1-poligen Kurzschlussstroms hängt direkt von der Lage des ZEP ab.

Vorsicht: In ausgedehnten Versorgungsnetzen mit mehr als einer Aufteilungsbrücke können vagabundierende Kurzschlussströme auftreten.

Werden zwei TN-S-Teilnetze miteinander verbunden, müssen 4-polige Schalter verwendet werden. In TN-S-Systemen darf immer nur eine Erdungsbrücke aktiv sein (siehe Abb. 5/9 für die Kupplung dezentraler Einspeisungen und bei getrennten Verteilungen). Darum dürfen auch keine zwei Erdungsbrücken über zwei Leiter miteinander verbunden sein.

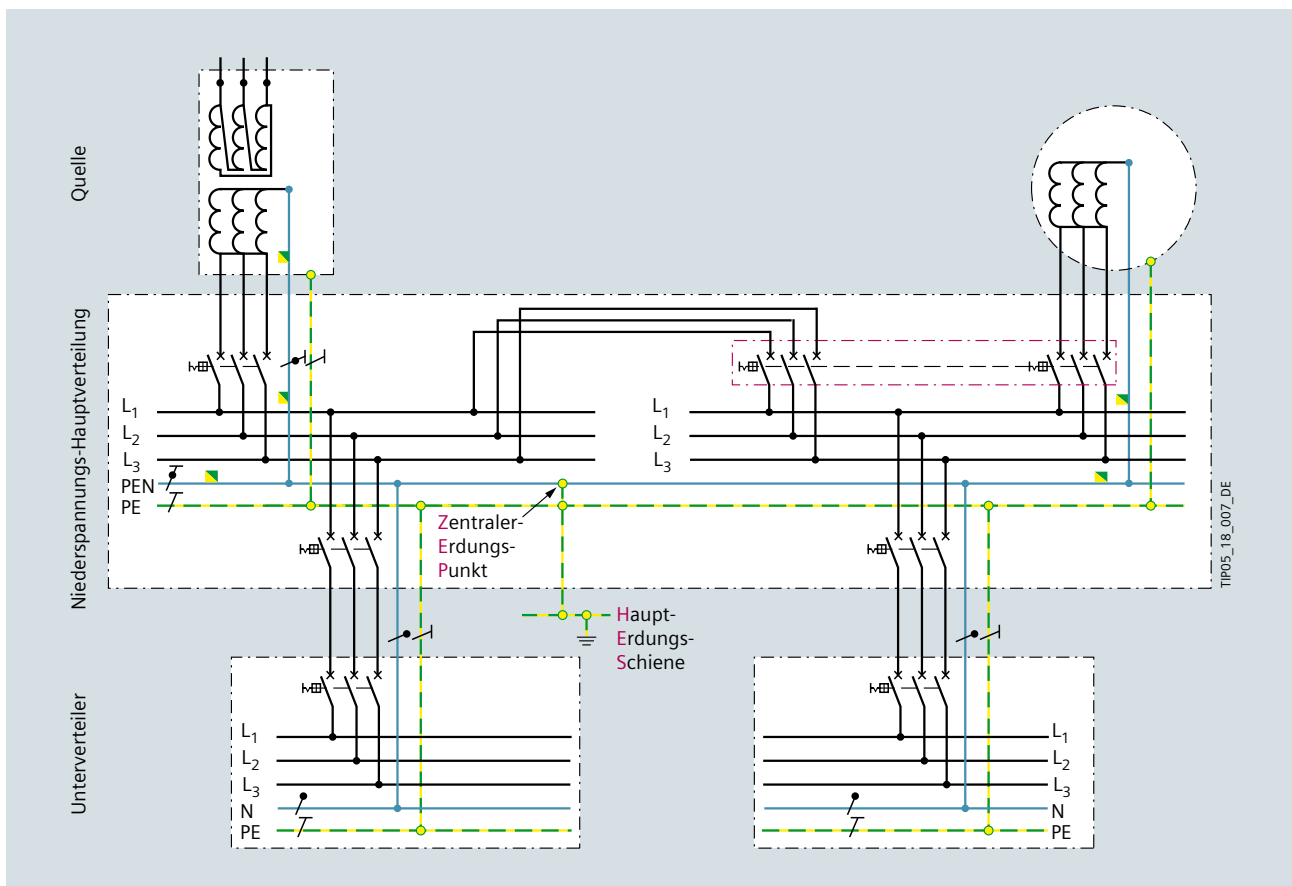


Abb. 2/12: Mehrfacheinspeisung für Niederspannungs-Hauptverteilung mit Zentralem Erdungspunkt

Netze mit TT-Systemen werden heute nur noch in ländlichen Versorgungsgebieten und in wenigen Ländern eingesetzt. Dabei ist die vorgeschriebene Unabhängigkeit der Erdungsanlagen zu beachten. Nach IEC 60364-5-54 (VDE 0100-540) ist dafür ein Mindestabstand ≥ 15 m erforderlich.

Netze mit IT-System werden bevorzugt für Räume mit medizinischen Anwendungen nach IEC 60364-7-710 (VDE 0100-710) im Krankenhaus und in der Produktion eingesetzt, wo keine Versorgungsunterbrechung beim

ersten Fehler erfolgen soll, zum Beispiel bei der Kabel- und Lichtwellenleiterfertigung. Sowohl beim TT- als auch beim IT-System ist der Einsatz von Fehlerstromschutzrichtungen (RCD, en: residual current device, früher FI) für fast alle Stromkreise erforderlich.

Tab. 2/13 liefert erste Ansatzpunkte zur Bewertung der verschiedenen Netzsysteme in Abhängigkeit von Auslegungs- und Planungsparametern. Zur Beurteilung bei Projekten kann eine Auswahl und eine Gewichtung einzelner Merkmale erfolgen.

Merkmale	TN-C-System			TN-C/S-System			TN-S-System			IT-System			TT-System		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Geringe Investitionskosten	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Geringer Erweiterungsaufwand	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Beliebige Schalt-/Schutztechnik einsetzbar	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Erdfehlererfassung einsetzbar	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Kalkulierbarkeit von Fehlerströmen und Impedanzverhältnissen im Netz	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Stabilität des Erdungssystems	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Hohes Niveau an Betriebssicherheit	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Hohes Schutzniveau	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Hohes Niveau an Berührungssicherheit	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Hohes Niveau an Brandsicherheit	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Automatische Schutzabschaltung realisierbar	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
EMV-freundlich	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Funktionserhalt der Betriebsmittel bei Auftreten eines 1. Erd- oder Gehäusefehlers	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Fehlerlokalisierung während des Anlagenbetriebes	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1
Verkürzung der Anlagenausfallzeit durch kontrollierte Abschaltung	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	1	1	1

1 = zutreffend 2 = bedingt zutreffend 3 = nicht zutreffend

Tab. 2/13: Beispielhafte Bewertung abhängig vom Netzsystem nach Art der Erdverbindung



Kapitel 3

Netzplanungsmodule

3 Netzplanungsmodulare

Mithilfe von Netzplanungsmodulen kann die Energieverteilung für gängige Gebäudestrukturen einfach und systematisch aufgebaut werden. Es handelt sich hierbei um schematisierte Lösungsansätze, die die räumliche Anordnung und die Verbindung wichtiger Komponenten der elektrischen Energieverteilung verdeutlichen. Die nachfolgend gezeigten Module sind Anregungen für die Planung unterschiedlicher Gebäudearten und Versorgungsmöglichkeiten. Allen Modulen liegt ein übersichtliches Strahlennetz zugrunde und es werden folgende Ziele angestrebt:

- Hohe Betriebs- und Versorgungssicherheit
- Gute elektromagnetische Verträglichkeit
- Selektivität

100 % der Gesamtleistung werden aus dem öffentlichen Netz bezogen, wovon 10 bis 30 % für die Sicherheitsstromversorgung (SV) und 5 bis 20 % für die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) zur Verfügung stehen. Für die Mittelspannungseinspeisung werden bei den Modulen eine SF₆-gasisolierte Mittelspannungsschaltanlage 8DJH, eine SIVACON Niederspannungshauptverteilung mit TN-S-Netz und wegen der räumlichen Gegebenheiten GEAFOL Gießharztransformatoren mit reduzierten Verlusten angenommen.

Wesentlich für das Grundkonzept sind die räumlichen Gegebenheiten und die zugehörigen Lastanforderungen. Das Flussdiagramm Abb. 3/1 zeigt, wie eine systematische Analyse der Randbedingungen und die verschiedenen Einzelentscheidungen zu einem Planungsrahmen

führen, der dem Planer hilft, das richtige Versorgungskonzept für sein Projekt zu finden.

Mit den Auslegungsvorschlägen (Tab. 3/1) und den Netzplanungsmodulen (Abb. 3/2 bis Abb. 3/6) kann die Energieverteilung für gängige Gebäudestrukturen einfach und systematisch aufgebaut werden. Die schematisierten Lösungsansätze können dann für das Projekt spezifisch erweitert und angepasst werden. Ist die Vorplanung des Netzes abgeschlossen, kann das Netz problemlos mit dem Planungstool SIMARIS design dimensioniert und berechnet werden. Aktuelle und detaillierte Beschreibungen zu ausgewählten Applikationen finden Sie im Internet unter

www.siemens.de/tip-cs/planungshandbuecher

Modul	Gebäude-typ	Versorgung	Verbindungen/Haupttrasse	Etagen	Grund-fläche	Gesamt-fläche	Leistungs-bedarf	Trafo-modul	Gene-rator	USV
1	Flachbau	1 Versorgungsabschnitt	Kabel	≤ 4	2.500 m ²	10.000 m ²	1.000–2.000 kW	2 × 630 kVA, u _{kr} =6 %, I _k ≤ 30 kA	400 kVA (30 %)	200 kVA (15 %)
2	Flachbau	2 Versorgungsabschnitte	Schiene	≤ 4	2.500 m ²	2 × 10.000 m ²	> 2.000 kW	2 × 800 kVA, u _{kr} =6 %, I _k ≤ 60 kA	730 kVA (30 %)	400 kVA (15 %)
3	Hochhaus	1 Versorgungsabschnitt, Zentral	Schiene	≤ 10	1.000 m ²	≤ 10.000 m ²	≤ 1.800 kW	2 × 630 kVA, u _{kr} =6 %, I _k ≤ 30 kA	400 kVA (30 %)	200 kVA (15 %)
4	Hochhaus	1 Versorgungsabschnitt, ausgelagerte Trafos	Kabel	10–20	1.000 m ²	≤ 20.000 m ²	≥ 1.500 kW	2 (2 + 1) × 630 kVA, u _{kr} =6 %, I _k ≤ 45 kA	800 kVA (30 %)	400 kVA (15 %)
5	Hochhaus	1 Versorgungsabschnitt, dezentral	Schiene	> 20	1.000 m ²	> 20.000 m ²	≥ 2.000 kW	2 × 3 × 800 kVA, u _{kr} =6 %, I _k ≤ 60 kA	2 × 630 kVA (30 %)	2 × 300 kVA (15 %)

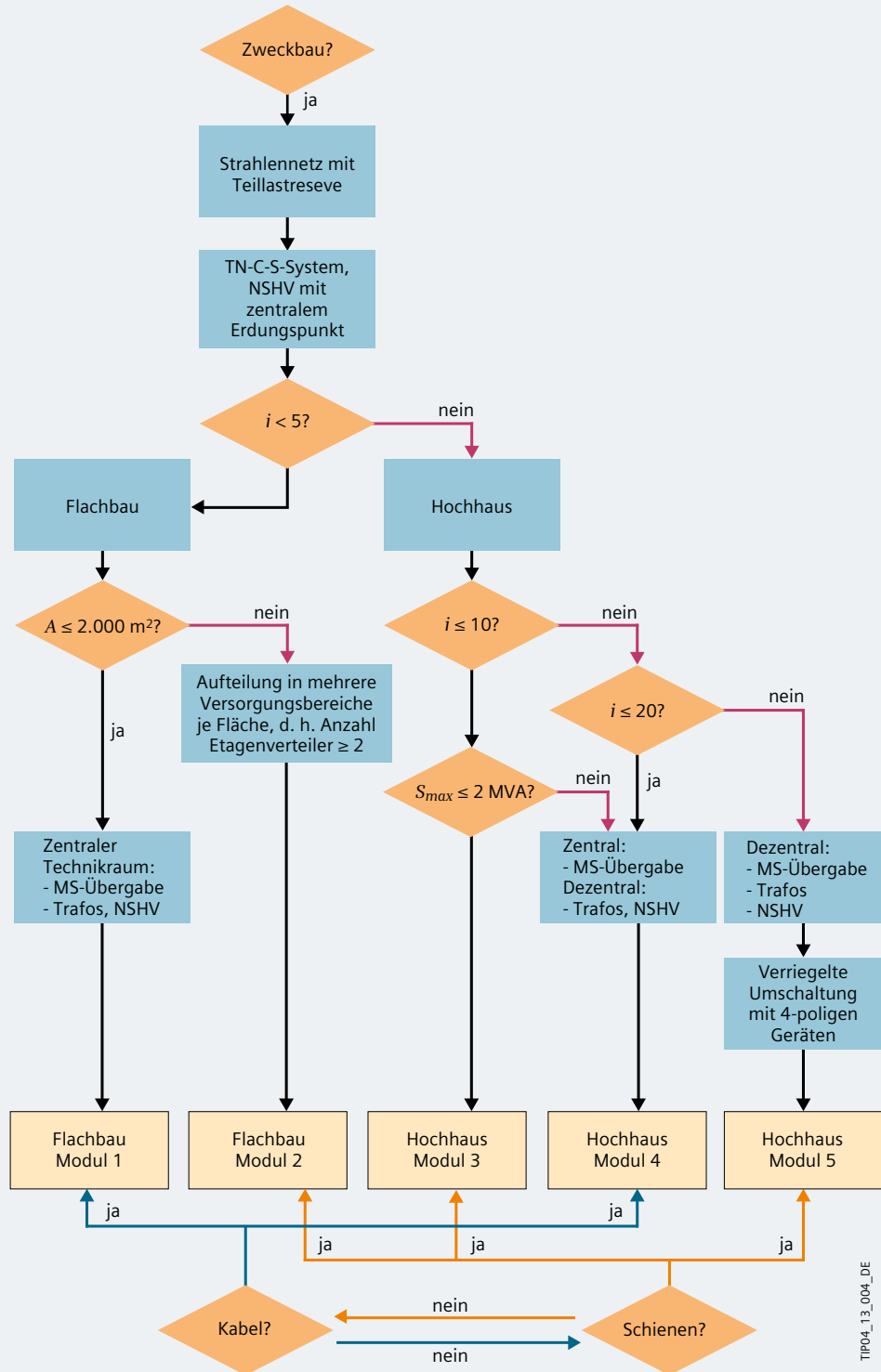
Tab. 3/1: Auslegungsvorschläge für unterschiedliche Gebäudemodule

Funktionsbereiche:
 Büroräume
 Besprechungszimmer
 Rechenzentrum
 Großküche mit Kasino
 Heizung-Lüftung-Klima
 Brandschutz
 Transport

Tipp:
 Max. Seitenlänge: a
 Grundfläche: $A = a^2$
 Höhe je Stockwerk: h
 Anzahl Stockwerke: i
 Max. Anzahl Stockwerke für 1 Versorgungsbereich:
 $i \leq (100 \text{ m} - 2a) / h$

Tipp:
 $S_{max} = P / \cos\phi$
Transformatorenauswahl:
 $S_{max} < 630 \text{ kVA}$: u_{kr} 4%
 $S_{max} \geq 630 \text{ kVA}$: u_{kr} 6%

Tipp:
 Schienenverteiler wählen, wenn Komfortanforderungen wie einfache Montage und gute Erweiterbarkeit oder hohe Betriebssicherheit z. B. durch Brandlastminimierung und geringe elektromagnetische Beeinflussung gefordert sind

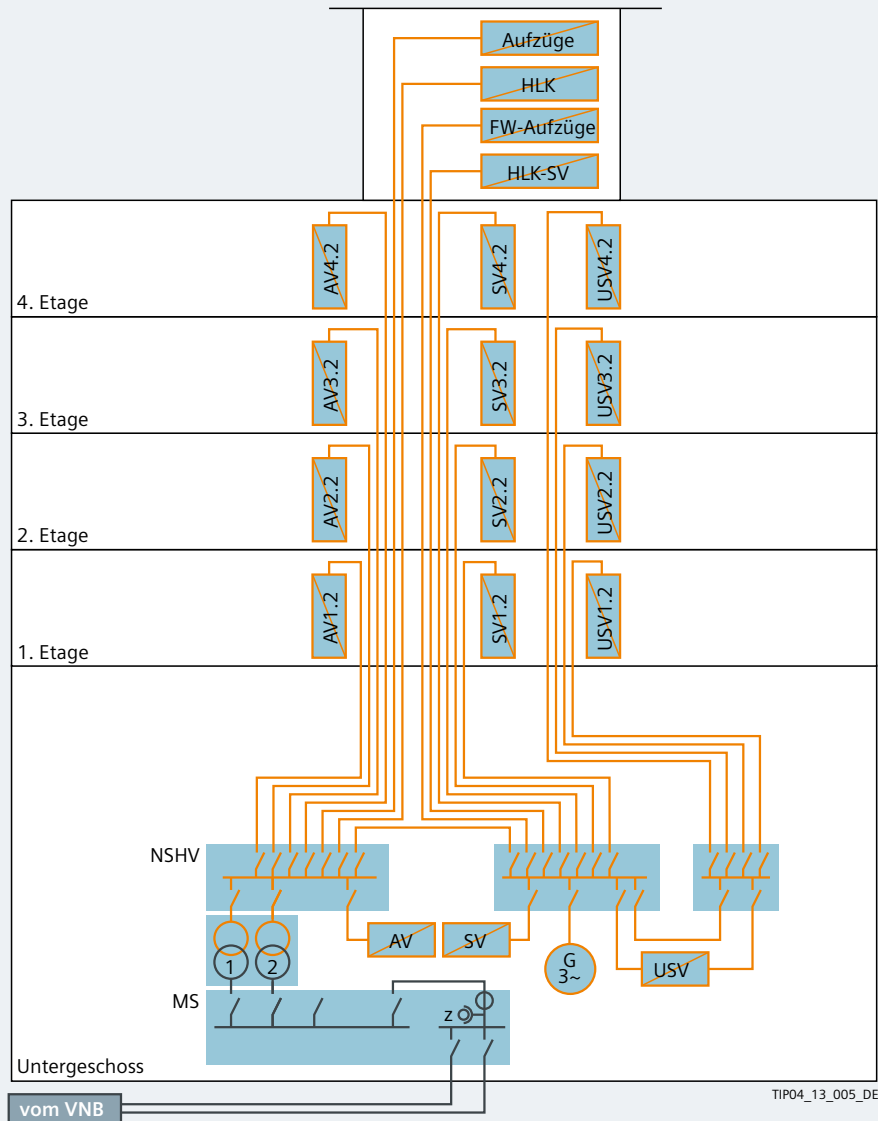


TIP04_13_004_DE

Abb. 3/1: Übersicht zu den Netzplanungskonzepten

zurück zu Seite 36

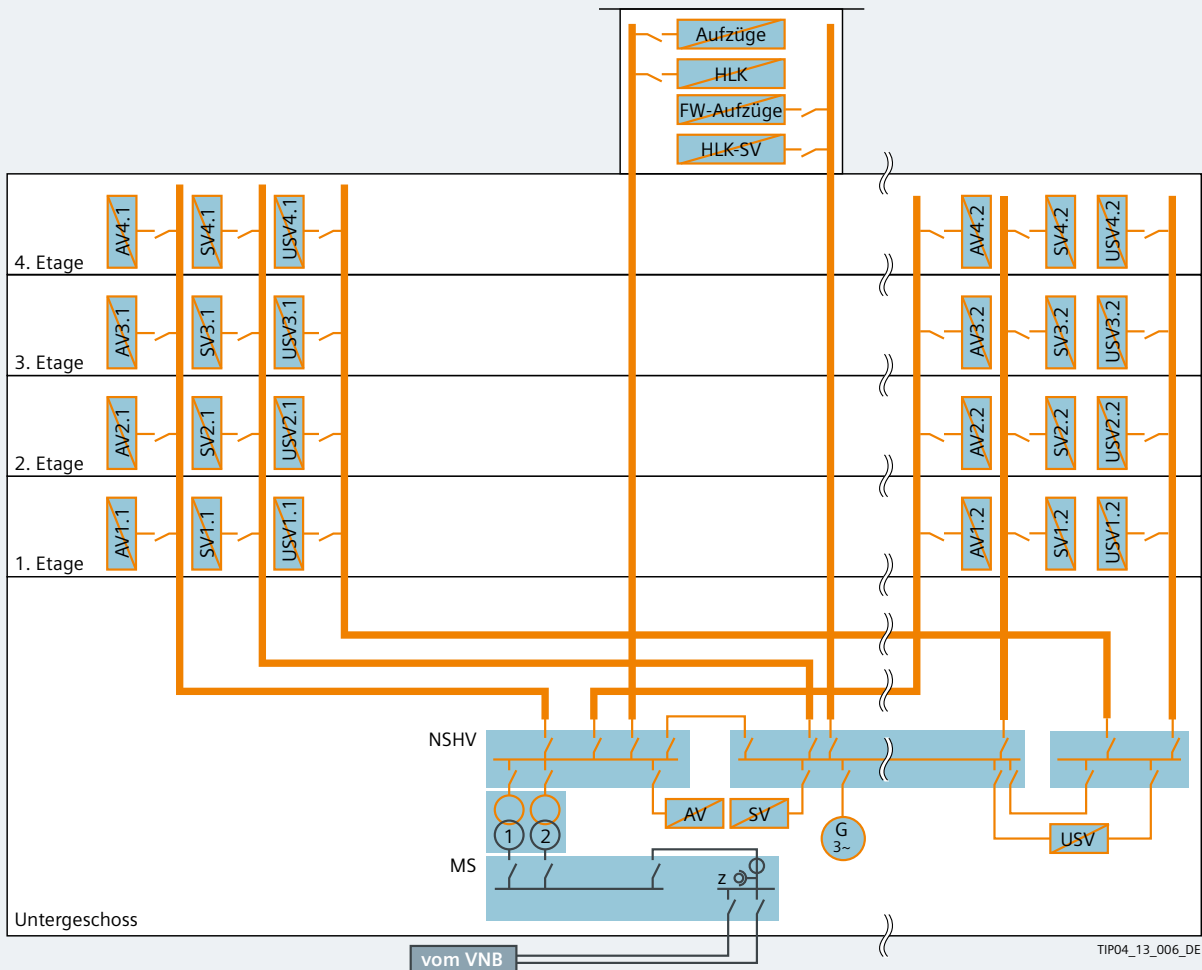
Flachbau, Kabel, ein Versorgungsabschnitt zentral



- AV Allgemeine Stromversorgung
- FW Feuerwehr
- HLK Heizung – Lüftung – Klima
- MS Mittelspannungs-Schaltanlage
- NSHV Niederspannungs-Hauptverteilung
- SV Sicherheitsstromversorgung
- USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung
- VNB Verteilnetzbetreiber
- z Messeinrichtung

Abb. 3/2: Modul 1: Flachbau, Kabel, ein Versorgungsabschnitt zentral

Flachbau, Schiene, zwei Versorgungsabschnitte zentral

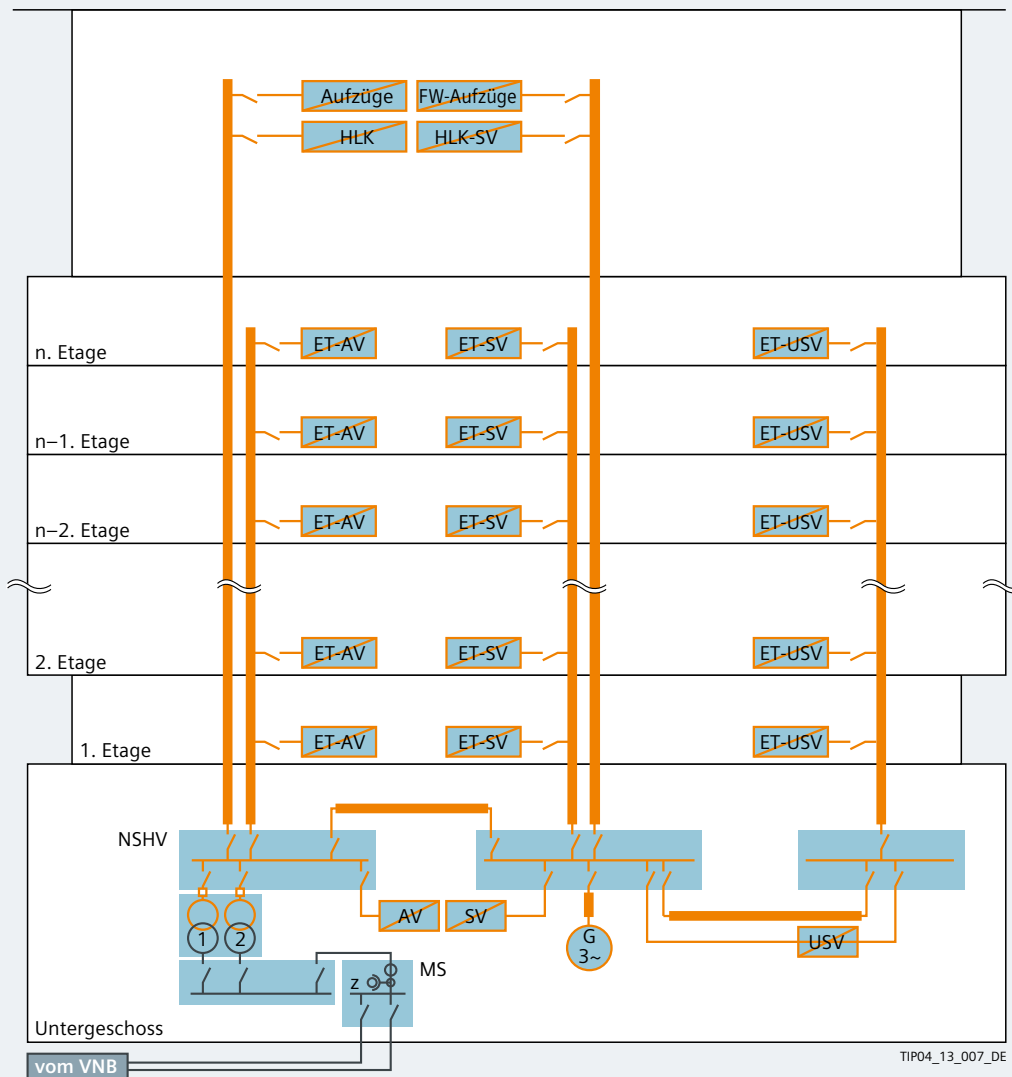


- AV Allgemeine Stromversorgung
- FW Feuerwehr
- HLK Heizung – Lüftung – Klima
- MS Mittelspannungs-Schaltanlage
- NSHV Niederspannungs-Hauptverteilung
- SV Sicherheitsstromversorgung
- USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung
- VNB Verteilnetzbetreiber
- z Messeinrichtung

Abb. 3/3: Modul 2: Flachbau, Schiene, zwei Versorgungsabschnitte zentral

zurück zu Seite 36

Hochhaus, Schiene, ein Versorgungsabschnitt zentral



TIP04_13_007_DE

- AV Allgemeine Stromversorgung
- ET Etagenverteiler
- FW Feuerwehr
- HLK Heizung – Lüftung – Klima
- MS Mittelspannungs-Schaltanlage
- NSHV Niederspannungs-Hauptverteilung
- SV Sicherheitsstromversorgung
- USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung
- VNB Verteilnetzbetreiber
- z Messeinrichtung

Abb. 3/4: Modul 3: Hochhaus, Schiene, ein Versorgungsabschnitt zentral

zurück zu Seite 36

Hochhaus, Kabel, ein Versorgungsabschnitt ausgelagerte Transformatoren

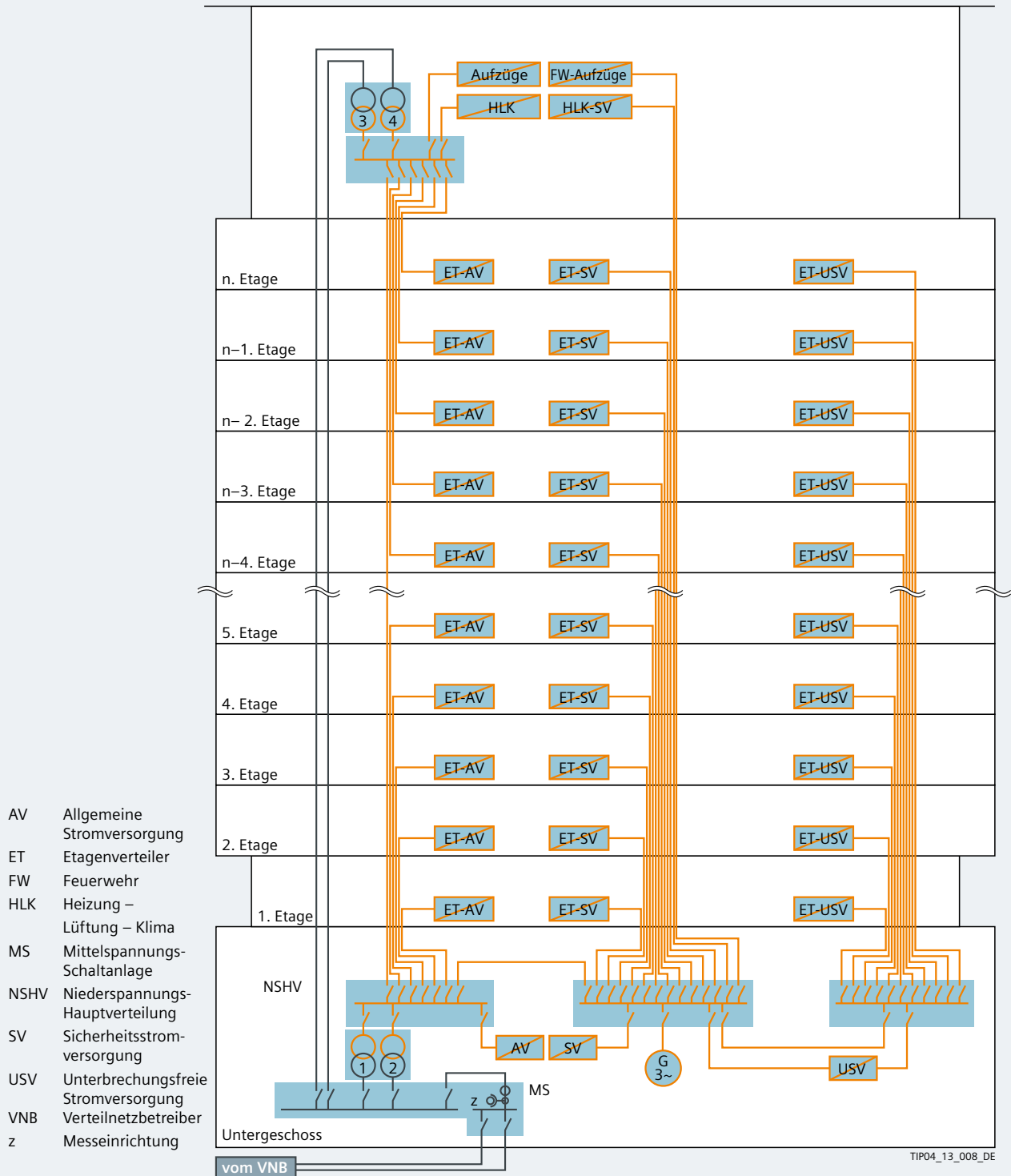


Abb. 3/5: Modul 4: Hochhaus, Kabel, ein Versorgungsabschnitt ausgelagerte Transformatoren

[zurück zu Seite 36](#)

Hochhaus, Schiene, ein Versorgungsabschnitt dezentral

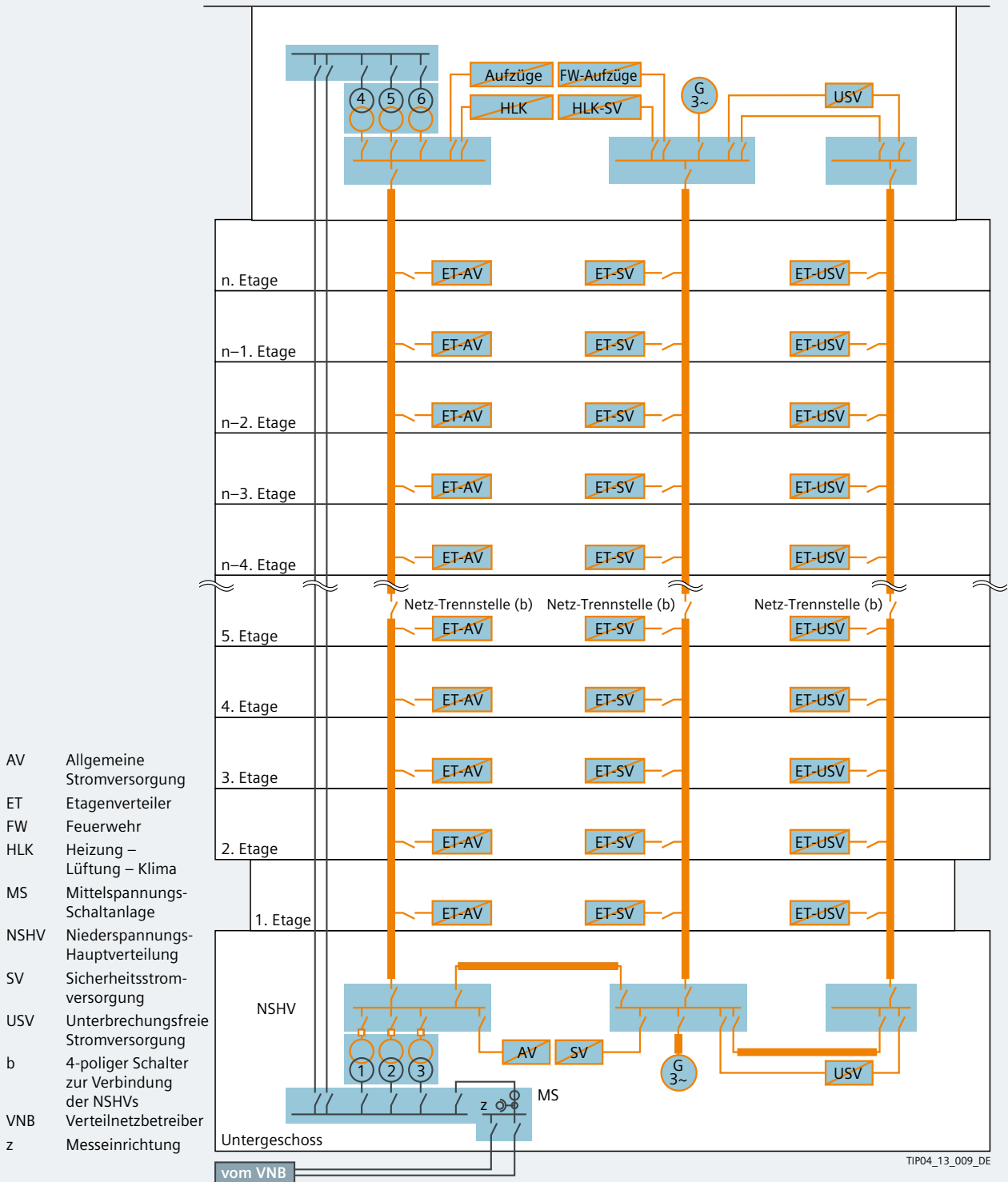


Abb. 3/6: Modul 5: Hochhaus, Schiene, ein Versorgungsabschnitt dezentral

zurück zu Seite 36



Kapitel 4

Planung von Mittelspannungsnetzen

4.1	Komponenten für den Aufbau von Mittelspannungsnetzen	45
4.2	Mittelspannungs-Netzkonzepte	47
4.3	Aufbau der Schaltanlagen	50
4.4	Anschluss der Schaltanlage an das Versorgungsnetz	51
4.5	Einrichtungen des Netzschutzes	53
4.6	Behandlung des Sternpunkts im Mittelspannungs-Kabelnetz	64

4 Planung von Mittelspannungsnetzen

Wie in Kap. 3 beschrieben, reichen in größeren Infrastrukturprojekten eine einzige Mittelspannungs-Netzstation mit einer Übergabe vom Netzbetreiber und ein oder mehrere Verteilungstransformatoren zur Versorgung der Niederspannungslasten nicht aus. Es wird vielmehr ein internes, selbst zu betreibendes Mittelspannungsnetz mit mehreren Netzstationen benötigt.

Gründe hierfür sind zum Beispiel hohe Lastkonzentrationen in unterschiedlichen Bereichen eines größeren Gebäudekomplexes wie in Rechenzentren, infrastrukturell genutzten Hochhäusern oder auch bei der Verteilung der Lasten auf größeren Arealen wie Flughäfen, Industrieanlagen, produzierenden Gewerbe- und Klinikkomplexen.



4.1 Komponenten für den Aufbau von Mittelspannungsnetzen

Um die geforderten Aufgaben jederzeit zu erfüllen, kann es nötig sein, dass die Versorgung der elektrischen Verbraucher über eine oder gegebenenfalls mehrere Mittelspannungs-Hauptstationen geplant wird, die als Übergabestationen vom Netzbetreiber fungieren. Je nach Höhe der benötigten Leistungen können diese Hauptstationen zu einem Umspannwerk von der Hochspannung (HS) zur Mittelspannung (MS) werden (Netzebene 4 in Tab. 2/10).

Aufgrund des Kostenvorteils beim Strombezug aus der Hochspannungsebene sollte typischerweise bei einer Bezugsleistung ab 20 MW die Versorgung aus einem eigenen Umspannwerk beziehungsweise eigenem Hochspannungstransformator in Betracht gezogen werden. Für die Komponenten und den Aufbau der Mittelspannungsnetze gilt es im Einzelnen zu beachten:

Umspannwerke, Haupteinspeisungen

1. Der Aufbau von Umspannwerken beziehungsweise Haupteinspeisungen sollte „eigensicher“ erfolgen. Das heißt, dass bei Ausfall eines HS/MS-Transformators oder einer MS-Einspeiseleitung die angeschlossenen Lasten auf andere Umspannwerk beziehungsweise Einspeisepunkte umgeschaltet werden müssen. Dabei ist zum einen die leistungsmäßige Begrenzung der umschaltbaren Lasten auf die Möglichkeiten im Mittelspannungsnetz zu beachten, zum anderen besteht die Gefahr von Fehlschaltungen und als Folge davon des Ausfalls von Teilen des versorgten Netzes. Durch eine möglichst geringe Zahl an Umschaltheandlungen wird zudem die aufsummierte Zeitdauer bis zur Wiederversorgung der Lasten minimiert.
2. Zur Begrenzung der Kurzschlussleistung im Mittelspannungsnetz sollten die Transformatoren der Umspannwerke nicht elektrisch parallel betrieben werden. Sinnvoller ist die Aufteilung in getrennte Teilnetze.
3. Die Schaltanlagen in den Umspannwerken beziehungsweise Haupteinspeisungen sind unter Berücksichtigung von Einrichtungen zur Eigenerzeugung beziehungsweise Notstromversorgung im MS-Netz kurzschlussfest aufzubauen.
4. Die Errichtung der Umspannwerke und Haupteinspeisungen in den Lastschwerpunkten entspricht einer radialen Versorgung aus den Umspannwerken und kurzen Wegen zu den Lastschwerpunkten. Dies ermöglicht die Minimierung der Verluste, eine einfache

und flexible Netzstruktur sowie einen wirtschaftlichen Netzausbau.

Strukturierung des Mittelspannungsnetzes

1. Von einem Lastschwerpunkt führen die Speisekabel beziehungsweise die Verteilungskabel in den ersten Abschnitten radial heraus. Eine Verlegung von Kabeltrassen tangential zum Einspeisepunkt sollte vermieden werden, da Energieflüsse tangential zur Einspeiserichtung einen unnötigen Transport von Energie und somit Verluste bedeuten. Die Lasten sind möglichst vom elektrisch nächstliegenden (meist auch geographisch nächsten) Netzknotenpunkt, Schaltanlage oder Umspannwerk aus zu versorgen. Ein prinzipiell gleichartiger Aufbau von einzelnen MS-Teilnetzen mit wenigen standardisierten Netzformen, Strängen oder Ringen erhöht die Übersichtlichkeit des Netzes im Normalbetrieb sowie im Störfall und verringert die Wahrscheinlichkeit von Fehlschaltungen oder ungewollten Netzzuständen.
2. Beim Betrieb von MS-Netzen sollte sowohl auf eine lastflussoptimierte Netztrennung als auch auf die Möglichkeit einer Automatisierung und einer Fernwirktechnik sowie die Zugänglichkeit von Stationen geachtet werden, um die Ausfallzeiten bei Störfällen zu minimieren.
3. Um die Versorgungsqualität im Verteilungsnetz sicherzustellen, sind die Versorgungsradien in Relation zur Versorgungsspannung zu sehen. Als Faustformel gilt:
 - Bei hoher Lastdichte ist der Versorgungsradius r in km = $\frac{1}{3}$ Versorgungsspannung in kV;
 - Bei geringer Lastdichte ist der Versorgungsradius r in km = $\frac{1}{2}$ Versorgungsspannung in kV (zum Beispiel ist bei geringer Lastdichte und einem Versorgungsradius von etwa 5 km eine Spannung von 10 kV zu wählen, während bei hoher Lastdichte die Spannung 15 kV oder gegebenenfalls 20 kV betragen sollte).

Netzstationen

1. Sollen unterschiedliche Transformatorgrößen in den Netzstationen eingesetzt werden, ist auf die Verwendung einiger weniger Normtypen zu achten.
2. Aus Kostengründen werden Transformatoren in Netzstationen bis 630 kVA üblicherweise über Lasttrennschalter und HH-Sicherungen angeschlossen. Bei höheren Transformatorleistungen, aus Selektivitätsgründen oder wenn Automatisierbarkeit gewünscht wird, werden Leistungsschalter eingesetzt.

3. Der wirtschaftlich sinnvolle Leistungsbereich (Einfluss auf Spannungsfall, Verluste, Energiequalität) für den Energietransport im Niederspannungsnetz von 400 V liegt zwischen 50 kVA (etwa 72 A) und 250 kVA (etwa 360 A; mehrere Niederspannungskabel in einer Richtung nötig). Über diese Leistung hinaus ist der Bau einer neuen Netzstation zu prüfen.

4. Netzstationen als Mehrfachknoten erschweren die Fehlersuche im Störfall. Es können Unklarheiten über den Lastfluss und die Auslastung der Kabel entstehen. Dies kann sogar im Normalbetrieb vorkommen. Außerdem erschweren Mehrfachknoten den späteren Netzausbau, da häufig eine klare Zuordnung zu Strängen oder Ringen fehlt. Eine eindeutige Zuordnung der Netzstation zu einem Umspannwerk beziehungsweise einer Haupteinspeisung ist anzustreben.

5. Zum Monitoring und zur Kontrolle der Lasten ist eine kommunikative Messtechnik auf der MS- oder auf der NS-Seite der Netzstation einzubauen. Damit können auch die Energiemanagementanforderungen entsprechend der Norm ISO 50001 erfüllt werden.

Schaltanlagen und Kabelverbindungen

1. Möglichst wenige Schaltanlagen in Netzknotenpunkten mit vielen Verteilungskabeln und wenigen Speisekabeln tragen zur einfacheren Orientierung und zu einem wirtschaftlichen Netzausbau bei.

2. Die Art der Schaltanlage – ob Einfach- oder Doppelsammelschiene mit Längs- und/oder Querkupplung – hängt von den im Netz realisierten Netzstrukturen und der Betriebsweise des Netzes im Normalbetrieb und im Störfall ab.

3. Speisekabel sind Transportkabel, die Umspannwerke miteinander und mit der darüber gelagerten Netzebene verbinden. In der elektrischen Energieverteilung von Infrastrukturprojekten werden sie in der Regel über Leistungsschalter mit Differentialschutz angeschlossen. Bei öffentlichen Netzbetreibern wird üblicherweise der Distanzschutz eingesetzt.

4. Verteilungskabel verbinden die Netzstationen mit dem Umspannwerk beziehungsweise mit der Haupteinspeisung. Der Anschluss der Stationen erfolgt im Allgemeinen über Lasttrennschalter. Bei besonderen Anforderungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit kommen in der Infrastruktur auch Leistungsschalter mit entsprechender Schutztechnologie zum Einsatz. Im Normalbetrieb dienen die Verteilungskabel nicht als Transportkabel.

5. Es sind einheitliche, kurzschlussfeste Kabel zu verwenden, wie zum Beispiel 120 mm² Cu oder 150 mm² Al für Verteilungskabel und 240 mm² Cu oder 300 mm² Al für Transportkabel.

6. Die Häufung von Kabelsystemen in einer Trasse ist zu vermeiden und eine Verteilung der Stränge in der Fläche ist anzustreben. Die Zusammenfassung von Verteilungskabeln zu Kabelsträngen mit mehreren Systemen in wenigen Kabeltrassen führt zur gegenseitigen Erwärmung und damit zu einer eingeschränkten Übertragungsfähigkeit der Kabel. Zudem steigt die Wahrscheinlichkeit, dass bei Baggerarbeiten mehrere Kabelsysteme gleichzeitig beschädigt werden.

Stromerzeugungsanlagen

1. Den einzubindenden Stromerzeugungsanlagen, beispielsweise Blockheizkraftwerke (BHKW), Dieselaggregate, Gasturbinen, Windkraftanlagen und Solaranlagen, sind Funktionen, wie Netzersatzversorgung, Notstromversorgung, Grundlastabdeckung, Kappung von Lastspitzen zuzuordnen. Die jeweilige Funktion und die örtliche Aufstellung der Stromerzeugungsanlagen (zentral oder dezentral zur Haupteinspeisung) haben einen wesentlichen Einfluss auf die MS-Netzstruktur sowie auf den benötigten Netzschutz.

2. Stromerzeugungsanlagen können je nach Ausführung die Netzkurzschlussleistung erhöhen; dies ist gegebenenfalls bei der Auslegung der Schaltanlagen und Betriebsmittel zu berücksichtigen. Vor allem bei netzparallelen Betriebsweisen mit dem öffentlichen MS-Netz, muss eine Abstimmung mit dem VNB erfolgen, und es können zusätzliche Maßnahmen, wie zum Beispiel der Einsatz eines I_3 -Begrenzers¹, nötig werden.

3. Stromerzeugungsanlagen können die Netz- und Energiequalität negativ beeinflussen. Beispiele dafür sind Spannungsänderungen, Oberschwingungen und Flicker (siehe Kap. 5).

¹ Schaltgerät, das im Kurzschlussfall innerhalb weniger Millisekunden abschaltet.

4.2 Mittelspannungs-Netzkonzepte

Grundvoraussetzung für die Einhaltung der vorher beschriebenen Planungsaspekte ist ein einfacher, klar strukturierter Netzaufbau, der räumlich an die Lastzentren angepasst ist. Die wesentlichen Netzformen zur Veranschaulichung der Netzstrukturen sind im Folgenden beschrieben. In Abb. 4/1 bis Abb. 4/6 werden die Umspannwerke und die zur Einspeisung nötigen Transformatoren dargestellt. Bei Haupteinspeisungen können es ebenso reine Kabeleinspeisungen aus dem öffentlichen Netz (direkt vom Umspannwerk des Netzbetreibers) sein. Die dargestellten Netzstationen dienen im Wesentlichen zur Unterscheidung zwischen Transport- und Verteilungskabeln und geben nicht die für die Last benötigten Mengen wieder.

Stiche (Abb. 4/1)

Bei Stichen werden die Verteilungstransformatoren einzeln, auch über mehrere hundert Meter, direkt an die Schaltanlage des Einspeisepunkts angeschlossen. Dies ist sinnvoll, wenn nur eine begrenzte Anzahl an Netzstationen benötigt wird und sich deren Verkabelungsaufwand gegenüber den ansonsten bei Ringen zusätzlich benötigten MS-Schaltanlagen in Grenzen hält. Da über das Kabel nur die Leistung eines Transformators fließt, ist nicht der Schutz bei Überlast, sondern der Schutz bei Kurzschluss das ausschlaggebende Dimensionierungskriterium für das Kabel. Der Ausfall des Kabels kommt dem Ausfall des Transformators gleich.

Doppelstiche (Abb. 4/2)

Beim Doppelstich versorgen zwei parallele, einzeln abgesicherte Kabel eine gemeinsame Unterstation. Man kann es auch als Ring mit einer Unterstation betrachten, wobei beide Kabel auf unterschiedlichen Sammelschienenabschnitten aufgelegt werden. Die beiden Kabel sind (nahezu) gleich lang und jeweils zu maximal 50% belastet.

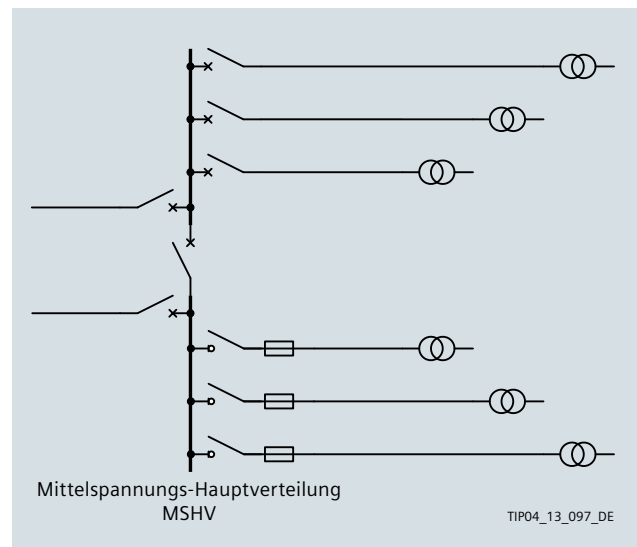


Abb. 4/1: Netzform Stiche

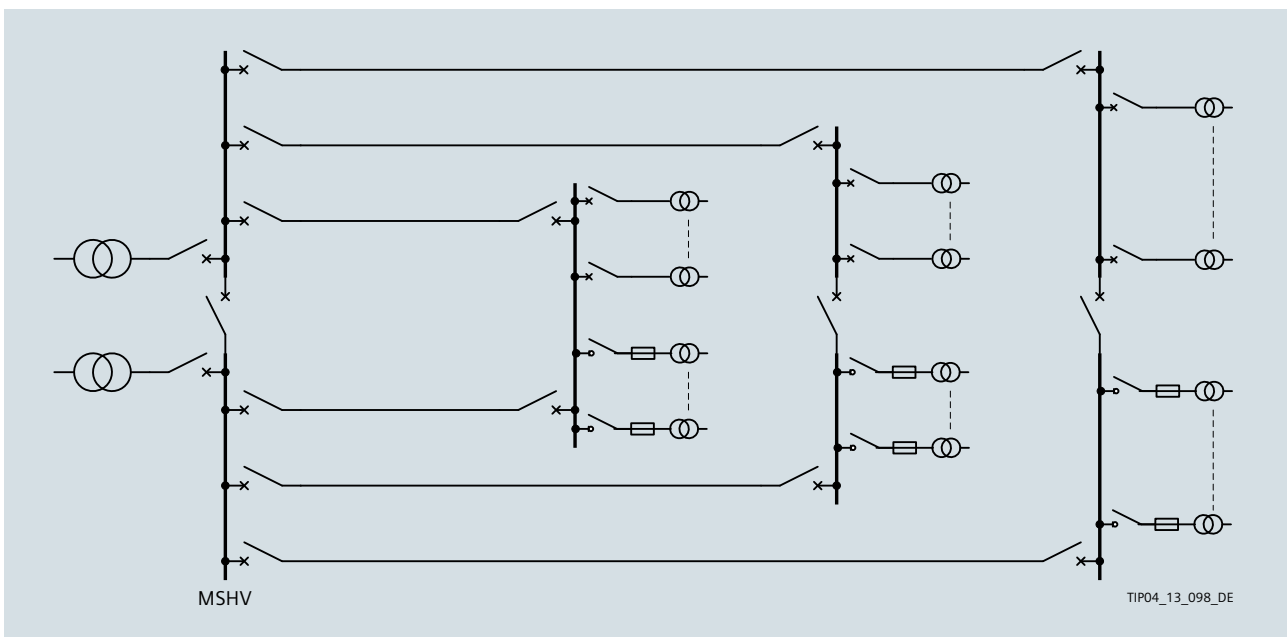


Abb. 4/2: Netzform Doppelstiche

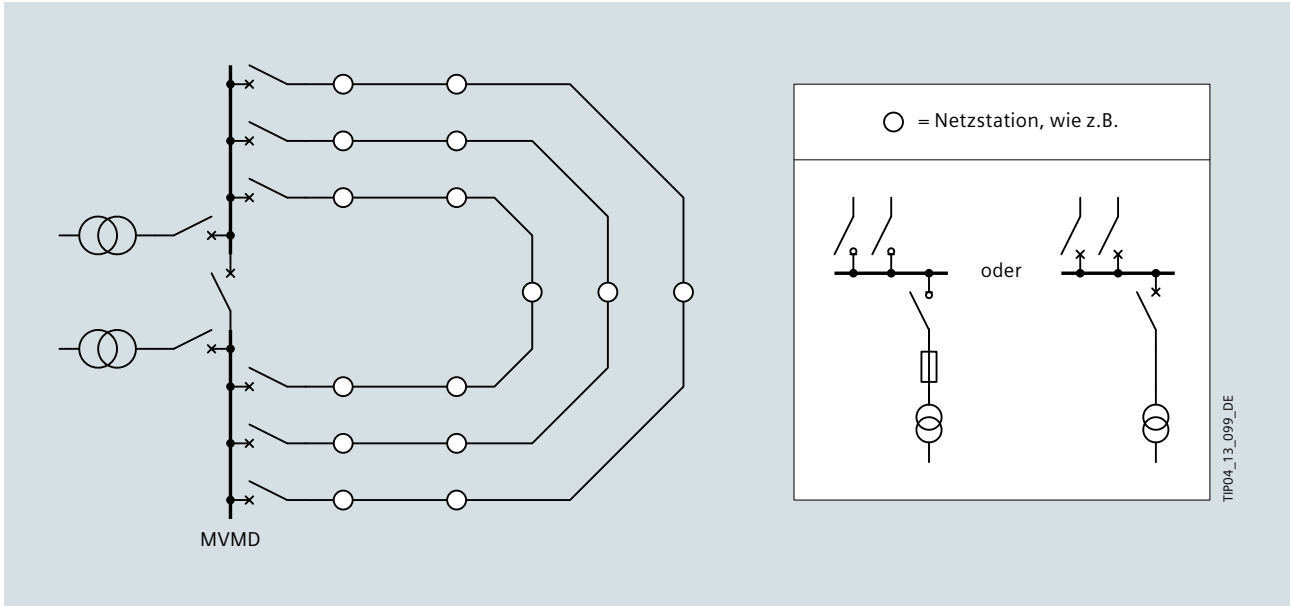


Abb. 4/3: Netzform Ringe

Ringe (Abb. 4/3)

Ringe beginnen und enden im gleichen Umspannwerk beziehungsweise in der Haupteinspeisung, aber auf unterschiedlichen Sammelschienenabschnitten. Die Reserveleistung wird durch die maximal zulässige Auslastung eines Halbrings von 50 bis 60 % gewährleistet.

Stränge (Abb. 4/4)

Stränge beginnen im Umspannwerk, beziehungsweise in der Haupteinspeisung und enden in derselben Gegenstation. Durch ein Reservekabel (Leerstrang ohne Netzstationen) wird die Reserveleistung mit 100 % eines Strangs sichergestellt.

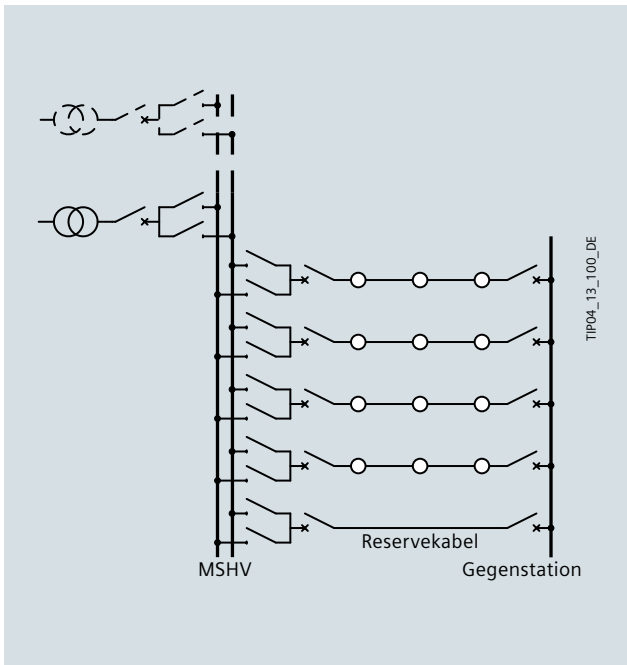


Abb. 4/4: Netzform Stränge mit Gegenstation

Stränge mit Netzsicherheitsstation (Abb. 4/5)

Die Versorgung eines Netzsicherheitspunkts ohne Umspannwerk beziehungsweise ohne Haupteinspeisung erfordert Speisekabel ohne Netzstationen mit Querschnitten $\geq 240 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ oder $\geq 300 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ und Sofortreserve für die Schaltanlage. Die maximale Anschlussleistung ist durch die Transportfähigkeit von (n-1)-Speisekabeln gegeben. Für die Stränge stellen die Speisekabel ebenfalls die Reserveleistung zur Verfügung.

Kopplung zweier Umspannwerksbereiche (Abb. 4/6)

Bei der Kopplung zweier Umspannwerksbereiche durch eine gemeinsame Gegenstation mit Längskupplung ist jeweils ein Reservekabel erforderlich, womit ein Koppeln der Umspannwerk- beziehungsweise Haupteinspeisung im Fehlerfall vermieden wird.

In der öffentlichen Versorgung sind generell die Netzstrukturen gemäß Abb. 4/3 bis Abb. 4/6 vorzufinden. Netze für den Infrastrukturbereich werden im Allgemeinen analog zu Abb. 4/1 bis Abb. 4/3 oder aus einer Mischung dieser drei Netzstrukturen aufgebaut.

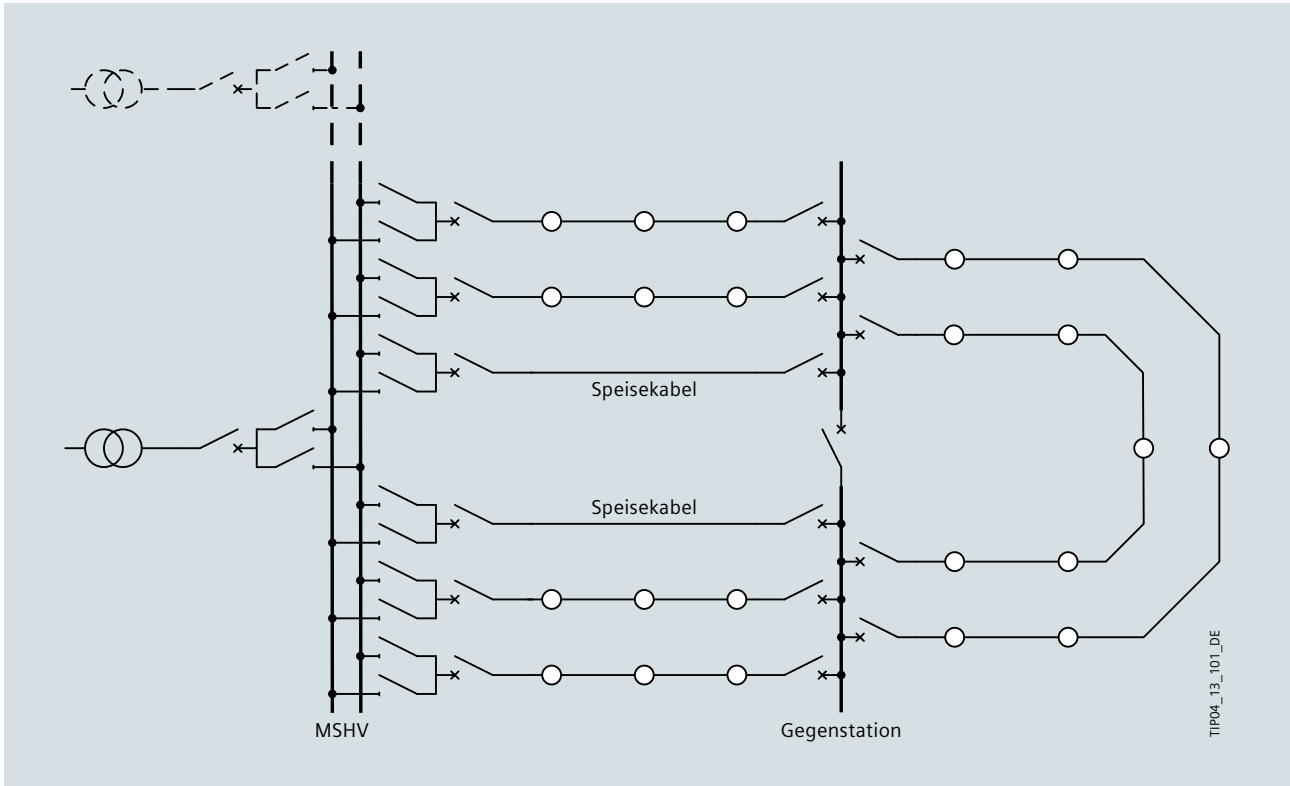


Abb. 4/5: Netzform Stränge mit Netzschwerpunktstation

[zurück zu Seite 48](#)

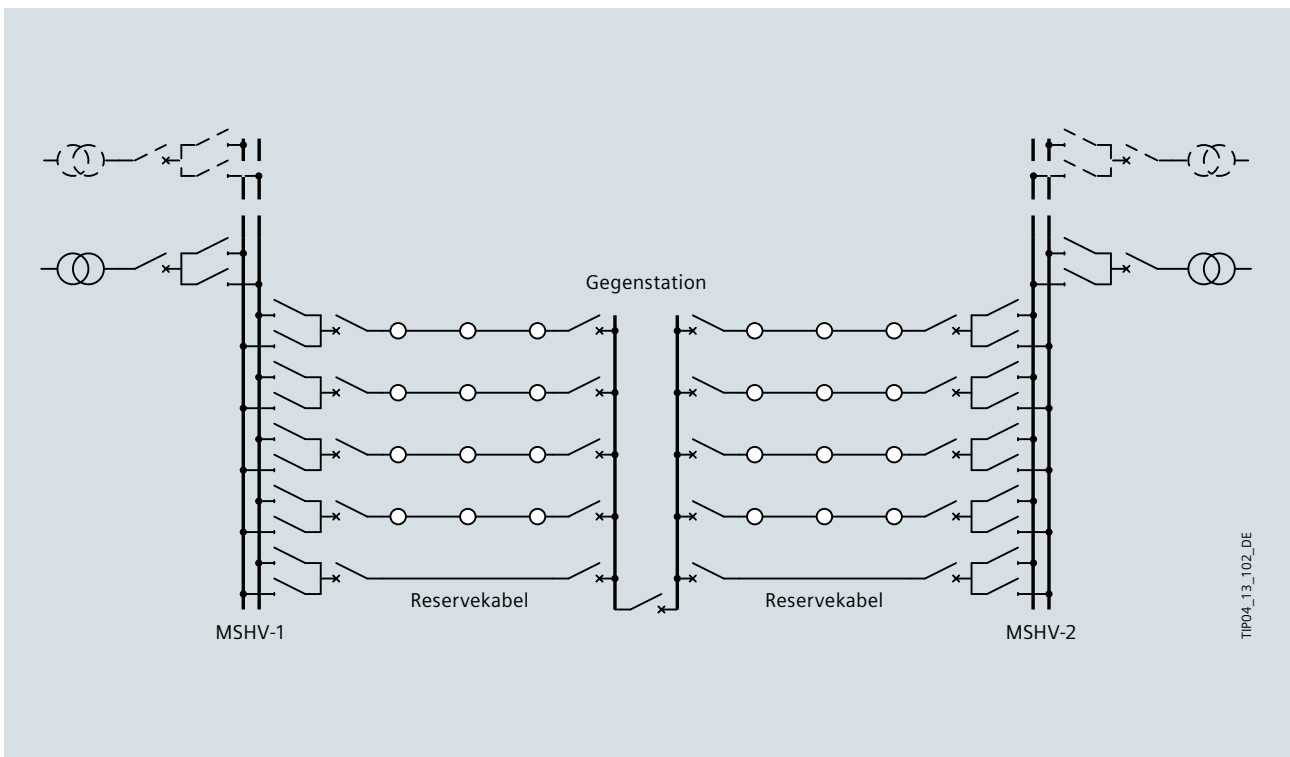


Abb. 4/6: Netzform Kopplung zweier Umspannwerksbereiche

[zurück zu Seite 48](#)

4.3 Aufbau der Schaltanlagen

Der Aufbau der Schaltanlagen, das heißt, ob eine Einfach- oder Doppelsammelschiene oder ob Längs- und/oder Querkupplungen erforderlich sind, richtet sich nach:

- Anzahl der angeschlossenen Einspeisungen
- Realisierten Netzstrukturen
- Betriebsweise des Netzes im Normalbetrieb und im Störfall

In allen Fällen ist dafür zu sorgen, dass im Normalbetrieb jedes Sammelschienenenteilstück freigeschaltet und galvanisch getrennte Teilnetze gefahren werden können. Der Aufbau einer Sammelschiene in einem Umspannwerk lässt sich in der Regel entsprechend der angeschlossenen Netzform einteilen.

Stiche

Werden die Verteilungstransformatoren direkt im Stich angebunden, ist für die Schaltanlage, von der die Stiche abgehen, eine Einfachammelschiene ausreichend. Diese Schaltanlage wird in der Regel eine unterlagerte Haupteinspeisung sein – also kein Umspannwerk. Eine Längstrennung wird empfohlen, wenn eine größere Anzahl an Transformatoren angeschlossenen werden soll. Die Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz als Ring oder Doppelstich sollte dann getrennt auf beide Sammelschienenhälften aufgelegt werden.

Doppelstiche

Doppelstiche werden eingesetzt, um unterlagerte Schaltanlagen aus einem Umspannwerk oder einer Haupteinspeisung zu versorgen. Für die Versorgungssicherheit ist eine Einfachammelschiene mit Längstrennung ausreichend. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit können die Sammelschienenabschnitte räumlich getrennt aufgestellt werden.

Ringe

Ist das Mittelspannungsnetz ausschließlich mit Ringen aufgebaut, so ist eine Einfachammelschiene mit Längskupplung ausreichend. Die Ringe beginnen auf der einen Seite der Kupplung und enden auf der anderen Seite. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit können die Sammelschienenabschnitte räumlich getrennt aufgestellt werden.

Stränge

Bei einem Strangnetz hängt die Entscheidung zwischen Einfach- und Doppelsammelschiene von der jeweiligen Gegenstation ab. Ist die Gegenstation selbst ein Um-

spannwerk, so kann auch eine Einfachammelschiene mit Längskupplung verwendet werden. In der Regel wird man jedoch eine Doppelsammelschiene bevorzugen. Speisen im Umspannwerk zwei (eventuell drei) Transformatoren auf die Doppelsammelschiene, so ist aus Gründen der Flexibilität beim Netzbetrieb eine Längskupplung mit einer Querkupplung je Block zu empfehlen.

Gemischte Netzform (Ringe und Stränge)

Wie bei einem Strangnetz so ist auch hier eine Einfachammelschiene mit Längskupplung möglich, falls die Gegenstation aller Stränge ein Umspannwerk ist. Die Ringe werden dann auf beiden Seiten der Längskupplung aufgelegt.

Wird eine Doppelsammelschiene mit Längskupplung eingesetzt, beginnen und enden Ringe auf dem gleichen Block, jedoch auf der anderen Sammelschiene, damit bei einem Sammelschienenfehler nur die Hälfte der offenen Ringe ausfällt.

Bei einem einzelnen Block mit Ringen wird die Querkupplung unbedingt empfohlen. Bei dieser Netzform ist auch eine Duplexanlage möglich, um Kosten bei den Leistungsschaltern für die Ringe einzusparen.

Anmerkung: Eine Duplexanlage ist eine Schaltanlage mit zwei Einfachammelschienen in Rücken-an-Rücken-Aufstellung oder Gegenüberaufstellung, bei der der Kabelabgang, beziehungsweise das Einspeisefeld, mit jeweils einem Leistungsschalter auf jede Sammelschiene aufgelegt wird. So erhält man auch die Funktion einer Doppelsammelschiene.

Für Schaltanlagen ohne Einspeisung ist eine Einfachammelschiene völlig ausreichend. Ist sie eine reine Gegenstation, so ist eine Längskupplung in der Regel nicht notwendig. Jedoch wird bei einer größeren Anzahl von Strängen (≥ 8) eine Längskupplung empfohlen. Bei einer Gegenstation mit angehängten Ringen oder bei einer Netzschwerpunktstation ist eine Längskupplung nötig, damit bei Sammelschienenfehlern die Ringe durch Öffnen der Längskupplung weiter versorgt bleiben.

Wegen der kleineren Kabellängen in Industrie- und Infrastrukturprojekten, verglichen mit denen bei der Versorgung in öffentlichen Netzen, können die Ringe beziehungsweise Stränge hinsichtlich des Spannungsfalls mit einer höheren Auslastung betrieben werden. Um bei Ringen keine Doppelkabel (zwei parallele Kabel unter einem Schalter) verwenden zu müssen, wird empfohlen, Ringe mit maximal 300 A – bei einseitiger Speisung – zu belasten. Bei Doppelstichen sollte eine Belastung von 500 A nicht überschritten werden.

4.4 Anschluss der Schaltanlage an das Versorgungsnetz

Abhängig vom Leistungsbedarf und der geforderten Versorgungssicherheit können verschiedene Anlagenkonzepte für die Übergabestation bei der Mittelspannungseinspeisung zum Tragen kommen.

- a) Bis etwa 5 MVA, ohne Redundanz bei der Versorgung (Abb. 4/7a)
 Die Übergabestation wird in einen vorhandenen MS-Kabelring eingeschleift. Der Versorgungsring des VNB bleibt unbeeinflusst von Fehlern in der Kundenanlage und die Verrechnung erfolgt über einen Standardmesswandler des VNB. Durch die fehlende Redundanz

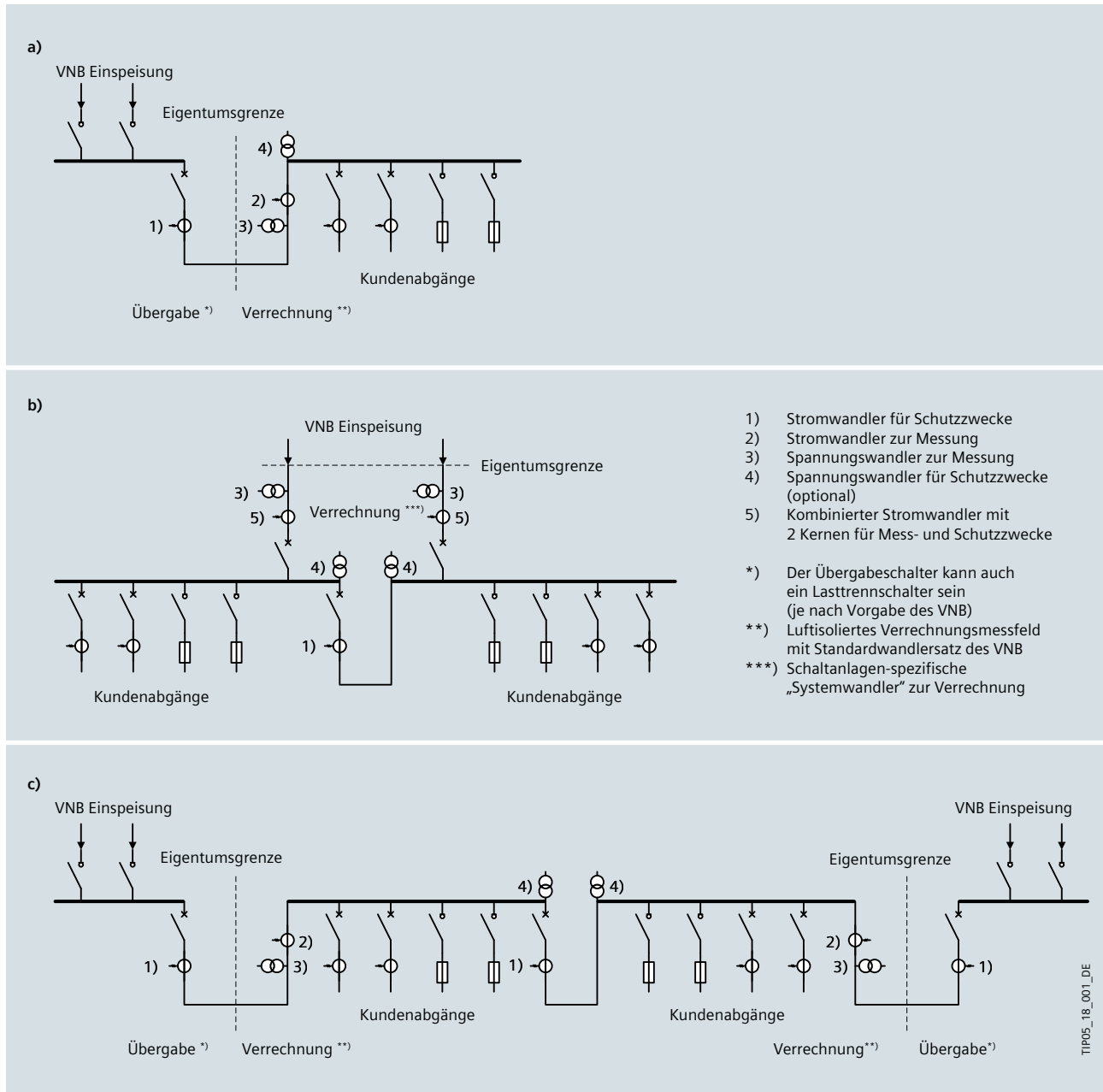


Abb. 4/7: Konzepte für MS-Einspeisung:

- a) Leistungsbedarf bis etwa 5 MVA, ohne Redundanz
 b) Leistungsbedarf über 5 MVA, mit redundanter Einspeisung
 c) Leistungsbedarf über 5 MVA, mit redundanter Einspeisung und getrennten Verrechnungsmessfeldern

wird bei einem Störfall an einem Sammelschienenabschnitt oder im Verrechnungsmessfeld die Versorgung der Kundenabgänge gestört. Abb. 4/8 zeigt ein Planungsbeispiel mit SIMARIS project (siehe Kap. 15.2) für eine solche Schaltanlage vom Typ 8DJH.

b) Anschlussleistung über 5 MVA und Redundanz der Einspeisungen

Bei der redundanten Versorgung eines MS-Netzes mit mehreren Unterstationen sind zwei Varianten möglich:

i) Die Verrechnung erfolgt mit anlagenspezifischen „Systemwandlern“, die nicht vom VNB gestellt werden (Abb. 4/7b). In der Regel ist dann ein entsprechender Satz „Systemwandler“ als Reserve vorzuhalten. Hierbei bleibt eine Abhängigkeit der

VNB-Versorgungsringe vom Betrieb der Kundenanlage bestehen. Redundanz bei einem Störfall auf einem Sammelschienenabschnitt ist gegeben. Die beiden Einspeisungen werden in der Regel parallel betrieben.

ii) Getrennte Verrechnungsmessfelder für die jeweilige Einspeisung mit Standardverrechnungswandlern des VNB (Abb. 4/7c): Die Versorgungsringe des VNB werden nicht von den Kundenabgängen beeinflusst. Durch die Redundanz wird die Versorgungssicherheit erhöht, sowohl bei einem Störfall an einem Sammelschienenabschnitt als auch bei einem Störfall in einem Verrechnungsmessfeld. Die getrennten Einspeisungen sind in der Regele gegenseitig verriegelt.

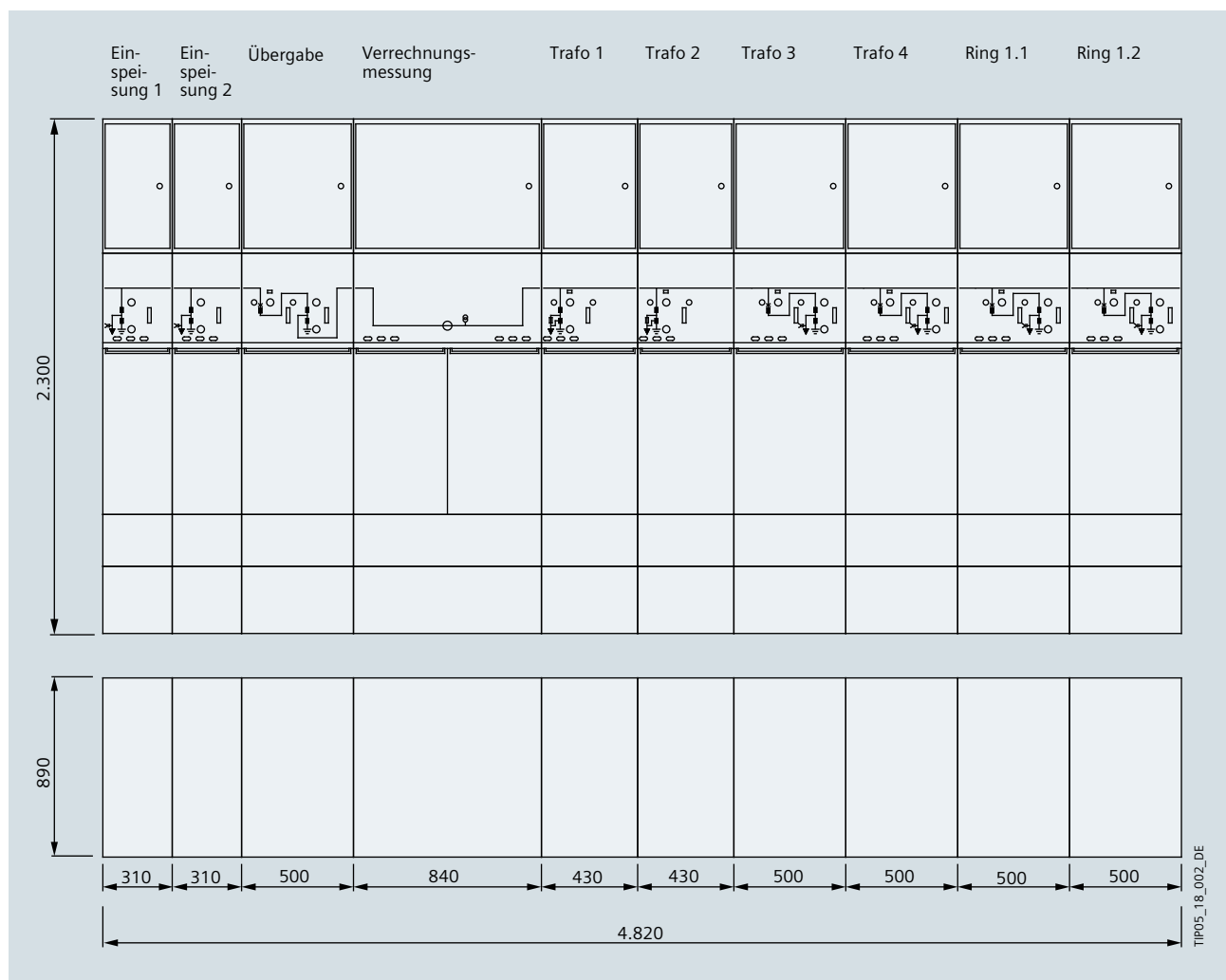


Abb. 4/8: Frontansicht von 8DJH aus SIMARIS project – typisch für den nicht-redundanten Anschluss an ein Versorgungsnetz (Maße in mm)

4.5 Einrichtungen des Netzschutzes

Im folgenden Abschnitt wird der Schutz elektrischer Anlagen und ihrer Teile gegen elektrische Fehler durch Schutztechnik betrachtet und insbesondere die Beurteilung der Zweckmäßigkeit vorgestellt. Technische Einzelheiten über Aufbau und Funktionsweise der Schutzrelais und der zugehörigen Bausteine können den einschlägigen Druckschriften der Hersteller entnommen werden.

Der Netzschutz soll die Auswirkungen eines Defekts an einem Netzelement auf den Netzbetrieb begrenzen und die Störung nicht unmittelbar betroffener Teile auf ein möglichst geringes Maß beschränken. Mit diesen Forderungen ist besonders das Kriterium Selektivität verknüpft, das heißt die eindeutige Feststellung des vom Fehler betroffenen Netzteils und dessen alleinige Abschaltung. Um die Auswirkungen eines Fehlers auf ein Netz möglichst gering zu halten, muss der Schutz schnellstmöglich wirksam werden. Diese Eigenschaft hat den Nebeneffekt, dass die zerstörenden Auswirkungen hoher Fehlerströme und Lichtbögen verringert werden. Der Grundgedanke des Netzschutzes ist es, das Vorhandensein eines Fehlers durch die dann bestehenden anormalen elektrischen Zustände zu erkennen und darüber hinaus festzustellen, an welchen Stellen des Netzes zweckmäßig abzuschalten ist.

Kurzschlüsse und Erdschlüsse sind die wichtigsten Fehler, für die der Schutz vorgesehen werden muss. Charakteristisch für diese Störungen sind hauptsächlich:

- Überstrom
- Zusammenbruch und Verlagerung der Spannungen

Die Schutzfunktion beruht auf der Feststellung und Auswertung dieser Größen. Überstrom und Spannungsveränderungen treten jedoch nicht nur in unmittelbarer Nähe der Fehlerstelle sondern in weiten Bereichen des Netzes oder im gesamten Netz auf. Es genügt deshalb nicht immer, allein diese Größen zu messen, um entscheiden zu können, ob ein Relais, das auf diese Größen anspricht, abschalten soll oder nicht. Üblicherweise müssen noch zusätzliche Auswahlkriterien eingeführt werden, um über die bestimmungskonforme Abschaltung entscheiden zu können. Zu diesen Zusatzgrößen gehören vor allem:

- Zeit
- Energiefluss- oder Stromrichtung

Der Aufwand, der mit der Forderung nach Selektivität verknüpft ist, hängt stark vom Aufbau des zu schützenden Netzes ab und wird in der Regel umso größer, je komplizierter dieses aufgebaut ist.

4.5.1 Schutzgeräte für elektrische Netze

Die Geräte des Netzschutzes haben die Aufgabe, einen Kurzschluss im elektrischen Netz möglichst rasch und selektiv abzuschalten. Die Bauelemente des Netzes und die Verbraucher sollen nur so kurz wie möglich mit Kurzschlussströmen und Spannungseinbrüchen beaufschlagt werden. Nach Schalterauslösung durch den Schutz sollen entweder alle Verbraucher ohne Einschränkung weiterversorgt werden (wenn eine Momentan- oder Sofortreserve vorhanden ist), oder so wenige Verbraucher wie möglich abgeschaltet werden, wobei diese unmittelbar nach Fehlerlokalisierung und Fehlerbeseitigung wieder versorgt werden (wenn nur eine Umschaltreserve gegeben ist).

An Schutzgeräten für die elektrische Energieverteilung stehen beispielsweise zur Verfügung:

- Überstromzeitschutz (zum Beispiel Siemens 7SJ...)
- Leitungsdifferentialschutz (zum Beispiel Siemens 7SD...)
- Transformator-differentialschutz (zum Beispiel Siemens 7UT...)
- Maschinenschutz (zum Beispiel Siemens 7UM...)
- Sammelschienen-differentialschutz (zum Beispiel Siemens 7SS...)
- Distanzschutz (zum Beispiel Siemens 7SA...)

Für den Anschluss und den Betrieb der Schutzgeräte sind je Abzweig drei Stromwandler und gegebenenfalls drei Spannungswandler an den Sammelschienen sowie der Leistungsschalter notwendig. Da die Schutzrelais im Gegensatz zu Messinstrumenten nur im Störfall auslösen sollen, ist ihre Funktionsbereitschaft gerade in diesen wenigen Augenblicken von entscheidender Bedeutung. Um diese zu gewährleisten, sollten die Schutzgeräte einen Live-Kontakt und eine Auslösekreisüberwachung besitzen, die die Betriebsbereitschaft beziehungsweise eine Störung sofort an die Leittechnik melden. Ohne diese Einrichtungen sollte als Ergänzung eine stationäre Prüfeinrichtung vorhanden sein, damit das Schutzrelais im Betrieb regelmäßig überprüft werden kann. Bei dieser Prüfung wird dem Relais künstlich ein Fehler vorgetäuscht und sein Ansprechen kontrolliert. Gleichzeitig soll aber der Betrieb nicht gestört werden, sodass die Auslösung während der Prüfung unterbunden werden muss.

4.5.2 Auswahl des Netzschutzes und des Netzschutzkonzepts

Die Aufgabe des Planers besteht unter anderem darin, ein auf die Kundenanforderungen abgestimmtes Netz- und Schutzkonzept zu erarbeiten. Wie vorher beschrieben, werden in der Infrastruktur hauptsächlich Stich-, Doppelstich- und Ringnetze angewendet. Stichnetze und offen betriebene Ringnetze kommen zum Einsatz, wenn eine Umschaltreserve ausreichend ist. Bei der Realisierung einer Sofort- beziehungsweise Momentanreserve sind Doppelstichnetze und geschlossen betriebene Netze

zu favorisieren. Neben der Festlegung des Netzkonzepts gehören zu einem Konzept für den Schutzaufbau:

- Festlegung des Einbauorts des Schutzrelais sowie des Leistungsschalters, auf den das Schutzgerät wirken soll
- Auswahl der Art des Schutzrelais
- Empfehlungen für die Wahl der Übersetzungsverhältnisse der Wandler
- Angaben zu den Einstellungen des Schutzes
- Berücksichtigung von Vorgaben (zum Beispiel TAB) und/oder Beistellung von Geräten durch den Energieversorger (zum Beispiel Übergabestation)

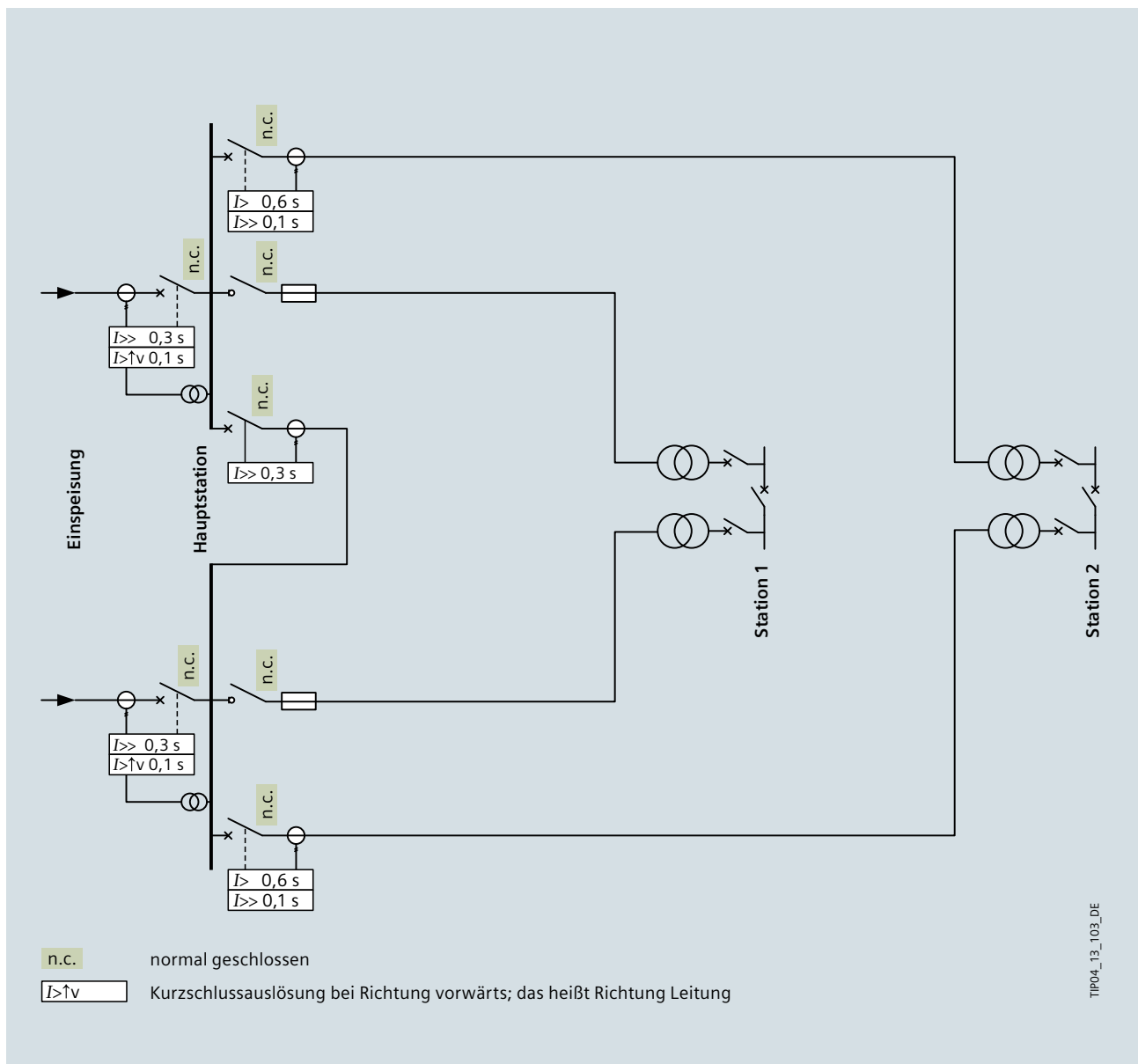


Abb. 4/9: Schutzkonzept für ein Stichnetz

[zurück zu Seite 55](#)

Für die vorher beschriebenen Standardnetzformen in der Infrastruktur können einige grundlegende Feststellungen für die Wahl der Schutzgeräte und der zeitlichen Staffelung getroffen werden.

Anmerkung: Die in den folgenden Beispielen angegebenen Staffelzeiten gelten für die digitalen Schutzgeräte SIPROTEC 4, SIPROTEC Compact und SIPROTEC 5 in Verbindung mit Siemens Schaltanlagen und korrekt dimensionierten Stromwandlern.

Stich (Abb. 4/9)

Die im Stich direkt angebotenen Transformatoren werden entweder mit einer Sicherungs-Lastschalt-Kombination geschützt oder mithilfe eines Überstromzeitschutzes.

Doppelstich (Abb. 4/10 und Abb. 4/11)

Die unterlagerte Schaltanlage wird von zwei parallel betriebenen Kabelsystemen gespeist. Um einen Fehler

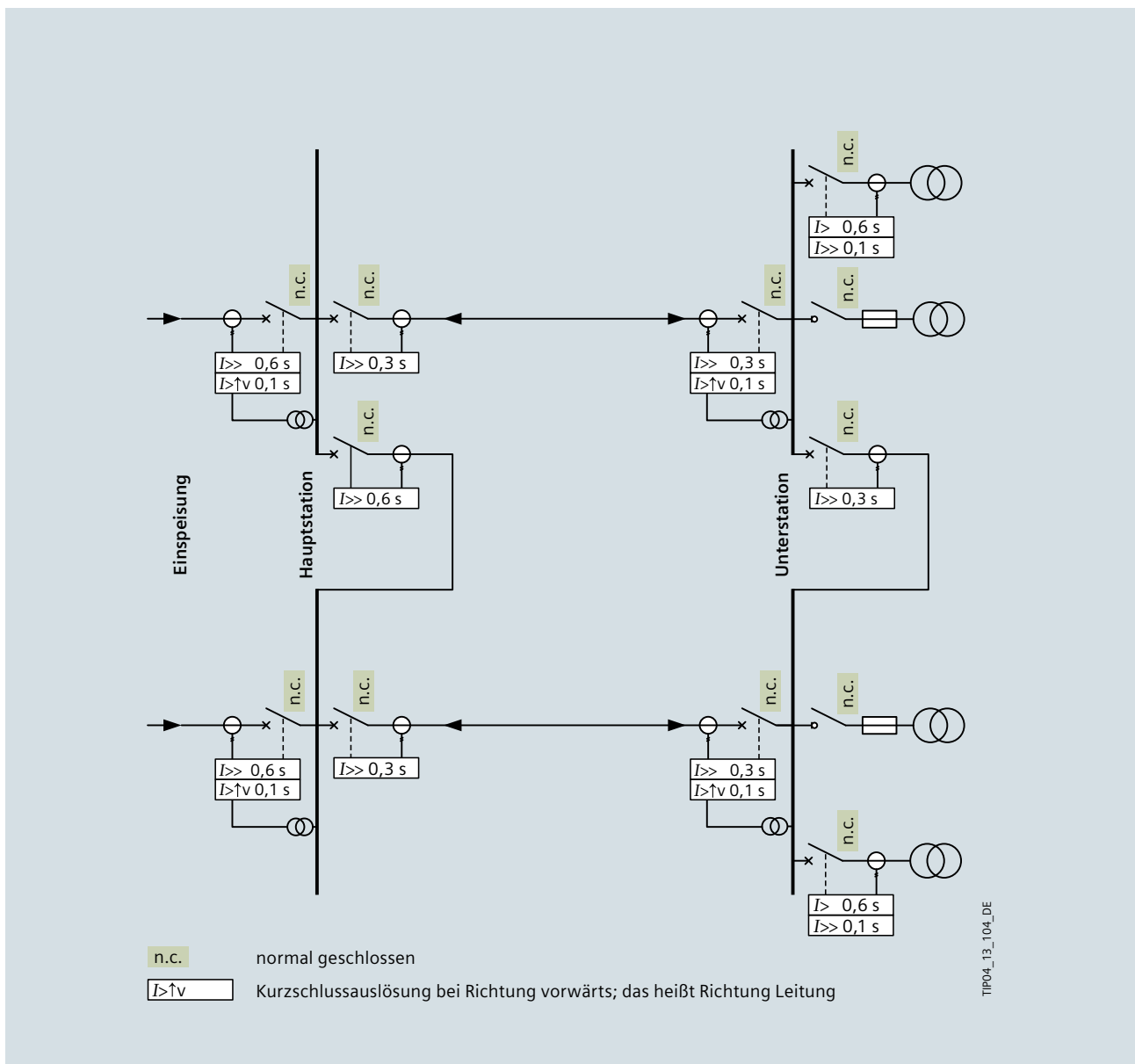


Abb. 4/10: Schutzkonzept für einen Doppelstich mit gerichtetem Überstromzeitschutz

auf einem der Kabelsysteme selektiv abzuschalten, gibt es zwei Möglichkeiten:

- Leitungsanfang und -ende werden mit einem Überstromzeitschutz ausgestattet, wobei derjenige am Ende als gerichteter Überstromzeitschutz ausgeführt wird
- Beide Kabelsysteme werden über einen Kabeldifferentialschutz geschützt. Da ein Differentialschutz nur Fehler innerhalb seines Schutzbereichs abschaltet, muss für Fehler auf der Sammelschiene der unterlageren Schaltanlage ein weiterer Schutz vorgesehen werden. Üblicherweise wird ein separater Überstrom-

zeitschutz in den Abgängen der Doppelstiche oder eine Funktion des Überstromzeitschutzes innerhalb des Differentialschutzes verwendet

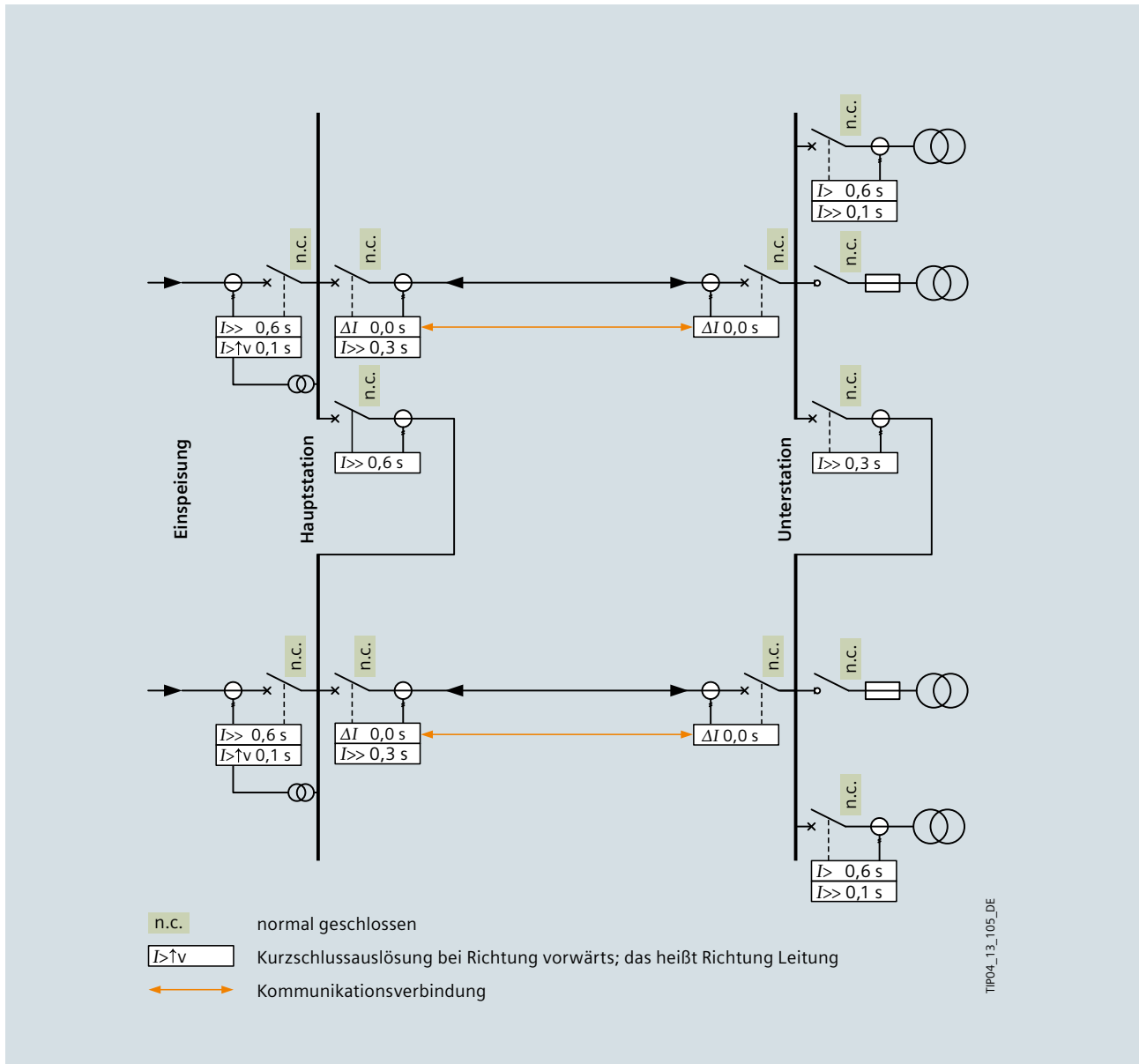


Abb. 4/11: Schutzkonzept für einen Doppelstich mit Kabeldifferentialschutz

zurück zu Seite 55

Offener Ring

Mehrere Netzstationen werden über ein Ringkabel miteinander verbunden, wobei ihre Ringkabelfelder lediglich mit Lasttrennschaltern ausgeführt sind (Abb. 4/12). Die Kabelabgänge in der Haupteinspeisung werden mit Leistungsschaltern und Überstromzeitschutz ausgeführt. Der Kabelring wird offen betrieben, sodass bei einem Kabelfehler nur eine Ringhälfte abgeschaltet wird. Die Lokalisierung des Fehlers erfolgt in der Regel mittels eines Kurzschlussanzeigers. Nach manuellem Herausschalten des fehlerbehafteten Kabelabschnitts

können die abgeschalteten Unterstationen wieder zugeschaltet werden.

Geschlossener Ring

Mehrere Netzstationen werden über ein Ringkabel miteinander verbunden. Für eine Sofortreserve, das heißt ein Kabelfehler wird selektiv abgeschaltet, ohne die Versorgung der Stationen zu unterbrechen, müssen alle Kabelfelder in den Stationen mit Leistungsschalter ausgeführt werden. Für die selektive Schutzabschaltung bei einem Kabelfehler gibt es nun mehrere Möglichkeiten.

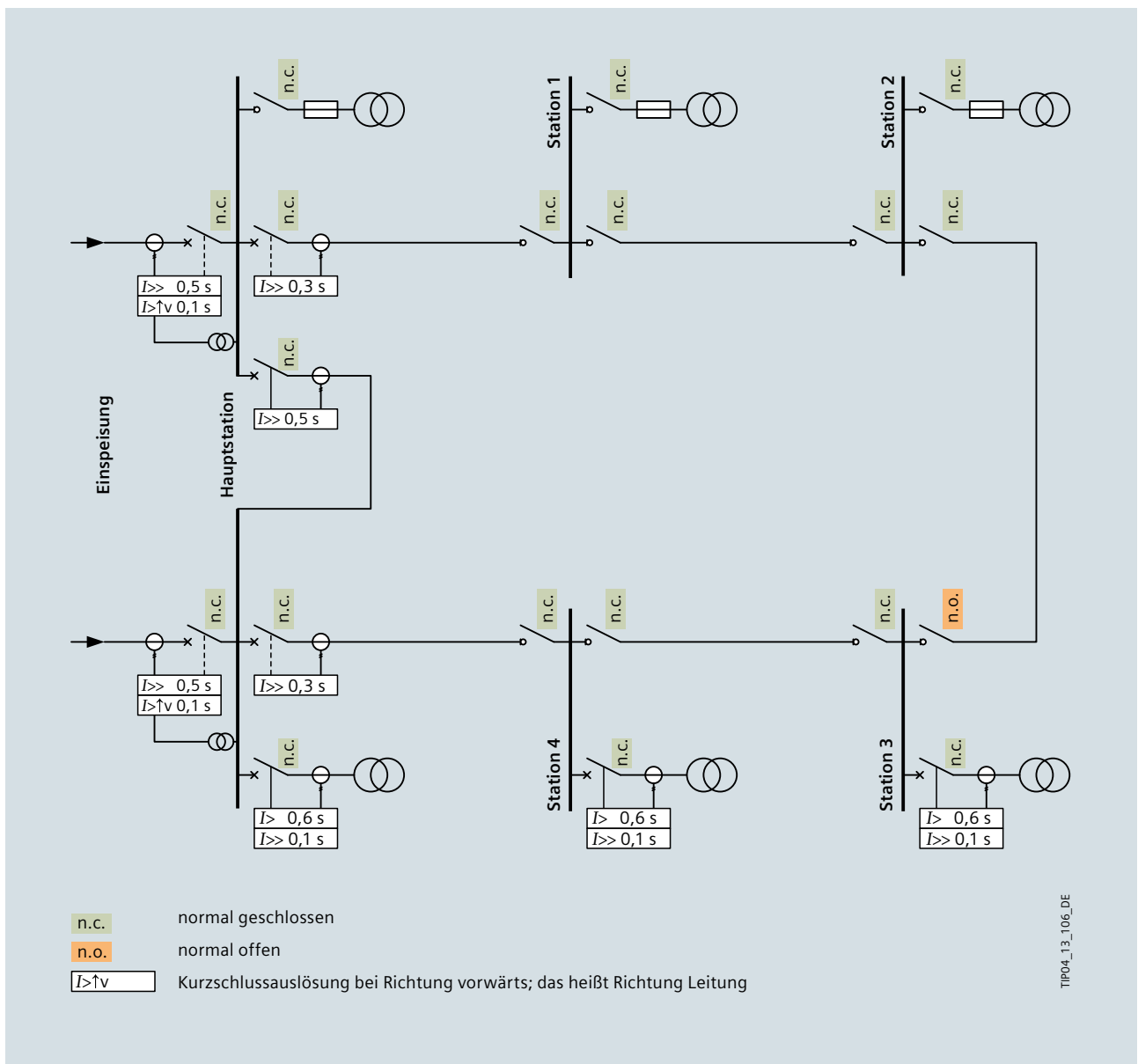


Abb. 4/12: Schutzkonzept für einen Netz mit offenen Ringen

Richtungserkennung und Zeitstaffelung (Abb. 4/13)

Mithilfe der Richtungserkennung von Kurzschlussströmen im Fehlerfall und einer Zeitstaffelung können die Kabel selektiv abgeschaltet werden. Für die Richtungserkennung werden Spannungswandler benötigt. Die Richtungserkennung ist nötig, damit ein Fehlerstrom nur dann abgeschaltet wird, wenn er die im Schutzgerät definierte Richtung aufweist. Wie aus Abb. 4/13 deutlich wird, ist diese Methode nur bei wenigen Stationen (in der Regel höchstens drei) im Ring sinnvoll, da die Auslösezeiten in der Haupteinspeisung sonst zu hohe Werte erreichen. Des Weiteren ist zu bedenken, dass aufgrund

der Impedanzverhältnisse bei einem Fehler gleich am Abgang des Rings in der Hauptstation zunächst der gesamte Fehlerstrom nahezu ausschließlich über dieses Feld geleitet wird. Von der Gegenseite fließt nur ein Stromanteil, der zu keiner Anregung der von dieser Seite durchflossenen Schutzgeräte führt. Erst nach Abschalten des Fehlers von der einen Seite kann nun ein ausreichender Fehlerstrom von der anderen Seite des Rings fließen, damit der Fehler endgültig abgeschaltet wird. Dies führt aber dazu, dass die Abschaltzeiten addiert werden müssen. Bei den Einstellungen in den vorgelagerten Überstromzeitschutzgeräten muss das berücksichtigt werden.

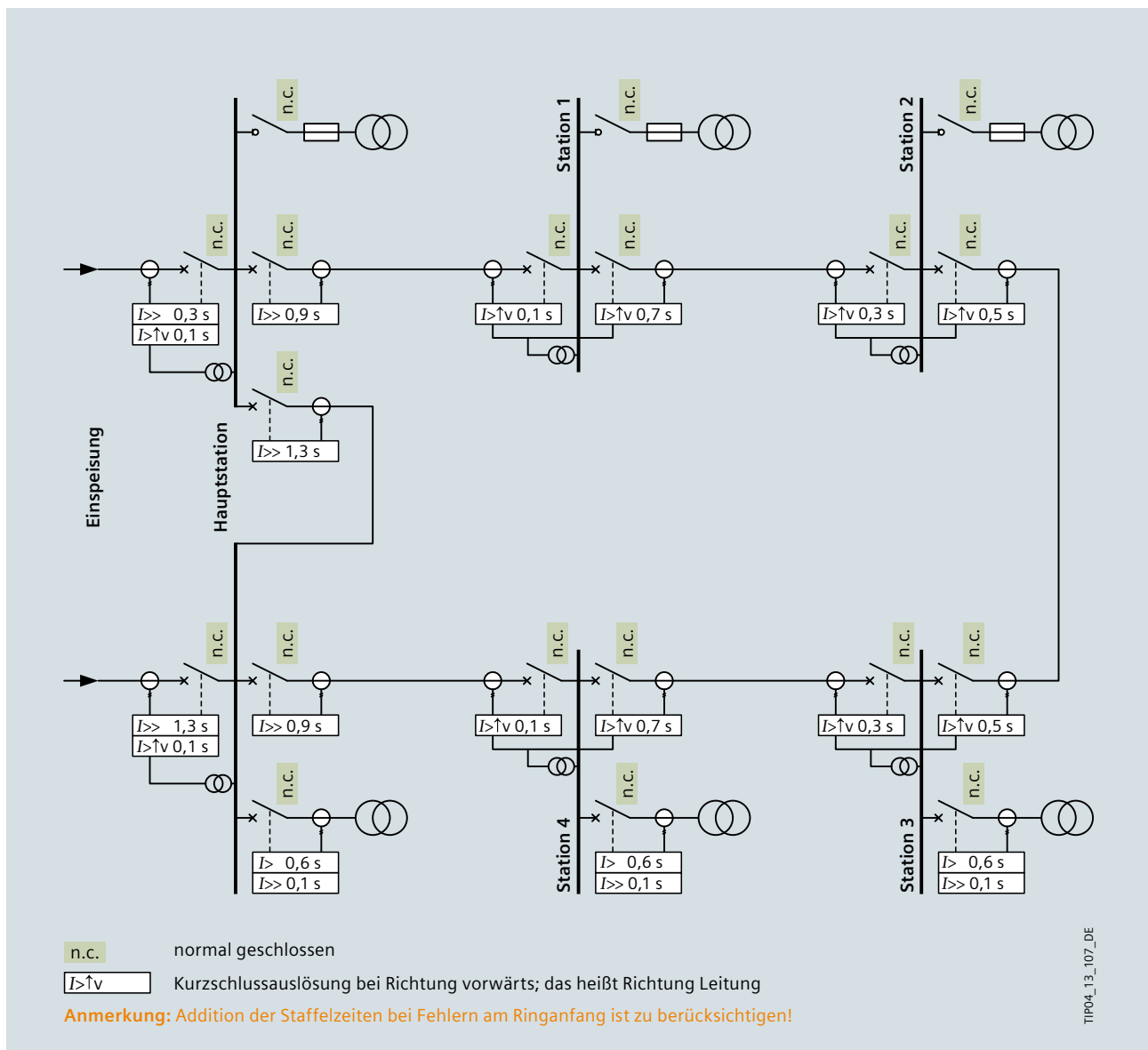


Abb. 4/13: Schutzkonzept für ein Netz mit geschlossenem Ring und zeitlicher Staffelung

Richtungsvergleichsschutz (Abb. 4/14)

Beim Richtungsvergleichsschutz wird die Richtungserkennung so erweitert, dass keine Zeitstaffelung im Ring notwendig ist. Durch die Auswertung der Richtung des Fehlerstroms und einer entsprechenden Blockierung des Schutzgeräts am Gegenende der Leitung beziehungsweise des benachbarten Ringfelds in der Station können alle Schutzgeräte im Ring auf die gleiche Verzögerungszeit eingestellt werden. Die Blockierung kann über binäre Ein-/Ausgänge mit Kupferverdrahtung sowie über eine Systemschnittstelle mit Lichtwellenleiter (LWL) erfolgen. Die Auswertung und Blockierung sowie die Rücksetzung

des Ausschaltsignals muss innerhalb des eingestellten Zeitverzugs erfolgen.

Hinweis: Bei den SIPROTEC Schutzgeräten von Siemens ist dies auch über längere Strecken gesichert innerhalb von 100 ms (unter gewissen Rahmenbedingungen auch innerhalb von 50 ms) möglich.

Auch hier kann es aufgrund der Stromaufteilung über die beiden Ringenden zu einer Addition der Abschaltzeiten kommen, bis der Fehler innerhalb des Kabelrings endgültig abgeschaltet ist. Der Vorteil gleicher Abschaltzeiten macht sich bei größeren Ringen (mehr als drei Stationen in einer Richtung) bemerkbar.

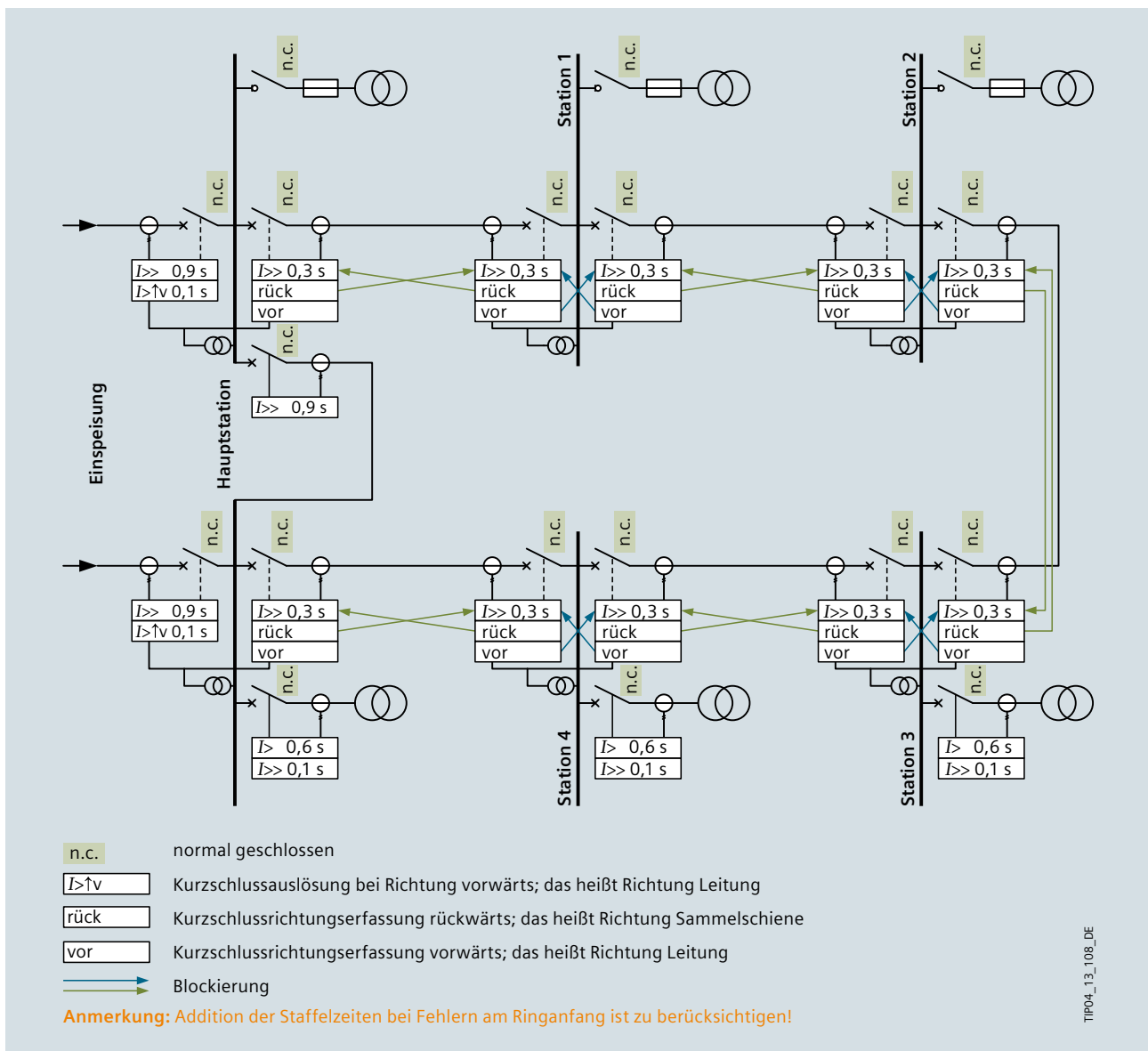


Abb. 4/14: Schutzkonzept für ein Netz mit geschlossenem Ring und Richtungsvergleichsschutz

Kabeldifferentialschutz (Abb. 4/15)

Beim Kabeldifferentialschutz wird jeder Ringkabelabschnitt einem Differentialschutzbereich zugeordnet. Ein Fehler innerhalb des Bereichs führt zum gleichzeitigen Abschalten beider Enden durch den Kabeldifferentialschutz. Somit entfällt auch die Problematik der möglichen Addition von Abschaltzeiten unter ungünstigen Fehlerbedingungen. Ein Fehler außerhalb des Differentialbereichs wird nicht als Fehler erkannt. Daher sollte für mögliche Fehler innerhalb der Stationen ein Überstromschutz entweder als Gerät selbst oder zumindest als Funktion innerhalb des Differentialschutzgeräts an den beiden Ringenden vorhanden sein.

Die Kommunikation zwischen den Gerätepaaren beim Kabeldifferentialschutz erfolgt bei modernen Geräten im Allgemeinen über LWL, aber auch Kommunikation über Kupferkabel ist möglich. Aufgrund des Differentialprinzips und der extrem schnellen Kommunikation der Geräte untereinander ist eine Auslöseverzögerung nicht notwendig. Ein weiterer Vorteil des Differentialschutzprinzips ist der einfachere Aufbau, verglichen mit der komplexeren Struktur für eine Blockierung mittels Richtungsvergleich.

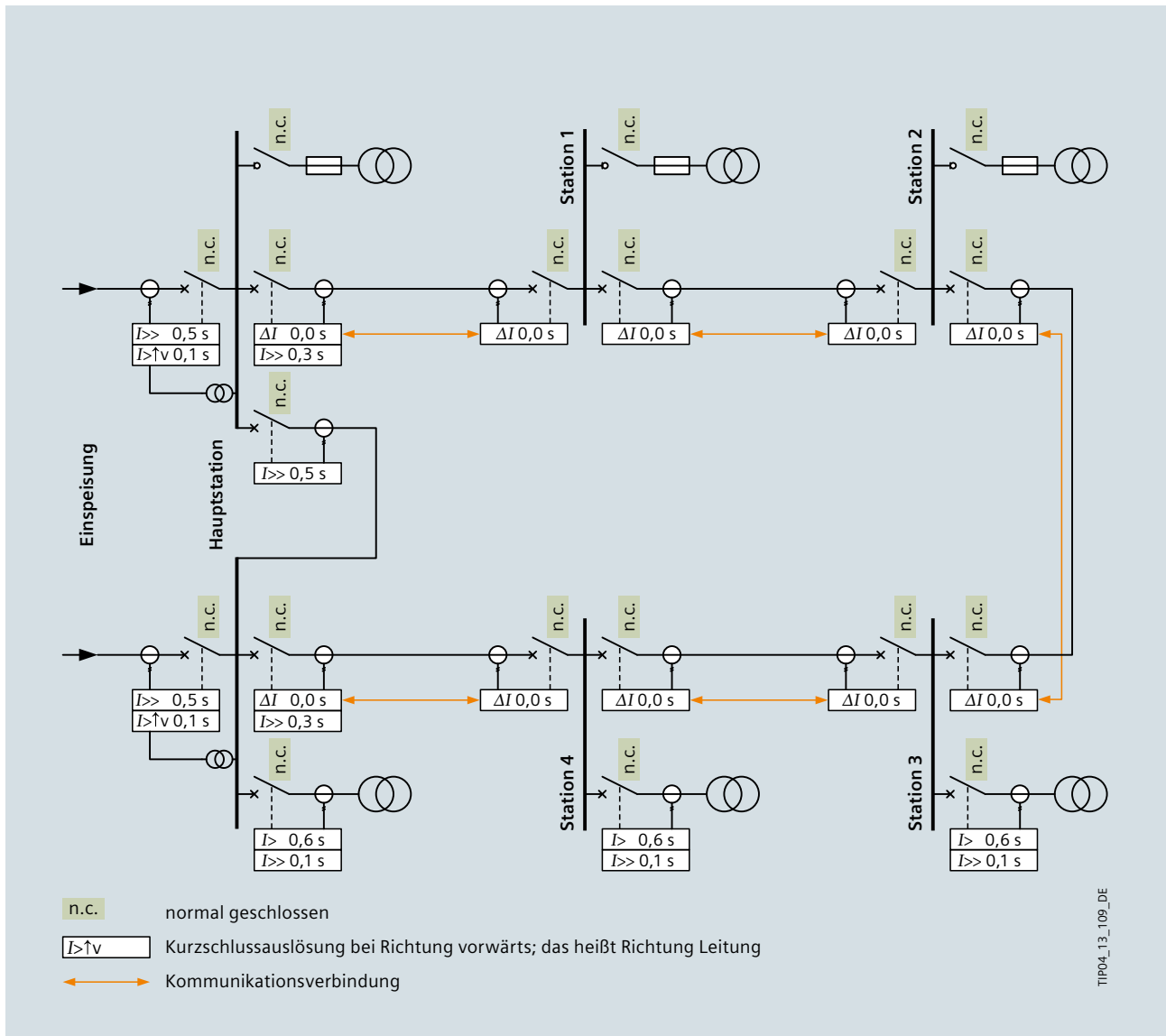


Abb. 4/15: Schutzkonzept für ein Netz mit geschlossenem Ring und Kabeldifferentialschutz

Einstellung der Anregeströme des Überstromzeitschutzes

Die Einstellung der Überstromanregung zum Schutz von Kabelstrecken richtet sich nach:

- Den jeweiligen Betriebsbedingungen
- Stromwandlerübersetzungsverhältnissen
- Auftretenden maximalen Betriebsströmen
- Auftretenden minimalen Kurzschlussströmen

Wegen des Rückfallverhältnisses (Verhältnis aus Rückfallwert zu Ansprechwert) bei den Schaltrelais soll der Ansprechwert möglichst nicht unter dem 1,3-Fachen des höchsten Laststroms liegen. Bei der Einstellung der Anregeströme sind folgende Parameter zu beachten:

- Maximaler Laststrom
- Übertragungsfähigkeit der zu schützenden Verbindung
- Nennströme des vorhandenen Stromwandlersatzes
- Zu erwartende maximale und minimale Kurzschlussströme am Einbauort der zugehörigen Wandler

Für die Einstellung der Überstromanregung ist vor allem der maximale im Betrieb auftretende Laststrom maßgebend. Eine Anregung durch Überlast muss in jedem Fall ausgeschlossen werden. Deshalb ist eine Einstellung auf mehr als den 1,3-fachen Wert des maximalen Laststroms üblich. Die Einstellungen des Überstromzeitschutzes, beziehungsweise die eingesetzten HH-Sicherungen der Transformatorabgänge in den Netzstationen sind ebenso bei der selektiven Schutzstaffelung zu berücksichtigen.

„Selbsteilende“ Verteilnetze

Mit digitalen Schutzgeräten kann der Automatisierungsgrad in Ringkabelnetzen verbessert und die Zuverlässigkeit der Stromversorgung erhöht werden. Skalierbare Lösungen für die Verteilnetzautomatisierung reichen von einer einfachen Überwachung und Steuerung der Verteilstationen bis hin zu „Selbsteilungs“-Funktionen. Darunter ist die vollständig automatisierte Fehlerlokalisierung und -isolierung sowie die Wiederherstellung der Stromversorgung zu verstehen. Klargestellt werden muss, dass die Fehlerbeseitigung in der Regel eine Servicemaßnahme erfordert. Allerdings ist es ein großer Vorteil, dass eine solche automatisierte Isolierung von Störungen und die Wiederherstellung der Stromversorgung weniger als eine Minute Zeit erfordert.

In Kabelnetzen kommen meist Fernwirksystemeinheiten (RTU, en: remote terminal unit) und Kurzschluss- und Erdschlussdetektoren für die Automatisierung von Ringkabelanlagen (RMU, en: ring main unit) zum Einsatz. Das Prinzip beruht auf 3 Schritten:

1. Fehler lokalisieren
2. Fehler aus dem Netz trennen
3. Automatische Wiederinbetriebnahme von Teilen des Netzes, die nicht vom Fehler betroffen sind

Grundlage für den ersten Schritt ist die selektive Fehlererkennung mit Richtungserfassung. Eine kostengünstige Lösung hierzu ist die kapazitive Spannungsüberwachung in Mittelspannungs-Netzstationen verknüpft mit einem Kurz- und Erdschlussanzeiger, der zur Richtungsanzeige geeignet ist, wie zum Beispiel SICAM FCM (Abb. 4/17). In Verbindung mit einem Kommunikations- und Automatisierungsgerät, wie zum Beispiel SICAM EMIC, sowie der Kommunikationseinbindung der Motorisierung von



Abb. 4/17: Kurzschlussanzeiger SICAM FCM

Schalten erfolgt die Automatisierung der Schritte 2 und 3 im Netz (Abb. 4/18) sowie die Kommunikation mit dem zentralen Leitsystem (in Abb. 4/18 z. B. SICAM TM).

Im normalerweise offenen Ringkabelnetz von Abb. 4/18 wird nach einem Kurz- oder Erdschluss an der dort gezeigten Stelle zunächst der blaue Teil des Rings gestört und an der Hauptstation abgeschaltet. Der gelbe Teil wird unverändert weiter versorgt. Durch die Erkennung wird in den beiden Netzstationen, die vor und nach dem Fehlerort liegen, die fehlerbehaftete Kabelstrecke abgeschaltet. Danach wird automatisch in der Hauptstation der verbleibende, blaue Ringabschnitt zugeschaltet und der offene Ringschalter geschlossen. Dadurch wird die Versorgung links vom Fehler wieder über den blauen Pfad und rechts vom Fehler über den gelben Zweig sichergestellt. Das Wartungsteam kann sofort zu dem betroffenen Netzabschnitt geleitet werden. Nach Behebung des Fehlers kann die Rückkonfiguration ebenfalls automatisiert erfolgen.

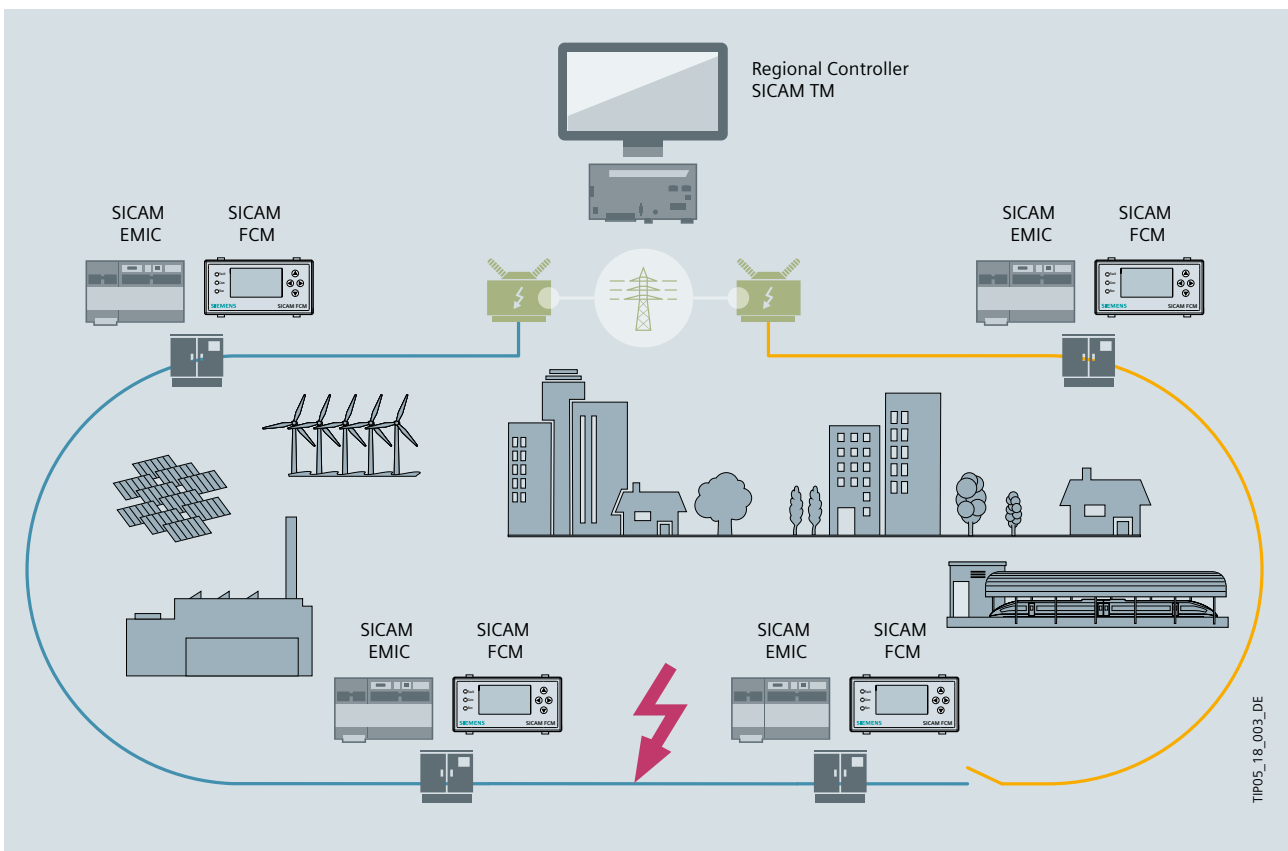


Abb. 4/18: Einfache „selbsteilende“ Automatisierungslösung für Ringkabelnetze (normalerweise offen)

4.6 Behandlung des Sternpunkts im Mittelspannungs-Kabelnetz

Im Normalbetrieb hat die Behandlung des Netzsternpunkts keinen Einfluss auf die Übertragung der elektrischen Energie. Erst im Störfall kommt der Schaltung des Netzpunkts gegen Erde eine große Bedeutung zu. Die Sternpunktbehandlung ist in den Mittelspannungsnetzen nicht einheitlich. Sowohl in Freileitungsnetzen als auch in Kabelnetzen werden folgende Sternpunktschaltungen angetroffen (Abb. 4/19):

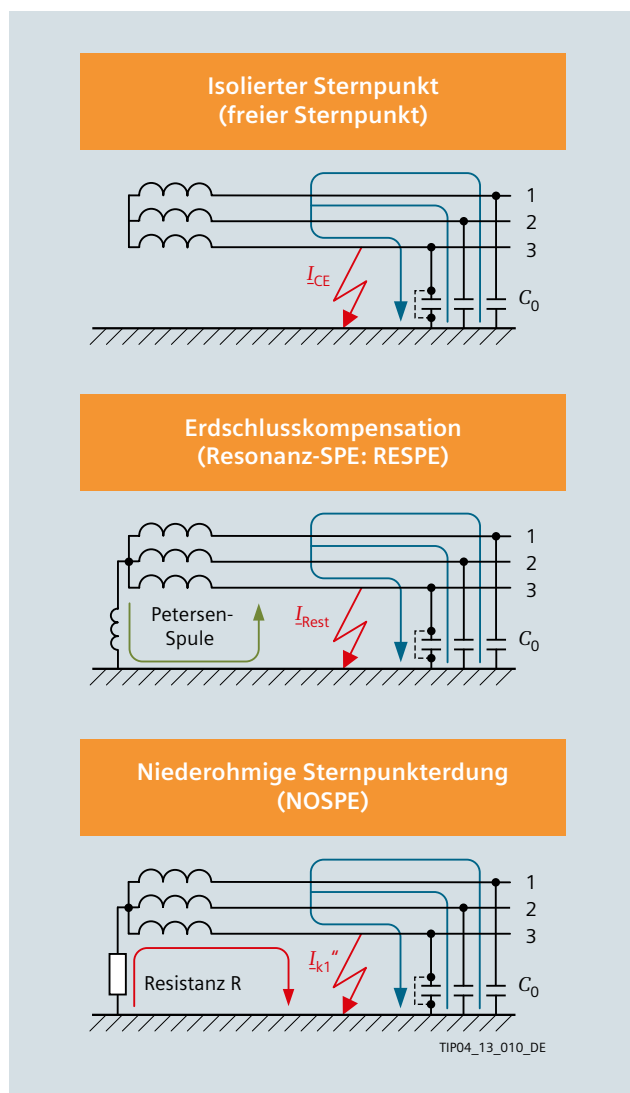


Abb. 4/19: Sternpunkterdung (SPE) im NS-Netz

- Betrieb mit isoliertem („freiem“) Sternpunkt
- Betrieb mit Erdschlusskompensation
- Betrieb mit Sternpunkterdung, wobei zwischen niederohmiger und starrer Sternpunkterdung unterschieden werden kann

Abhängig von der Sternpunktbehandlung zeigt sich ein unterschiedliches Betriebsverhalten der Netze, was in den folgenden Abschnitten beschrieben wird. Zur Beurteilung werden betrachtet:

- Größe des 1-poligen Kurzschlussstroms
- Größe der Verlagerungsspannung
- Transiente Überspannung in den nicht betroffenen Leitern
- Art der Spannungswiederkehr im betroffenen Leiter nach Aufhebung des Kurzschlusses

4.6.1 Betrieb mit isoliertem Sternpunkt

Der häufigste Fehler in allen Verteilungsnetzen ist der 1-polige Erdschluss. Rund 70 bis 90 % aller Netzstörungen beginnen als 1-poliger Fehler. Im Netz mit freiem Sternpunkt werden bei Erdschluss die Leiter-Erd-Spannungen des Systems verschoben. Die fehlerfreien Leiter des Netzes werden auf die Dreiecksspannung angehoben, wodurch eine Spannungserhöhung auf das $\sqrt{3}$ -Fache der normalen Sternspannung U auftritt. Über die Fehlerstelle fließt der Erdschlussstrom I_e , der von den fehlerfreien Leitern über die Erdkapazitäten C_0 gespeist wird. Der Erdschlussstrom wird also in seiner Größe durch die Erdkapazität der Leitung bestimmt.

Für den Erdschlussstrom gilt

$$I_e = \sqrt{3} \cdot U \cdot \omega \cdot C_0$$

In räumlich begrenzten Kabelnetzen und damit relativ kleiner Erdkapazität treten auch nur kleine Erdschlussströme auf. Die thermische Wirkung an der Fehlerstelle ist gering. Dadurch kann das von der Störung betroffene Kabel meist noch so lange in Betrieb gehalten werden, bis Umschaltungen im Netz vorgenommen werden, die es gestatten, das Kabel herauszutrennen, ohne dass Verbraucher betroffen sind. Während der Zeit, die für die Umschaltungen im Netz benötigt wird, besteht die Gefahr, dass der Erdschluss in einen Kurzschluss übergeht oder dass infolge der angestiegenen Leiter-Erd-Spannung ein zweiter Erdschluss im Netz an einem anderen Außenleiter auftritt. Solche Doppelerschlüsse können die Versorgung der

Abnehmer wesentlich empfindlicher stören als einfache Erd- oder Kurzschlüsse, da zwei verschiedene Kabelverbindungen betroffen sein können und dann zwei Abschaltungen im Netz notwendig werden.

In größeren Kabelnetzen gehen Erdschlüsse meist sehr schnell in Kurzschlüsse über. Somit ist auch nicht ausreichend Zeit, um Umschaltungen vorzunehmen. Beim Betrieb von Kabelnetzen mit freiem Sternpunkt hat es sich in der Praxis bewährt, wenn die Erdschlussströme verhältnismäßig klein sind. Üblicherweise ist ein Erdschlussstrombereich von 10 bis 35 A für diese Betriebsart geeignet. Bei kleineren Strömen besteht das Risiko von intermittierenden Erdschlüssen mit hohen transienten Überspannungen. Bei größeren Strömen kann es zu großen thermischen Einwirkungen durch einen Erdschlusslichtbogen kommen. Kleinere Industrienetze und Eigenbedarfsnetze von Kraftwerken werden meist mit isoliertem Sternpunkt betrieben. Die Kosten für die Einrichtungen zur Kompensation des Erdschlussstroms entfallen. Es wird lediglich empfohlen, die offen im Dreieck zusammenschalteten Erdschlusswicklungen der drei Spannungswandlersätze mit einem ohmschen Dämpfungswiderstand zu versehen. Dadurch sollen Kipperschwingungen vermieden werden, die während des Erdschlusses beziehungsweise bei Einschaltvorgängen entstehen können. Selbst bei der Erfassung der Fehlerstelle mithilfe von Erdschlussrelais, die zu einer schnelleren Abschaltung der fehlerhaften Strecke führen kann, bleibt sowohl die Gefahr des Doppelerdschlusses durch Erdschlussüberspannungen als auch die Spannungserhöhung auf den fehlerfreien Leitern bestehen.

4.6.2 Betrieb mit Erdschlusskompensation

Beim Betrieb mit Erdschlusskompensation müssen die einspeisenden HS/MS-Transformatoren eine im Stern geschaltete Mittelspannungswicklung zum Anschluss einer Löschspule besitzen. Anderenfalls müsste ein Nullpunktbildner aufgestellt werden. Bei der Auswahl des Transformators, an den die Löschspule (Petersen-Spule) angeschlossen werden soll, sind die einschlägigen Bestimmungen zu beachten, wie zum Beispiel in der Norm IEC 60076-6 (VDE 0532-76-6) beschrieben. Der Erdschlussstrom kann auch auf mehrere Löschspulen beziehungsweise Transformatorsternpunkte aufgeteilt werden.

Im Netz mit Erdschlusskompensation tritt bei Erdschluss die gleiche Verlagerung des Spannungssterns auf wie im Netz mit freiem Sternpunkt. Die fehlerfreien Leiter nehmen die Dreiecksspannung gegen Erde an. Da die Leiter-Erd-Kapazitäten im Netz von der Behandlung des Sternpunkts unabhängig sind, erreichen auch die kapazitiven Erdschlussströme die gleiche Größe wie beim Netz mit freiem Sternpunkt.

Wird am Sternpunkt eines Transformators eine Erdschlussspule angeschlossen, so treibt die Verlagerungsspannung einen induktiven Strom an, der über die Fehlerstelle in das Netz zurückfließt. Der kapazitive Erdschlussstrom und der induktive Spulenstrom sind in Gegenphase. Bei passender Auslegung der Spule sind beide Ströme etwa gleich groß und heben sich auf. Über die Fehlerstelle fließt nur noch der sogenannte Wirkreststrom, der aus den Wirkkomponenten resultiert. In Kabelnetzen beträgt dieser Strom etwa 2 bis 5% des kapazitiven Erdschlussstroms. In der Praxis überlagert sich dem Wirkreststrom meist noch ein verbleibender Blindstrom, der sich aus ungenauer Abstimmung ergibt, und ein Oberschwingungsreststrom, da der Schwingkreis aus Netzkapazitäten und Löschspule rein auf die Grundfrequenz von 50 Hz abgestimmt ist.

Wie beim freien Sternpunkt kann auch bei der Erdschlussstromkompensation der Betrieb im Erdschlussfall weiter aufrecht erhalten werden, da nur eine Verlagerung der Leiterspannungen gegen das Erdpotenzial eintritt. Die Spannungen der Leiter untereinander bleiben erhalten. Das ist der wesentliche Vorteil dieser beiden Arten der Sternpunktbehandlung. Die Versorgung der an das Netz angeschlossenen Verbraucher wird vom 1-poligen Fehler nicht beeinträchtigt, und der Betrieb wird auch beim Erdschluss aufrechterhalten.

Durch die Kompensation des Erdschlussstroms wird die selbsttätige Fehlerstromlöschung und damit die Beseitigung des Fehlers im Netz angestrebt. Dazu wird versucht, den Fehlerstrom auf einen möglichst kleinen Reststrom zu beschränken. Allerdings sollte die Fehlerstelle nach Verlöschen des Stroms einen unbeeinträchtigten Zustand der Isolation aufweisen. In Freileitungsnetzen stellt dies kein Problem dar.

Dagegen ist bei Kabelfehlern im Allgemeinen ein selbstständiges Verlöschen des Stroms an der Fehlerstelle nicht immer erwünscht, da an der Erdschlussstelle ein verminderter Isolationszustand bestehen bleibt, der später erneut zu Erdschlüssen oder Doppelerdschlüssen führen kann. Ansonsten hat die Löschung des Erdschlussstroms auch bei Kabelnetzen die vorher erwähnten Vorteile.

Bei der Erdschlussstromkompensation sind die transienten inneren Überspannungen kleiner als beim freien Sternpunkt. Sie erreichen etwa das Zwei- bis Dreifache der Sternspannung, wobei Faktoren über 2,5 relativ selten sind. Außerdem treten kaum Rückzündungen auf. Die Gefahr des Auftretens von Doppelerdschlüssen ist dadurch etwas geringer als bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt.

Nachteile der Erdschlussstromkompensation sind zum einen die zusätzlichen Kosten für die Spulen und zum anderen die gegenüber dem Netz mit freiem Sternpunkt wesentlich schwierigere Ortung der Dauererdschlüsse. Nur der relativ kleine Wirkreststrom kann für eine eindeutige Erdschlussanzeige genutzt werden. Im Allgemeinen sind nur elektronische Relais mit einer empfindlichen Erdschlussstromerfassung in der Lage, diesen in Kabelnetzen mit einem Wirkreststrom zu erfassen, da dieser nur 2 bis 5 % des kapazitiven Erdschlussstroms beträgt. Alternativ lassen Erdschlusswischerrelais auch eine eindeutige Ortung des Erdschlusses zu. Sind diese allerdings nicht vorhanden, muss eine umständliche und zeitraubende Suche mit Um- und Abschaltungen erfolgen, bis der Fehler eingegrenzt ist. Diese Methode kann zu beträchtlicher Unruhe im Netz führen.

In Mittelspannungs-Kabelnetzen wird eine möglichst genaue Abstimmung der Kompensationsspulen auf die Netzkapazitäten angestrebt. Die Ausführung einer der Spulen als Tauchkernspule, die stufenlos einstellbar ist, ist daher zu empfehlen. Der kleine Wirkreststrom erhöht die Wahrscheinlichkeit des selbsttätigen Löschens des Fehlerstroms. Darum müssen Einrichtungen für eine sichere und schnelle Erfassung des Kabelfehlers vorhanden sein.

4.6.3 Betrieb mit Sternpunkterdung

Bei der Sternpunkterdung fließen bei einem 1-poligen Fehler kurzschlussähnliche Ströme im Netz. Diese müssen vom Netzschutz erfasst und möglichst rasch und selektiv getrennt werden, um auch bei 1-poligen Fehlern klare Verhältnisse zu schaffen. Die Möglichkeit einer nicht überschaubaren Fehlerausweitung wird beseitigt. Es entfällt die Fehlersuche, die bei den anderen Verfahren zur Sternpunktbehandlung problematisch sein kann.

In Mittelspannungsnetzen mit der Erdung des Sternpunkts müssen alle drei Außenleiter vom Schutz erfasst werden. Das heißt, es müssen jeweils drei Stromwandler vorhanden sein, und der Netzschutz muss mit 3-polig wirksamen Relais ausgerüstet werden. In vorhandenen Netzen, die nur zwei Stromwandler besitzen, können bei der Umstellung auf Sternpunkterdung Kabelumbau-Stromwandler zur Erfassung der 1-poligen Fehler nachgerüstet werden. Dies muss aber keinen Kostennachteil bedeuten, da beim freien Sternpunkt oder bei der Erdschlussstromkompensation häufig zusätzliche Erdschlussrelais und eventuell sogar Erdschlusswischerrelais zur Fehlerortung benötigt werden.

Als schwerwiegender Nachteil der Sternpunkterdung wird häufig angeführt, dass der 1-polige Fehler zur sofortigen, wenn auch selektiven Abschaltung des betroffenen Kabels führt. Dieses Argument ist allerdings nicht allgemein gültig, da die Auswirkung eines 1-poligen wie auch eines mehrpoligen Fehlers maßgeblich von der Netzgestaltung beeinflusst wird. Bei einem gut geplanten Aufbau des Mittelspannungs-Kabelnetzes führt ein Erdkurzschluss zur selektiven Abschaltung des betroffenen Kabels. Durch einfache Umschaltungen kann die Versorgungsunterbrechung kurzfristig wieder beseitigt werden.

In Mittelspannungsnetzen wird die unmittelbare Erdung der Transformatorsternpunkte nicht angewendet. Die starre Sternpunkterdung würde zu hohen Erdkurzschlussströmen von 10 kA und mehr führen und brächte im Vergleich zur Strombegrenzung durch Sternpunkt-widerstände (niederohmige Sternpunkterdung) keine Vorteile. Ausnahmen stellen hier Länder dar, die durch die britische Normung (BS, en: British Standards) beeinflusst sind.

Die hohen Erdkurzschlussströme können zu größeren Zerstörungen und Potenzialanhebungen an der Fehlerstelle führen und hohe Induktionsspannungen in Fernmeldekabeln hervorrufen. Dadurch können aufwendige Schutzmaßnahmen erforderlich werden. Deshalb wird auch in den Ländern, in denen die starre Sternpunktterdung übliche Praxis ist, der Erdkurzschlussstrom in Mittelspannungsnetzen durch zusätzliche Sternpunktimpedanzen begrenzt.

Das zulässige Maß für die Begrenzung wird durch die Anregeverhältnisse für den Netzschutz bestimmt. Auch bei der ungünstigsten Netzschaltung und Lage des Erdkurzschlusses müssen die zugeordneten Relais sicher anregen. In Mittelspannungsnetzen ist hierfür ein größter Erdkurzschlussstrom von 1 kA bis 2 kA praktisch immer ausreichend. In industriellen Netzen wird sich dieser Wert aufgrund der geringen Ausdehnung (gegenüber öffentlichen Verteilnetzen) am unteren Bereich orientieren; auch Werte bis hinunter zu 500 A sind in der Praxis anzutreffen. Der Schaden an der Fehlerstelle bleibt bei solchen Strömen relativ klein. Der Strom ist aber groß genug, um zu der für die Fehlerortung erforderlichen niederohmigen Erdverbindung zu führen. In reinen Kabelnetzen liegen daher meist keine Gründe vor, den Erdkurzschlussstrom stärker zu begrenzen. In Netzen, auf die zum Beispiel Generatoren direkt geschaltet sind, ist es jedoch von Vorteil, den Strom weitestgehend zu begrenzen (Ständererdschluss).

Die Isolationsbeanspruchung beim Erdschluss wird bestimmt von der betriebsfrequenten Spannungserhöhung (charakterisiert durch den Erdfehlerfaktor nach IEC 60071-1, VDE 0111-1) und von der transienten Erdschlussüberspannung (charakterisiert durch den Überspannungsfaktor). Im Vergleich zum Betrieb mit freiem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation hat die niederohmige Sternpunktterdung auf jeden Fall Vorteile bei der Isolationsbeanspruchung.

Bei Erdschlüssen ist es besonders wichtig, dass die Beanspruchung des Netzes mit erhöhter Spannung zeitlich wesentlich kürzer ausfällt. Die Überspannungen werden durch die niederohmige Sternpunktterdung nicht nur bei Erdschluss, sondern praktisch auch bei allen Schaltvorgängen reduziert.

4.6.4 Vergleich der Sternpunktterdung über Resistanz oder über Reaktanz

Die niederohmige Sternpunktterdung kann mittels Resistanz oder Reaktanz ausgeführt werden. In den Mittelspannungsnetzen vieler Länder bis 20 kV überwiegt die Resistanzerdung, da die Dämpfung der transienten Überspannungen bei Erdschlüssen und Schaltvorgängen höher ist. Bei der Reaktanzerdung kann es besonders beim Abschalten von Erdschlüssen zu hohen Überspannungen kommen. Die Sternpunktterdung über Reaktanzen wird nur dann empfohlen [2], wenn das Verhältnis der resultierenden Nullreaktanz X_0 zur Mitreaktanz X_1 des Netzes kleiner oder gleich 10 bleibt ($X_0/X_1 \leq 10$). Dies bedeutet aber, dass der Erdkurzschlussstrom mehr als 25 % des 3-poligen Kurzschlussstroms betragen muss und damit über dem Mindestwert liegt, den der Netzschutz erfordert.

Hohe Überspannungen sind vor allem dann zu erwarten, wenn mit Rückzündungen der Leistungsschalter beim Ausschalten kapazitiver Ströme gerechnet werden muss. Bei rückzündungsfreien Leistungsschaltern scheint das Problem wenig Bedeutung zu haben. Trotzdem bleibt das günstige Überspannungsverhalten der Resistanzerdung ein Vorteil, der bei einer Spannungsumstellung in Mittelspannungsnetzen von Bedeutung sein kann.

Für die Bemessung von Sternpunktwideständen oder -drosselpulen gibt es keine einheitliche Richtlinie. Zweckmäßigerweise richtet sich die Strombemessung nach dem größten Erdkurzschlussstrom, der für das Netz zum Beispiel nach den Anforderungen des Netzschutzes festgelegt wurde. Dieser Strom wird als Nenn-Kurzzeitstrom aufgefasst. Die Beanspruchungsdauer wird mit Rücksicht auf lange Staffelpzeiten und auf Erdschlüsse, die in kurzer Zeit aufeinander folgen, allgemein zwischen 5 und 10 s festgelegt. Häufig kann eine hinreichend genaue Bestimmung der Resistanz beziehungsweise Reaktanz des Erdungsgeräts mittels Sternspannung des Netzes und dem größten Erdkurzschlussstrom erfolgen. Bei einem angenommenen maximalen Erdkurzschlussstrom von 2.000 A ergibt sich beispielsweise in einem 20-kV-Netz ein Erdungswiderstand von etwa 5 bis 6 Ω . Es ist aber zu empfehlen, dass die Dämpfung des Erdkurzschlussstroms durch die Vorimpedanzen nachgeprüft wird. Die Erdungsgeräte werden im Bereich der Netzspannungen zwischen 10 und 20 kV für die Sternspannung des Netzes isoliert.

4.6.5 Planung der Sternpunktterdung

Bei der Planung der Sternpunktterdung für ein Netz muss zunächst geklärt werden, wo die Sternpunktterdung vorgenommen und auf welche Höhe der Erdkurzschlussstrom begrenzt werden soll. Auf jeden Fall sollte der Sternpunkt in der einspeisenden Station geerdet werden. Sind mehrere Einspeisungen vorhanden, muss zweckmäßigerweise in jeder eine Sternpunktterdung vorgenommen werden. Nur so lässt sich unabhängig von der Netzschaltung eine einfache und sichere Erdkurzschlussabschaltung erreichen. Die für eine Sternpunktterdung in Netzstationen notwendigen Voraussetzungen lassen sich im Allgemeinen ungleich schwerer erfüllen.

Für das Mittelspannungs-Versorgungsnetz ist es daher von Vorteil, wenn der Anschluss eines gemeinsamen Widerstands an die Sternpunkte der Transformatoren oder ein Sternpunktbildner in der Einspeisestation vorgesehen wird. Dadurch ist die Sternpunktterdung unabhängig von der Netzschaltung. Durch die Auswahl geeigneter Transformatoren beziehungsweise Nullpunktbildner (kleine Nullimpedanz) lässt sich die Dämpfung durch die Nullimpedanzen dieser Netzelemente

minimieren. Die Höhe des größten Erdkurzschlussstroms wird hauptsächlich von der wirksamen Nullimpedanz der Sternpunktterdung bestimmt und damit zumeist von der Bemessung des Sternpunktstands. Die Vorimpedanz – und somit auch die Kurzschlussleistung im Umspannwerk – hat bei der üblicherweise angewendeten starken Strombegrenzung keinen großen Einfluss. Bei einem Fehler im Netz wird der Erdkurzschlussstrom aber durch die Kabelimpedanzen beträchtlich gedämpft. Im Gegensatz zu mehrpoligen Kurzschlüssen können hierbei Fehlerströme von der Größenordnung der Kabelnennströme vorkommen. Bei der Planung muss daher vor allem untersucht werden, ob alle Erdschlussfehler zur Anregung der zugeordneten Relais sowie der als Reserveschutz infrage kommenden Relais führen. Hierbei müssen die ungünstigste Fehlerlage und eventuell auch die ungünstigste Netzschaltung berücksichtigt werden.

Für die zusätzliche Dämpfung des Erdkurzschlussstroms ist hauptsächlich die Kabelnullimpedanz maßgebend, weniger die Mitimpedanz. Während die Mitimpedanz von Kabeln eine bekannte Größe ist, die nur vom Typ und vom Leiterquerschnitt abhängt, ist die Nullimpedanz im Allgemeinen keine feststehende Größe. Außer

Sternpunktbehandlung	Freier Sternpunkt	Erdschlusskompensation	Niederohmige Sternpunktterdung	
			Mit Impedanz	starr
Schaltung				
Ziel	Weiterbetrieb bei einem 1-poligen Fehler		Selektive Abschaltung eines 1-poligen Fehlers	
Bemessung	—	$X_D \approx \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0}$	$R \approx \frac{U_{nN}}{\sqrt{3} \cdot I_{k1}''} \ll \left \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0} \right $	—
Z_0/Z_1	$\left \frac{1/(j \cdot \omega \cdot C_0)}{Z_1} \right $	sehr hochohmig	20 ... 100	1 ... 5
Strom an der Fehlerstelle	$I_{CE} \approx j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{nN}$	$I_{Rest} \approx j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot (d + jv) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{nN}$	$I_{k1}'' = \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot U_{nN}}{2 \cdot Z_1 + Z_0}$	
	10 A < I_{CE} ≤ 35 A	$I_{Rest} \leq 60$ A	$I_{k1}'' \leq 2$ kA	$I_{k1}'' \leq 1,5 \cdot I_{k3}''$
Fehlerdauer	< 3 h	< 3 h	< 1 s	< 1 s
Formelzeichen	d = Dämpfungsgrad; v = Verstimmungsgrad; c = Spannungsbeiwert			

Abb. 4/20: Elektrische Kenngrößen der verschiedenen Sternpunktbehandlungen

vom Kabelaufbau hängt sie auch von Umgebungseinflüssen ab. So haben neben dem Kabelmetallmantel auch parallel verlegte andere Kabel, Rohrleitungen, Schienen etc. einen Einfluss. Dazu kommt der Einfluss eventuell vorhandener Bewehrungen des Kabels aus Stahlband oder Stahldraht. Diese Bewehrungen werden durch die Ströme in der Leiter-Erd-Schleife (Nullströme) magnetisiert, sodass die Nullimpedanz zusätzlich stromabhängig wird.

Für die Planung der Sternpunktterdung empfiehlt es sich daher, durch Messungen einen Überblick über die Kabelnullimpedanzen des Netzes zu gewinnen. Weiterhin sollten solche Kabel untersucht werden, für die mit unklaren Schutzverhältnissen gerechnet werden muss, beispielsweise extrem lange Kabel oder Doppelkabel.

Solche Messungen ermöglichen eine hinreichend genaue Berechnung der Erdkurzschlussströme. Diese Berechnung ist ein entscheidender Faktor bei der Wahl der Strombegrenzung und bei der Festlegung der Sternpunktimpedanz.

Abb. 4/20 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten elektrischen Kenngrößen für die unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen.

Die Erfassung der Erdschlussströme erfolgt über die Beschaltung der Schutzwandler per Holmgreen-Schaltung (siehe Abb. 4/21 a) beziehungsweise mittels Kabelumbauwandler (siehe Abb. 4/21 b). Dabei wird Folgendes empfohlen:

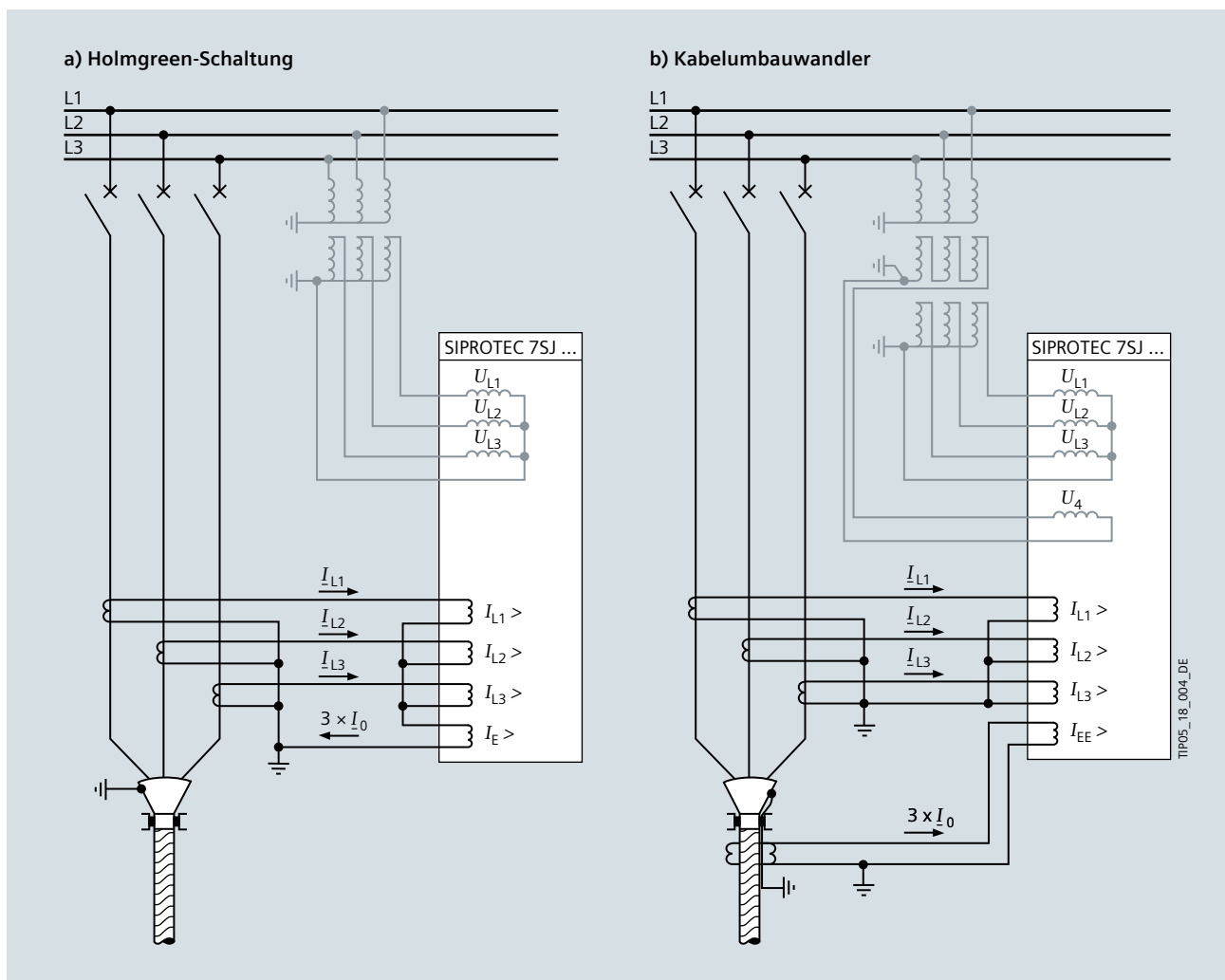


Abb. 4/21: Messtechnische Erfassung von Erdschlüssen bzw. Erdkurzschlüssen mit
 a) Holmgreen-Schaltung,
 b) Kabelumbauwandler (Grau: Optionale Spannungswandler für Richtungserfassung)

- Betrieb mit isoliertem Sternpunkt
 - Einsatz der Holmgreen-Schaltung, wenn $I_{CE\ sek} > 0,05 I_{N2}$
 - Einsatz des Kabelumbauwandlers, wenn $I_{CE\ sek} < 0,05 I_{N2}$

$I_{CE\ sek}$ kapazitiver Erdschlussstrom des galvanisch zusammenhängenden Netzes bezogen auf die Sekundärseite des Stromwandlers
 I_{N2} sekundärseitiger Wandlerennstrom

- Betrieb mit Erdschlusskompensation
 - Grundsätzlich Einsatz des Kabelumbauwandlers
- Betrieb mit niederohmiger Sternpunktterdung
 - Einsatz der Holmgreen-Schaltung, wenn $I_{k1}'' > 0,1 I_{N1}$
 - Einsatz des Kabelumbauwandlers, wenn $I_{k1}'' < 0,1 I_{N1}$

I_{k1}'' 1-poliger Erdkurzschlussstrom
 I_{N1} primärseitiger Wandlerennstrom

Soll außerdem die Richtung erfasst werden, sind zusätzliche Spannungswandler vorzusehen.

4.6.6 Sternpunktbehandlung und Transformatorschaltgruppe

Der Sternpunktwiderstand, beziehungsweise die Sternpunktdrosselspeule, können in vielen Fällen an den Transformator im einspeisenden Umspannwerk angeschlossen werden. Voraussetzung ist, dass dessen Nullimpedanz ausreichend klein ist.

Bei Transformatoren hängt die Größe der Nullimpedanz von der Schaltungsart ab. Transformatoren in Stern-Dreieck-Schaltung haben eine Nullimpedanz, die etwa dem 0,8- bis 1-fachen Wert der Mitimpedanz entspricht. Dagegen weisen Stern-Zickzack-Transformatoren eine relativ kleine Nullimpedanz auf. Sie beträgt nur etwa ein Zehntel der Mitimpedanz. Bei Stern-Stern-Transformatoren mit Dreiecksausgleichswicklung für ein Drittel der Durchgangsleistung kann die Nullimpedanz bis zu 2,4-mal größer sein als die auf die Nennleistung bezogene Mitimpedanz.

Dreischenkeltransformatoren in Stern-Stern-Schaltung ohne Ausgleichswicklung haben eine Nullimpedanz von etwa dem 5- bis 10-fachen der Mitimpedanz. Wegen des starken, über die Kesselwandungen verlaufenden Streuflusses und der damit verbundenen Erwärmung, können sie nicht ohne Weiteres für die Systemerdung verwendet werden.

Bei Manteltransformatoren und drei einzelnen 1-Phasen-Transformatoren in Stern-Stern-Schaltung liegt die Nullimpedanz wegen des freien magnetischen Rückchlusses ungefähr in der Größenordnung der Leerlaufimpedanz. Sie sind deshalb für Systemerdungen nicht geeignet. Transformatoren in Stern-Dreieck-Schaltung und Transformatoren in Stern-Stern-Schaltung mit einer tertiären Dreieck-Wicklung eignen sich sowohl für den Anschluss von Erdschlussspulen als auch für den Anschluss von niederohmigen Widerständen.

Bei Anwendung der Erdschlussstromkompensation oder der Sternpunktterdung werden Transformatoren benötigt, bei denen der Anschluss an den Sternpunkt der Wicklung möglich und zulässig ist. Ist das nicht der Fall, können sogenannte Sternpunktbildner eingesetzt werden. Dabei handelt es sich um Drehstromspulen mit Zickzack-Schaltung, die eine große Leerlaufimpedanz, aber eine kleine Nullimpedanz haben. Ein Sternpunktbildner kann auch mit erhöhter Nullreaktanz zur Begrenzung des Erdkurzschlussstroms ausgelegt werden. Es erübrigen sich dann die Aufstellung und der Anschluss eines Erdungswiderstands, da der Sternpunktbildner direkt geerdet werden kann. In Mittelspannungsnetzen kann der Sternpunktbildner auch mit einer Sekundärwicklung ausgerüstet werden und dadurch gleichzeitig als Netztransformator dienen.

Kapitel 5

Versorgungsqualität

5.1 Spannungsqualität	73
5.2 Elektromagnetische Verträglichkeit	79
5.3 Verfügbarkeit und Redundanz	82
5.4 Blindleistung und Kompensation	88
5.5 Schutz vor Blitzstrom und Überspannung	96



5 Versorgungsqualität

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17

Spannungs- und Servicequalität sowie die Verfügbarkeit charakterisieren insgesamt die Versorgungsqualität der elektrischen Energieversorgung. Die grundlegende Herausforderung bei der Planung besteht darin, das Optimum zwischen Investitions- und Betriebskosten einerseits und Risikoabschätzung (Produkt aus Störungshäufigkeit und Störungsauswirkung) andererseits zu finden (siehe Abb. 5/1).

Versorgungsqualität =
Spannungsqualität + Verfügbarkeit + Servicequalität

Die Pluszeichen in obiger Gleichung stehen symbolisch für die Verknüpfung der einzelnen Faktoren. Dabei wird der Begriff Spannungsqualität nicht eng im Sinne der Netzspannungsqualität betrachtet, sondern umfasst im Sinne der Power Quality auch die Stromqualität, die Blindleistung und Störungen, die durch Verbraucher verursacht werden. Im Planungsprozess führt die Frage nach der gewünschten Versorgungsqualität unmittelbar zu einer Kostenanalyse. Investitionen zur Risikominderung müssen verglichen und bewertet werden mit den Folgekosten von Betriebsstörungen, die zum Beispiel beim Absturz eines Servers, einer Maschinensteuerung oder einer medizinischen Einrichtung entstehen können.

Zur Abschätzung der Kosten durch Versorgungsprobleme sind zumindest Unterbrechungs-, Ausfall- und Wiederinbetriebnahmekosten zu berücksichtigen. Indirekte Kosten, die durch Verschlechterung der Kundenbindung oder gar Auftragsverlust entstehen, sind in den Planungsphasen praktisch nicht als Kostenfaktor bewertbar. Für eine Kostenabschätzung spielt die konkrete Nutzung der Einrichtung eine wesentliche Rolle, sodass bereits in der Planungsphase der gewünschte Grad an Flexibilität im späteren Betrieb beachtet werden sollte. Dazu hat der

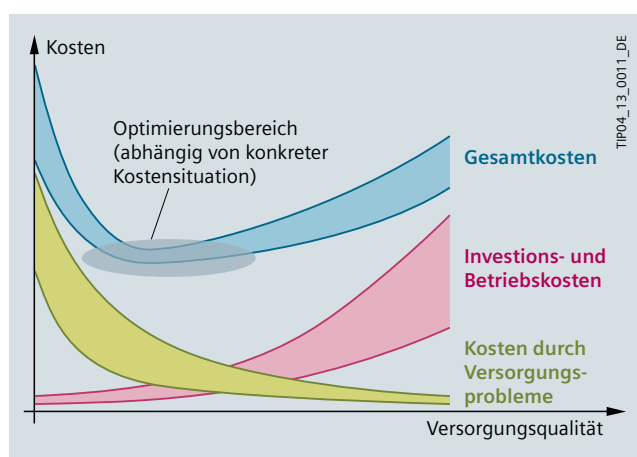


Abb. 5/1: Schematische Darstellung der Kostenoptimierung in Abhängigkeit von Versorgungsqualität

Betreiber die späteren Möglichkeiten der Nutzer zu definieren.

Die Servicequalität berücksichtigt der Elektroplaner indirekt über die Funktionalität und Qualität der Produkte, Systeme und der daraus resultierenden Anlagen.

Um die geforderte Produktqualität der angeschlossenen Verbraucher hinsichtlich der Versorgungsspannung zu spezifizieren, wird häufig die in Abb. 5/2 gezeigte Kurve des Information Technology Industry Council (ITIC), der früheren Computer and Business Equipment Manufacturers Association (CBEMA) herangezogen. Dabei ist zu beachten, dass diese Angaben auf einer Vereinbarung von Herstellern für Computernetzteile beruhen und für 120-V/60-Hz-Stromversorgungen gelten. Im Geltungsbereich der Normen des American National Standards Institute (ANSI) liegt dieser Kurve die Norm IEEE 446 zugrunde. Die ITIC-Kurve wird im informativen Anhang B der Norm IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) gezeigt, jedoch wird besonders auf das 120-V-Einphasennetz hingewiesen und auf die Beschränkung auf Einrichtungen der Informationstechnik.

Heute werden viele 1-phasige Netzteile für einen weiten Eingangsspannungsbereich von 110 bis 240 V verwendet, sodass die Kurven trotzdem einen guten Anhaltspunkt für die zu wählenden Schutzmaßnahmen bieten. Die Randbedingungen aus Spannungsqualität und Verfügbarkeit werden in den nächsten beiden Abschnitten kurz erläutert und mit der Abschätzung des Leistungsbedarfs abgeschlossen. Grundsätzlich ist dabei die gesamte Infrastrukturkette in die Betrachtung einzubeziehen.

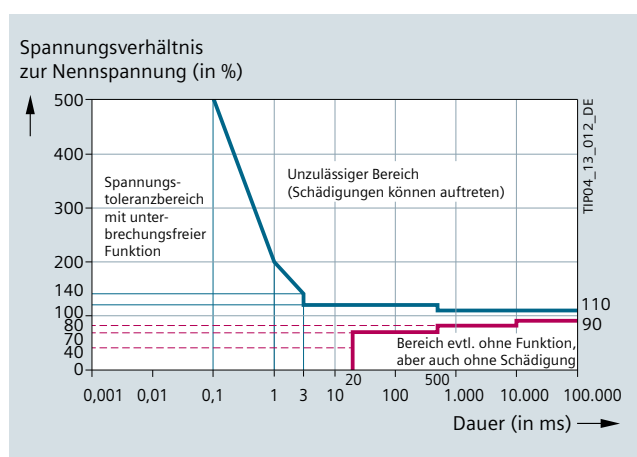


Abb. 5/2: ITIC-Kurve für Computernetzteile [5]

5.1 Spannungsqualität

Die Spannungsqualität resultiert aus den technischen Vorgaben, die mit den unterschiedlichen Interessen von Verbrauchern und Versorgern verknüpft sind. Sie wird beeinträchtigt durch Fehler in der Netzversorgung einerseits und Netzurückwirkungen, die von angeschlossenen Geräten, Anlagen und Betriebsmittel verursacht werden, andererseits. Die EN 50160 beschreibt folgende Hauptmerkmale der Versorgungsspannung an den Anschlüssen in öffentlichen Netzen:

- Spannungshöhe und langsame Spannungsänderungen
- Schnelle Spannungsänderungen, Flicker
- Spannungseinbrüche
- Versorgungsunterbrechungen
- Spannungsunsymmetrie
- Oberschwingungsspannung und Zwischenharmonische Spannung
- Netzfrequente und transiente Überspannungen
- Frequenzschwankungen

In vielen Ländern Europas dient diese Norm als Richtlinie oder Sollvorgabe zur Anpassung ihrer Parameter an die Eigenschaften der eigenen Systeme, um nationale Standards zu schaffen. Die Aufstellung solcher Landesnormen erfolgt normalerweise auf der Basis der Erfahrungen lokaler Initiativen mit der Realisierung von Überwachungssystemen für die Netzqualität, mit denen die

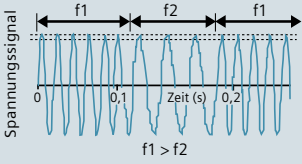
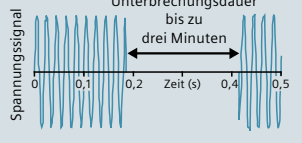
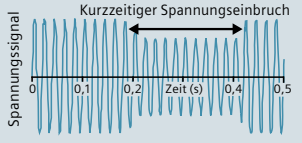
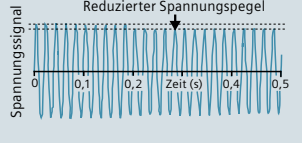
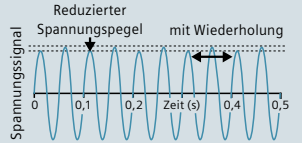
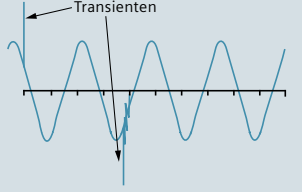
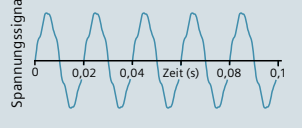
angemessenen Spannungsparameter bestimmt werden können. Tab. 5/1 zeigt eine genauere Unterteilung mit den entsprechenden Pegel- und Anhaltswerten.

Die in der EN 50160 beschriebenen Störungsmerkmale beeinflussen den Betrieb des Versorgungsnetzes und der angeschlossenen Verbraucher. Tab. 5/2 ordnet den einzelnen Problemen bei der Spannung mögliche Ursachen und Folgen zu, wobei diese Thematik aufgrund der aktuellen Energiepolitik gegenwärtig wieder stärker in den Planungsfokus rückt. Es findet eine Umstrukturierung des Energieerzeugungskonzepts statt, weg von geregelten Kraftwerken in der Nähe der Verbrauchszentren, hin zur dezentralen Stromversorgung, die zeitabhängig ist und von lokalen Gegebenheiten beeinflusst wird. Dies hat zur Folge, dass intelligente Konzepte wie zum Beispiel Smart Grid eingesetzt werden und der effiziente Einsatz von Mess- und Automatisierungstechnik, Speichertechnologien, Energieverbrauchssteuerungen sowie steuerbare Energiewandlungstechnologien wie unterbrechungsfreie Stromversorgungen und Ladesäulen für Elektrofahrzeuge geplant werden muss.

In der EN 50160 werden keine Werte für die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) oder Grenzwerte für die Störaussendung spezifiziert. Beschrieben sind die Merkmale der Versorgungsspannung und zugehörige Anforderungen für den allgemeinen Betrieb. Die D-A-CH-CZ-

Merkmal	Anforderungen	Messintervall	Betrachtungszeitraum
Netzfrequenz	Verbundnetz: 50 Hz + 4 % / - 6 % dauernd; 50 Hz ± 1 % während ≥ 99,5 % eines Jahres Inselbetrieb: 50 Hz ± 15 % dauernd; 50 Hz ± 2 % während ≥ 95 % einer Woche	10-s-Mittelwert	1 Jahr 1 Woche
Langsame Spannungsänderungen	$U_{nenn} + 10 \% / - 15 \%$ dauernd $U_{nenn} \pm 10 \%$ während ≥ 95 % einer Woche	10-min-Mittelwert	1 Woche
Flicker / schnelle Spannungsänderungen	Langzeitflickerstärke $P_{lt} < 1$ während ≥ 95 % einer Woche und $\Delta U_{10ms} < 2 \% U_{nenn}$	2 h (Flickermeter gemäß IEC 61000-4-15; VDE 0847-4-15)	1 Woche
Spannungsunsymmetrie	U (Gegensystem) / U (Mitsystem) < 2 % während ≥ 95 % einer Woche	10-min-Mittelwert	1 Woche
Oberschwingungen $U_{n2} \dots U_{n25}$	< Grenzwert nach EN 50160 und $THD < 8 \%$ während > 95 % einer Woche	10-min-Mittelwert jeder Harmonischen	1 Woche
Zwischenharmonische	in Beratung		1 Woche
Signalspannungen	< Normkennlinie = f(f) während ≥ 99 % eines Tages	3-s-Mittelwert	1 Tag
Spannungseinbrüche	Anzahl < 10 ... 1.000/Jahr; davon > 50 % mit $t < 1$ s und $\Delta U_{10ms} < 60 \% U_{nenn}$	10-ms-Effektivwert $U_{10ms} = 1 \dots 90 \% U_{nenn}$	1 Jahr
Kurze Spannungsunterbrechungen	Anzahl < 10 ... 1.000/Jahr; davon > 70 % mit Dauer < 1 s	10-ms-Effektivwert $U_{10ms} \geq 1 \% U_{nenn}$	1 Jahr
Lange Spannungsunterbrechungen	Anzahl < 10 ... 50/Jahr mit Dauer > 3 min		1 Jahr
Zeitweilige Überspannung (L-N)	Anzahl < 10 ... 1.000/Jahr; davon > 70 % mit Dauer < 1 s	10-ms-Effektivwert $U_{10ms} > 110 \% U_{nenn}$	1 Jahr
Transiente Überspannung	< 6 kV; μ s ... ms		k. A.

Tab. 5/1: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen nach EN 50160

Problem	Beschreibung	Ursache	Auswirkungen
	<p>Frequenzänderung: Veränderung der normalerweise stabilen Netzfrequenz von 50 oder 60 Hz nach oben oder unten</p>	<ul style="list-style-type: none"> Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, zum Beispiel Klimageräte Zu- oder Auskoppeln von Stromerzeugern oder kleinen Kraftwerken Energiequellen mit instabiler Frequenz 	<ul style="list-style-type: none"> Fehlfunktion oder gar Beschädigung des IT-Equipments Datenverlust Systemabsturz
	<p>Unterbrechung der Stromversorgung: Planmäßige oder unplanmäßige Unterbrechung der Versorgung in einem bestimmten Gebiet, kurzzeitige Unterbrechungen von einer halben Sekunde bis zu 3 min, sowie lange Unterbrechungen von mehr als 3 min</p>	<ul style="list-style-type: none"> Schaltvorgänge beim Versuch, eine elektrische Störung zu isolieren und die Stromversorgung des betreffenden Raumes aufrecht zu erhalten Zwischenfälle, Naturereignisse, etc. Sicherungen, Wirkung einer Schutzfunktion, zum Beispiel automatisches Wiedereinschalten 	<ul style="list-style-type: none"> Absturz empfindlicher Softwareprozesse Verlust der Speicherinhalte von Rechnern Hardwareausfall oder -schäden
	<p>Spannungseinbruch / Spannungserhöhung (sag/swell): Alle kurzzeitigen (eine Halbwelle bis 60 s) Verringerungen oder Erhöhungen der Spannung</p>	<ul style="list-style-type: none"> Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, zum Beispiel Klimageräte Kurzschüsse (Störungen) Unterdimensionierte Energieversorgung Durch Ausfall von Anlagen oder durch Schaltvorgänge beim Versorgungsunternehmen 	<ul style="list-style-type: none"> Speicherverlust, Datenfehler, Störungen der Bildschirmdarstellung Schwankungen der Beleuchtung Unrunder Lauf oder Stoppen von Motoren und Verkürzung der Motorlebensdauer
	<p>Abweichungen der Versorgungsspannung: Abweichungen von der Nennspannung nach oben oder nach unten bei normalen Betriebsbedingungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> Änderungen der Netzspannungsamplitude aufgrund von Lastwechseln 	<ul style="list-style-type: none"> Anlagenabschaltung durch Unterspannungsauslösung Überhitzung und / oder Beschädigung von Anlagen durch Überspannung Verringerung des Wirkungsgrades oder der Lebensdauer elektrischer Anlagen
	<p>Schnelle Spannungsänderung / Flicker: Unstetige visuelle Empfindung, verursacht durch einen Lichtreiz, dessen Helligkeit oder Spektralverteilung sich mit der Zeit verändert</p>	<ul style="list-style-type: none"> Intermittierende Lasten Motoranlauf bei Lüftern, Pumpen Lichtbogenöfen Schweißanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Konzentrationsstörungen, Kopfschmerzen etc. bei Personen durch flackernde Beleuchtung; fehlerhafte Produkte durch Produktionsmängel
	<p>Transiente: Eine Transiente ist eine plötzliche Spannungsänderung um bis zu mehrere tausend Volt. Sie kann in Form eines Pulses oder eines Schwingvorgangs auftreten (weitere Bezeichnungen: Impuls, Stoßspannung oder Spannungsspitze) Einbruch: Dies ist eine Störung, die mit umgekehrter Polarität auf die Signalform einwirkt</p>	<ul style="list-style-type: none"> Schaltvorgänge beim Energieversorger Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, Aufzügen Statische Entladungen Blitzschlag 	<ul style="list-style-type: none"> Hardwarebeschäden Datenverluste Durchschmoren von Platinen und Netzteilen
	<p>Rauschen: Es handelt sich um unerwünschte elektrische Signale, die von Einrichtungen erzeugt werden Oberschwingungen: Verzerrung der idealen Sinusschwingung durch nichtlineare Lasten im Versorgungsnetz</p>	<ul style="list-style-type: none"> Rauschen wird durch elektromagnetische Störungen verursacht, zum Beispiel durch Mikrowellen, Radio und TV-Signale oder unzureichende Erdung Der Klirrfaktor wird zum Beispiel durch USV-Anlagen beeinflusst 	<ul style="list-style-type: none"> Das Rauschen stört empfindliche Elektronik Datenverluste Harmonische Verzerrung bewirkt ein Überhitzen von Motoren, Transformatoren und Leitungen Fehlfunktionen von Leistungsschaltern, Relais oder Sicherungen

Tab. 5/2: Hauptprobleme der Netzqualität

Richtlinie [6] definiert EMV als Fähigkeit einer Einrichtung oder eines Systems in der gegebenen elektromagnetischen Umgebung zufriedenstellend zu funktionieren, ohne selbst unzulässige elektromagnetische Störgrößen einzubringen. Solche gegenseitigen Beeinflussungen im Verteilungsnetz und auf das Verteilungsnetz werden als Netzzrückwirkungen bezeichnet.

Eine Klassifizierung verschiedener Betriebsumgebungen sowie die Zuordnung entsprechender Kenngrößen und Verträglichkeitspegel werden in der Normenreihe IEC 61000 beschrieben. Tab. 5/3 gibt einen Überblick über die Inhalte der einzelnen Normen. Gemäß

IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) sind Betriebsmittel und Geräte der elektromagnetischen Umgebungsklasse 1 zuzuordnen, wenn sie sehr empfindlich auf Störgrößen in der elektrischen Energieversorgung reagieren wie zum Beispiel die Datenverarbeitungseinrichtungen im Rechenzentrum. Der Schutz durch USV, Filter oder Überspannungsableiter ist für diese Klasse üblich. Die Klasseneinteilung entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) zeigt Tab. 5/4.

Spannungsstabilität, Spannungsunsymmetrien und Oberschwingungen spielen eine wichtige Rolle bei der Beurteilung von Störungen und Spannungsqualität.

IEC 61000 – Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)			
-2	EMV – Umgebungsbedingungen		
-2	VDE 0839-2-2	EMV – Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen	
-4	VDE 0839-2-4	EMV – Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen	
-12	VDE 0839-2-12	EMV – Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Mittelspannungsnetzen	
-3	EMV – Grenzwerte		
-2	VDE 0838-2	EMV – Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräteeingangstrom kleiner gleich 16 A je Leiter)	
-3	VDE 0838-3	EMV – Grenzwerte – Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom ≤ 16 A je Leiter)	
-11	VDE 0838-11	EMV – Grenzwerte – Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom ≤ 75 A je Leiter)	
-12	VDE 0838-12	EMV – Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom > 16 A und ≤ 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind	
-4	EMV – Prüf- und Messverfahren		
-7	VDE 0847-4-7	EMV – Prüf- und Messverfahren – Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und zwischenharmonischen Schwingungen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten	
-15	VDE 0847-4-15	EMV – Prüf- und Messverfahren – Flickermeter, Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation	
30	VDE 0847-4-30	EMV – Prüf- und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität	

Tab. 5/3: Einteilung der Normungsreihe IEC 61000 (VDE 0838, VDE 0839, VDE 0847)

Klasse 1	Diese Klasse gilt für geschützte Versorgungsnetze und besitzt Verträglichkeitspegel, die kleiner als die Pegel für öffentliche Netze sind. Sie bezieht sich auf den Betrieb von sehr empfindlich auf Störgrößen in der Stromversorgung reagierende Betriebsmittel, zum Beispiel die elektrische Ausrüstung von technischen Laboratorien, bestimmte Automatisierungs- und Schutzeinrichtungen, bestimmte Datenverarbeitungseinrichtungen etc.
Klasse 2	Diese Klasse gilt allgemein für Verknüpfungspunkte mit dem öffentlichen Netz und für anlageninterne Anschlusspunkte mit industriellen und anderen nicht-öffentlichen Stromversorgungsnetzen. Die Verträglichkeitspegel für diese Klasse sind im Allgemeinen identisch mit denjenigen für öffentliche Netze. Deshalb können Komponenten, die für den Betrieb am öffentlichen Netz entwickelt wurden, in dieser Klasse der industriellen Umgebung benutzt werden
Klasse 3	Diese Klasse gilt nur für anlageninterne Anschlusspunkte in industriellen Umgebungen. Sie besitzt für einige Störgrößen höhere Verträglichkeitspegel als diejenigen der Klasse 2. Zum Beispiel sollte diese Klasse in Erwägung gezogen werden, wenn eine der folgenden Bedingungen zutrifft: <ul style="list-style-type: none"> • Ein Hauptanteil der Last wird durch Stromrichter gespeist • Schweißmaschinen sind vorhanden • Große Motoren werden häufig gestartet • Lasten schwanken schnell

Tab. 5/4: Elektromagnetische Umgebungsklassen entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4)

5.1.1 Spannungsunsymmetrie

Unsychmetrien entstehen durch die ungleichmäßige Belastung der Außenleiter in einem Drehstromsystem. Da viele Verbraucher über 1-phasige Netzteile versorgt werden, sind Unsychmetrien praktisch immer vorhanden. Allerdings führt eine feine Aufteilung der 1-phasigen Verbraucher im Betrieb üblicherweise zu einer Symmetrisierung. Entsprechend den Vorgaben der IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) für die geschützte Versorgung von Rechenzentren darf die Unsychmetrie für den stationären Netzbetrieb, abhängig von der Umgebungsklasse, einen zulässigen Unsychmetrieegrad der Spannung $k_{U,zul}$ von 2 % für die elektromagnetische Umgebungsklassen 1 und 2 beziehungsweise von 3 % für Klasse 3, nicht überschreiten.

Es gilt:

$$k_U \approx S_A / S_{kV} \leq k_{U,zul}$$

- k_U Unsychmetrieegrad der Spannung
- $k_{U,zul}$ zulässiger Unsychmetrieegrad
- S_A Anschlussleistung der Ein- beziehungsweise Zweiphasenlast
- S_{kV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

5.1.2 Oberschwingungen

Oberschwingungen sind von der 50-Hz-Grundfrequenz des Versorgungsnetzes abweichende, überlagerte Schwingungen mit einem ganzzahligen Vielfachen der Grundfrequenz. Jede periodische Schwingungskurve lässt sich als Überlagerung aus sinusförmiger Grundkurve und den Oberschwingungen darstellen. Oberschwingungen entstehen durch Betriebsmittel mit nicht-linearer Strom-Spannungs-Kennlinie wie zum Beispiel Transformatoren, Gasentladungslampen sowie Geräten der Leistungselektronik.

Wesentliche Oberschwingungserzeuger sind:

- Geräte und Anlagen der Leistungselektronik, zum Beispiel Stromrichterantriebe, statische USV-Anlagen, Gleichrichteranlagen, Dimmer
- Leuchtstofflampen
- Netzteile für die Gleichstromversorgung von Komponenten der Informations- und Kommunikationstechnik
- Motore mit nicht-linearer Strom-Spannungs-Kennlinie
- Umrichter in Gleichspannungsladegeräten
- Umrichter in Photovoltaik- und Windkraftanlagen

Oberschwingungen verursachen unter anderem:

- Erwärmung von Drehstrom- und Wechselstrommotoren
- Fehlauslösungen von Leistungsschaltern und Leitungsschutzschaltern sowie Fehlfunktionen von Rundsteuerempfängern
- Überlastung und Zerstörung von Kondensatoren als Folge thermischer Überbeanspruchung

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 bis 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25*	1,5				

* Für $h > 25$ werden keine Werte angegeben, da sie üblicherweise sehr klein sind

Tab. 5/5: Elektromagnetische Verträglichkeitspegel entsprechend EN 50160 für Netzspannungen bis 35 kV

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,3	8	0,5
$17 \leq h \leq 49$	0,27	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	0,25

Tab. 5/6: Elektromagnetische Verträglichkeitspegel entsprechend IEC 61000-2-2 (VDE 0839-2-2) bis 1 kV

- Überhitzung von Transformatoren
- Skineffekte bei Leitungen, die zu stärkeren Temperaturbelastungen und größerem Spannungsfall führen
- Funktionsstörungen bei elektronischen Geräten und bei Steuerungen durch Nulldurchgangsstörungen
- Probleme bei der Erdschlusskompensation
- Überlastung des Neutralleiters

Die vom VNB einzuhaltenden Verträglichkeitspegel sind in der EN 50160 festgelegt (siehe Tab. 5/5). Der Netznutzer muss beim Anschluss an das öffentliche Versorgungsnetz Sorge tragen, dass an den Verknüpfungspunkten zum öffentlichen Verteilnetz die Verträglichkeitspegel entsprechend der D-A-CH-CZ-Richtlinie [6] sowie nach EN 50160 und IEC 61000-2-2 (VDE 0839-2-2), siehe Tab. 5/6, eingehalten werden. Für die Verträglichkeitspegel der Oberschwingungsspannungen von anlageninternen Anschlusspunkten in den nichtöffentlichen Netzen kann die Norm IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) herangezogen werden (Tab. 5/7 bis Tab. 5/9).

Die in den Normen spezifizierten Verträglichkeitspegel dienen dazu, in einer festgelegten Umgebung einen Bezugspegel zu bilden, der den tatsächlichen Störpegel nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit (< 5 %) überschreitet. Sie kommen bei der messtechnischen Überprüfung der Anlagen des Nutzers zum Einsatz. Für die Messung können Überwachungsgeräte verwendet werden, die umfangreichere Möglichkeiten zur Datenverarbeitung und -analyse bieten als von der EN 50160 gefordert. Der Power Quality Recorder SICAM Q100 (siehe Abb. 5/3) ermöglicht die flexible Kommunikation mit Automatisierungssystemen und Überwachungsstationen mittels Standardprotokollen wie IEC 61850 und Modbus TCP. Durch SICAM PQS erfolgt die Sammlung der Daten zur Power Quality und die Aufzeichnung von Ereignissen entsprechend IEC 61850. Für den Datenaustausch werden Standardformate wie PQDIF und COMTRADE (Rundsteuersignal) genutzt.

SICAM Q100 erfüllt die Genauigkeitsanforderungen eines Messgeräts Klasse A gemäß IEC 61000-4-30 (VDE 0847-4-30) zur Messung der Spannungsqualität. Oberschwingungen (siehe Abb. 5/4) werden gemäß den Spezifikationen in IEC 61000-4-7 (VDE 0847-4-7) erfasst und Flicker nach der Beschreibung in IEC 61000-4-15 (VDE 0847-4-15) berechnet.

Die Identifizierung, Festlegung und Profilbildung der Messpunkte für eine Netzqualitätsüberwachung spielen eine maßgebliche Rolle für die Projektauslegung. Da das Versorgungsnetz in der Gebäudeinfrastruktur ein dynamisches System ist, basiert die Optimierung der Messpunkte auf den im täglichen Betrieb gewonnenen Erkenntnissen. Neben der Auswahl der Messpunkte ist zur Bestimmung der Netzqualität eine Definition und Festlegung der Bewertungskriterien an den einzelnen Messpunkten nötig.

Um die Oberschwingungsstörungen entsprechend der D-A-CH-CZ-Richtlinie [6] abschätzen zu können, ist es wichtig, die Funktionsweise der eingesetzten Oberschwingungserzeuger zu berücksichtigen. Nach [6] ist eine Einteilung in zwei Gruppen vorzunehmen:

Gruppe 1: Betriebsmittel mit geringen Oberschwingungsemissionen ($10\% \leq THD_i \leq 25\%$)

Gruppe 2: Betriebsmittel mit mittleren und hohen Oberschwingungsemissionen ($THD_i > 25\%$)

In die Gruppe 2 fallen zum Beispiel Pumpen, Ventilatoren, Verdichter, Klimageräte und gleichstromgeregelter Lüfter sowie Kompaktleuchtstofflampen mit elektronischem Vorschaltgerät. Kompaktleuchtstofflampen mit induktivem Vorschaltgerät und 12-pulsige Umrichter gehören typischerweise zur Gruppe 1. Für selbstgeführte Umrichter mit pulsweitenmodulierter Wandlung über Leistungstransistoren liegen die Oberschwingungsan-

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %
5	3	3	3	2	2
7	3	9	1,5	4	1
11	3	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2			10	0,5
$17 \leq h \leq 49$	0,27	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	0,25

Tab. 5/7: EMV-Pegel bis 35 kV für die Umgebungsklasse 1 (Tab. 5/4) entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) [zurück zu Seite 76](#)

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2			10	0,5
$17 \leq h \leq 49$	0,27	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	0,25

Tab. 5/8: EMV-Pegel bis 35 kV für die Umgebungsklasse 2 (Tab. 5/4) entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) [zurück zu Seite 76](#)

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %	Ordnung h	Relative Spannung in %
5	8	3	6	2	3
7	7	9	2,5	4	1,5
11	5	15	2	6	1
13	4,5	21	1,75	8	1
17	4			10	1
$17 \leq h \leq 49$	$4,5 \times (17/h) - 0,5$	$21 < h \leq 45$	1	$10 \leq h \leq 50$	1

Tab. 5/9: EMV-Pegel bis 35 kV für die Umgebungsklasse 3 (Tab. 5/4) entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) [zurück zu Seite 76](#)

teile unter 10%, sodass solche Umrichter nicht berücksichtigt werden müssen. Gleiches gilt aber auch, wenn integrierte OberschwingungsfILTER bei 6- oder 12-pulsigen Dioden- oder Thyristorumrichtern für eine entsprechende Reduktion sorgen.

Letztlich muss noch die zu erwartende Gleichzeitigkeit je Gruppe berücksichtigt werden, um die Oberschwingungslast der Anlage S_{OS} aus den beiden Gruppenspezifischen Anteilen ($S_{Gr,1}$, $S_{Gr,2}$) gemäß

$$S_{OS} = 0,5 \cdot S_{Gr,1} + S_{Gr,2}$$

abzuschätzen. Der Quotient S_{OS}/S_A (S_A = Anschlussleistung der Anlage) kann grafisch durch die Relation zum Quotienten aus Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt S_{kv} und Anlagenanschlussleistung (siehe Abb. 5/5) zur Beurteilung des Oberschwingungslastanteils verwendet werden:

$$\frac{S_{OS}}{S_A} = b \cdot \sqrt{\frac{S_{kv}}{S_A}}$$

($b = 0,082$ für Niederspannung, beziehungsweise $b = 0,058$ für Mittelspannung)

Werden die GrenzlInien von Abb. 5/5 für S_{OS}/S_A überschritten, können passive oder aktive Filter als wirksame Maßnahmen zur Begrenzung von Oberschwingungen eingesetzt werden. Während passive Filter nur Oberschwingungen der darauf abgestimmten Frequenzen beeinflussen, wird durch ein aktives Filter die Analyse der Störung durchgeführt und ein „negatives“ (um 180° phasenverschobenes) Oberschwingungsspektrum zur weitgehenden Auslöschung der Störungen ausgesandt.

Durch ein Aktivfilter in Paralleleinkopplung wird der vorgelagerte Netzstrom optimiert, wohingegen die Serieneinkopplung vornehmlich zur gezielten Verbesserung der Spannungsqualität für einzelne Verbraucher genutzt wird. Allerdings ist es auch durch aktive Filter nicht möglich, dass der Strom- und der Spannungsverlauf gleichzeitig nahezu sinusförmig werden.

Eine wichtige Einsatzmöglichkeit aktiver Filter ist die Reduktion der aufsummierten N-Leiterströme, wie sie zum Beispiel durch die Phasenanschnittsteuerung vieler Netzteile oder durch Energiesparlampen erzeugt wird. Gerade die Störungen der dritten Harmonischen mit einer Frequenz von 150 Hz summieren sich im N-Leiter. Zu beachten ist, dass bei hohen N-Leiterströmen neben den Kabeln, wie in VDE 0298-4 beschrieben, auch die Schaltanlagen und Transformatoren unter Umständen größer dimensioniert werden müssen. Bei Transformatoren

ren können dann Stromrichtervarianten in Betracht gezogen werden. Unter bestimmten Bedingungen werden Kosten für eine Überdimensionierung der Transformatoren durch verringerte Energieverluste ausgeglichen.



Abb. 5/3: SICAM Q100 Power Quality Recorder zurück zu Seite 77

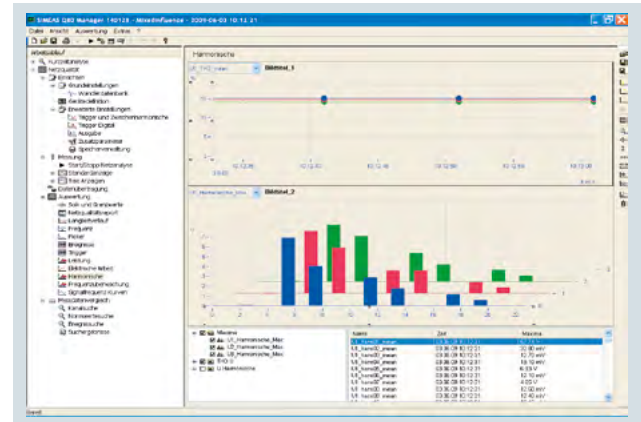


Abb. 5/4: Übersicht Oberschwingungen von SICAM Q100 Power Quality Recorder zurück zu Seite 77

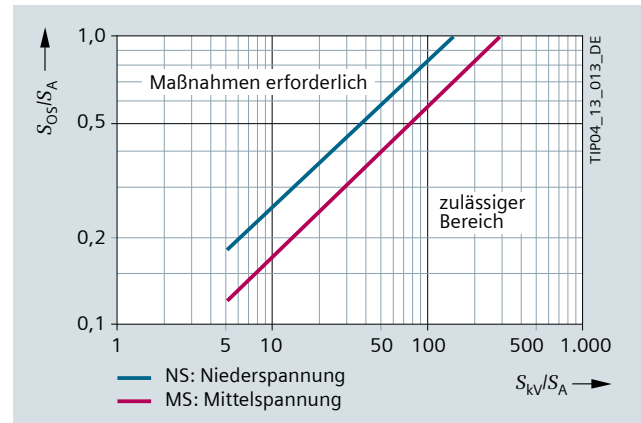


Abb. 5/5: Grafische Bewertung für den Oberschwingungsanteil

5.2 Elektromagnetische Verträglichkeit

In der sogenannten EMV-Richtlinie der Europäischen Union [7] wird die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) definiert als „die Fähigkeit eines Betriebsmittels, in seiner elektromagnetischen Umgebung zufrieden stellend zu arbeiten, ohne dabei selbst elektromagnetische Störungen zu verursachen, die für andere Betriebsmittel in derselben Umgebung unannehmbar wären“.

Fließt ein elektrischer Strom, wird ein magnetisches und elektrisches Feld erzeugt. Diese Felder beeinflussen die Umgebung und andere Betriebsmittel. Zwei Faktoren spielen bei der Ausbreitung der Felder und damit für die EMV eine große Rolle:

- Leitungsführung und Schirmung
- Netzsystem

Leitungsführung und Schirmung

Die Ausbreitung von Störströmen und der damit verknüpften elektrischen und magnetischen Felder hängt sowohl vom Leitungstyp als auch von der Anordnung ab.

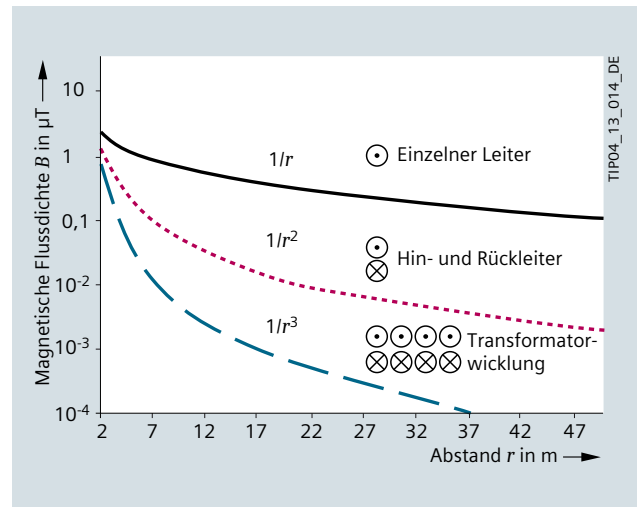


Abb. 5/6: Abstandsabhängigkeit der magnetischen Flussdichte für unterschiedliche Leiteranordnungen [zurück zu Seite 80](#)

Generell sollten nach EN 50174-2 (VDE 0800-174-2) Signal- und Datenkabel räumlich getrennt von Starkstrom- und Stromversorgungsleitungen geführt werden.

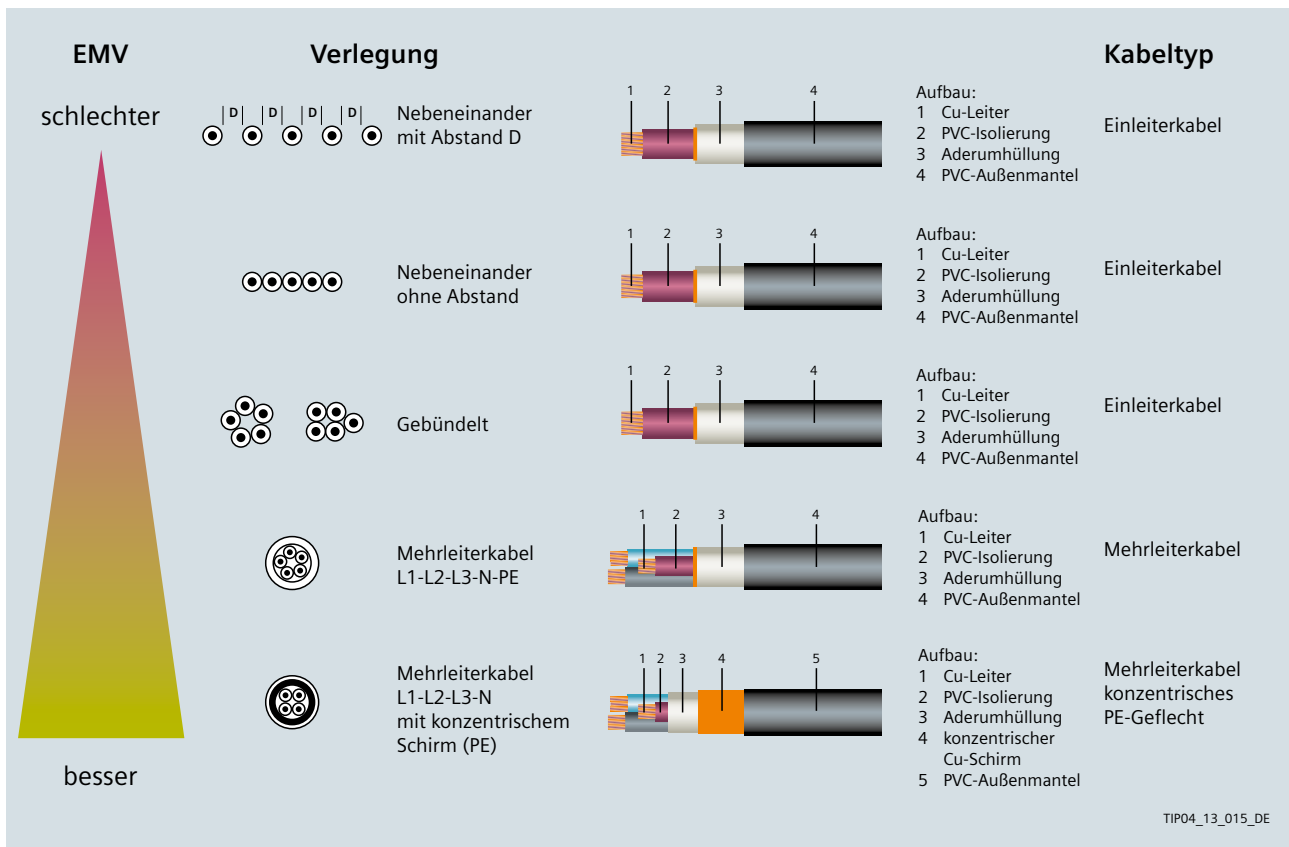


Abb. 5/7: Einordnung einfacher Kabeltypen sowie Verlegung hinsichtlich EMV [zurück zu Seite 80](#)

- Dabei hängen die Anforderungen an die Trennung ab von:
- EMV-Eigenschaften der informationstechnischen Kabel
 - Aufbau, Abmessungen und geometrischer Anordnung der Stromversorgungskabel
 - Art der versorgten elektrischen Stromkreise
 - Eventuell vorhandenen Trenneinrichtungen

Die Vorgehensweise zur Festlegung der Trennungsanforderungen ist in EN 50174-2 (VDE 0800-174-2) beschrieben. Speziell für Rechenzentren wird empfohlen, den für den Trennabstand zwischen informationstechnischer Verkabelung und Stromversorgungsleitungen ermittelten Wert zu verdoppeln.

Für die elektrische Energieversorgung sind die Bündelung zu Leitungsgruppen und die Verdrillung von Hin- und Rückleiter vorteilhaft (siehe Abb. 5/6). Die unterschiedlichen Bündelungen von Leitern und der Einsatz der Schirmung werden in Abb. 5/7 qualitativ bezüglich der EMV angeordnet.

Bei einem Vergleich zwischen Kabeln und Schienenverteilersystem spielt ebenfalls die Leiteraufteilung eine wichtige Rolle. Für gleiche Ströme bieten Schienenverteiler in der Regel Vorteile hinsichtlich der EMV. Gleichzeitig erkennt man aus Abb. 5/8, dass eine unsymmetrische Auslastung der Leiter zu einer Verschlechterung der EMV führt. Die symmetrische Aufteilung der Leiter im Schienenverteilersystem hat deutliche Vorteile durch eine geringere magnetische Beeinflussung der Umgebung. Das LD-Schienenverteilersystem (LDA/LDC) von Siemens mit symmetrischer Leiteraufteilung ist also besonders zur Übertragung großer Ströme geeignet.

Erdung und Potenzialausgleich

Gerade vagabundierende Ströme können zu einem großen Problem werden. Das heißt, Ströme, die über den Schutzleiter und die Schirmung von Daten- und Informationsleitungen fließen, können Störungen, Fehlfunktionen und sogar Schäden verursachen. Für diese leitungs-

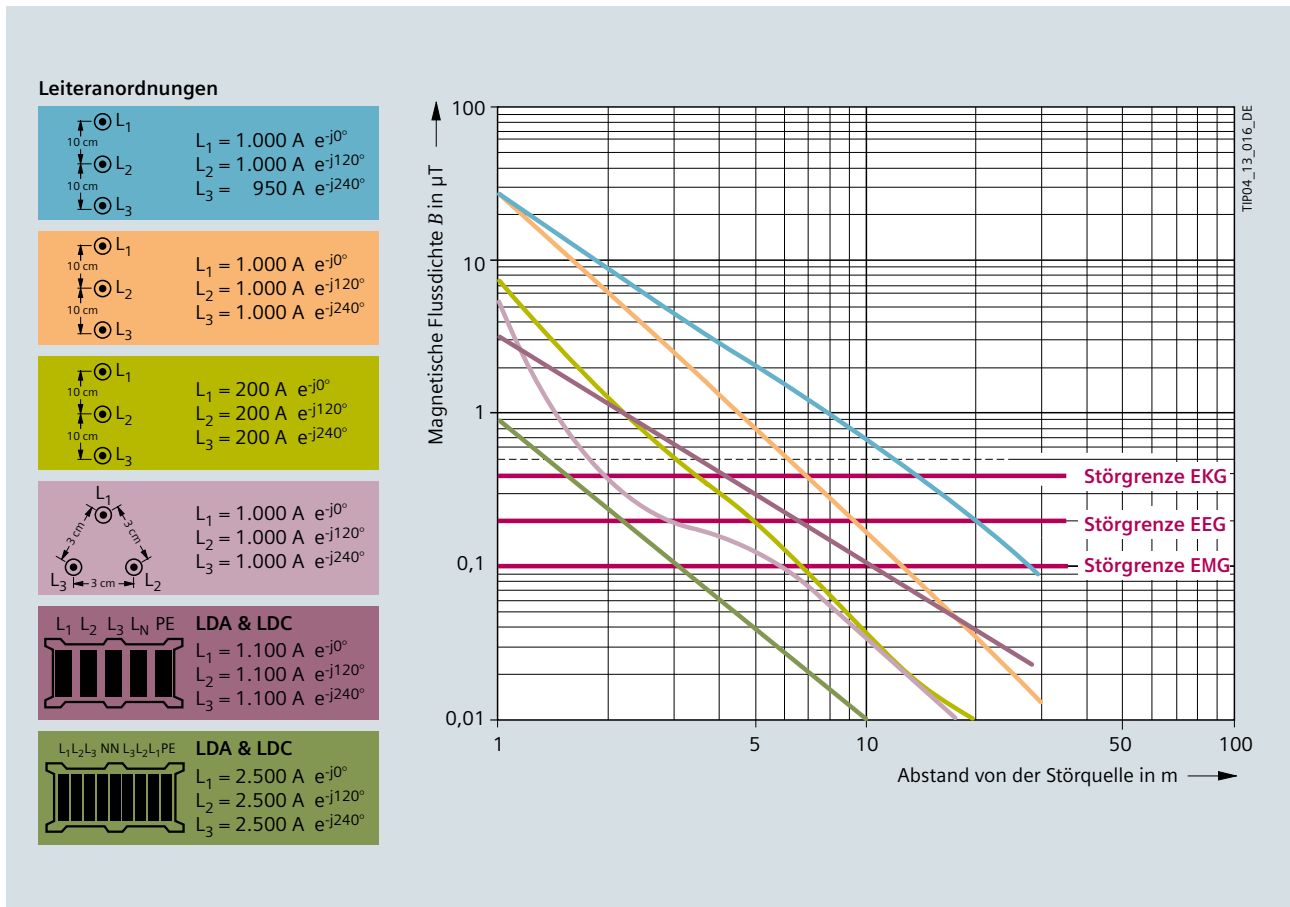


Abb. 5/8: Leitungsaufbau und Eignung für EMV (die Störgrenzen für Elektromyogramme – EMG, Elektrokardiogramme – EKG und Elektroenzephalogramme – EEG sind in der Norm IEC 60364-7-710 – VDE 0100-710 angegeben)

gebundene EMV sind die im Niederspannungsnetz vorherrschenden Erdungsverhältnisse (Netzsystem) ausschlaggebend. Durch die strikte Trennung des Schutzleiters vom Neutralleiter im TN-S-Netz werden solche vagabundierenden Ströme vermieden.

Darüber hinaus sollte je Funktionseinheit ein zentraler Erdungspunkt (ZEP) im TN-S-System gebildet werden. Bei der Planung ist Folgendes zu beachten:

- Im TN-S-Netz dürfen zwei Erdungsbrücken nicht über zwei Leiter miteinander verbunden sein
- Für die Umschaltverbindung bei einer Versorgung aus zwei Netzen mit jeweils eigenem ZEP sind 4-polige Schaltgeräte einzusetzen (im Beispiel Abb. 5/9 speisen Transformator und Generator dezentral in getrennte Verteiler)
- Wird ein PEN-Leiter verlegt, ist dieser in seinem gesamten Verlauf isoliert zu verlegen. Dies gilt auch in Schaltgerätekombinationen
- PEN- und PE-Leiter dürfen nicht geschaltet werden

Eine genaue Betrachtung des Erdungskonzepts ist beispielsweise bei Berücksichtigung einer USV-Einspeisung durchzuführen. Bei statischen USV-Anlagen mit unterschiedlichen Einspeisungen für den Gleichrichtereingang und für den Anschluss des elektronischen Bypass ist zu berücksichtigen, dass parallele Neutralleiter so geschaltet werden, dass immer nur der Neutralleiter zugeschaltet ist, dessen zugehörige Phasenleitungen stromführend sind. Die TIP-Ansprechpartner unterstützen hier mit weiterführenden Informationen.

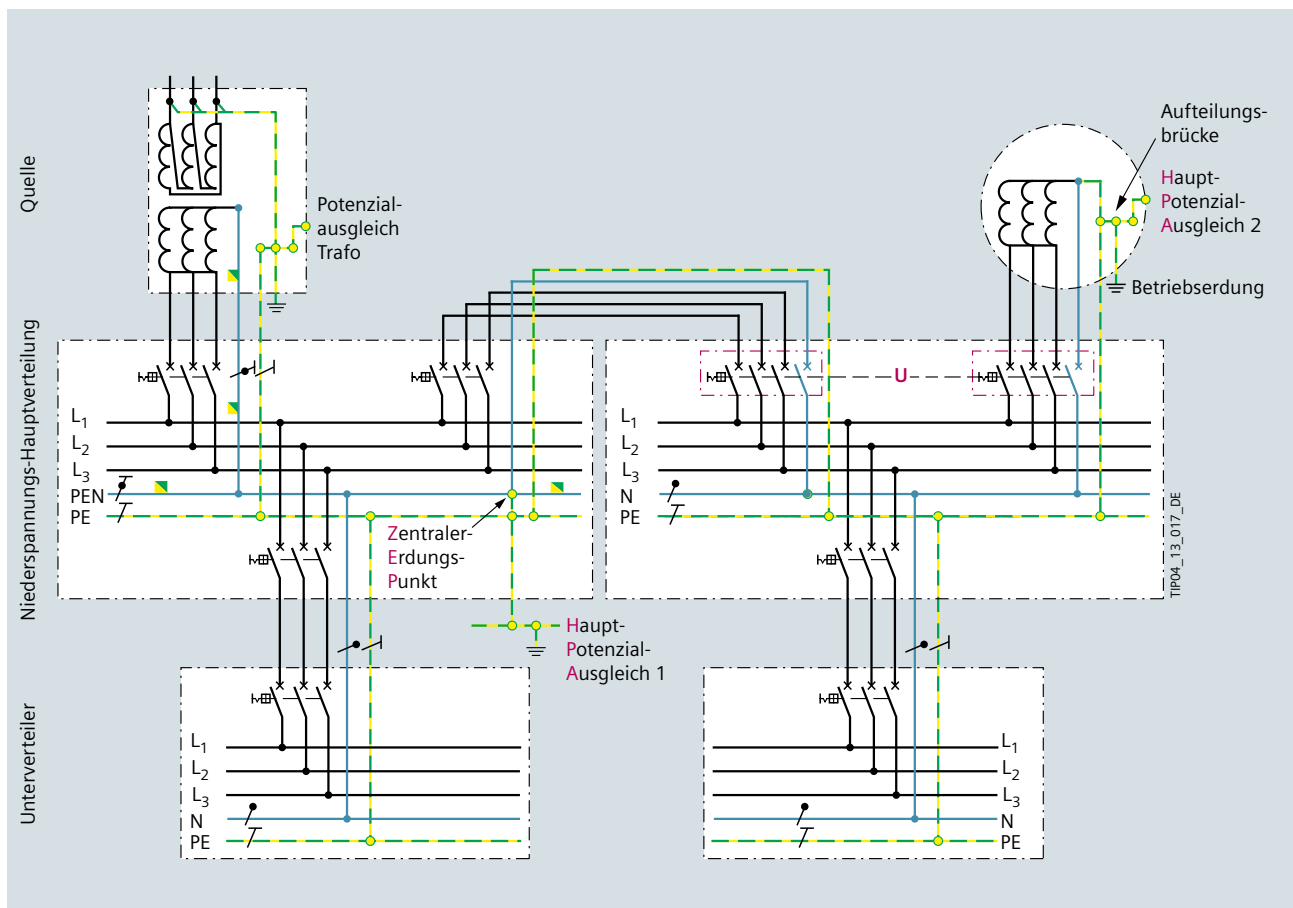


Abb. 5/9: Erdungskonzept für die Kupplung dezentraler Einspeisungen

5.3 Verfügbarkeit und Redundanz

Obwohl für die Versorgungszuverlässigkeit momentan keine bindenden Normen existieren, sollte bei der Planung auf die zulässige Unterbrechungsdauer und entsprechende Redundanzanforderungen geachtet werden. Angepasst an die DIN 40041 (vergleichbar ist die internationale Norm IEC 60050-191) definiert sich die Redundanz durch das Vorhandensein von mehr funktionsfähigen Stromversorgungskomponenten in einer Einheit als zur Erfüllung der geforderten Funktion nötig sind (hier: für die elektrische Energieversorgung der kritischen Infrastrukturelemente). Dabei wird in der Norm explizit angemerkt, dass zur Aufrechterhaltung der Redundanz die Instandhaltung, das heißt die Überwachung, die Erhaltung und die Wiederherstellung (bei Versagen) der Funktionsfähigkeit, gefordert wird. Gerade im Bereich der IKT und Rechenzentrums-Infrastruktur muss sich der Planer intensiv mit der Redundanz auseinandersetzen. Darum wird im Folgenden häufig auf Untersuchungen, Erfahrungen und Studien aus diesem Umfeld zurückgegriffen.

5.3.1 Verfügbarkeitsklassen

Basierend auf der Einteilung der Harvard Research Group (HRG) von 2002 (siehe Tab. 5/10) haben sich verschiedene Abstufungen der Verfügbarkeit etabliert. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik

HRG-Klasse	Bezeichnung	Erklärung
AEC-0	Conventional	Funktion kann unterbrochen werden, Datenintegrität ist nicht essentiell.
AEC-1	Highly Reliable	Funktion kann unterbrochen werden, Datenintegrität muss jedoch gewährleistet sein.
AEC-2	High Availability	Funktion darf nur innerhalb festgelegter Zeiten oder zur Hauptbetriebszeit minimal unterbrochen werden.
AEC-3	Fault Resilient	Funktion muss innerhalb festgelegter Zeiten oder während der Hauptbetriebszeit ununterbrochen aufrechterhalten werden.
AEC-4	Fault Tolerant	Funktion muss ununterbrochen aufrechterhalten werden, 24/7-Betrieb (24 Stunden, 7 Tage die Woche) muss gewährleistet sein.
AEC-5	Disaster Tolerant	Funktion muss unter allen Umständen verfügbar sein.

Tab. 5/10: Hochverfügbarkeitsklassifizierung AEC (Availability Environment Classification) nach HRG [8]

(BSI) präsentiert im Hochverfügbarkeitskompendium [9] eine Klassifikation mit der Angabe von Ausfallzeiten entsprechend der jeweiligen Nichtverfügbarkeit (siehe Tab. 5/11).

Verfügbarkeitsklasse	Bezeichnung	Minimale Verfügbarkeit	Nicht-Verfügbarkeit	Ausfallzeit pro Monat	Ausfallzeit pro Jahr
VK 0	Standard-IT-System ohne Anforderungen an die Verfügbarkeit	~95 %	~5 %	1 Tag	Mehrere Tage
VK 1	Standardsicherheit nach IT-Grundsatz bei normalem Verfügbarkeitsbedarf	99 %	1 %	< 8 h	< 88 h
VK 2	Standardsicherheit nach IT-Grundsatz bei erhöhtem Verfügbarkeitsbedarf	99,9 %	0,1 %	< 44 min	< 9 h
VK 3	Hochverfügbarer IT-Grundsatz für spezifische IT-Ressourcen; 100-3*	99,99 %	0,01 %	< 5 min	< 53 min
VK 4	Höchstverfügbarkeit	99,999 %	0,001 %	< 26 s	< 6 min
VK 5	Disaster-Toleranz	max. Verfügbarkeit	0	0	0

*) ergänzende Risikoanalyse nach BSI-Standard 100-3)

Tab. 5/11: Typische Verfügbarkeitsklassen nach Hochverfügbarkeitskompendium des BSI [9]

MTBF	MTRR	Verfügbarkeit A	Betriebsfreundlichkeit
1 Tag	1 Sekunde	86.400 s / 86.401 s = 99,999 %	Nicht akzeptabel
1 Monat	30 Sekunden	2.592.000 s / 2.592.030 s = 99,999 %	Noch akzeptabel
10 Jahre	1 Stunde	87.600 h / 87.601 h = 99,999 %	Nutzerfreundlich

Tab. 5/12: Verfügbarkeit für unterschiedliche Unterbrechungscharakteristika

[zurück zu Seite 83](#)

Als mathematischer Ausdruck ist die Verfügbarkeit definiert als Quotient aus der mittleren Zeitdauer zwischen zwei Ausfällen (MTBF, en: mean time between failure) und der Summe aus MTBF und der mittleren Zeitdauer zur Wiederinbetriebnahme (MTTR, en: mean time to repair):

$$\text{Verfügbarkeit } A = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MTTR})$$

Die Verfügbarkeit wird allerdings erst dann aussagekräftig, wenn die Größenordnung von MTBF und MTTR bekannt ist. Tab. 5/12 zeigt drei Einschätzungen für die Verfügbarkeit bei unterschiedlichen Störungsszenarien.

Die Prozentwerte für die Verfügbarkeit unterscheiden sich marginal in der sechsten Stelle nach dem Komma. Die Bedeutung einer langen ungestörten Betriebsphase ist leicht einzusehen, da viele kleine Unterbrechungen den Arbeitsrhythmus stören können. Daraus lassen sich einige Leitsätze ableiten:

- Eine hohe Qualität der verwendeten Produkte sollte Vorrang haben
- Die Anzahl der verwendeten Komponenten sollte so klein wie möglich gehalten werden, da jede Komponente als mögliche Fehlerquelle betrachtet werden muss
- Ständige Eingriffe und Schaltvorgänge, gerade im Zusammenhang mit Modularisierung und lastabhängigem Betrieb, sollten vermieden werden
- Eine Abhängigkeit von Einzelkomponenten sollte vermieden werden, da durch den Ausfall oder Abschaltung eines solchen „single point of failure“ (SPOF) das gesamte System betroffen wäre

Verstärkend kommt hinzu, dass bei Ausfall der elektrischen Energieversorgung nicht mit einer Wiederinbetriebnahme der Infrastruktur innerhalb von Sekunden zu rechnen ist, sondern viel eher mit Stunden oder Tagen. Der Austausch spezieller Komponenten, beispielsweise bei einem Defekt von Transformatoren, USVen oder Schaltfeldern, kann mehrere Tage oder Wochen dauern.

5.3.2 Zuverlässigkeitsberechnungen

Unterbrechungen werden meist durch zufällige Ereignisse ausgelöst. Mittels statistischer Methoden und der Wahrscheinlichkeitsrechnung können diese Ereignisse quantitativ analysiert werden. Daher bildet die Wahrscheinlichkeitsrechnung die Basis der Zuverlässigkeitsberechnung. Die Berechnungen erfolgen mit Zufallsvariablen, die nicht exakt vorhergesagt werden können, ebenso wenig wie die Ergebnisse daraus. Die Zufallsvariablen werden in geeigneter Form abgeschätzt und eine große Anzahl von Berechnungen führt zu Ergebnissen, die einer Wahrscheinlichkeit mit entsprechender Schwankungsbreite genügen.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass das aus der Netzplanung bekannte (n-1)-Konzept und das (n+1)-Konzept aus Redundanzbetrachtungen zwar den gleichen Grundgedanken verfolgen, aber von einer unterschiedlichen Anzahl „n“ von Ressourcen oder Komponenten gleichen Aufbaus und gleicher Funktion ausgehen.

- (n-1)-Konzept: Es sind „n“ Komponenten vorhanden, wobei „n-1“ Komponenten ausreichen, um die vollständige Funktion zu gewährleisten („n“ Stück vorhanden – „n-1“ Stück reichen aus). Das heißt, der Eintritt eines Fehlers zieht noch keinen Ausfall nach sich
- (n+1)-Konzept: Es darf eine Komponente aus- oder wegfallen, so dass „n“ Komponenten für die vollständige Funktion ausreichen („n+1“ Stück vorhanden – „n“ Stück reichen aus)

Zur Quantifizierung der Versorgungszuverlässigkeit kann eine Zuverlässigkeitsberechnung durchgeführt werden. Mittels Modellen zur Nachbildung des Systems und den zugehörigen Zuverlässigkeitskenngrößen lassen sich die Schwächen beziehungsweise Optimierungsmöglichkeiten im elektrischen Energieverteilungsnetz aufzeigen. Bekannte Modelle, die den Netzbetrieb und das Störungsverhalten beschreiben, sind:

- Elementmodell
- Ausfallmodell
- Wiederversorgungsmodell
- Verbraucherlastmodell

Die Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen ist sehr aufwendig und kann nur für sehr kleine und einfache Netze von Hand durchgeführt werden. In Programmen zur quantitativen Bestimmung der Versorgungszuverlässigkeit werden im Wesentlichen folgende Verfahren verwendet:

- Zustandsraum-Verfahren
- Boolesche Netze
- Monte-Carlo-Simulation

Bei den Rechnungen muss grundsätzlich jeder Netzzustand betrachtet werden und für alle Kombinationen von ausgefallenen Netzelementen die Eintrittshäufigkeit und die Dauer dieses Störungszustands bestimmt werden. Damit lässt sich der gesamte Störungsumfang für jeden Zustand ermitteln.

Zur Bewertung der errechneten Kenngrößen wird meist eine Kostenbetrachtung herangezogen. Dazu wird die nicht gelieferte Energie in Kilowattstunden und die unterbrochene Leistung in Kilowatt bestimmt und in monetäre Größen umgerechnet. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass sich durch die große Streuung der betriebs- und der volkswirtschaftlichen Kosten von Unterbrechungen meist keine eindeutigen Empfehlungen für oder gegen Investitionen zum Netzausbau ableiten lassen.

Bei der Gegenüberstellung der berechneten Kenngrößen zweier Ausbauvarianten kann eine Zuverlässigkeitsberechnung aufzeigen, welche Variante zuverlässiger ist. Da ein Modell immer mit Näherungen und Vernachlässigungen auskommen muss, sollte eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt werden. Die Berechnungen werden mit leicht geänderten Randbedingungen durchgeführt und die Ergebnisse hinsichtlich Plausibilität verglichen.

Zu den Faktoren, die die Häufigkeit und die Dauer von Versorgungsunterbrechungen bestimmen, zählen äußere Einflüsse, technischer Zustand der Betriebsmittel, Netzplanung und Netzauslegung, Produktqualität, Montage und Inbetriebsetzung sowie Betriebsbedingungen und Betriebsweisen.

Äußere Einflüsse

Versorgungsunterbrechungen können durch klimatische und atmosphärische Einwirkungen hervorgerufen werden. Da diese nicht direkt beeinflussbar sind, können nur deren Auswirkungen durch sekundäre Maßnahmen in der Netzplanung und -auslegung sowie des Netzbetriebs vermieden oder gemindert werden. Typische Vorkommnisse sind Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsschwankungen, Gewitter, Stürme, Eis und Schnee, Flugsand und Meersalz, UV-Einstrahlung, Erdbeben, Erdbeben, Lawinen, Hochwasser, Wasserverunreinigung und aggressive Gase. Auch menschlich beeinflusste Aktionen und Ereignisse wie Sabotage, Flugzeugabsturz, Kabelzerstörung bei Kabelarbeiten oder ungewollte, von Tieren ausgelöste Störungen wie Kabelbiss oder Körperschluss gehören zu solchen primär nicht beeinflussbaren Anlässen.

Technischer Zustand der Betriebsmittel

Der technische Zustand der im Netz vorhandenen Betriebsmittel wirkt sich vor allem auf die Unterbrechungshäufigkeit aus. Dabei spielt die altersbedingte Ausfallhäufigkeit der einzelnen Betriebsmittel eine große Rolle. Nach der Frühausfallphase bleibt die Ausfallrate über lange Zeit auf niedrigerem Niveau konstant, bis die Ausfallwahrscheinlichkeit ab einem gewissen Alter wieder ansteigt („Badewannenkurve“).

Um aber Investitionen in neue Betriebsmittel zu vermeiden, werden diese oft mit sehr hohem Instandhaltungsaufwand über ihre Lebensdauer hinaus betrieben. Intensive Instandhaltung verbessert den technischen Zustand der Betriebsmittel durchaus, kann aber bei langfristiger Betrachtung unwirtschaftlich werden, da Instandhaltungsarbeiten einen hohen Personalaufwand erfordern.

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass für Revisionen eine Freischaltung der Betriebsmittel erfolgen muss.

Damit sind Umschaltungen im Netz verbunden. Jede Umschaltung im Netz ist gleichzeitig mit der Gefahr von Fehlschaltungen verbunden, die durch das Ansprechen des Netzschutzes oder durch die Zerstörung von Betriebsmitteln zur Versorgungsunterbrechung in einzelnen Teilen des Netzes führen können.

Netzplanung und -auslegung

In der Netzplanung und -auslegung müssen gegebene Faktoren wie zum Beispiel klimatische Bedingungen, geografische Strukturen des Versorgungsgebiets sowie Last- und Strukturveränderungen berücksichtigt werden, um die angestrebte Versorgungszuverlässigkeit zu erzielen. Die folgenden Planungskriterien müssen entsprechend den Eintrittswahrscheinlichkeiten und den zugehörigen Folgen dieser äußeren Einflüsse beachtet werden:

Reservehaltung

Die zumutbare Unterbrechungsdauer orientiert sich an der Höhe der ausgefallenen Leistung, die durch eine Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Je höher die betrachtete Netzebene (siehe Netzebenenstruktur in Kap. 2) ist, desto größer sind in der Regel die Auswirkungen einer Versorgungsunterbrechung. Dementsprechend ist der Aufwand für die Reservehaltung den einzelnen Netzebenen entsprechend zu wählen. In Mittelspannungsnetzen ist eine Umschaltreserve wirtschaftlich vertretbar.

Netzstruktur

Die Netzstruktur beeinflusst die Häufigkeit von Unterbrechungen und vor allem die Anzahl der davon betroffenen Verbraucher. Für die Realisierung einer schnellen Wiederversorgung sind die Komplexität der Fehlerortung und die Realisierung von Umschaltmöglichkeiten zu beachten. Die Netzstruktur sollte daher einfach und übersichtlich sein. Hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit sollte auf Folgendes geachtet werden:

- Abstimmung der Betriebsweise auf die Versorgungsaufgabe (siehe Kap. 4, zum Beispiel offen oder geschlossen betriebener Ring)
- Vermeidung unterschiedlicher Spannungsebenen in einer Netzebene
- Vermeidung von Mehrfachknoten
- Vermeidung von Stichen
- Vermeidung unterschiedlicher Kabelquerschnitte

Schutzkonzept

Es ist schwierig, für komplexe Netzstrukturen den Schutz so auszulegen und einzustellen, dass jederzeit ein selektives Abschalten der Fehler gewährleistet ist. Zudem sind

dann Anpassungen des Netzschutzes an Veränderungen des Netzes sehr aufwendig, und die Wahrscheinlichkeit einer Fehleinstellung (Über- oder Unterfunktion des Schutzes) steigt. Die Gefahr von Fehlbedienungen oder Fehleinstellungen steigt, wenn eine große Vielfalt unterschiedlicher Fabrikate und Produktreihen von Schutzgeräten eingesetzt wird. In diesem Fall müssen das Produkt- und Betriebs-Know-how für die einzelnen Gerätetypen beschafft und aktuell gehalten werden.

Kabelverlegung

Aus Kostengründen werden Kabel oft in großer Anzahl in einem Kanal geführt. Dabei ist zu bedenken, dass zum Beispiel im Falle eines Baggereingriffs alle Kabel im Kanal zerstört werden oder durch Zerstörung eines Kabels, verursacht durch einen Kurzschlussstrom, auch die anderen Kabel in Mitleidenschaft gezogen werden können. Um die Versorgungszuverlässigkeit zu verbessern, sollte die Anzahl der Kabel in einem Kabelkanal beschränkt bleiben. Vor allem redundante Systeme sollten in getrennten Kanälen geführt werden.

Kurzschlussleistung

Eine hohe Kurzschlussleistung ist einerseits notwendig, um gute Spannungshaltung und die Stabilität des Netzes zu gewährleisten. Sie darf andererseits aber auch nicht zu große Werte annehmen, da die Betriebsmittel des Netzes für diese dimensioniert sein müssen und Kurzschlussströme mit höheren mechanischen und thermischen Beanspruchungen sowie höheren Ausschaltleistungen verbunden sind.

Automatisierung

Großen Einfluss auf die Anzahl und vor allem auf die Dauer von Versorgungsunterbrechungen hat der Automatisierungsgrad des Netzes. Die Automatisierung der zentralen Anlagen ist auch im Mittelspannungsnetz trotz der Vielzahl von Betriebsmitteln und des hohen Datenaufwands vorteilhaft hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit. Die Realisierung einer einfachen Netzautomatisierung hilft bei der Vermeidung von Fehlschaltungen, setzt jedoch eine einfache und übersichtliche Netzstruktur voraus.

Produktion, Montage und Inbetriebsetzung

Versorgungsunterbrechungen sind immer auf den Ausfall einzelner Betriebsmittel zurückzuführen. Die Gründe für einen Ausfall können sehr unterschiedlich sein. So können Fehlschaltungen oder äußere Einflüsse zur Auslösung der Schutzeinrichtungen führen, was wiederum den bewussten Ausfall von Betriebsmitteln (Lastab-

wurf) bewirken kann. Die Zerstörung eines Betriebsmittels führt in der Regel zu dessen Ausfall. Die eigentliche Störungsursache kann aber zeitlich bereits vor dem Betrieb impliziert worden sein. Fehler in der Projektierungsphase oder unzureichende Qualitätssicherung während des Produktionsprozesses können die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass ein Betriebsmittel ausfällt. Auch während der Montage und der Inbetriebsetzung der Betriebsmittel können Fehler gemacht werden, die sich unter Umständen erst nach längerem Einsatz im Netz durch ein Versagen der Betriebsmittel bemerkbar machen. Einzugrenzen ist diese Gefahr nur durch gute Fachkenntnisse des Montage- und Inbetriebsetzungspersonals.

Durch sorgfältige Auswahl der Herstellerfirmen der eingesetzten Betriebsmittel kann der Betreiber das Risiko durch fehlerbehaftete Betriebsmittel minimieren und Einfluss auf eine ordnungsgemäße Ausführung der Montage und Inbetriebsetzung nehmen.

Netzbetrieb

Ein produktives, wirtschaftliches Arbeiten und ein schnelles Reagieren im Fehlerfall hängt von der Organisation und der Struktur des Personals sowie von den vorhandenen Unterlagen und Dokumentationen zum Netz ab.

Unterlagen und Dokumentation

Eine präzise und stets aktuelle Dokumentation von Schaltzuständen im Netz, Schutzeinstellungen sowie Planungsunterlagen, die lagerichtig die Betriebsmittel des Netzes darstellen und Angaben zu technischen Kennwerten wie Kabelquerschnitten oder Übertragungsleistungen einschließen, ist die Grundlage für einen zuverlässigen Netzbetrieb. Sie ermöglicht ein schnelles Vorgehen im Fehlerfall und verkürzt somit Versorgungsunterbrechungen deutlich. Fehlschaltungen werden beispielsweise durch präzise Anleitungen in der Dokumentation bereits im Vorfeld vermieden.

Durch die Aufzeichnung von Störungs- und Schadensstatistiken können Ursachen und Abläufe von Störungen in einem gewissen Rahmen nachvollzogen und Schwachstellen beziehungsweise Mängel im Netz sichtbar gemacht werden. Dies ermöglicht deren frühzeitige Beseitigung und eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit.

Personal

Die Personalmenge, die für einen zuverlässigen Netzbetrieb nötig ist, wird wesentlich von der Größe des

Netzes, der eingesetzten Technik und dem Automatisierungsgrad des Netzes bestimmt. Neben der Personenzahl spielt die Qualifikation des Personals, das heißt fundierte Ausbildung, Fachkenntnisse und langjährige Berufserfahrung eine wichtige Rolle. Nicht zu vernachlässigen ist dabei die Teamfähigkeit und die Zusammenarbeit des Personals mit Fremdfirmen.

Schaltbetrieb

Bei falscher Einstellung des Netzschutzes können durch Fehlschaltungen Betriebsmittel überlastet und zerstört werden, was mit Reparaturkosten und einer Versorgungsunterbrechung verbunden ist. Daher umfasst der Schaltbetrieb auch die Einstellung des Netzschutzes.

Vorgehen im Störfall

Die Organisation des Störungsdienstes ist eine weitere wichtige Größe, die auf die Dauer der Versorgungsunterbrechung Einfluss nimmt. Störungserfassung und -meldung hängen ab vom Automatisierungsgrad. Nach der Störungserfassung ist es die Aufgabe des Störungsdienstes, die Informationen unverzüglich auszuwerten, um schaltungstechnische und organisatorische Maßnahmen einzuleiten.

Um eine schnelle Fehlerortung zu gewährleisten, muss bei Eintritt einer Störung das notwendige Personal zur Verfügung stehen, das einerseits vor Ort und andererseits in Rufbereitschaft zur Störungsbehebung herangezogen werden kann. Außerdem müssen die erforderlichen Fahrzeuge und/oder Spezialfahrzeuge verfügbar und sofort einsatzfähig sein.

Nach Lokalisierung der Fehlerstelle hängt es von der Netzstruktur ab, inwiefern eine Wiederversorgung aller Abnehmer durch ein Herausschalten der Fehlerstelle und Umschalten auf andere Versorgungsleitungen möglich ist. Reparaturarbeiten sind oft mit Eingriffen auf öffentlichen Grund verbunden, wie etwa Sperrung und Aufbruch von Straßen, was nur mit der Erlaubnis der zuständigen Behörden möglich ist. Entsprechende Kontaktadressen bei den Behörden sind aktuell zu halten. Noch besser ist es, Vereinbarungen zu treffen, die eigenständiges Handeln erlauben. Dies vereinfacht das Vorgehen, denn eine Absprache zum Zeitpunkt des erforderlichen Eingriffs ist oft nicht möglich.

Die Störungsbehebung kann sich entscheidend verzögern, wenn die erforderlichen Ersatzteile nicht zur Verfügung stehen. Daher ist die Organisation der Lagerhaltung von großer Bedeutung. Durch den Einsatz standar-

disierter Betriebsmittel im Netz kann der Lagerumfang deutlich reduziert werden, was sowohl finanziell von Vorteil ist als auch eine übersichtliche Lagerhaltung ermöglicht.

Instandhaltung

Unter Instandhaltung werden alle Maßnahmen zusammengefasst, die zur Bewahrung (Wartung) und Wiederherstellung (Instandsetzung) des Soll-Zustands erforderlich sind. Ebenso umfasst die Instandhaltung die Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustands (Inspektion). Durch regelmäßige Inspektionen der Betriebsmittel können Schwachstellen und Mängel erkannt und bei Wartung und Instandsetzung behoben werden.

5.3.3 Redundanz

Die Verfügbarkeit eines Systems wird zum einen von der Qualität der Komponenten (Verfügbarkeit der einzelnen Teile) und zum anderen von den Redundanzkonfigurationen beeinflusst. Allgemein kennzeichnet Redundanz die Verwendung mehrfach vorhandener technischer Ressourcen, die technisch gleich oder zumindest funktional gleich sind. Im Folgenden werden die IKT-Begrifflichkeiten benutzt.

Um ein Komplettversagen durch systembedingte Fehler zu vermeiden, werden sogenannte diversitäre Systeme (unterschiedliche Technik oder Bauweise für die gleiche Funktion) redundant eingesetzt. Für die elektrische Energieverteilung können unterschiedliche Redundanzkonfigurationen bei der Planung berücksichtigt werden.

Achtung: Die folgende Unterscheidung der Redundanzarten kann leicht zu Verwechslungen führen!

Standby-Redundanz

Eine Ersatzkomponente wird neben der aktiven Primärkomponente im Leerlauf betrieben und wird erst bei Ausfall der Primärkomponente aktiv. Diese Art der Redundanz wird auch als „kalte“ beziehungsweise „warme“ Redundanz bezeichnet, abhängig von der Bereitschaftsdauer. Ein Reserverad ist im Prinzip eine „kalte“ Redundanz, da der Umbau eine verhältnismäßig lange Zeit beansprucht. In [Abb. 5/10](#) ist beispielhaft der Ausgang der Standby-USV mit dem Eingang zum statischen Bypasspfad der Primär-USV verbunden. Erst beim Umschalten auf den Bypasspfad wird die Standby-USV aktiv. In manchen Schriften wird die Standby-Redundanz auch als „isolierte Redundanz“ bezeichnet.

Parallel-Redundanz

Für eine bestimmte Funktion der Energieverteilung wird eine Komponente mehr eingesetzt als zu deren Aufrechterhaltung benötigt wird. Dazu müssen die Komponenten parallel betrieben werden können. Da die Ersatzkomponente sofort einsatzbereit ist, spricht man auch von „heißer“ Redundanz.

Im USV-Beispiel von Abb. 5/11 genügen zwei der drei parallel geschalteten Anlagen, um die angeschlossene Last sicher zu versorgen. Bei einer maximalen Ausnutzung der Redundanz liefert jede USV-Anlage zwei Drittel der benötigten Leistung.

Verallgemeinert wird von einer (n+1)-Redundanz gesprochen, wenn im Parallelbetrieb n Geräte ausreichen, um ungestörten Betrieb zu gewährleisten, sodass ein Gerät ausfallen oder abgeschaltet werden kann. Damit ist dann keine Redundanz mehr gegeben.

System-Redundanz

Durch den Aufbau zweier paralleler Versorgungssysteme wird eine Redundanz der Systeme erreicht. Dabei sollte die Parallelität möglichst weit bis zur versorgten Last beibehalten werden. Idealerweise erfolgt die elektrische Energieversorgung der Verbraucher über mindestens zwei redundant nutzbare, getrennte Stromnetzteile.

Isoliert-parallele Redundanz

Um den Aufwand etwas einzudämmen, der für die System-Redundanz nötig wäre, werden parallel arbeitende Komponenten (n+1)-redundant eingesetzt und die Verbraucher in mehrere Gruppen aufgeteilt, die über verschiedene Wege versorgt werden. Dieses Konzept bringt aber erst bei einer Aufteilung in mehr als zwei Verbrauchergruppen Vorteile – also mindestens drei Verbrauchergruppen und drei Versorgergruppen oder mehr. Vereinfacht ausgedrückt, wird eine gleichzeitige Modularisierung der Systeme und Lasten ausgenutzt. In Abb. 5/12 wird eine USV-Redundanz mit (2+1) parallel arbeitenden USV-Anlagen auf vier Systeme in einem isoliert-parallelen Redundanzsystem $(2+1)+(2+1)+(2+1)+(2+1) = (3+1)^{(2+1)}$ für vier Verbraucherblöcke aufgeteilt. Die Redundanz der vier Systeme (3+1) wird mit der Redundanz der Komponenten (2+1) verknüpft.

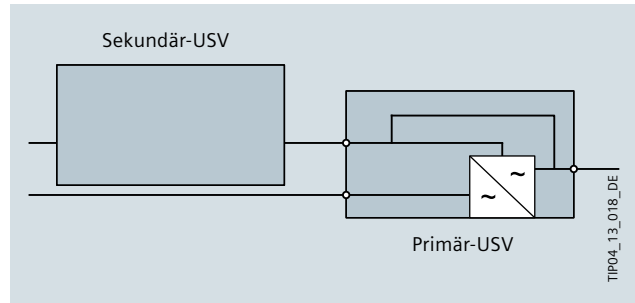


Abb. 5/10: Schematische Darstellung der Standby-Redundanz für eine einzelne USV-Anlage zurück zu Seite 86

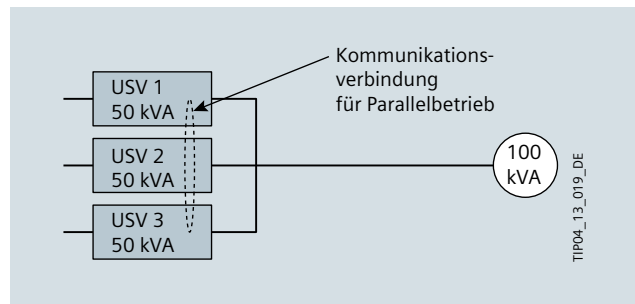


Abb. 5/11: Parallel-redundantes USV-System mit (n+1) gleich (2+1)

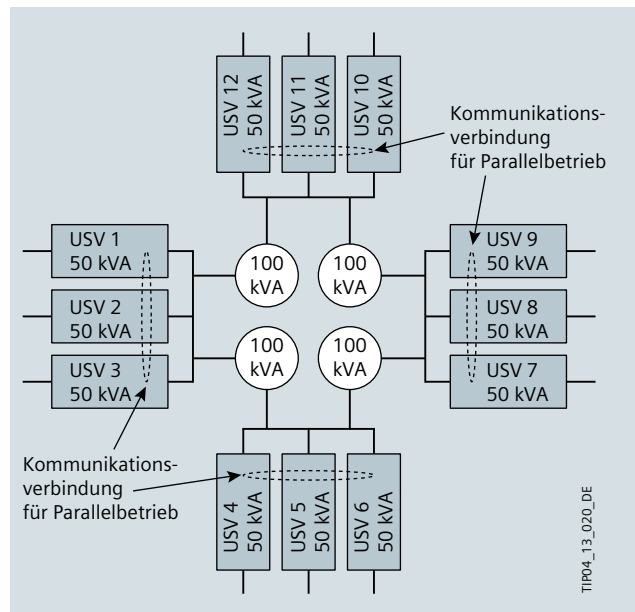


Abb. 5/12: Isoliert-paralleles USV-System mit einer Verknüpfung über zwei unabhängige Netzteile entsprechend $(m+1)^{(n+1)}$ – hier $(3+1)^{(2+1)}$

5.4 Blindleistung und Kompensation

Die gesamte Leistung eines Übertragungsnetzes, die sogenannte Scheinleistung, setzt sich zusammen aus Wirkleistung und Blindleistung (Abb. 5/13). Während die am Netz angeschlossenen elektrischen Verbraucher die Wirkleistung in Wirkenergie umsetzen, wird die zur Blindleistung gehörende Blindenergie nicht verbraucht. Die Blindleistung wird auf der Verbraucherseite lediglich dazu benutzt, ein Magnetfeld, zum Beispiel für den Betrieb von Elektromotoren, Pumpen oder Transformatoren aufzubauen.

Blindleistung ergibt sich, wenn Leistung aus dem Versorgungsnetz bezogen, dann aber zeitversetzt wieder in das Netz eingespeist wird. Auf diese Weise pendelt sie zwischen Verbraucher und Erzeuger hin und her. Dies stellt eine zusätzliche Belastung der Netze dar und erfordert eine größere Dimensionierung, um neben der zur Verfügung gestellten Wirkleistung auch noch die pendelnde Blindleistung aufzunehmen. Als Folge kann weniger Wirkleistung transportiert werden.

Lösung

Durch eine verbrauchernahe Blindleistungskompensation mit Leistungskondensatoren direkt am Niederspannungsnetz können die Übertragungseinrichtungen

entlastet werden, da die Blindleistung nicht mehr vom Netz geliefert, sondern von den Kondensatoren bereitgestellt wird (siehe Abb. 5/14).

Die Übertragungsverluste werden verringert, der Energieverbrauch gesenkt und kostspielige Erweiterungen unnötig, denn mit den gleichen Betriebsmitteln kann man durch Blindleistungskompensation mehr Wirkleistung übertragen.

Bestimmung der Kondensatorleistung

Eine Anlage mit der installierten Wirkleistung P soll vom Leistungsfaktor $\cos \varphi_1$ auf einen Leistungsfaktor $\cos \varphi_2$ kompensiert werden. Die hierfür notwendige Kondensatorleistung errechnet sich aus:

$$Q_c = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

Durch die Kompensation verringert sich die übertragene Scheinleistung S (siehe Abb. 5/15). Die ohmschen Übertragungsverluste nehmen mit dem Quadrat der Ströme ab.

Abschätzung der Blindleistung

Bei Industrieanlagen, die sich noch im Projektierungsstadium befinden, kann man näherungsweise davon ausge-

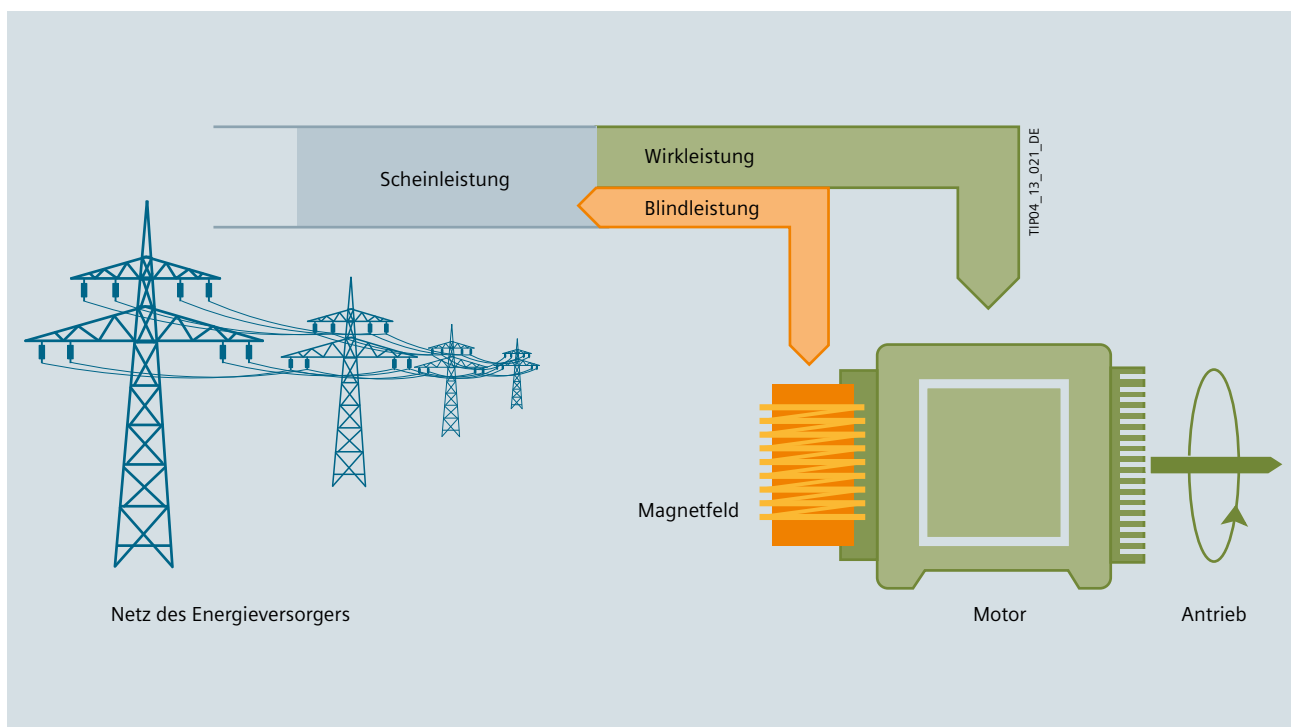


Abb. 5/13: Zusammensetzung der Gesamtleistung eines Übertragungsnetzes

hen, dass die Blindleistungsverbraucher in erster Linie Asynchronmotoren sind, die mit einem mittleren Leistungsfaktor $\cos \varphi \geq 0,7$ arbeiten. Zur Kompensation auf $\cos \varphi = 0,9$ wird eine Kondensatorleistung von etwa 50 % der Wirkleistung benötigt:

$$Q_c = 0,5 \cdot P$$

In Infrastrukturprojekten (Büro, Schulen, etc.) gilt:

$$Q_c = 0,1 \text{ bis } 0,2 \cdot P$$

Rechnerische Ermittlung der Blindleistung aus der Stromrechnung

Bei Anlagen, die bereits in Betrieb sind, kann die erforderliche Kondensatorleistung durch Messungen festgestellt werden. Wenn Wirk- und Blindarbeitszähler vorhanden sind, kann der Bedarf an Kondensatorleistung den monatlichen Stromrechnungen entnommen werden.

$$\tan \varphi = \text{Blindarbeit} / \text{Wirkarbeit}$$

Für gleiche Zählerbetriebszeiten bei der Messung der Blind- und der Wirkarbeit ist

$$\tan \varphi = \text{Blindleistung } Q / \text{Wirkleistung } P$$

Mit

$$\tan \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

kann für einen gewünschten Wert von $\cos \varphi_2$ die zur Wirkleistung P passende Kompensationsleistung

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \cdot F$$

errechnet werden. Dabei ist

$$F = \tan \varphi_1 - \tan \varphi_2$$

Zur Vereinfachung der Berechnung von Q_c sind in [Tab. 5/13](#) Umrechnungsfaktoren F angegeben, wenn ein gemessener $\cos \varphi_1$ kompensiert werden soll, um einen Leistungsfaktor $\cos \varphi_2$ im Betrieb zu erreichen.

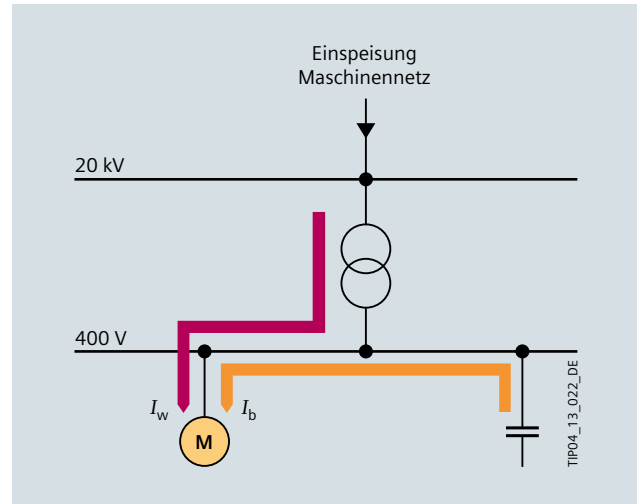


Abb. 5/14: Prinzip der Blindstromkompensation mit Niederspannungs-Leistungskondensatoren [zurück zu Seite 88](#)

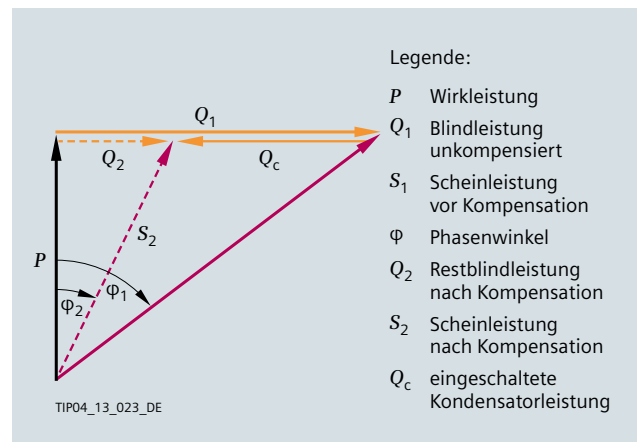


Abb. 5/15: Leistungsdiagramm für eine unkompensierte (1) und eine kompensierte (2) Anlage [zurück zu Seite 88](#)

Ist-Wert (geg.)		Umrechnungsfaktor F										
tan φ_1	cos φ_1	cos φ_2 = 0,70	cos φ_2 = 0,75	cos φ_2 = 0,80	cos φ_2 = 0,82	cos φ_2 = 0,85	cos φ_2 = 0,87	cos φ_2 = 0,90	cos φ_2 = 0,92	cos φ_2 = 0,95	cos φ_2 = 0,97	cos φ_2 = 1,00
4,90	0,20	3,88	4,02	4,15	4,20	4,28	4,33	4,41	4,47	4,57	4,65	4,90
3,87	0,25	2,85	2,99	3,12	3,17	3,25	3,31	3,39	3,45	3,54	3,62	3,87
3,18	0,30	2,16	2,30	2,43	2,48	2,56	2,61	2,70	2,75	2,85	2,93	3,18
2,68	0,35	1,66	1,79	1,93	1,98	2,06	2,11	2,19	2,25	2,35	2,43	2,68
2,29	0,40	1,27	1,41	1,54	1,59	1,67	1,72	1,81	1,87	1,96	2,04	2,29
2,16	0,42	1,14	1,28	1,41	1,46	1,54	1,59	1,68	1,74	1,83	1,91	2,16
2,04	0,44	1,02	1,16	1,29	1,34	1,42	1,47	1,56	1,62	1,71	1,79	2,04
1,93	0,46	0,91	1,05	1,18	1,23	1,31	1,36	1,45	1,50	1,60	1,68	1,93
1,83	0,48	0,81	0,95	1,08	1,13	1,21	1,26	1,34	1,40	1,50	1,58	1,83
1,73	0,50	0,71	0,85	0,98	1,03	1,11	1,17	1,25	1,31	1,40	1,48	1,73
1,64	0,52	0,62	0,76	0,89	0,94	1,02	1,08	1,16	1,22	1,31	1,39	1,64
1,56	0,54	0,54	0,68	0,81	0,86	0,94	0,99	1,07	1,13	1,23	1,31	1,56
1,48	0,56	0,46	0,60	0,73	0,78	0,86	0,91	1,00	1,05	1,15	1,23	1,48
1,40	0,58	0,38	0,52	0,65	0,71	0,78	0,84	0,92	0,98	1,08	1,15	1,40
1,33	0,60	0,31	0,45	0,58	0,64	0,71	0,77	0,85	0,91	1,00	1,08	1,33
1,27	0,62	0,25	0,38	0,52	0,57	0,65	0,70	0,78	0,84	0,94	1,01	1,27
1,20	0,64	0,18	0,32	0,45	0,50	0,58	0,63	0,72	0,77	0,87	0,95	1,20
1,14	0,66	0,12	0,26	0,39	0,44	0,52	0,57	0,65	0,71	0,81	0,89	1,14
1,08	0,68	0,06	0,20	0,33	0,38	0,46	0,51	0,59	0,65	0,75	0,83	1,08
1,02	0,70	–	0,14	0,27	0,32	0,40	0,45	0,54	0,59	0,69	0,77	1,02
0,96	0,72		0,08	0,21	0,27	0,34	0,40	0,48	0,54	0,63	0,71	0,96
0,91	0,74		0,03	0,16	0,21	0,29	0,34	0,42	0,48	0,58	0,66	0,91
0,86	0,76		–	0,11	0,16	0,24	0,29	0,37	0,43	0,53	0,60	0,86
0,80	0,78			0,05	0,10	0,18	0,24	0,32	0,38	0,47	0,55	0,80
0,75	0,80			–	0,05	0,13	0,18	0,27	0,32	0,42	0,50	0,75
0,70	0,82				–	0,08	0,13	0,21	0,27	0,37	0,45	0,70
0,65	0,84					0,03	0,08	0,16	0,22	0,32	0,40	0,65
0,59	0,86					–	0,03	0,11	0,17	0,26	0,34	0,59
0,54	0,88						–	0,06	0,11	0,21	0,29	0,54
0,48	0,90							–	0,06	0,16	0,23	0,48
0,43	0,92								–	0,10	0,18	0,43
0,36	0,94									0,03	0,11	0,36
0,29	0,96									–	0,01	0,29
0,20	0,98										–	0,20

Tab. 5/13: Umrechnungsfaktoren F für Phasenwinkelanpassungen

[zurück zu Seite 89](#)

5.4.1 Kompensationsarten

Kondensatoren können zur Einzel-, Gruppen- und Zentralkompensation eingesetzt werden. Diese Kompensationsarten werden im Folgenden vorgestellt. Tab. 5/14 gibt einen groben Überblick, welche Kompensation für bestimmte Zwecke geeignet ist. Auch eine gemischte Kompensation aus Einzel-, Gruppen- und Zentralkompensation kann projektoptimiert eingesetzt werden.

Die Kompensationskondensatoren bilden mit der Impedanz des vorgelagerten Netzes einen Schwingkreis, wobei die Resonanzfrequenz entsprechend der D-A-CH-CZ-Richtlinie [6] durch das Verhältnis der Kompensationsleistung Q_C zur Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt S_{kV} bestimmt wird:

$$f_{res} = f_N \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{Q_C}}$$

- f_{res} Resonanzfrequenz in Hz
- f_N Netzfrequenz in Hz
- S_{kV} Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt in kVA
- Q_C Kompensationsleistung in kvar

Die Resonanzfrequenz ist hinsichtlich der Sendefrequenzen von Rundsteuersendeanlagen (siehe Kap. 5.4.2) zu beachten. Resonanzerscheinungen können durch eine geeignete Verdrosselung der Kompensation vermieden oder gemindert werden (siehe Kap. 5.4.3).

Kompensationsart	Charakteristik	Anwendungen/ Einsatzbedingungen	Vorteile	Nachteile
Einzelkompensation	Verbrauchernahe Kompensation	Große Verbraucher mit konstantem Leistungsbedarf und langer Einschaltdauer	Entlastung der Verbraucherleitungen und reduzierte Leitungsverluste	Viele kleine Kondensatoren
		Lange Zuleitungen zu Verbrauchern (Spannungsfall, Stromreduktion)	Einsparung des Schaltgeräts	Höhere Kosten
		Zum Beispiel bei einzelnen Asynchronmotoren, Schweißtransformatoren, Entladungslampen		Kein Gleichzeitigkeitsfaktor
Gruppenkompensation	Kompensation in Unterverteilungen	Verbrauchergruppen (zum Beispiel Motoren, Lampen mit Vorschaltgeräten), die räumlich nahe zusammen stehen	Entlastung der Verteilerleitungen	Einzelunterbrechungen können zu Überkompensation führen
		Gemeinsames Ein-/Ausschalten von Verbrauchern und Kondensator möglich	Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors möglich	Blindstrombelastung der Verbraucherleitungen
			Reduzierung der Kondensatorkosten	
Zentralkompensation	Kompensation in Hauptschaltanlagen beziehungsweise S-Stationen	Anlagen mit ständig wechselnder Last und/oder Einschaltdauer	Bessere Ausnutzung der Kondensatorleistung	Zusätzliche Kosten für Regelung
			Weitere Reduzierung der Kondensatorkosten	Von der Schaltanlage/Station aus Blindleistungstransport im NS-Netz
			Allgemeine Reduzierung der Netzverluste	
			Einfachere Erweiterbarkeit	
			Regelung der Anlage möglich	

Tab. 5/14: Bewertung der Kompensationsarten

Einzelkompensation

Bei der Einzelkompensation werden die Kondensatoren direkt an den Klemmen der einzelnen Verbraucher angeschlossen und zusammen mit diesen über ein gemeinsames Schaltgerät eingeschaltet. Hierbei muss die Kondensatorleistung genau an die jeweiligen Verbraucher angepasst werden. Die Einzelkompensation wird häufig bei Asynchronmotoren angewendet (Abb. 5/16).

Wirtschaftlich vorteilhaft ist eine Einzelkompensation bei:

- Großen Einzelverbrauchern
- Konstantem Leistungsbedarf
- Langer Einschaltdauer

Hierbei werden auch die Zuleitungen zu den Verbrauchern entlastet; eine kontinuierliche Anpassung der Kondensatorleistung an ihren Blindstrombedarf ist jedoch nicht möglich.

Gruppenkompensation

Bei der Gruppenkompensation wird die Kompensations-einrichtung jeweils einer Verbrauchergruppe zugeordnet. Diese kann zum Beispiel aus Motoren oder auch aus Entladungslampen bestehen, die gemeinsam über ein Schütz oder einen Schalter ans Netz geschaltet werden. Auch hier sind zum Zuschalten der Kondensatoren keine gesonderten Schaltgeräte erforderlich (Abb. 5/17). Die Gruppenkompensation hat die gleichen Vor- und Nachteile wie die Einzelkompensation.

Zentralkompensation

Zur Zentralkompensation werden Blindleistungsregel-einheiten eingesetzt, die direkt einer Schaltanlage, Verteilung oder Unterverteilung zugeordnet und dort zentral installiert werden. Regeleinheiten enthalten schaltbare Kondensatorabzweige und einen Regler, der die anstehende Blindleistung an der Einspeisestelle erfasst. Bei Abweichungen vom Sollwert schaltet er nach Bedarf die Kondensatoren stufenweise über Schütze zu oder ab.

Die Kondensatorleistung wird so gewählt, dass die gesamte Anlage im Mittel den gewünschten $\cos \phi$ erreicht (Abb. 5/18). Eine Zentralkompensation ist empfehlenswert bei:

- Vielen kleineren Verbrauchern im Netz
- Unterschiedlichem Leistungsbedarf und wechselnder Einschaltdauer der Verbraucher

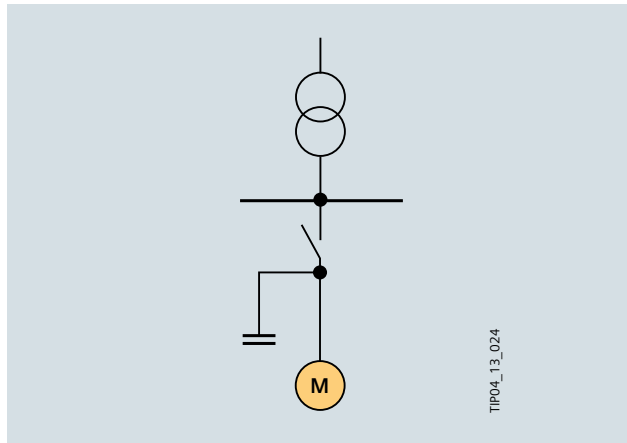


Abb. 5/16: Einzelkompensation

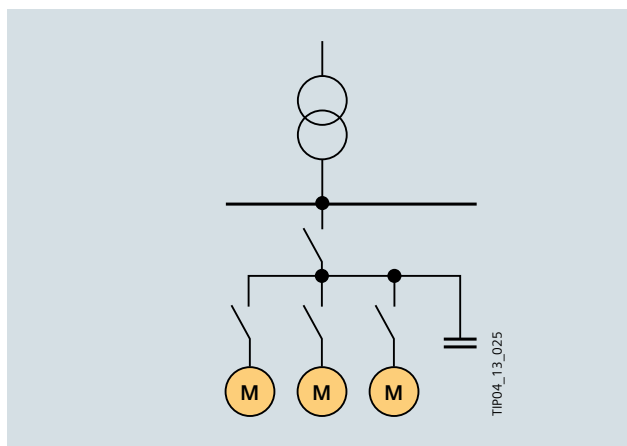


Abb. 5/17: Gruppenkompensation

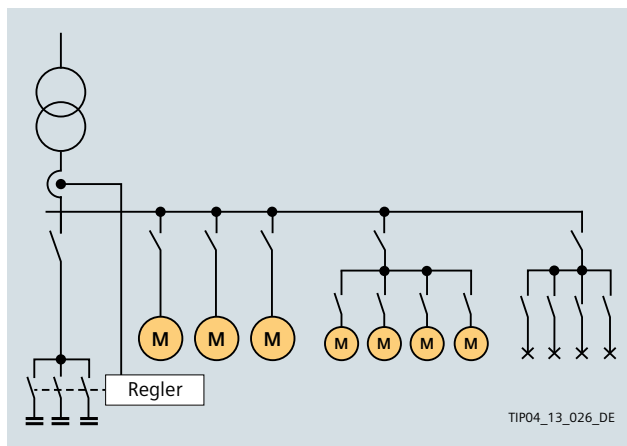


Abb. 5/18: Zentralkompensation

5.4.2 Rundsteueranlage

Rundsteueranlagen dienen zur Fernsteuerung von Verbrauchern im Energieversorgungsnetz (Nachtspeicheröfen, Straßenbeleuchtungen, etc.). Letzteres fungiert gleichzeitig als Übertragungsweg. Die Übertragung der Steuerbefehle erfolgt durch Impulsfolgen im Bereich von 110 bis etwa 2.000 Hz die der Spannung mit einer Amplitude von etwa 1 bis 8 % der jeweiligen Netzspannung überlagert sind. Die Tonfrequenz (TF) wird zur Übertragung nach einem Code (Impulsraster) ein- und ausgeschaltet, wodurch ein „Telegramm“ entsteht. Dem fernzusteuern den Verbraucher ist ein spezieller Empfänger (Rundsteuerempfänger) vorgeschaltet, der die Impulstelegramme wieder aus dem Netz ausfiltert und daraus die gewünschte Steuerinformation ableitet (Abb. 5/19).

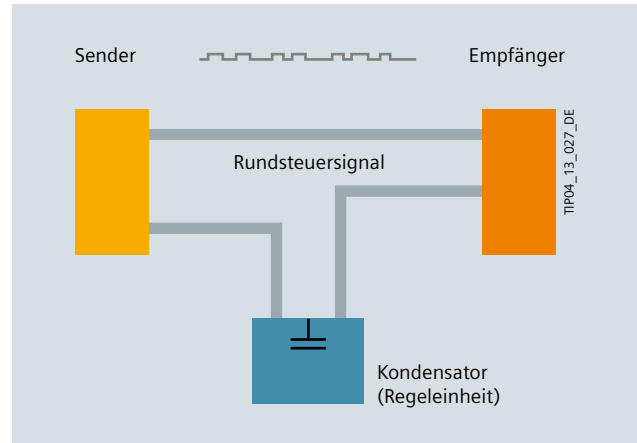


Abb. 5/19: Prinzipdarstellung der Kompensation im Netz mit Tonfrequenz-Rundsteueranlage

Eine vorhandene Rundsteuerfrequenz im Netz muss bei der Auswahl von Kompensationsanlagen unbedingt beachtet werden, denn eine Behinderung des Rundsteuerbetriebs ist nicht erlaubt. Die Tonfrequenzen im Rundsteuerbetrieb sind entscheidend für die unterschiedlichen Blindleistungskompensationstypen. In [2] wird ein Auswahl-schema in Abhängigkeit von den Rundsteuerfrequenzen und Rahmenbedingungen im Netz vorgestellt. Durch die Weiterentwicklung der elektrischen Energieverteilungsnetze zum Smart Grid werden Tonfrequenz-Rundsteueranlagen an Bedeutung verlieren und die Planung von Kompensationsanlagen wird einfacher.

5.4.3 Kompensation in Netzen mit Oberschwingungen

Im Gegensatz zu linearen Lasten wie zum Beispiel Glühlampen, Drehstrommotoren oder Widerstandsheizungen erzeugen nichtlineare Verbraucher wie zum Beispiel Stromrichter, 1-phasige, getaktete Stromversorgungen oder Energiesparlampen Verzerrungen der Netzspannung, wie in Kap. 5.1 beschrieben. Die zu den Verzerrungen gehörenden Oberschwingungsströme werden dem Netz aufgezungen und beeinflussen andere Verbraucher im Netz.

Bei einem Anteil der Oberschwingungserzeugenden Lasten von 15 % und mehr, bezogen auf die Gesamtlast, sollten verdrosselte Kondensatoren, abgestimmte Filterkreise oder aktive Filter zur Kompensation verwendet werden. Abgestimmte Filterkreise werden besonders in Niederspannungsnetzen mit extrem hohen Oberschwingungsbelastungen eingesetzt. Aktive Filter bieten bei der Filterung von Oberschwingungsbelastungen Vorteile, wenn kaum Grundschwingungsblindleistung kompensiert werden muss.

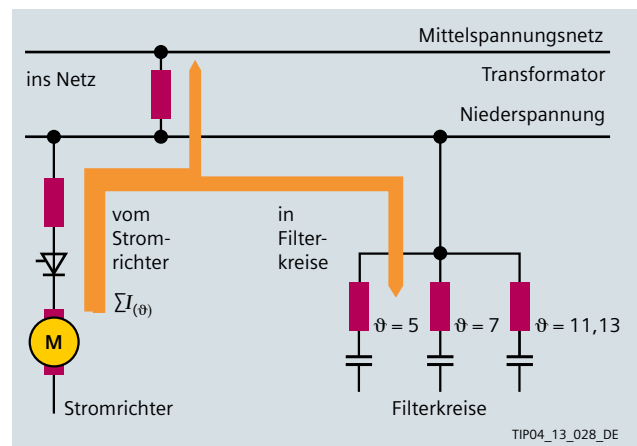


Abb. 5/20: Verdrosselte Kondensatoren zur Blindleistungskompensation

Verdrosselte Kondensatoren

Die Kondensatoren der Blindleistungskompensation bilden mit den Induktivitäten im Netz einen Schwingkreis wie in Kap. 5.4.1 beschrieben. Fällt die Resonanzfrequenz dieses Schwingkreises mit einer Oberschwingungsfrequenz zusammen, kommt es zur Resonanz-erhöhung der Oberschwingungsspannung und damit zur Erhöhung des Oberschwingungsstroms. Dies kann zur Überlastung der Kondensatoren und zusätzlichen Belastungen der Komponenten im Netz und der angeschlossenen Verbraucher führen. Um solche Resonanzen zu vermeiden, ist es notwendig, verdrosselte Kondensatoren einzusetzen (Abb. 5/20).

Diese sind ähnlich aufgebaut wie Filterkreise, ihre Resonanzfrequenz liegt jedoch unter der 5. Harmonischen. Hierdurch wird die Kondensatoreinheit für alle im Stromrichterstrom auftretenden Oberschwingungen induktiv, Resonanzstellen können nicht mehr angeregt werden. Verdrosselte Kondensatoren und Blindleistungsregelheiten sind nach den gleichen Kriterien einzusetzen und auszuwählen wie normale Kondensatoren und Regeleinheiten. Für die Verdrosselung bestimmt die Abstimmfrequenz den Verdrosselungsgrad und damit die Relation zwischen Drosselreaktanz X_L und der Kondensatorreaktanz X_C bei der Netzfrequenz.

$$f_{\text{res}} = f_N \cdot \sqrt{\frac{1}{p}}$$

- f_{res} Resonanzfrequenz in Hz
- f_N Netzfrequenz in Hz
- p Verdrosselungsgrad der Kompensationsanlage in Prozent, wobei $p = X_L / X_C$

Durch die Wahl des Verdrosselungsgrads p kann die Resonanzfrequenz unter die Tonfrequenz TF gedrückt werden, zum Beispiel

TF > 160 Hz: $p = 14\%$

TF > 250 Hz: $p = 7\%$

TF > 350 Hz: $p = 5,67\%$

Die thyristorgeschaltete Kompensation (Abb. 5/21) stellt eine spezielle Variante der verdrosselten Kompensation dar. Durch das elektronische Schalten mit einer Thyristorbrücke und schneller Messwerterfassung werden Schaltstrombelastungen vermieden, wie sie bei einem Leistungsschütz auftreten. Das reduziert die Störungen für empfindliche Verbraucher im Netz.

Abgestimmte Filterkreise (passive Filter)

Abgestimmte Filterkreise sind aus Reihenschwingkreisen aufgebaut, die aus Kondensatoren mit vorgeschalteten Drosseln bestehen. Die Schwingkreise werden so abgestimmt, dass sie für die einzelnen Oberschwingungsströme Widerstände darstellen, die annähernd Null sind und somit kleiner als die Widerstände des übrigen Netzes. Die von Stromrichtern herrührenden Oberschwingungsströme werden daher weitgehend von den Filterkreisen aufgenommen. Nur ein kleiner Rest fließt ins übergeordnete Drehstromnetz, sodass die Spannung kaum verzerrt und eine störende Beeinflussung anderer Verbraucher ausgeschlossen wird (Abb. 5/22).

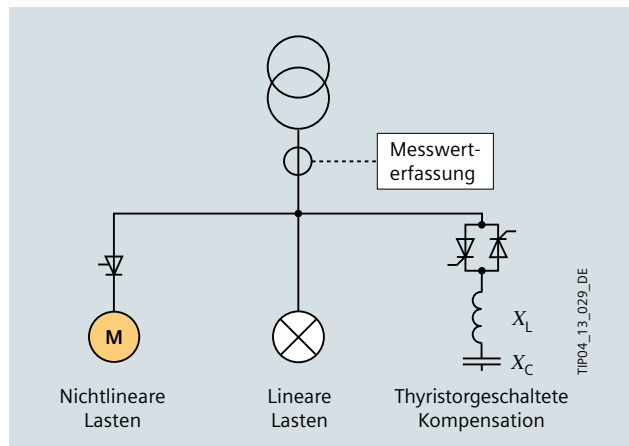


Abb. 5/21: Absaugen von Oberschwingungsströmen und Blindstromkompensation mit Filterkreisen

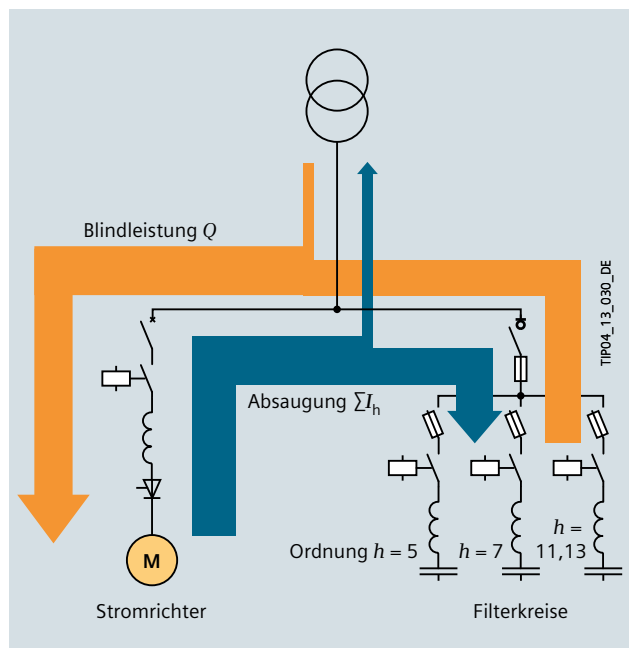


Abb. 5/22: Verdrosselte Kondensatoren mit Thyristorregelung

Da Filterkreise für die Grundschiwingung des Drehstromnetzes stets einen kapazitiven Widerstand darstellen, nehmen sie neben den Oberschwingungsströmen auch einen kapazitiven Grundschiwingungsstrom auf. Hierdurch tragen sie gleichzeitig zur Blindstromkompensation der Stromrichter und anderer am Netz installierter Verbraucher bei.

Filterkreise müssen immer von der niedrigsten auftretenden Ordnungszahl aufwärts aufgebaut sein und entsprechend zugeschaltet werden. Die Abschaltung erfolgt dagegen von der größten Ordnungszahl bis hin zur

kleinsten. Sie werden für die 5., 7. sowie 11. und 13. (zumeist ein gemeinsamer Saugkreis) Harmonische eingesetzt. In vielen Fällen sind Filterkreise allein für die 5. Harmonische bereits ausreichend.

Die Dimensionierung der Filterkreise erfolgt entsprechend:

- Oberschwingungsströmen der Verbraucher
- Oberschwingungsgehalt der Spannung des übergeordneten Netzes
- Kurzschlussreaktanz an der Anschlussstelle

Zu beachten ist, dass Filterkreisanlagen oder verdrosselte Kompensationsanlagen nicht mit unverdrosselten Kompensationsanlagen parallel an der gleichen Sammelschiene betrieben werden. Ansonsten könnten sich unerwünschte Parallelresonanzen bemerkbar machen.

Aktive Filter

Bestehen hohe Anforderungen an die Netzqualität oder variieren die Oberschwingungen stark in Amplitude und Frequenz, sollten aktive Filter eingesetzt werden. Hierbei werden selbstgeführte, hochfrequent schaltende Stromrichter, meist mit IGBTs, also Bipolartransistoren mit isolierter Gate-Elektrode (en: insulated gate bipolar transistor) verwendet, die praktisch jeden Strom- oder Spannungsverlauf nachbilden können. Durch das Einspeisen des „negativen“, das heißt um 180° phasenverschobenen Oberschwingungsspektrums zu jedem Zeitpunkt wird dem Netz ein nahezu sinusförmiger Verlauf aufgeprägt.

Achtung: Filter dürfen nicht in den PEN-Leiter von Installationsanlagen eingebaut werden.

Bei einer Paralleleinkopplung des aktiven Filters wird ein den Oberschwingungsströmen gegenphasiges Stromspektrum erzeugt und zum Verbraucherstrom addiert, sodass ein nahezu sinusförmiger Netzstrom resultiert. Entsprechend wird bei einer Serieneinkopplung die Spannungsqualität für empfindliche Verbraucher, die geschützt werden sollen, verbessert.

Aktive Filter können sehr gut Oberschwingungen im niederfrequenten Bereich, wie zum Beispiel die 5., 7., 11. und 13. Harmonische kompensieren, aber wegen der Schalttaktung der Leistungselektronik im kHz-Bereich nicht mehr Oberschwingungen im Bereich der 50. Harmonische (entspricht 2,5 kHz) und höher.

Weitere Informationen zur Dimensionierung von Kompensationsanlagen und Filtern sind zu finden unter: www.modl.de

5.5 Schutz vor Blitzstrom und Überspannung

Überspannungen schädigen in erheblichem Maße elektrische und elektronische Einrichtungen. Hierzu genügen oftmals schon kleine Spannungsspitzen auf der Versorgungsleitung. Das zeigen die Schadensbilder von zerstörten Leitungen, Platinen oder Schaltgeräten. Diese Schäden können mit geeigneten Schutzmaßnahmen gegen Stoßströme und Überspannungen verhindert werden.

Überspannungen entstehen durch Blitzentladungen (LEMP, en: lightning electromagnetic pulse), Schaltheindungen (SEMP, en: switching electromagnetic pulse) und elektrostatische Entladungen (ESD, en: electro static discharge). Sie treten nur für den Bruchteil einer Sekunde auf. Man nennt sie deshalb auch transiente (vorübergehende – von lat. transire, vorbeigehen) Spannungen oder Transienten. Sie haben sehr kurze Anstiegszeiten von wenigen Mikrosekunden (μs), bevor sie dann relativ langsam über einem Zeitraum von bis zu mehreren 100 μs wieder abfallen.

Dem in der Norm IEC 62305-2 (VDE 0185-305-2) beschriebenen Risikomanagement geht eine Risikoanalyse voraus, um zuerst die Notwendigkeit des Blitzschutzes zu ermitteln und dann die technisch und wirtschaftlich

optimalen Schutzmaßnahmen festzulegen, die in IEC 62305-3 (VDE 0185-305-3) und IEC 62305-4 (VDE 0185-305-4) beschrieben sind. Dazu wird das zu schützende Objekt in eine oder mehrere Blitzschutz-zonen (LPZ, en: lightning protection zone) unterteilt (siehe Abb. 5/23). Für jede Blitzschutzzone werden die geometrischen Grenzen, die maßgeblichen Kenndaten, die Blitzbedrohungsdaten und die zu beachtenden Schadensarten festgelegt. Ausgehend vom ungeschützten Zustand des Objekts, wird das angenommene Risiko so lange durch die Anwendung von (weiteren) Schutzmaßnahmen vermindert, bis nur noch ein akzeptierbares Restrisiko bestehen bleibt. Die Norm berücksichtigt zum einen Schutzmaßnahmen für bauliche Anlagen mit den darin befindlichen Personen, elektrischen und elektronischen Anlagen, zum anderen auch solche für Versorgungsleitungen.

Die Schutz-zonen sind wie folgt definiert:

Zone 0 (LPZ 0)

Außerhalb des Gebäudes direkte Blitzeinwirkung:

- Keine Abschirmung gegen Blitzeinschlag (LEMP)
- Blitzschutzzone O_A : einschlaggefährdet
- Blitzschutzzone O_B : einschlaggeschützt

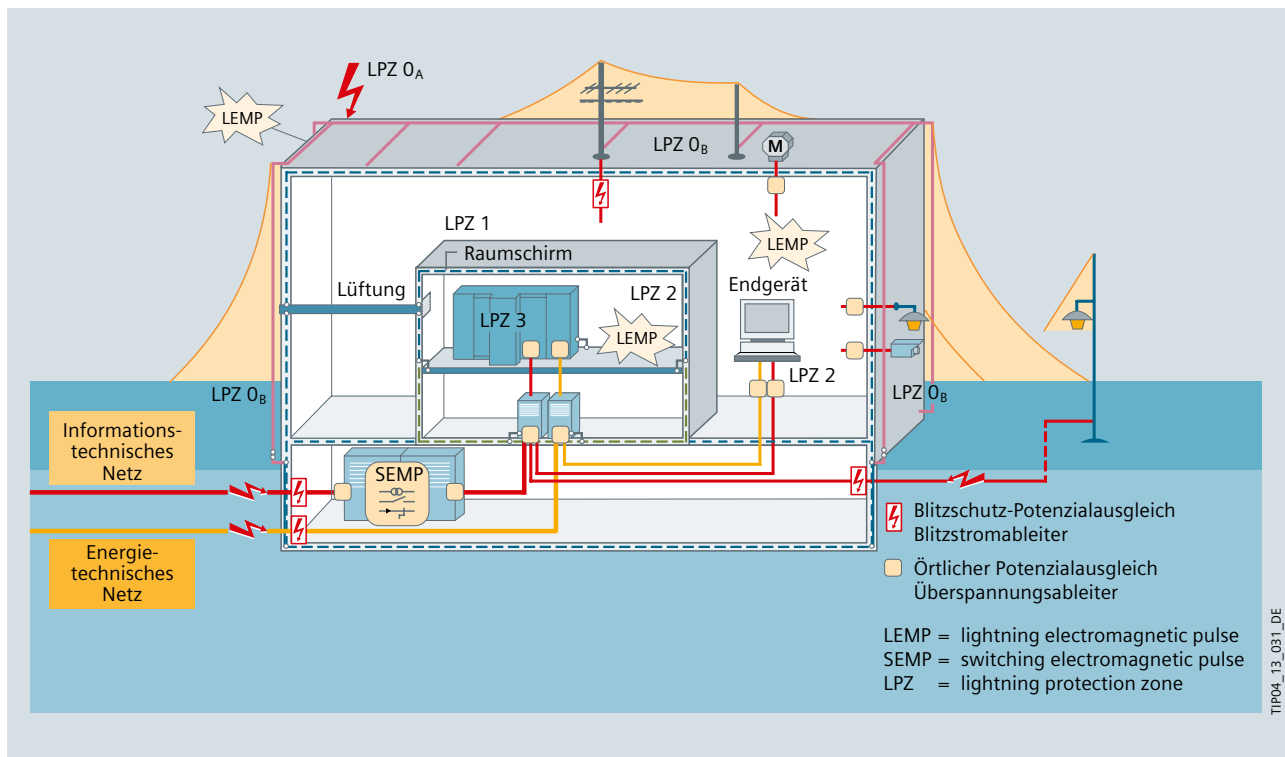


Abb. 5/23: Blitzschutz-zonenkonzept

Zone 1 (LPZ 1)

Innerhalb des Gebäudes energiereiche Transienten durch:

- Schalthandlungen (SEMP)
- Blitzströme

Zone 2 (LPZ 2)

Innerhalb des Gebäudes energieärmere Transienten durch:

- Schalthandlungen (SEMP)
- Elektrostatische Entladungen (ESD)
- Eine LPZ 2, die größer als 5 m x 5 m ist, muss unterteilt werden

Zone 3 (LPZ 3)

Innerhalb des Gebäudes:

- Kein Generieren von transienten Strömen oder Spannungen über die Störgrenze hinaus
- Schirmung und separate Verlegung von Stromkreisen, die sich gegenseitig beeinflussen könnten
- Eine LPZ 3, die größer als 5 m x 5 m ist, muss unterteilt werden

Bei einem Blitzeinschlag ist gemäß der Norm IEC 62305-4 (VDE 0185-305-4) üblicherweise davon auszugehen, dass etwa 50% des Blitzstroms über das äußere Blitzschutzsystem (Blitzableiter) in die Erde abgeführt werden. Bis zu 50% des verbleibenden Blitzstroms fließen über elektrisch leitfähige Systeme wie den Hauptpotenzialausgleich in das Gebäude hinein (siehe Abb. 5/24). Deshalb ist es trotz Vorhandenseins eines äußeren Blitzschutzsystems immer notwendig, auch ein inneres Blitzschutzsystem zu installieren.

Durch Stromaufteilung, durch isolierende Schnittstellen und / oder durch Überspannungsschutzgeräte (SPD, en: surge protective device) können beim inneren Blitzschutz die Stoßströme begrenzt werden. Durch räumliche Schirmung kann das elektromagnetische Feld des Blitzes gedämpft werden. Die Stoßspannungsfestigkeit der isolierenden Schnittstellen und der Schutzpegel der SPDs muss mit den in Tab. 5/15 beschriebenen Überspannungskategorien nach IEC 60664-1 (VDE 0110-1) koordiniert sein.

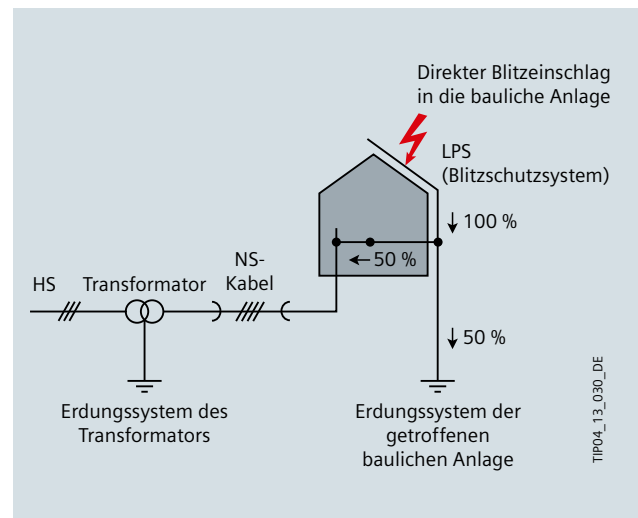


Abb. 5/24: Stromaufteilung für ein ausgewogenes Blitzschutzsystem

Nennspannung des Stromversorgungssystems (Netz) nach IEC 60038 (VDE 0175-1)		Spannung Leiter zu Neutraleiter abgeleitet von der Nennwechsel- oder Gleichspannung bis einschließlich	Bemessungs-Stoßspannung			
3-phasig	1-phasig		Überspannungskategorie			
in V	in V	in V	I in V	II in V	III in V	IV in V
		50	330	500	800	1.500
		100	500	800	1.500	2.500
	120 – 240	150	800	1.500	2.500	4.000
230/400 277/480		300	1.500	2.500	4.000	6.000
400/690		600	2.500	4.000	6.000	8.000
1.000		1.000	4.000	6.000	8.000	12.000

Tab. 5/15: Überspannungskategorien und Bemessungs-Stoßspannungen nach IEC 60664-1 (VDE 0101-1)

Überspannungskategorie IV: Betriebsmittel für den Einsatz am Anschlusspunkt der Installation.

Beispiel: Betriebsmittel wie Elektrizitätszähler und primäre Überstromschutzmodule.

Überspannungskategorie III: Betriebsmittel in festen Installationen und für solche Fälle, in denen besondere Anforderungen an die Zuverlässigkeit und die Verfügbarkeit der Betriebsmittel gestellt werden.

Beispiel: Betriebsmittel wie Schalter in festen Installationen und Betriebsmittel für industriellen Einsatz mit dauerndem Anschluss an die feste Installation.

Überspannungskategorie II: Energie verbrauchende Betriebsmittel, die von der festen Installation gespeist werden.

Beispiel: Betriebsmittel wie Haushaltsgeräte, tragbare Werkzeuge und andere Hausgeräte sowie ähnliche Geräte.

Überspannungskategorie I: Betriebsmittel zum Anschluss an Stromkreise, in denen Maßnahmen zur Begrenzung der transienten Überspannungen auf einen geeigneten niedrigen Wert getroffen worden sind.

Beispiel: Betriebsmittel mit elektronischen Schaltungen und entsprechend niedrigem Schutzpegel.

Mit dem Begriff „wirkungsvoller Schutzkreis“ wird eine lückenlose Maßnahme zum Schutz vor Überspannungen bezeichnet. Der erste Schritt zur Erarbeitung eines solchen Schutzkonzepts ist die Erfassung aller schutzbedürftigen Geräte und Anlagenbereiche. Dann folgt die Bewertung des erforderlichen Schutzniveaus der erfassten Geräte. Grundsätzlich werden die verschiedenen Stromkreisarten nach folgenden Bereichen unterschieden:

- Stromversorgung
- Mess-, Steuer-, Regeltechnik (MSR)
- Datenverarbeitung und Telekommunikation (Sende- / Empfangsgeräte)

Die zu schützende Anlage oder das zu schützende Gerät muss man sich innerhalb eines Schutzraums vorstellen. An allen Schnittpunkten „Leitung – Schutzkreis“ sind SPDs (Überspannungsschutzeinrichtungen) zu installieren, die den Nenndaten des jeweiligen Stromkreises beziehungsweise der Schnittstelle des zu schützenden Geräts entsprechen. Damit ist der Bereich innerhalb des Schutzkreises so gesichert, dass leitungsgebundene Überspannungseinkopplungen nicht mehr möglich sind. Im Rahmen eines effizienten und umfassenden Schutzkonzepts gegen Überspannungen ist im ersten Schritt die Stromversorgung zu berücksichtigen. Die in diesem Bereich auftretenden energiereichen Überspannungen und Stoßströme verursachen Überschläge über Luft- und Kriechstrecken und durch die Isolation von spannungsführenden Teilen und Leitungen zur Erde. Betroffen sind alle elektrischen Betriebsmittel, von der zentralen Gebäudeeinspeisung bis zum elektrischen Verbraucher.

Die erforderlichen Maßnahmen zum Schutz der Stromversorgung von Anlagen und Geräten hängen von den Ergebnissen der Gefährdungsanalyse ab. Es sind drei Schutzstufen definiert (siehe Tab. 5/16) mit denen ein wirkungsvolles Schutzkonzept aufgebaut wird. Die SPDs für die einzelnen Stufen unterscheiden sich grundsätzlich durch die Höhe des Ableitvermögens (Stoßstromtragfähigkeit) und des Schutzpegels (maximal verbleibender Momentanwert der Überspannung) gemäß der Schutzstufenzugehörigkeit.

Für ein dreistufiges Konzept, bei dem alle SPDs an verschiedenen Einbauorten installiert werden, ergibt sich ein wie in [Abb. 5/25 Teil I](#)) dargestellter Aufbau.

Darüber hinaus gibt es dreistufige Schutzkonzepte mit Ableiterkombinationen ([Abb. 5/25 Teil II](#)), bei denen die Stufen 1 und 2 in einem Gerät zusammengefasst sind sowie ein zweistufiges Konzept ([Abb. 5/25 Teil III](#)) bei geringem Gefährdungspotential und nach gewissenhafter Prüfung und Beurteilung des Gefährdungspotenzials. Nach gewissenhafter Prüfung und Beurteilung des Gefährdungspotenzials für das Objekt kann gegebenenfalls auf die Installation eines Blitzstromableiters Typ 1 verzichtet werden.

Schutzstufe	Bezeichnung	SPD Typ	Schutzpegel	Üblicher Einbauort
1	Blitzstromableiter	1	4 kV	Hauptverteilung
2	Überspannungsableiter	2	2,5 kV	Unterverteilung
3	Geräteschutz	3	1,5 kV	vor dem Endgerät

Tab. 5/16: Schutzstufen für dreistufiges Überspannungsschutzkonzept

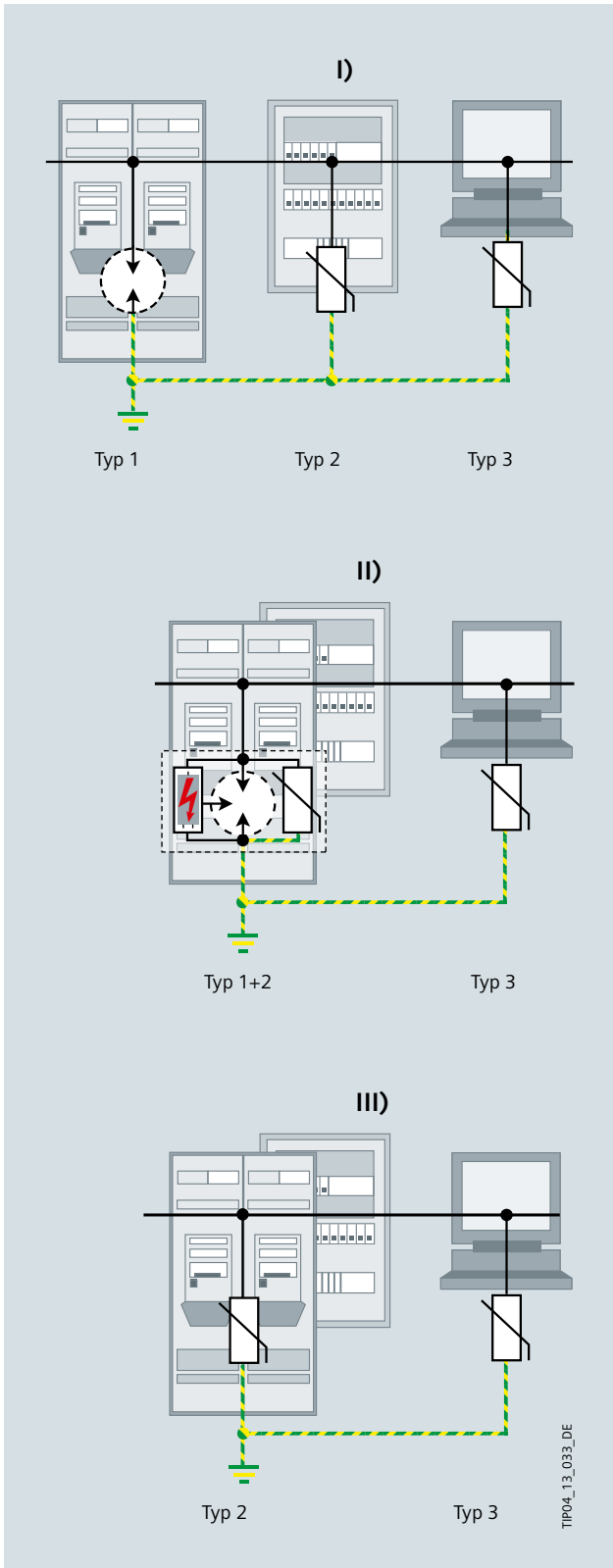
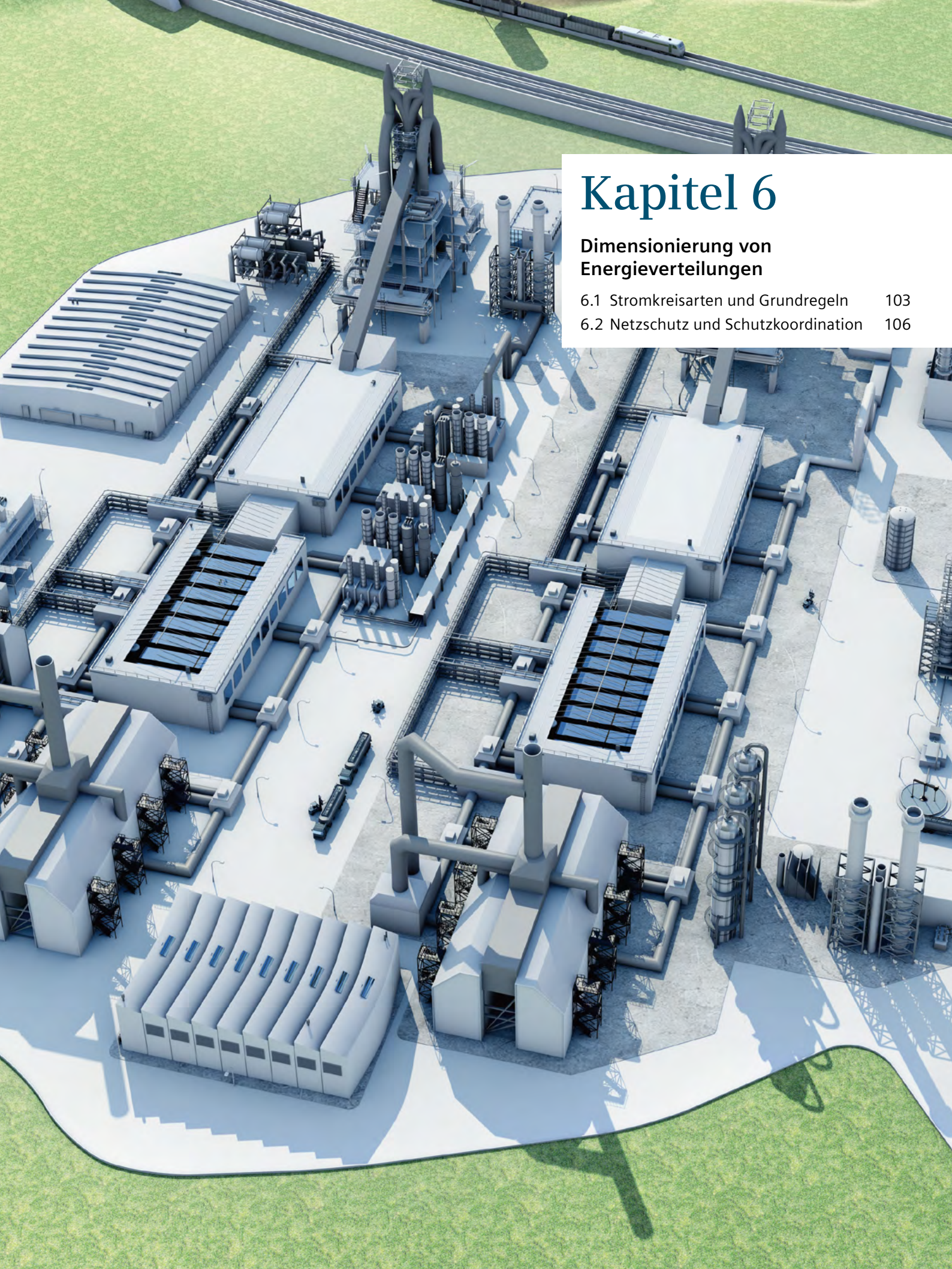


Abb. 5/25: Drei Schutzstufen mit unterschiedlichen Einbauorten in der Stromversorgung [zurück zu Seite 98](#)

Inhalt
Einleitung
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17



Kapitel 6

Dimensionierung von Energieverteilungen

6.1 Stromkreisarten und Grundregeln	103
6.2 Netzschutz und Schutzkoordination	106

6 Dimensionierung von Energieverteilungen

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17

Wenn das grundlegende Versorgungskonzept für eine elektrische Stromversorgungsanlage feststeht, ist eine Dimensionierung des elektrischen Netzes erforderlich. Unter Dimensionierung ist die Auslegung aller Betriebsmittel und Komponenten zu verstehen, die innerhalb des elektrischen Netzes zum Einsatz kommen sollen. Ziel der Dimensionierung ist es, für jeden einzelnen Stromkreis des elektrischen Netzes eine technisch zulässige Kombination aus Schalt-/Schutzgeräten und Verbindungsstrecke zu erhalten.

Grundregeln

Für die Stromkreisdimensionierung gelten prinzipiell die in Abb. 6/1 aufgeführten Grundregeln und Normen. Details dazu werden nachfolgend erläutert.

Stromkreisübergreifende Dimensionierung

Stimmt man die ausgewählten Netzkomponenten und Systeme aufeinander ab, lässt sich insgesamt eine wirtschaftliche Gesamtanlage konzipieren. Diese stromkreisübergreifende Abstimmung der Netzkomponenten aufeinander kann jedoch äußerst komplex sein, da nachträgliche Veränderungen an einer einzelnen Kompo-

nente, zum Beispiel einem Schalt-/Schutzgerät, Auswirkungen auf benachbarte, übergeordnete oder sämtliche nachgeordnete Netzabschnitte zur Folge haben können (hoher Prüfaufwand, hohes Planungsrisiko).

Prinzipielle Vorgehensweise bei der Dimensionierung

Je Stromkreis gehört zum Dimensionierungsvorgang die Auswahl von ein oder mehreren Schalt-/Schutzorganen, die am Anfang und/oder am Ende der Verbindungsstrecke zum Einsatz kommen sollen sowie die Auswahl der Verbindungsstrecke (Kabel/Leitungen oder Stromschienenverbindung) unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der zugehörigen Schalt-/Schutzgeräte. Speziell bei Einspeisestromkreisen kommt noch die Auslegung der Einspeisequellen hinzu.

Je nach Stromkreisart ergeben sich, wie im Folgenden gezeigt, unterschiedliche Dimensionierungsschwerpunkte. Das Schutzziel Überlast- und Kurzschlusschutz kann in Abhängigkeit vom Einbauort der Schutzeinrichtung erreicht werden. Zum Beispiel können Geräte, die am Ende einer Verbindungsstrecke zum Einsatz kommen, allenfalls den Überlastschutz für diese Strecke übernehmen, nicht jedoch den Kurzschlusschutz.

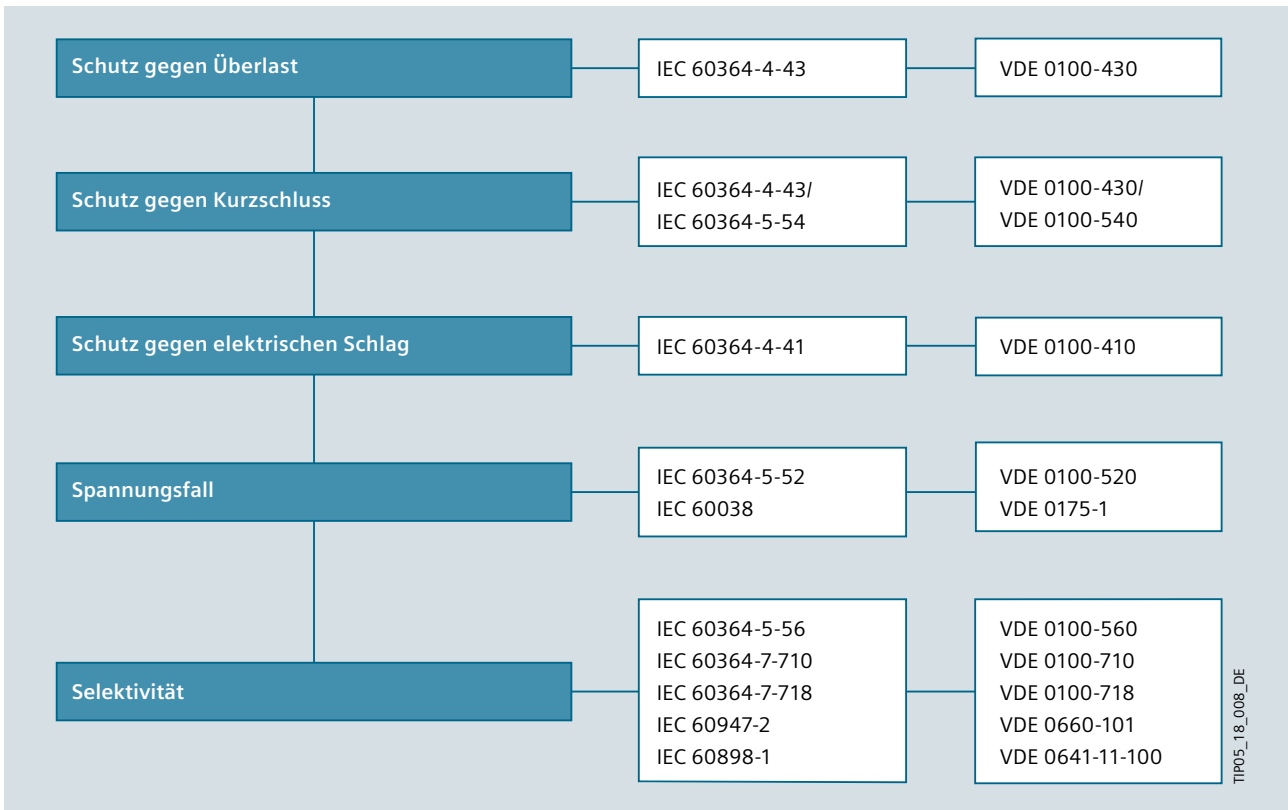


Abb. 6/1: Normen zur Auslegung von Schutzeinrichtungen und Trassierungen in Stromkreisen

TIP05_18_008_DE

6.1 Stromkreisarten und Grundregeln

Generell gelten die in Kap. 6.1 genannten Grundregeln und Normen zur Dimensionierung für alle Stromkreisarten. Darüber hinaus haben die jeweiligen Stromkreisarten (siehe Kap. 6.2) spezielle Anforderungen, die im Folgenden näher erläutert werden.

Einspeisestromkreise

An die Dimensionierung von Einspeisestromkreisen werden besonders hohe Anforderungen gestellt. Dies beginnt bereits mit der Auslegung der Einspeisequellen. Sie richtet sich nach den zu erwartenden maximalen Belastungsströmen für das Gesamtnetz, der gewünschten Reserveleistung sowie nach dem geforderten Grad an Versorgungssicherheit im Falle einer Störung (Überlastung/Kurzschluss).

Die Bestimmung der Lastverhältnisse im Gesamtnetz erfolgt über die Energiebilanzierung. Reserveleistung und Betriebssicherheit im Bereich der Einspeisung werden üblicherweise durch Aufbau entsprechender Redundanzen realisiert, zum Beispiel durch

- Vorhaltung von zusätzlichen Einspeisequellen (Transformator, Generator, USV-Anlage)
- Auslegung der Einspeisequellen nach dem Ausfallprinzip, n- oder (n-1)-Prinzip: Beim (n-1)-Prinzip sind zwei von drei Versorgungseinheiten prinzipiell in der Lage, bei Ausfall einer Stromversorgungsquelle die Gesamtlast des Netzes störungsfrei weiterzuversorgen (siehe auch Kap. 5)
- Auslegung der Einspeisequellen, die temporär im Überlastbereich gefahren werden können (zum Beispiel die Verwendung von belüfteten Transformatoren)

Die Dimensionierung aller weiteren Komponenten eines Einspeisestromkreises orientiert sich, unabhängig von den ermittelten Belastungsströmen, an den Nenndaten der Versorgungsquellen, den vorgesehenen Netzbetriebsarten sowie an den damit verbundenen Schaltzuständen im Bereich der Einspeisung.

Die Schalt-/Schutzgeräte und Verbindungsstrecken müssen grundsätzlich so gewählt werden, dass das geplante Leistungsmaximum übertragbar ist. Des Weiteren müssen je nach Schaltzuständen die unterschiedlichen minimalen und maximalen Kurzschlussstromverhältnisse im Bereich der Einspeisung bestimmt werden. Bei der Auslegung der Verbindungsstrecken (Kabel oder Schienenverteilersystem) sind je nach Anzahl der parallel verlegten Systeme und der Verlegeart entsprechende Reduktionsfaktoren zu berücksichtigen.

Bei der Auslegung der Geräte ist besonderes Augenmerk auf das Bemessungskurzschlussausschaltvermögen zu richten. Ebenso ist auf die Wahl des geeigneten Schaltgeräts zu achten (zum Beispiel offener oder kompakter Leistungsschalter) mit einer hochwertigen, flexibel einstellbaren Auslöseeinheit (Tripping Unit), da dies eine wichtige Grundlage zur Erlangung bestmöglicher Selektivität zu allen vor- und nachgeordneten Geräten ist.

Verteilerstromkreis

Die Dimensionierung der Kabelstrecken und der Geräte richtet sich nach den zu erwartenden maximalen Belastungsströmen, die über diese Verteilebene fließen können. In der Regel gilt:

$$I_{B\max} = \Sigma (\text{installierte Verbraucherleistung} \cdot \text{Gleichzeitigkeitsfaktor})$$

Schalt-/Schutzgerät und Verbindungsstrecke sind in Bezug auf Überlast- und Kurzschlusschutz aufeinander abzustimmen. Für die Gewährleistung des Überlastschutzes ist unter anderem auf die normierten Prüfströme des eingesetzten Geräts zu achten. Eine Überprüfung allein auf Basis des Gerätenennstroms oder des Einstellwerts I_r ist nicht ausreichend.

Folgende Grundregeln zur Gewährleistung des Überlastschutzes sind zu beachten:

Bemessungsstromregel

Nicht einstellbare Schutzeinrichtungen

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

Der Nennstrom I_n des gewählten Geräts muss sich zwischen dem ermittelten maximalen Belastungsstrom I_B und dem maximal zulässigen Belastungsstrom I_z des gewählten Übertragungsmediums (Kabel oder Schienenverteilersystem) bewegen.

Einstellbare Schutzeinrichtungen

$$I_B \leq I_r \leq I_z$$

Der Einstellwert des Überlastauslösers I_r des gewählten Geräts muss sich zwischen dem ermittelten maximalen Belastungsstrom I_B und dem maximal zulässigen Belastungsstrom I_z des gewählten Übertragungsmediums bewegen.

Auslösestromregel

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Der maximal zulässige Belastungsstrom I_z des gewählten Übertragungsmediums muss über dem Prüfstrom $I_2/1,45$ des gewählten Geräts liegen. Der große Prüfstrom I_2 ist normiert und variiert je nach Typ und Charakteristik der verwendeten Schutzeinrichtung.

Für die Gewährleistung des Kurzschlusschutzes sind folgende Grundregeln zu beachten:

Kurzschlussenergie

$$K^2 S^2 \geq I^2 t$$

(K = Materialbeiwert; S = Querschnitt)

Die Energie, die bei Auftreten eines Kurzschlusses bis zur automatischen Abschaltung frei wird, muss zu jedem Zeitpunkt kleiner sein als die Energie, die das Übertragungsmedium maximal führen kann, bevor es zu

irreparablen Schäden kommt. Laut IEC 60364-4-43 (VDE 0100-430) gilt diese Grundregel im Zeitbereich bis maximal 5 s. Unter 100 ms Kurzschlussabschaltzeit muss die Durchlassenergie des Schutzgeräts (laut Angaben des Geräteherstellers) berücksichtigt werden.

Beim Einsatz von Geräten mit Auslöseeinheit ist die Einhaltung dieser Grundregel über den gesamten Geräte-kennlinienverlauf zu überprüfen. Eine alleinige Überprüfung im Bereich des maximalen Kurzschlussstroms (I_{kmax}) ist vor allem bei Verwendung von zeitverzögerten Auslösern nicht immer ausreichend.

Kurzschlusszeit

$$t_a (I_{kmin}) \leq 5 \text{ s}$$

Die resultierende Abschaltzeit der gewählten Schutzeinrichtung muss den berechneten kleinsten Kurzschlussstrom I_{kmin} am Ende der Übertragungs- beziehungsweise Schutzstrecke in spätestens 5 s automatisch abschalten können. Überlast- und Kurzschlusschutz müssen dabei nicht zwangsläufig von ein und demselben Gerät wahr-

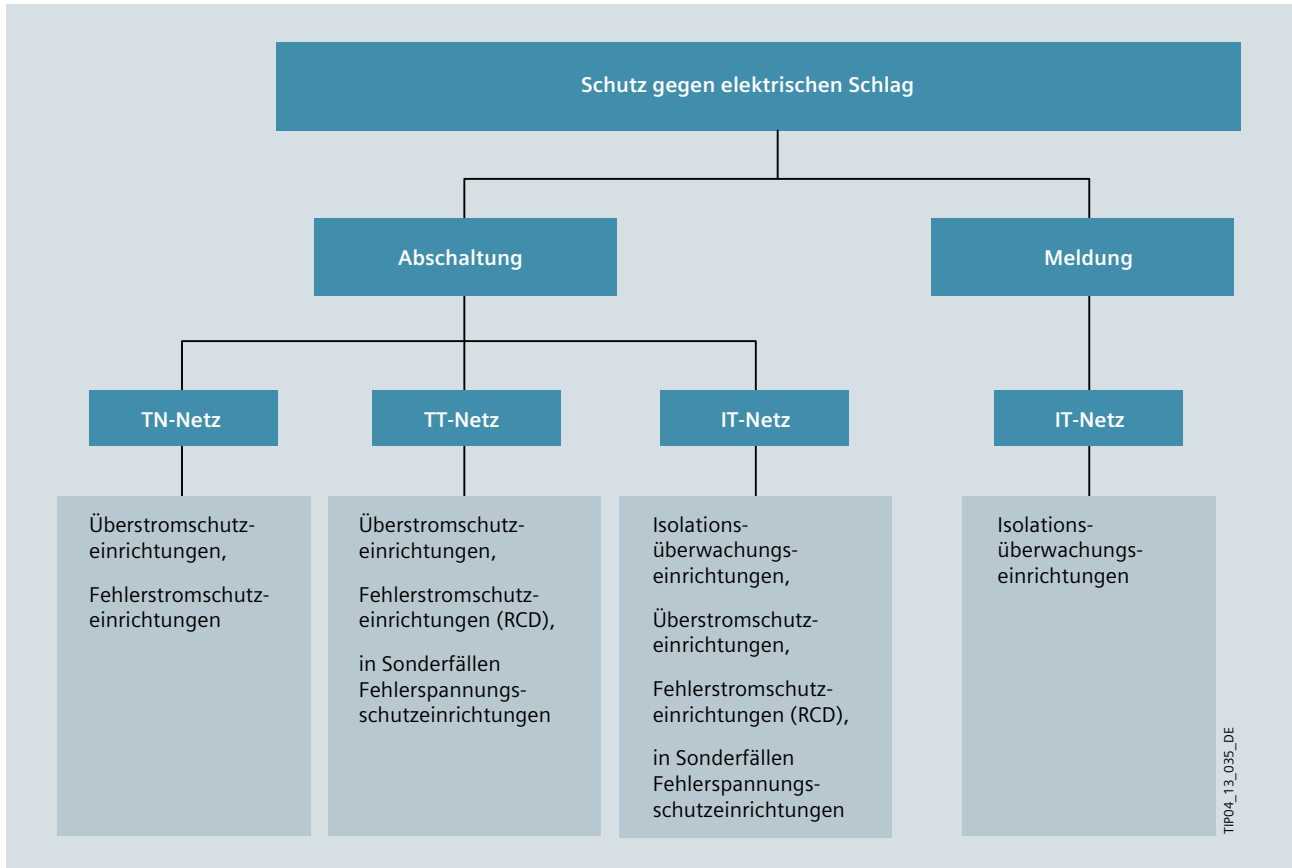


Abb. 6/2: Abhängigkeit des Personenschutzes von den Netzsystemen

genommen werden. Die beiden Schutzziele können bei Bedarf auch von einer Gerätekombination übernommen werden. Auch der Einsatz von separaten Schalt-/Schutzgeräten, die jeweils am Anfang und am Ende einer Kabelstrecke zum Einsatz kommen, ist denkbar. Geräte, die am Ende einer Kabelstrecke eingesetzt werden, können für diese Verbindungsstrecke generell nur den Überlastschutz übernehmen.

Endstromkreise

Das Verfahren zur Koordination von Überlast- und Kurzschlusschutz ist für Verteiler- und Endstromkreise prinzipiell identisch. Neben dem Überlast- und dem Kurzschlusschutz ist auch die Einhaltung des Personenschutzes für alle Stromkreise von Bedeutung.

Zulässiger Spannungsfall

Bei der Bemessung der Kabel ist der für die Verbraucher maximal zulässige Spannungsfall zu berücksichtigen. Über die Kette Spannungsfall – Kabeldurchmesser – Biegeradien – Raumbedarf werden auch die bei der Planung zu beachtende Raumgröße und die Kosten beeinflusst.

Schutz gegen elektrischen Schlag

$$t_a(I_{k1 \min}) \leq t_{a \text{ zul}}$$

Bei Auftreten eines 1-poligen Fehlers gegen Erde ($I_{k1 \min}$) muss die resultierende Abschaltzeit t_a der gewählten Schutzeinrichtung kleiner sein als die maximal zulässige Abschaltzeit $t_{a \text{ zul}}$, die laut IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410) zur Einhaltung des Personenschutzes für diesen Stromkreis gefordert wird. Da die geforderte maximale Abschaltzeit je nach Nennspannung des Netzes und nach Nennstrom des Schutzorgans. Alternativ kann dieses Schutzziel auch durch Einhaltung einer maximalen Berührungsspannung erreicht werden. Abhängig vom Netzsystem ist der vorgegebene Schutz wie in [Abb. 6/2](#) aufzubauen.

Da Endstromkreise häufig von langen Zuleitungen geprägt sind, wird ihre Dimensionierung entsprechend stark vom maximal zulässigen Spannungsfall beeinflusst. In Bezug auf die einzusetzenden Schalt-/Schutzgeräte ist darauf zu achten, dass lange Verbindungsstrecken zu hohen Impedanzen führen und so eine starke Dämpfung der berechneten Kurzschlussströme mit sich bringen.

Je nach Netzbetriebsfahrweise (Kupplung offen, Kupplung zu) und Einspeisemedium (Transformator oder Generator) müssen die Schutzeinrichtungen und deren Schutzeinstellung für den ungünstigsten Fall in Bezug auf die Kurzschlussströme ausgerichtet werden. Im

Gegensatz zu Einspeise- oder Verteilerstromkreisen, bei denen auf die Wahl einer hochwertigen Auslöseeinheit großer Wert gelegt wird, genügt für Endstromkreise prinzipiell der Einsatz einer Auslöseeinheit mit LI-Charakteristik für den Überlast- und den unverzögerten Kurzschlusschutz (siehe Kap. 6.2.2).

Zusammenfassung

Der Dimensionierungsvorgang ist vom Prinzip her leicht verständlich und mit einfachen Mitteln durchführbar. Die Komplexität liegt in der Beschaffung der technischen Daten der erforderlichen Produkte und Systeme, die einerseits in verschiedenen Normen und Vorschriften vorgegeben und andererseits in verschiedenen Produktkatalogen zu finden sind.

Ein weiterer Aspekt liegt in der wechselseitigen Beeinflussung von Dimensionierung und Netzberechnung (Kurzschluss), zum Beispiel beim Einsatz von Geräten, die den Kurzschlussstrom begrenzen. Die Komplexität wird zudem durch die länderabhängig verschiedenen Normen, Regelungen und Errichtergewohnheiten für die beiden Auslegungsbereiche gesteigert. Aus Gründen der Risikominimierung und der Zeitersparnis verwenden etliche Planungs- und Ingenieurbüros zur Durchführung von Dimensionierungs- und Überprüfungsverfahren in elektrischen Netzen generell technisch hochwertige Berechnungsprogramme wie SIMARIS design.

6.2 Netzschutz und Schutzkoordination

Der Netzschutz hat die Aufgabe, Fehler zu erfassen und gestörte Teile des Netzes selektiv aus dem Netz herauszutrennen. Er soll dabei durch kurze Abschaltzeiten die Fehlerenergie begrenzen und die Auswirkung von Störlichtbögen klein halten.

Hohe Leistungsdichte, große Einzelleistungen und relativ kurze Entfernungen in Industrie- und Infrastrukturnetzen bedingen eine enge Verknüpfung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Ereignisse und Vorgänge im Niederspannungsnetz (Kurzschluss, Anlaufstrom) wirken sich auch auf das Mittelspannungsnetz aus. Umgekehrt hat der Schaltzustand des Mittelspannungsnetzes Einfluss auf die Selektivitätskriterien im unterlagerten Netz. Netz- und Schutzgestaltung sind deshalb im gesamten Verteilungssystem aufeinander abzustimmen und die Schutzfunktionen zu koordinieren.

6.2.1 Begriffe

Der Schutz elektrischer Anlagen in einem Netz erfolgt entweder durch die den Anlagenteilen zugeordneten Schutzgeräte oder durch Kombinationen derselben.

Reserveschutz

Bei Versagen eines Schutzgeräts muss das übergeordnete Gerät den Schutz übernehmen.

Backup-Schutz

Tritt an einer Stelle des Netzes eine Kurzschlussstrombelastung auf, die höher ist als das Bemessungseinschaltvermögen des eingesetzten Schutzgeräts sowie die Kurzschlussfestigkeit aller nachgeordneten Anlagenteile, so muss der Backup-Schutz durch ein vorgeordnetes strombegrenzendes Schutzgerät sichergestellt werden.

Bemessungskurzschlussausschaltvermögen

Das Bemessungskurzschlussausschaltvermögen ist der Maximalwert des Kurzschlussstroms, den das Schutzgerät vorschriftsmäßig abschalten kann. Bis zu diesem Wert darf das Schutzgerät auch in einem Netz eingesetzt werden.

Selektivität

Selektivität wird zunehmend pauschal in Ausschreibungen gefordert. Zumeist wird damit eine Anforderung an zwei oder mehr Überstromschutzeinrichtungen gekennzeichnet, die in der Norm IEC 60947-1 (VDE 0660-100) als Überstromselektivität definiert ist. Wegen der Komplexität dieses Themas sind oft nur ungenügende Informationen zur Auswahl und Anwendung der selektiv einzusetzenden Schutzgeräte zu finden. Sowohl die Anforderungen in Bezug auf Voll- oder Teillektivität als auch die Auswirkungen in den Energieverteilungsnetzen sollten je nach Norm, Branche, Land, Netzform beziehungsweise Netzstruktur mit den jeweiligen Netzplannern, -errichtern und -betreibern vorab geklärt werden. Zu beachten ist auch die Gesamtvernetzung auf Basis der fünf Regeln der Stromkreisdimensionierung (siehe Abb. 6/1).

Bei zwei in Reihe geschalteten Schutzgeräten besteht volle Selektivität, wenn im Fehlerfall nur das unmittelbar vor dem Fehlerfall befindliche Schutzgerät abschaltet.

Zwei Arten von Selektivität werden unterschieden:

- Teillektivität nach IEC 60947-2 (VDE 660-101): Überstromselektivität von zwei Überstromschutzeinrichtungen in Reihe, wobei bis zu einem gegebenen Überstromwert die Schutzeinrichtung auf der Lastseite den Schutz übernimmt, ohne dass die andere Schutzeinrichtung wirksam wird
- Volle Selektivität nach IEC 60947-2 (VDE 660-101): Überstromselektivität von zwei Überstromschutzeinrichtungen in Reihe, wobei die Schutzeinrichtung auf der Lastseite den Schutz übernimmt, ohne dass die andere Schutzeinrichtung wirksam wird

Hinweis: Volle Selektivität bezieht sich immer auf den maximalen an der Einbaustelle auftretenden Kurzschlussstrom I_{kmax}

6.2.2 Hauptmerkmale der Schutzeinrichtungen

Für eine Beschreibung des Netzschutzes soll zunächst eine kurze Beschreibung der Schutzgeräte erfolgen. In Kap. 6.2.3 wird detailliert auf Auswahlkriterien eingegangen.

Mittelspannungsseitige Schutzgeräte

- **HH-Sicherungen (IEC 60282-1; VDE 0670-4)**
Strombegrenzende HH-Sicherungen können nur als Kurzschlusschutz eingesetzt werden. Sie haben keine Überlastschutzfunktion. Es ist deshalb ein Mindestkurzschlussstrom für einwandfreies Auslösen erforderlich. HH-Sicherungen begrenzen den Stoßkurzschlussstrom. Die Schutzkennlinie ist durch die Auswahl des Bemessungsstroms gegeben (Abb. 6/3)
- **Mittelspannungs-Leistungsschalter (IEC 62271-100; VDE 0671-100)**
Leistungsschalter erhalten eine Schutzfunktion durch Schutzeinrichtungen wie Überstromzeitschutz (stromunabhängig oder stromabhängig), Überstromzeitschutz mit zusätzlicher Richtungsfunktion oder Differentialschutz. Distanzschutz wird aufgrund der geringen Netzausdehnung bislang kaum in den Netzen der Infrastruktur und Industrie eingesetzt
- **Sekundärrelais**
Für Schutzeinrichtungen im Mittelspannungsnetz werden Sekundärrelais verwendet, deren Schutzkennlinie auch durch die Stromwandlerübersetzung bestimmt wird. In zunehmendem Maße werden statische digitale Schutzeinrichtungen bevorzugt

Niederspannungsseitige Schutzgeräte

- **NH-Sicherungen (IEC 60269-1; VDE 0636-1)**
NH-Sicherungen haben ein hohes Kurzschlussauslöschvermögen und begrenzen durch ihr schnelles Abschmelzen den Kurzschlussstrom sehr stark. Die Schutzkennlinie ist durch die Auswahl der Betriebsklasse der NH-Sicherung – zum Beispiel Ganzbereichssicherung als Überlast- und Kurzschlusschutz oder Teilbereichssicherung nur als Kurzschlusschutz – und des Bemessungsstroms gegeben (Abb. 6/4)
- **Niederspannungs-Leistungsschalter (IEC 60947-2; VDE 0660-101)**
Leistungsschalter für Energieverteilungsanlagen unterscheiden sich im Wesentlichen in:
 - Bauart (offene oder kompakte Bauform)
 - Einbauart (Festeinbau, steckbar, Einschub)
 - Bemessungsstrom (maximaler Nennstrom des Schalters)

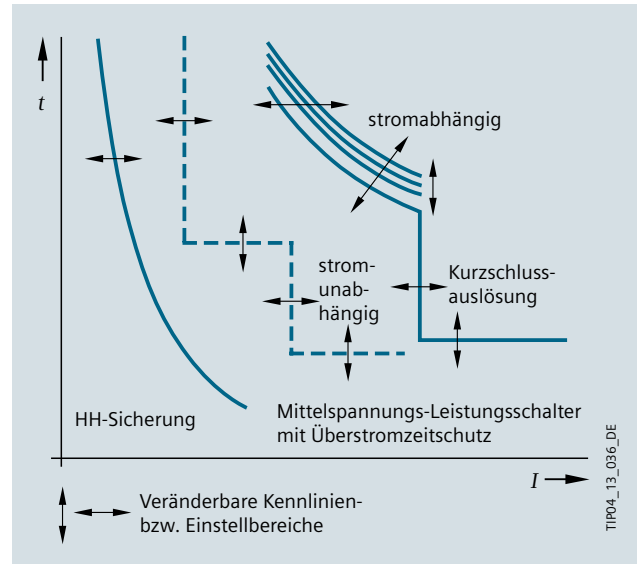


Abb. 6/3: Schutzkennlinie von HH-Sicherung und mittelspannungsseitigem Überstromzeitschutz

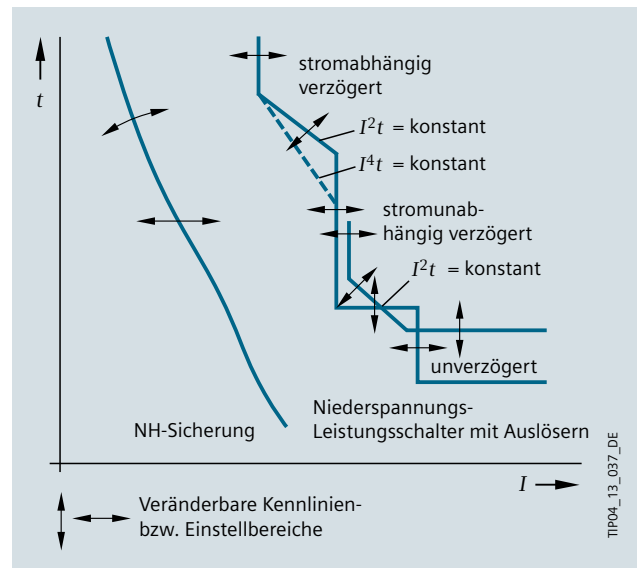


Abb. 6/4: Schutzkennlinie von NH-Sicherung und Niederspannungs-Leistungsschalter mit Auslösern

- Strombegrenzung (strombegrenzend – MCCB, en: molded case circuit breaker – oder nicht strombegrenzend – ACB, en: air circuit breaker)
- Schutzfunktionen (siehe Auslöser)
- Kommunikationsfähigkeit (Fähigkeit der Datenübertragung aus dem und in den Schalter)
- Gebrauchskategorie (A oder B, siehe IEC 60947-2; VDE 0660-101)

Auslöser/Schutzfunktion

Die Schutzfunktion des Leistungsschalters im Energieverteilungsnetz wird durch die Wahl des entsprechenden Auslösers bestimmt (siehe Abb. 6/5). Die Auslöser werden unterschieden in thermomagnetische Auslöser (TMTU; früher auch als elektromechanische Auslöser bezeichnet) und elektronische Auslöser (ETU, en: electronic tripping unit).

Überlastschutz

Bezeichnung: L (LT, en: long time delay, de: Langzeitverzögerung); früher a-Auslöser. Stromabhängig verzögerte Überlastauslöser werden je nach Auslösertyp mit optionalen Kennlinien angeboten

- Neutralleiterschutz

Bezeichnung N (neutral)

Stromabhängig verzögerte Überlastauslöser für den Neutralleiter werden mit der Abhängigkeit 50 und 100 % des Überlastauslösers angeboten

- Kurzschlusschutz, unverzögert

Bezeichnung: I (INST, en: instantaneous); früher n-Auslöser
Je nach Applikation können I-Auslöser sowohl mit festem oder einstellbarem Auslöserstrom I_f als auch mit abschaltbarer oder nicht-abschaltbarer Funktion genutzt werden

- Kurzschlusschutz, verzögert

Bezeichnung: S (ST, en: short time delay, de: Kurzzeitverzögerung); früher z-Auslöser

Für eine zeitliche Anpassung von Schutzfunktionen in Reihe. Neben den Standardkennlinien und Einstellungen werden auch optionale Funktionen für bestimmte Applikationen angeboten:

- Stromunabhängige Überstromauslöser

Bei dieser „Standard-S-Funktion“ wird die gewünschte Verzögerungszeit (t_{sd}) ab einem eingestellten Stromwert (Schwellwert I_{sd}) definiert eingestellt (definierte Zeit; en: definite time; ähnlich der Funktion „Unabhängiger Maximalstromzeitschutz (UMZ)“ in der Mittelspannung)

- Stromabhängiger Überstromauslöser

Bei dieser optionalen S-Funktion ist das Produkt I^2t immer konstant. Diese Funktion wird im Allgemeinen zur Verbesserung des Selektivitätsverhaltens eingesetzt (en: inverse time; ähnlich der Funktion „Abhängiger Maximalstromzeitschutz (AMZ)“ in der Mittelspannung)

- Erdschlusschutz

Bezeichnung: G (GF, en: ground fault); früher g-Auslöser
Neben der Standardfunktion (stromunabhängig) wird auch hier eine optionale Funktion (I^2t = stromabhängige Verzögerung) angeboten

- Fehlerstromschutz

Bezeichnung: RCD (en: residual current device); früher auch DI (Differenzstromschutzschalter) zur Erfassung von Differenzfehlerströmen bis 3 A, ähnlich der FI-Funktion zum Personenschutz (bis 500 mA)

Elektronische Auslöser bieten darüber hinaus zusätzliche Auslösekriterien, welche mit elektromechanischen Auslösern nicht realisierbar sind.

Schutzkennlinien

Die Schutzkennlinie ist durch den Schalterbemessungsstrom sowie die Einstell- und Ansprechwerte der Auslöser gegeben.

- Niederspannungs-Leitungsschutzschalter (MCB, en: miniature circuit breaker nach IEC 60898-1; VDE 0641-11-100) Leitungsschutzschalter können nach ihrer Arbeitsweise unterschieden werden:
 - Stark strombegrenzend
 - Schwach strombegrenzend

Die Schutzfunktionen werden durch elektromechanische Auslöser bestimmt:

- Überlastschutz durch stromabhängig verzögerte Überlastauslöser, zum Beispiel Bimetallauslöser
- Kurzschlusschutz durch unverzögerte Überstromauslöser, zum Beispiel Magnetauslöser
- Niederspannungs-Schutzgerätekombinationen
In Energierichtung können bei den nacheinander geschalteten Verteilern folgende Schutzgeräte in Reihe liegen:
 - Sicherung mit nachgeordneter Sicherung
 - Leistungsschalter mit nachgeordnetem Leitungsschutzschalter
 - Leistungsschalter mit nachgeordneter Sicherung
 - Sicherung mit nachgeordnetem Leistungsschalter
 - Sicherung mit nachgeordnetem Leitungsschutzschalter
 - mehrere parallele Einspeisungen (mit oder ohne Kupplungen) mit nachgeordnetem Leistungsschalter oder nachgeordneter Sicherung

Bei vermaschten Niederspannungsnetzen ist die Stromselektivität zu überprüfen. Bei den in das Niederspannungsnetz einspeisenden Transformatoren sind der ober- und unterspannungsseitige Schutz aufeinander sowie auf den weiteren Schutz des unterlagerten Netzes abzustimmen. Die Auswirkungen auf das überlagerte Mittelspannungsnetz müssen überprüft werden.

Im Mittelspannungsnetz sind HH-Sicherungen in der Regel nur vor den Transformatoren der Niederspannungseinspeisung vorhanden. Bei den vorgeordneten Leistungsschaltern liegen meist nur Überstromzeitschutzeinrichtungen mit unterschiedlicher Charakteristik in Reihe. Differentialschutz beeinflusst nicht oder nur gering die Staffelung der weiteren Schutzeinrichtungen.

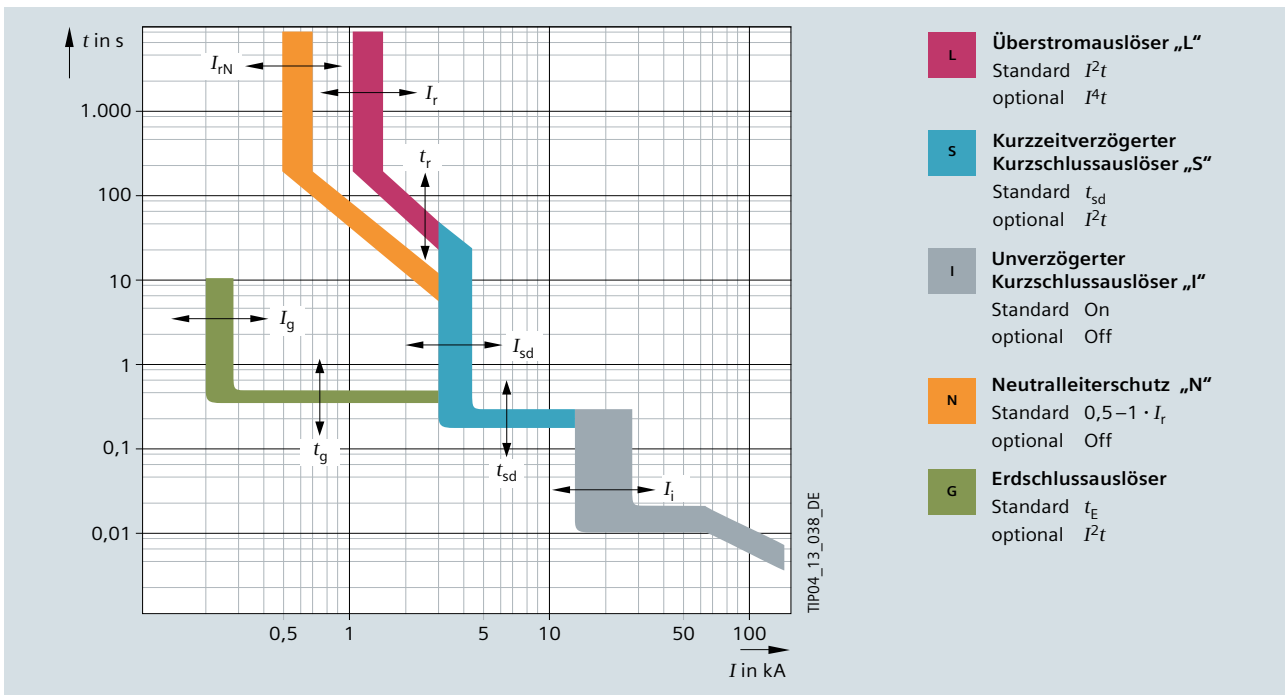


Abb. 6/5: Varianten der Auslösekennlinien

zurück zu Seite 108

Bei der Verwendung eines Dimensionierungstools für die Netzauslegung wie SIMARIS design können die Strom-Zeit-Diagramme für die Schaltgeräte am PC-Bildschirm grafisch wiedergegeben werden. Zusätzlich können in SIMARIS design die Auslöser-Kenndaten für Leistungsschalter interaktiv angepasst werden. Diese Änderungen werden unmittelbar im Diagramm umgesetzt.

6.2.3 Selektivitätskriterien

- Neben den primären Einsatzkriterien eines Schutzgerätes – Bemessungsstrom und Bemessungsschaltvermögen – ist die Selektivität ein wesentliches Kriterium für eine optimale Versorgungssicherheit. Die selektive Arbeitsweise der in Reihe liegenden Schutzgeräte wird durch folgende Kriterien bestimmt:
- nur der Zeitunterschied der Abschaltung (Zeitstaffelung)
- nur der Stromunterschied der Ansprechwerte (Stromstaffelung)
- die Kombination aus Zeit- und Stromstaffelung (stromabhängige Zeitstaffelung)

Darüber hinaus werden Leistungsrichtung (Richtungsschutz), Impedanz (Distanzschutz) und Stromdifferenz (Differentialschutz) eingesetzt.

Voraussetzungen für selektives Verhalten der Schutzgeräte

Selektivität lässt sich nur erreichen, wenn bei der Projektierung sowohl die höchsten ($I_{k\max}$) als auch die niedrigsten ($I_{k\min}$) Kurzschlussströme für die markanten Netzpunkte bekannt sind. Daraus ergibt sich:

- Der höchste auftretende Kurzschlussstrom entscheidet über das erforderliche Bemessungskurzschlusschaltvermögen des Leistungsschalters. Kriterium: I_{cu} beziehungsweise $I_{cs} > I_{k\max}$
- Der niedrigste auftretende Kurzschlussstrom ist für die Einstellung des Kurzschlussauslösers wichtig; der Ansprechwert dieses Auslösers muss niedriger sein als der kleinste auftretende Kurzschlussstrom am Ende der zu schützenden Strecke. Nur bei dieser Einstellung von I_{sd} beziehungsweise I_i kann gewährleistet werden, dass der Überstromauslöser seine Personen- und Anlagenschutzfunktion erfüllen kann

Achtung: Bei diesen Einstellungen sind die zulässigen Einstelltoleranzen von $\pm 20\%$ beziehungsweise die Toleranzangaben der Hersteller zu beachten!

Im Allgemeinen wird gefordert:

I_{sd} beziehungsweise $I_i \leq I_{k\min} - 20\%$

- Die Forderung nach Einhaltung der Auslösebedingungen bestimmt die maximalen Leitungslängen oder -querschnitte

- Selektive Stromstaffelung lässt sich nur mit Kenntnis der Kurzschlussströme erreichen
- Eine Teilselektivität über die Stromstaffelung hinaus lässt sich auch durch aufeinander abgestimmte Schutzgerätekombinationen erreichen
- Grundsätzlich kann der höchste auftretende Kurzschlussstrom sowohl der 3-polige als auch der 1-polige sein
- Im Bereich der Einspeisung ins Niederspannungsnetz wird der 1-polige Fehlerstrom größer als der 3-polige, wenn Transformatoren mit der Schaltgruppe Dy im Einsatz sind.
- Der 1-polige Kurzschlussstrom wird dann zum kleinsten auftretenden Fehlerstrom, wenn die dämpfende Nullimpedanz der Niederspannungskabel wirksam wird.

Da das Selektivitätsverhalten von Schalt- und Schutzgeräten verschiedener Hersteller in einer Anlage nicht bekannt ist, sollten beim Planungskriterium „Selektivität“ durchgängig Produkte eines Herstellers verbaut werden. Für größere Anlagen ist es empfehlenswert, alle Kurzschlussströme über eine Software zu ermitteln. Hierfür bietet die Dimensionierungs- und Berechnungssoftware SIMARIS design optimale Voraussetzungen.

Staffeln der Ansprechströme bei Anwendung der Zeitstaffelung

In die Anwendung der Zeitstaffelung wird auch die Staffelung der Ansprechströme mit einbezogen. Das heißt, dass der Ansprechwert des Überstromauslösers des vorgeordneten Leistungsschalters im Allgemeinen mindestens um den Faktor 1,5 höher eingestellt werden muss als der des nachgeordneten. Hierdurch wird die Toleranz der Ansprechströme von unabhängig verzögerten Überstromauslösern S ($\pm 20\%$) ausgeglichen. Gibt der Hersteller kleinere Toleranzen an, verringert sich entsprechend der Faktor.

Zur Überprüfung und visuellen Darstellung der Selektivität empfiehlt es sich, die Auslösekennlinie der gestaffelten Schutzgeräte mit ihren Toleranzbändern einschließlich der Schaltereigenzeiten in ein Strom-Zeit-Diagramm einzutragen.

6.2.4 Anfertigen von Strom-Zeit-Diagrammen (Staffeldiagrammen)

Beim Eintragen der Auslösekennlinien in ein Doppel-Logarithmenpapier ist zu beachten:

- Die Auslösekennlinien dürfen sich weder überschneiden noch berühren, um Selektivität zu erzielen
- Bei elektronischen stromabhängig verzögerten Überstromauslösern (L) gibt es nur eine Auslösekennlinie, denn sie wird vom Vorbelastungszustand

nicht beeinflusst. Die gewählte Kennlinie muss daher für den betriebswarmen Motor oder Transformator geeignet sein

- Bei mechanischen stromabhängig (thermisch) verzögerten Überlastauslösern (L) gelten die in den Herstellerkatalogen dargestellten Kennlinien für den kalten Zustand. Im betriebswarmen Zustand verringern sich die Öffnungszeiten bis auf 25 %

Toleranzen der Auslösekennlinien

- Die in den Herstellerkatalogen enthaltenen Auslösekennlinien der Leistungsschalter stellen meist nur Mittelwerte dar und sind um die Toleranzen zu ergänzen
- Bei Überstromauslösern – unverzögerte Auslöser (I) und verzögerte Auslöser (S) – darf die Toleranz der Auslösestromwerte $\pm 20\%$ betragen (nach IEC 60947-2; VDE 0660-101)

Maßgebende Auslösezeiten

Zur besseren Übersicht wird für Leistungsschalter mit stromunabhängig verzögerten Überstromauslösern (S) nur die Verzögerungszeit t_{sd} und mit unverzögerten Überstromauslösern (I) die Öffnungszeit t_g eingetragen.

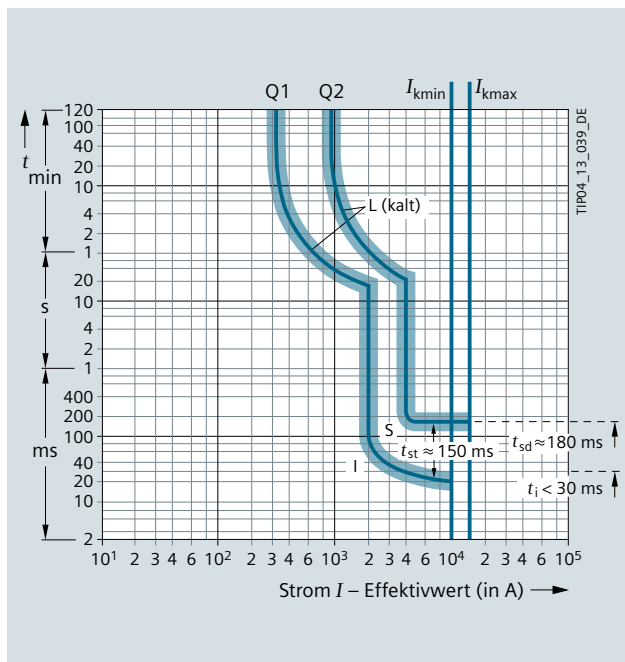


Abb. 6/6: Beispiel eines Staffeldiagramms mit Auslösekennlinien von zwei Schaltern Q1 und Q2

[zurück zu Seite 111](#)

Wie staffeln?

Verzögerungszeiten und Ansprechströme werden entgegen der Energierichtung gestaffelt, beginnend beim Endstromkreis:

- Ohne Sicherungen beim Verbraucherschalter mit dem größten Einstellstrom des Überstromauslösers
- Mit Sicherungen beim Sicherungsabzweig an der Sammelschiene mit dem größten Bemessungsstrom des Sicherungseinsatzes

Wenn sich bei Sicherungseinsätzen mit großen Bemessungsströmen keine Selektivität zum stromunabhängig verzögerten Überstromauslöser (S) des Transformator-Einspeiseschalters ergibt oder nur bei sehr langen Verzögerungszeiten ($t_{sd} = 400$ bis 500 ms) herzustellen ist, dann werden anstelle der Sicherungen Leistungsschalter eingesetzt. Außerdem werden Leistungsschalter eingesetzt, wenn eine hohe Anlagenverfügbarkeit gewünscht wird, da Störungen schneller zu beheben sind und die Auslöser von Leistungsschaltern keiner Alterung unterliegen.

Bei Betrachtung der Selektivitätsverhältnisse über zwei oder mehr Spannungsebenen (zum Beispiel beim Schutz von Transformatoren) werden alle Ströme und Auslösekennlinien der Oberspannungsseite unter Berücksichtigung des Transformatorübersetzungsverhältnisses auf die Niederspannungsseite umgerechnet und übertragen.

Arbeitshilfen zur Anfertigung von Staffeldiagrammen

- Vordrucke mit Stromwertepaaren bei gebräuchlichen Spannungen, zum Beispiel für 20/0,4 kV, 10/0,4 kV, 13,8/0,4 kV
- Schablonen zur Darstellung der Auslösekennlinien

Abb. 6/6 zeigt ein typisches Staffeldiagramm, das auch von Hand erstellt werden könnte, mit Auslösekennlinien von zwei in Reihe geschalteten Leistungsschaltern unter Berücksichtigung von Toleranzen. Das Anfertigen der Staffeldiagramme von Hand ist nicht mehr notwendig bei Verwendung der Planungssoftware SIMARIS design.

Mittelspannungsseitige Zeitstaffelung

Kommando- und Staffelzeit

Mittelspannungsseitig ist beim Bestimmen der Staffelzeit t_{st} zu beachten, dass nach Anregung des Schutzgeräts die eingestellte Zeit abläuft, bevor dieses den Auslösebefehl an den Arbeits- oder Ruhestromauslöser des Leistungsschalters gibt (Kommandozeit t_k). Der Auslöser leitet die Unterbrechung der Leistungsschalter ein. Der Kurzschlussstrom ist nach Erlöschen des Lichtbogens unterbrochen. Erst dann kehrt der Schutz in die Ruhe- beziehungsweise Ausgangslage zurück (Rückfallzeit) (Abb. 6/7).

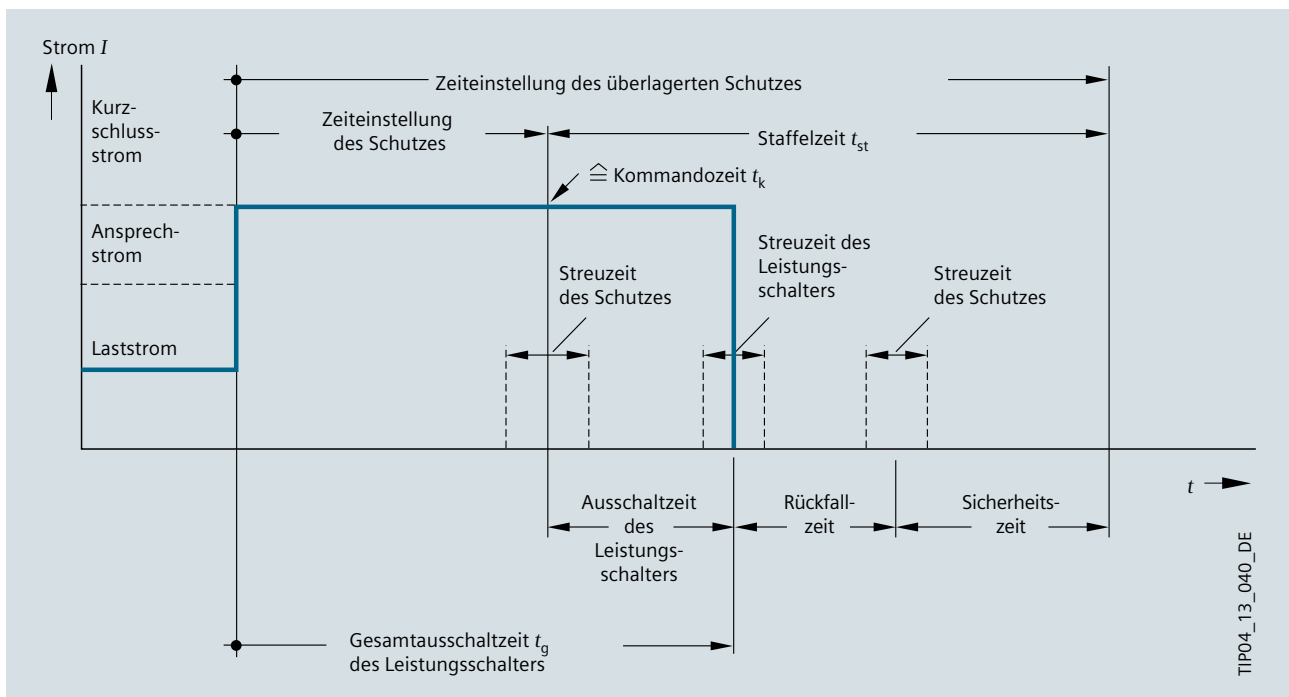


Abb. 6/7: Zeitstaffelung in Mittelspannungsanlagen

Die Staffelzeit t_{st} zwischen aufeinanderfolgenden Schutzgeräten muss größer sein als die Summe aus der Gesamtausschaltzeit t_g des Schalters und der Rückfallzeit des Schutzes. Da bei den Schutzgeräten (auch Leistungsschaltern) mit einer von mehreren Faktoren abhängigen Zeittoleranz zu rechnen ist, wird in die Staffelzeit eine Sicherheitszeit einbezogen. Während bei Schutzgeräten mit mechanischen Auslösern keine kürzeren Staffelzeiten als 400 bis 300 ms erreicht werden, lassen elektronische Auslöser Staffelzeiten von 300 ms und digitale Auslöser bei Verwendung von modernen Vakuumleistungsschaltern sogar Staffelzeiten von nur 250 bis 200 ms zu.

Niederspannungsseitige Zeitstaffelung

Staffel- und Verzögerungszeiten

Bei der Zeitstaffelung mehrerer in Reihe geschalteter Leistungsschalter oder in Verbindung mit NH-Sicherungen sind praktisch nur noch die Staffelzeit t_{st} und Verzögerungszeit t_{sd} von Bedeutung (Abb. 6/8). Die Verzögerungszeit t_{sd2} des Schalters Q2 kann in etwa mit der Staffelzeit t_{st2} gleichgesetzt werden, und die Verzögerungszeit t_{sd3} für den Schalter Q3 wird aus der Summe der Staffelzeiten $t_{st2} + t_{st3}$ gebildet. Die dabei entstehenden Ungenauigkeiten werden durch die einkalkulierten Sicherheitszeiten ausgeglichen und zu den Staffelzeiten addiert.

Bewährte Staffelzeiten t_{st}

Leistungsschalter in Reihe: Die sogenannten „bewährten Staffelzeiten“ gelten als Richtwerte. Exakte Angaben sind bei den jeweiligen Geräteherstellern zu erfragen.

- Der zeitliche Abstand zwischen zwei Leistungsschaltern mit elektronischen Auslösern sollte etwa 70 bis 80 ms betragen
- Der zeitliche Abstand zwischen Leistungsschaltern mit unterschiedlichen Auslösern (ETU und TMTU) sollte etwa 100 ms betragen
- Bei Leistungsschaltern mit zeitverkürzter Selektivitätssteuerung für Zonenselektivität (ZSI) ist die Verzögerungszeit des nicht blockierten Auslösers mit 50 ms vorgegeben. Bei blockiertem Auslöser löst der Schalter mit der eingestellten t_{sd} -Zeit aus

Unabhängig von der Ausführung des S-Auslösers – mechanisch oder elektronisch – ist zwischen einem Leistungsschalter und einer nachgeordneten NH-Sicherung eine Staffelzeit von 70 bis 100 ms erforderlich.

Backup-Schutz

In Deutschland müssen Leitungsschutzschalter gemäß den technischen Anschlussbedingungen der Verteilnetzbetreiber zum Schutz vor Beschädigung durch Kurzschlussströme Vorsicherungen mit höchstens 100 A Bemessungsstrom erhalten. Den Normen entsprechend (IEC; VDE) ist auch der Schutz eines Schaltgeräts durch eines der vorgeordneten Schutzgeräte mit dem entsprechenden Bemessungskurzschlusschaltvermögen erlaubt, wenn dadurch sowohl der Abzweig als auch das nachgeordnete Schutzgerät geschützt werden.

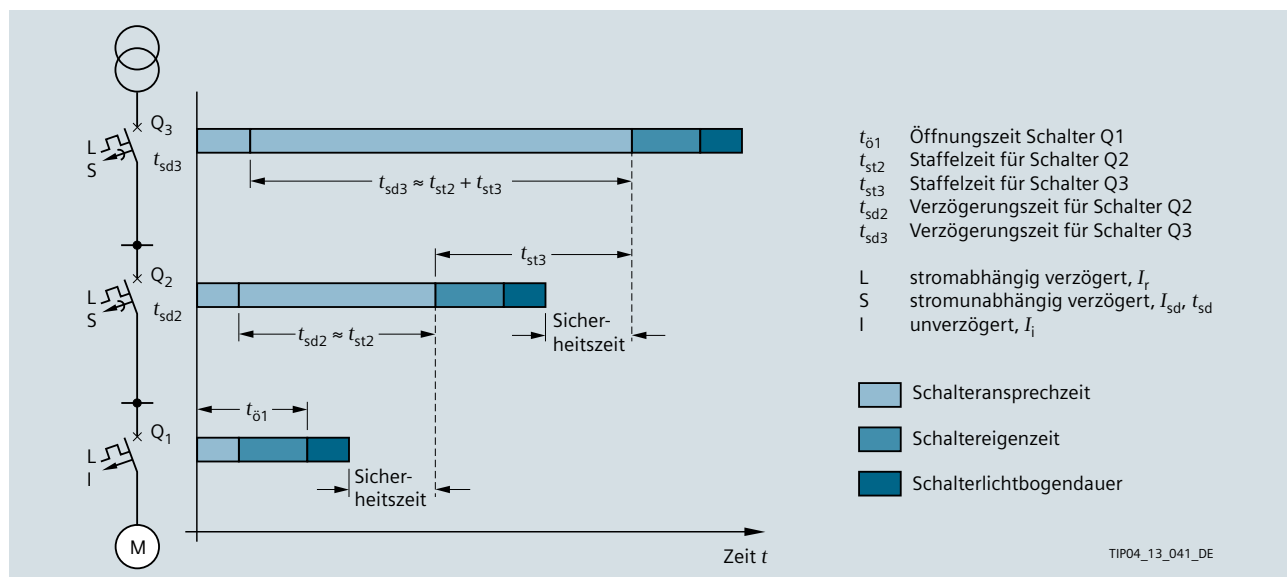
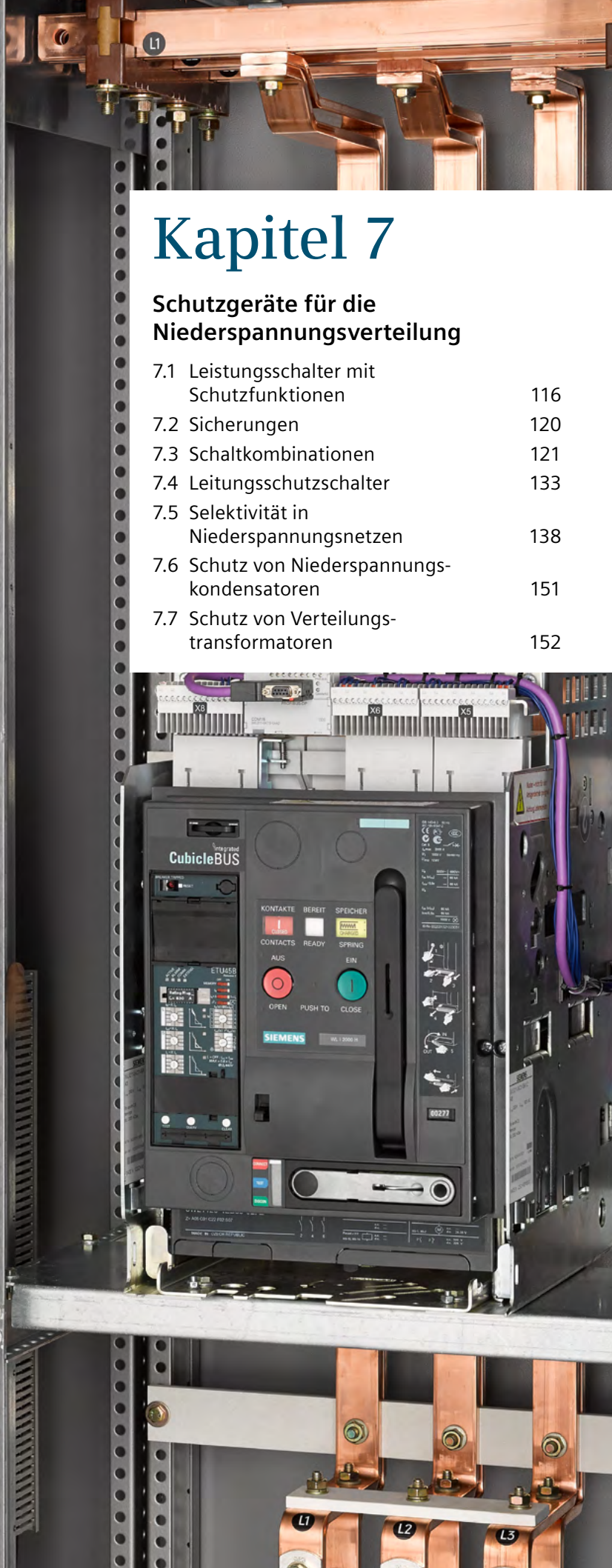


Abb. 6/8: Zeitstaffelung mehrerer in Reihe geschalteter Leistungsschalter



Kapitel 7

Schutzgeräte für die Niederspannungsverteilung

7.1 Leistungsschalter mit Schutzfunktionen	116
7.2 Sicherungen	120
7.3 Schaltkombinationen	121
7.4 Leitungsschutzschalter	133
7.5 Selektivität in Niederspannungsnetzen	138
7.6 Schutz von Niederspannungskondensatoren	151
7.7 Schutz von Verteilungstransformatoren	152

7 Schutzgeräte für die Niederspannungsverteilung

Leitungen und Kabel müssen mit Überstromschutzgeräten gegen zu hohe Erwärmung geschützt werden, die sowohl durch betriebsmäßige Überlastung als auch durch vollkommenen Kurzschluss auftreten kann. Die hier aufgeführten Schutzschaltgeräte und Sicherungssysteme sind in Kap. 8 und 11 weitergehend beschrieben.

Tab. 7/1 und Tab. 7/2 geben einen Überblick über die typischen Schutzgeräte in Niederspannungsnetzen, wobei in Tab. 7/1 auch die Schutzgeräte der Transformatorabzweige im Mittelspannungsnetz aufgeführt sind.

Eingesetzte Schutzgeräte	MS	Lasttrennschalter, HH-Sicherungen	Kuppelschalter	Leistungsschalter, Wandler, Überstromzeitschutz
	NS	Leistungsschalter oder NH-Sicherungen		Leistungsschalter
Mittelspannungsseite				
Transformatoren mit Wärmewächter oder Temperaturvollschutz				
Niederspannungsseite mit Reihenschaltungen verschiedener Schutzgeräte in Strahlennetzen		<p>Einzel- und Parallelbetrieb üblich</p>		<p>Einzel- und Parallelbetrieb üblich</p>
HH- bzw. NH-Sicherung Unabhängiger Überstromzeitschutz, zweistufig $I >$ und $I >>$, an Stromwandler Blindleistungsregleinheit Lasttrennschalter		Leistungsschalter Ausfahrbarer Leistungsschalter (mit Trennstelle) Schutz Überlastrelais		

Tab. 7/1: Übersicht über die Staffelung von Schutzgeräten in Transformator- und Niederspannungsabzweigen

Schutzgeräte	Standard	Überlastschutz	Kurzschlusschutz	Übertemperaturschutz
Leitungsschutzsicherungen gG	IEC 60269-1 / VDE 0636-1	×	×	–
Leitungsschutzschalter	IEC 60898-1 / VDE 0641-11-100	×	×	–
Leistungsschalter mit Überstromauslöser	IEC 60947-2 / VDE 0660-101	×	×	–
Teilbereichssicherungen Motorschutz aM	IEC 60269-1 / VDE 0636-1	–	×	–
Schaltgerätekombination aus Vorschalt-sicherung der Betriebsklasse gG oder aM und Schütz mit Überlastrelais oder Starterschutzschalter und Schütz mit Überlastrelais	IEC 60269-1 / VDE 0636-1	–	×	–
	IEC 60947-4-1 / VDE 0660-102	×	–	–
	IEC 60947-2 / VDE 0660-101 IEC 60947-4-1 / VDE 0660-102	– ×	×	– –
Thermistor-Motorschutzgeräte	IEC 60947-8 / VDE 0660-302	–	–	×

× Schutz gegeben – Schutz nicht gegeben

Tab. 7/2: Überstromschutzgeräte für Kabel und Leitungen und Schutzaufgabe

[zurück zu Seite 114](#)



7.1 Leistungsschalter mit Schutzfunktionen

Leistungsschalter dienen vor allem dem Überlast- und Kurzschlusschutz und gehören zu den Niederspannungsschaltgeräten. Normative Grundlage für die Niederspannungsschaltgeräte allgemein bildet die IEC 60947-1 (VDE 0660-100). Darin werden auch die kennzeichnenden Merkmale aufgeführt und beschrieben.

Zur weiteren Erhöhung der Schutzwirkung können sie auch mit zusätzlichem Auslöser ausgerüstet werden, zum Beispiel zum Abschalten bei Unterspannung oder mit Zusatzbausteinen zum Erfassen von Fehler-/Differenzströmen. Entsprechend der Schutzaufgabe unterscheidet man:

- Leistungsschalter für den Anlagenschutz nach IEC 60947-2 (VDE 0660-101)
- Leistungsschalter für den Motorschutz nach IEC 60947-2 (VDE 0660-101)
- Leistungsschalter bei Verwendung im Motorstarter nach IEC 60947-4-1 (VDE 0660-102)
- Leitungsschutzschalter für Kabel- und Leitungsschutz nach IEC 60898-1 (VDE 0641-11-100)

Nullpunktlöscher/Strombegrenzer

Entsprechend ihrer Arbeitsweise können Leistungsschalter ausgeführt sein als

- Nullpunktlöscher oder
- Strombegrenzer

Der Aufbau selektiver Netze lässt sich einfacher durch Nullpunktlöscher als durch vorgeschaltete Schutzgeräte realisieren, da sie über einen größeren Strombereich mit Auslösezeitverzögerung arbeiten können (Zeitselektivität). Bei strombegrenzenden Leistungsschaltern reicht dieser Bereich nur bis zum etwa 10- bis 12-Fachen des Nennstroms. Darüber ist die Energieselektivität zu betrachten. Hohe Selektivitätswerte bei der Energie-selektivität sind nur durch hochwertige und technisch komplexe Auslösemechanismen zu erreichen. Tab. 7/3 gibt einen Überblick über Auslöser für den Überstromschutz der Niederspannungs-Leistungsschalter.

Bei der Auslösefunktion der Leistungsschalter wird zwischen zwei Typen mit entsprechenden Strom-Zeit-Charakteristiken unterschieden:

- Thermomagnetischer Auslöser TMTU (en: thermal magnetic trip unit)
- Elektronischer Auslöser ETU (en: electronic trip unit) mit einstellbaren I^2t - oder I^4t -Charakteristiken

Schutzfunktion	Kurzzeichen	Verzögerungsart des Auslösers	Schaltzeichen nach IEC 60617		
			Schaltkurzzeichen oder	Schaltzeichen	Schaltzeichen
Überlastschutz	L LT (long time)	Stromabhängig verzögert (elektronisch mit I^2t bzw. I^4t oder thermische Kurve des Bimetalls, siehe Abb. 7/1)			
Selektiver Kurzschlusschutz (verzögert)	S ¹⁾ ST (short time)	Stromunabhängig verzögert durch Zeitglied oder I^2t -abhängig verzögert			
Erdschlusschutz	G ¹⁾ GF (ground fault)	Stromunabhängig verzögert oder I^2t -abhängig verzögert			
Kurzschlusschutz (unverzögert)	I INST (instantaneous)	Unverzögert			

¹⁾ Bei 3WL- und 3VA-/3VL-Schaltern von Siemens auch mit zeitverkürzter Selektivitätssteuerung (ZSI nach IEC/TR 61912-2, en: zone selective interlocking). In der weiteren Folge werden Auslöserkombinationen nur noch in der Kurzform als L-, S- und I-Auslöser etc. bezeichnet.

Tab. 7/3: Schaltzeichen für Auslöser nach Schutzfunktionen

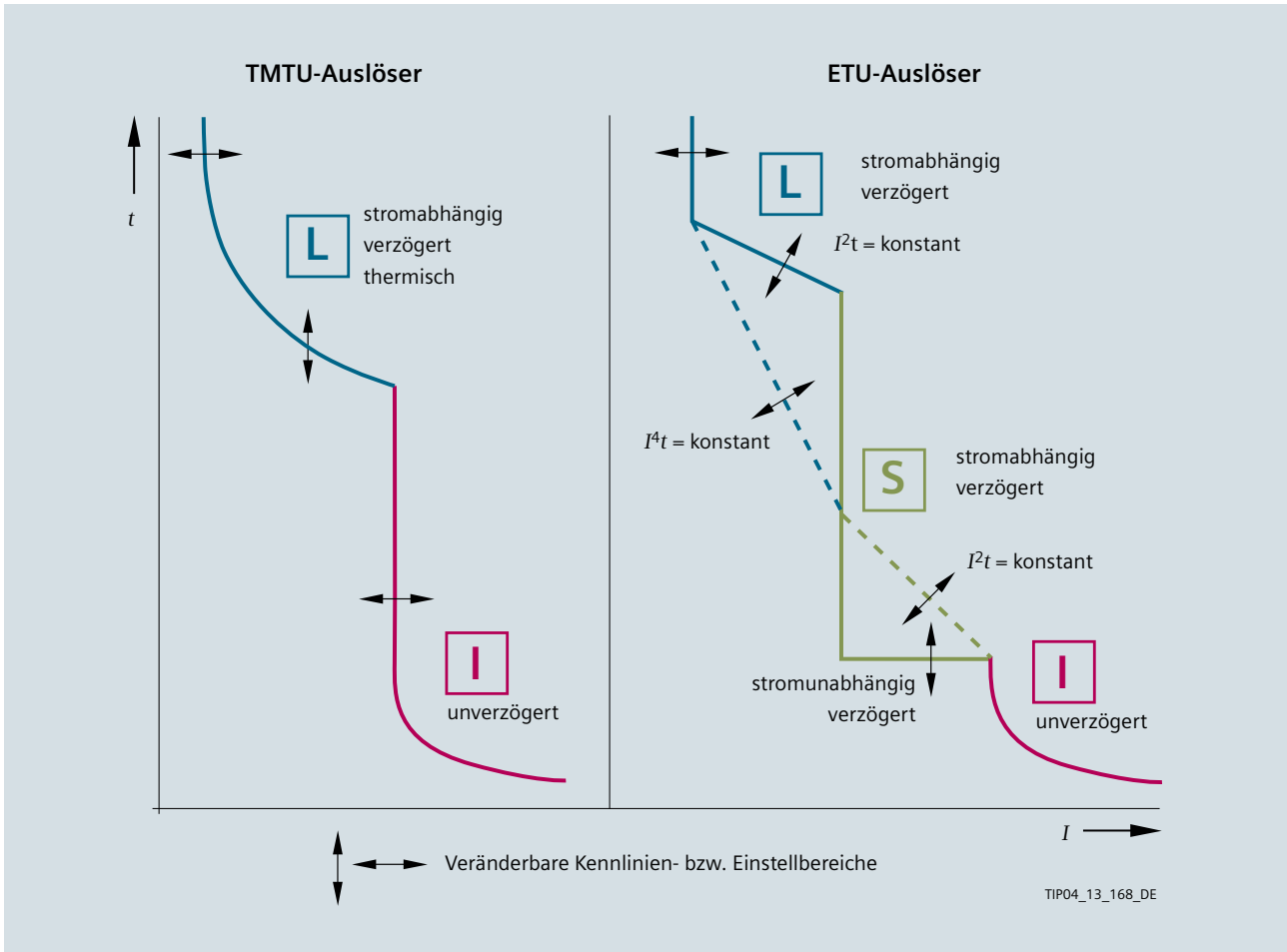


Abb. 7/1: Auslösekennlinien für Niederspannungs-Leistungsschalter

Typische Kennlinien für Leistungsschalter mit ETU und TMTU sind in Abb. 7/1 abgebildet. Die unterschiedlichen Auslösefunktionen werden im Folgenden beschrieben.

Die thermomagnetischen Auslöser sind entweder fest eingestellt oder variabel einstellbar, während die elektronischen Auslöser bei Siemens-Leistungsschaltern grundsätzlich einstellbar sind. Die Überstromauslöser können einerseits im Leistungsschalter eingebaut sein oder andererseits als Bausteine gesondert für einen späteren Einbau oder Austausch geliefert werden. Ausnahmen sind den Herstellerangaben zu entnehmen.

Überlastschutz mit L-Auslöser

Bei einem TMTU-Auslöser erfolgt die stromabhängig verzögerte Überstromauslösung (L-Auslöser, en: long time delay) für den Überlastschutz entsprechend der thermischen Bimetall-Charakteristik (Abb. 7/1). Bei

Siemens-Leistungsschaltern können die Ansprechwerte für Strom I_R und Zeit t_R eingestellt werden. Bei den Leistungsschaltern mit hochwertigerer ETU kann zwischen I^2t - und I^4t -Charakteristik gewählt werden. Mögliche Einstellbereiche sind in Abb. 7/1 schematisch dargestellt.

In Netzen mit hohem Oberschwingungsanteil sind stromabhängig (thermisch) verzögerte, mechanische Überlastauslöser nur bedingt geeignet. In diesem Fall sind Leistungsschalter mit elektronischen Überlastauslösern einzusetzen.

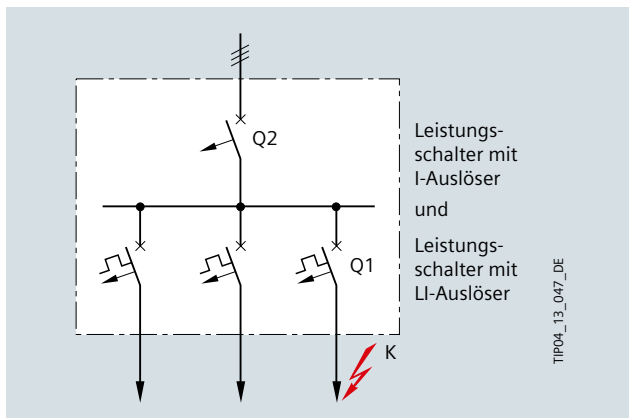


Abb. 7/2: Einstellmöglichkeiten für Siemens-Leistungsschalter

Kurzschlusschutz mit S- und I-Auslösern

Bei Leistungsschaltern mit stromunabhängig verzögerten Überstromauslösern (S-Auslöser, en: short time delay) für den zeitselektiven Kurzschlusschutz mit einer ETU ist zu beachten, dass die Leistungsschalter für eine bestimmte maximal zulässige thermische und dynamische Belastung ausgelegt sind. Wird diese Belastungsgrenze im Kurzschlussfall durch die Zeitverzögerung überschritten, muss zusätzlich ein I-Auslöser (en: instantaneous) verwendet werden, um bei sehr hohen Kurzschlussströmen den Leistungsschalter unverzüglich auszuschalten (Abb. 7/2). Bei der Auswahl sind die Herstellerangaben zu beachten. Optional kann eine I^2t -Charakteristik für den S-Auslöser einer ETU eingesetzt werden. Die elektromagnetischen I-Auslöser einer TMTU können einstellbar sein.

Wiedereinschaltsperrung nach Kurzschlussauslösung

Einige Leistungsschalter können mit einer mechanischen und / oder elektrischen Wiedereinschaltsperrung versehen werden. Sie verhindern, dass nach einer Kurzschlussauslösung eine Wiedereinschaltung auf den Kurzschluss erfolgt. Erst wenn der Fehler beseitigt und die Sperrung von Hand entriegelt ist, kann der Leistungsschalter wieder eingeschaltet werden.

Auswahlkriterien für Leistungsschalter

Bei der Auswahl der Leistungsschalter hinsichtlich Netzschutz sind folgende Merkmale (IEC 60947-2, VDE 0660-101) zu beachten:

- Art der Leistungsschalter und ihrer Auslöser nach Schutzfunktionen und -aufgaben wie vorher beschrieben
- Bemessungsspannungen

- Bemessungskurzschlusseinschalt- (I_{cm}) und Bemessungsbetriebskurzschlussausschaltvermögen (I_{cs}) sowie Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen (I_{cu})
- Bemessungs- und maximale Lastströme

Bei der Art des Leistungsschalters sind die Anzahl der Pole und die Stromart, AC oder DC, anzugeben. Bei AC sind die Bemessungsfrequenz und die Anzahl der Außenleiter aufzuführen.

Die Netzspannung und Netzfrequenz sind maßgebend für die Auswahl der Schalter nach der

- Bemessungsisolationsspannung U_i und der
- Bemessungsbetriebsspannung U_e

Bemessungsisolationsspannung U_i

Die Bemessungsisolationsspannung U_i ist der genormte Wert der Spannung, für den die Isolation der Leistungsschalter und ihrer Zubehörteile nach IEC 60664-1 (VDE 0110-1) bemessen ist.

Bemessungsbetriebsspannung U_e

Die Bemessungsbetriebsspannung U_e eines Leistungsschalters ist der Wert der Spannung, auf den sich das Bemessungskurzschlusseinschalt- und Bemessungskurzschlussausschaltvermögen sowie die Kurzschlussleistungskategorie beziehen.

Zur Kennzeichnung der Forderungen an einen Leistungsschalter als Kurzschlusschutzgerät (SCPD, en: short circuit protective device) sind anzugeben:

Bemessungskurzschlusseinschaltvermögen I_{cm} ¹⁾

Das Bemessungskurzschlusseinschaltvermögen kennzeichnet den Strom, den ein offener Leistungsschalter bei einer Spannung, die der Bemessungsspannung entspricht, einschalten kann und wird durch den höchsten Scheitelwert des unbeeinflussten Stroms ausgedrückt. Für I_{cm} gilt bei Wechselspannung:

$$I_{cm} \geq n \cdot I_{cu} \text{ (mit } n \text{ aus Tab. 7/4)}$$

Für Gleichspannung muss gelten:

$$I_{cm} \geq I_{cu}$$

¹⁾ Ein strombegrenzender Leistungsschalter hat keinen I_{cm} -Wert.

Kurzschluss- ausschaltvermögen I_{cu} (Effektivwert in kA)	Leistungs- faktor $\cos \varphi$	Mindestwert für n: Kurzschluss- einschaltvermögen $n = \frac{\text{Kurzschluss-einschaltvermögen}}{\text{Kurzschluss-ausschaltvermögen}}$
$4,5 < I_{cu} \leq 6$	0,7	1,5
$6 < I_{cu} \leq 10$	0,5	1,7
$10 < I_{cu} \leq 20$	0,3	2,0
$20 < I_{cu} \leq 50$	0,25	2,1
$50 < I_{cu}$	0,2	2,2

Tab. 7/4: Mindestwerte für das Verhältnis n zwischen Kurzschlusseinschalt- und Grenzkurzschlussausschaltvermögen

[zurück zu Seite 118](#)

Bemessungskurzschlussausschaltvermögen

Das Ausschaltverhalten des Leistungsschalters bei Kurzschlüssen wird nach IEC 60947-2 (VDE 0660-101) überprüft und kann durch zwei Werte gekennzeichnet werden:

- Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen (I_{cu} , en: rated ultimate short-circuit breaking capacity) Prüfreihefolge III (Schaltfolge: O – t – CO mit O = Öffnen, t = Pause, CO = Schließen und Öffnen):
 - Nachweis Überlastauslöser (Prüfstrom = 2-facher Stromeinstellwert)
 - Prüfung Grenzkurzschlussausschaltvermögen
 - Nachweis Isolationsfestigkeit
 - Nachweis Überlastauslösung (Prüfstrom = 2,5-facher Stromeinstellwert)
 Bei Leistungsschaltern mit integrierter Sicherung gilt Prüfreihefolge V (siehe IEC 60947-2, VDE 0660-101)
- Bemessungsbetriebskurzschlussausschaltvermögen (I_{cs} , en: rated service short-circuit breaking capacity) Prüfreihefolge II (Schaltfolge: O – t – CO – t – CO mit O = Öffnen, t = Pause, CO = Schließen und Öffnen):
 - Prüfung Betriebskurzschlussausschaltvermögen
 - Nachweis Betriebsverhalten
 - Nachweis Isolationsfestigkeit
 - Nachweis Erwärmung
 - Nachweis Überlastauslösung (Prüfstrom = 1,45-facher Stromeinstellwert, alle Pole in Reihe oder mit Drehstrom)

Bemessungskurzzeitstromfestigkeit I_{cw}
(en: rated short-time withstand current)

Die Bemessungskurzzeitstromfestigkeit charakterisiert die zulässige thermische Kurzschlussfestigkeit. Das Gerät kann den angegebenen Effektivwert des Kurzzeitstroms unter den Prüfbedingungen von IEC 60947-2

Bemessungsstrom I_n	Bemessungskurzzeitstromfestigkeit I_{cw} Mindestwerte
$I_n \leq 2.500$	$12 \cdot I_n$, jedoch mindestens 5 kA
$I_n > 2.500$	30 kA

Tab. 7/5: Minimalanforderung für Leistungsschalter bezüglich der Bemessungskurzzeitstromfestigkeit

(VDE 0660-101) für eine gegebene Zeitspanne t_{cw} unbeschädigt tragen. Dazu muss der Leistungsschalter mit einem Kurzschlussauslöser mit Zeitverzögerung ausgestattet sein. Nach IEC 60947-2 (VDE 0660-101) muss I_{cw} die Mindestwerte von Tab. 7/5 einhalten. Bei den Produktangaben muss immer der t_{cw} -Wert für die Kurzzeitverzögerung zu einem I_{cw} -Wert angegeben werden.

Durchlasswerte

Für die Nullpunktlöscher entspricht der Durchlassstrom I_D des Leistungsschalters dem unbeeinflussten Kurzschlussstrom. Der strombegrenzende Leistungsschalter erreicht den Durchlassstrom als maximalen Momentanwert beim Ausschalten, abhängig vom unbeeinflussten Kurzschlussstrom. Der Kurzschlussauslöser soll innerhalb eines Grenzbereichs von $\pm 20\%$ des eingestellten Auslösewerts auslösen. Für die unterschiedlichen Zeiten werden üblicherweise Kennlinien vom Hersteller zur Verfügung gestellt.

Als Durchlassenergie wird das Joule-Integral (I^2t beim Ausschalten) bezeichnet. Mit zunehmender Stromhöhe steigt auch die Durchlassenergie beim Leistungsschalter. Analog zum Durchlassstrom ist auch die Durchlassenergie eines strombegrenzenden Leistungsschalters deutlich niedriger als für die Halbwelle mit unbeeinflusstem Kurzschlussstrom.

Bemessungsströme von Leistungsschaltern

Bei Leistungsschaltern entspricht der Bemessungsstrom I_n dem Bemessungsdauerstrom I_u aus IEC 60947-1 (VDE 0660-100) und ist gleich dem konventionellen thermischen Strom in freier Luft I_{th} . Der konventionelle thermische Strom im Gehäuse I_{the} muss angegeben werden, wenn er vom Bemessungsstrom abweicht.

7.2 Sicherungen

NH-Sicherungen haben ein hohes Kurzschlussausschaltvermögen und begrenzen durch ihr schnelles Abschmelzen den Kurzschlussstrom. Die Schutzkennlinie ist durch die Auswahl der Betriebsklasse (siehe „Typ“ in Tab. 7/6) gegeben.

Die Klassifikation der Sicherungen nach Anwendung und Betriebsspannungen ist entsprechend IEC/TR 60269-5 (VDE 0636-5) in Tab. 7/6 angegeben. Ganzbereichssicherungen (g) schalten alle Überströme bis zum Bemessungsausschaltvermögen, die zum Schmelzen des Schmelzleiters führen. Teilbereichssicherungen (a) sind als Backup-Sicherungen nur für die Auslösung bei Kurzschlussströmen zu verwenden und damit als Schutz für nachgelagerte Motorstarter oder Leistungsschalter.

Spezielle Ganzbereichssicherungseinsätze für Photovoltaikanlagen müssen der IEC 60269-6 (VDE 0636-6) entsprechen, um der Betriebsklasse gPV zugeordnet zu werden. Dabei kann die Bemessungsspannung entsprechend der IEC 60269-1 (VDE 0636-1) bis 1.000 V AC / 1.500 V DC betragen.

Klassifikation der NH-Sicherungen mit Kennlinienvergleich zwischen den Betriebsklassen gG und aM

NH-Sicherungen werden entsprechend ihrer Bauart nach Ausschaltbereich (Funktionsklassen) und Betriebsklassen unterschieden. Sie können Ströme bis zu ihrem Bemessungsstrom dauernd führen.

Funktionsklasse g (Ganzbereichssicherungen)

Die Funktionsklasse g kennzeichnet Ganzbereichssicherungen, die Ströme vom kleinsten Schmelzstrom bis zum Bemessungskurzschlussausschaltstrom ausschalten können.

Betriebsklasse gG

Hierunter fallen die Sicherungen zur Abschaltung von Überströmen in Leitungen und Anlagen. Zur Auswahl werden zunächst die höchste Betriebsspannung und der Betriebsstrom des Stromkreises bestimmt. Für den Bemessungsstrom einer gG-Sicherung gelten nach IEC 60364-4-43 (VDE 0100-430):

- $I_B \leq I_n \leq I_Z$ (Bemessungsstromregel)
- $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ (Auslösestromregel)

mit

- I_B Betriebsstrom des Stromkreises
- I_Z Dauerstrombelastbarkeit der Leitung
- I_n Bemessungsstrom der Schutzeinrichtung (hier die Sicherung)
- I_2 Strom zur wirksamen Abschaltung der Schutzeinrichtung in der festgelegten Zeit (großer Prüfstrom, heute I_p)

Typ	Anwendung (Kennlinie)	Ausschaltbereich	Bemessungsspannung V AC	Höchste Betriebsspannung V AC
gG	Allgemeine Anwendungen	Ganzbereich	230/400/500/ 690/1.000 V	253/440/550/ 725/1.100 V
gM	Schutz von Motorstromkreisen	Ganzbereich	230/400/500/ 690/1.000 V	253/440/550/ 725/1.100 V
aM	Kurzschlusschutz von Motorstromkreisen	Teilbereich (Backup)	230/400/500/ 690/1.000 V	253/440/550/ 725/1.100 V
gN	Nordamerikanische Sicherung für allgemeine Anwendungen und Leitungsschutz	Ganzbereich	600 V	600 V
gD	Nordamerikanische verzögerte Sicherung für allgemeine Anwendungen	Ganzbereich	600 V	600 V
aR	Schutz von Halbleiterbauelementen	Teilbereich (Backup)	230/400/500/ 690/1.000 V ²⁾	253/440/550/ 725/1.100 V ¹⁾
gR, gS	Schutz von Halbleiterbauelementen und Leitungen	Ganzbereich	230/400/500/ 690/1.000 V ²⁾	253/440/550/ 725/1.100 V ¹⁾
gU	Ganzbereichssicherungen für den Leitungsschutz	Ganzbereich	230/400/500/ 690/1.000 V	253/440/550/ 725/1.100 V
gL, gF, gI, gII	Frühere Leitungsschutzsicherungen (ersetzt durch gG)	Ganzbereich		

¹⁾ In nordamerikanischen Netzen gilt: Höchste Betriebsspannung = Bemessungsspannung ²⁾ Anwendungsbezogene Bemessungsspannungen möglich

Tab. 7/6: Klassifikation der NH-Sicherungen nach Funktionsmerkmalen gemäß IEC/TR 60269-5 (VDE 0636-5)

Funktionsklasse a (Teilbereichssicherungen)

Die Funktionsklasse a kennzeichnet Teilbereichssicherungen, die Ströme oberhalb eines bestimmten Vielfachen ihres Bemessungsstroms bis zum Bemessungskurzschlussausschaltstrom ausschalten können.

Betriebsklasse aM

Der Betriebsklasse aM sind die Teilbereichssicherungen für den Backup-Schutz von Schaltgeräten und Motorstartern zuzuordnen, deren kleinster Ausschaltstrom beim etwa 4-Fachen des Bemessungsstroms liegt und die daher allein dem Kurzschlussschutz dienen. Gleiches gilt für Halbleiter-Teilbereichssicherungen aR, die üblicherweise ab dem 2,7-Fachen ihres Bemessungsstroms auslösen sollen. Sicherungen der Funktionsklasse a dürfen deshalb nicht über ihrem Bemessungsstrom betrieben werden. Ein Überlastschutz, zum Beispiel ein thermisch verzögertes Überlastrelais, ist daher immer erforderlich. Die Schmelzzeit-Strom-Kennlinien der NH-Sicherungen der Betriebsklassen gG und aM für etwa 200 A sind in Abb. 7/3 zum Vergleich dargestellt.

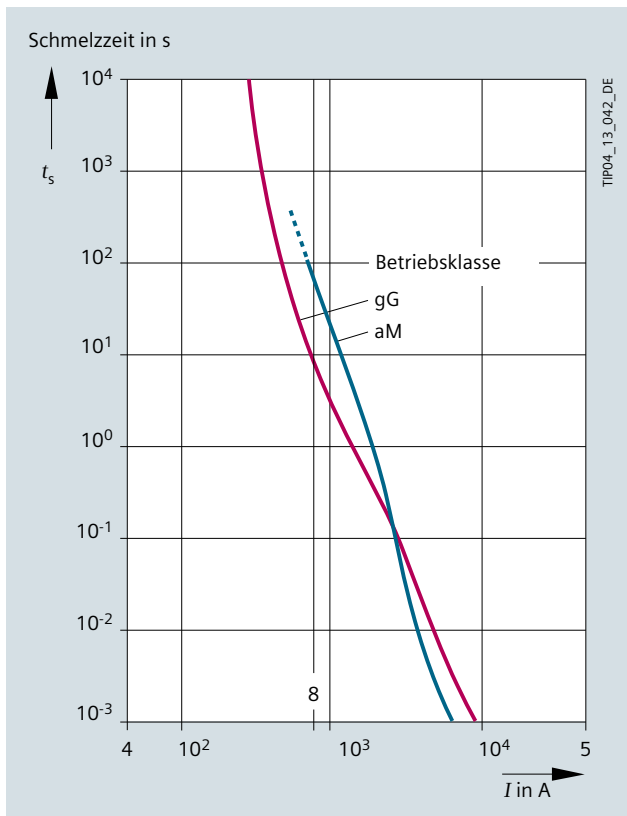


Abb. 7/3: Kennlinienvergleich von NH-Schmelzsicherungen der Betriebsklassen gG und aM (Bemessungsstrom 200 A)

7.3 Schaltkombinationen

Schaltkombinationen sind Reihenschaltungen verschiedener Schalt- und Schutzgeräte mit Aufgabenteilung für den Schutz einer Netzkomponente, wobei das erste Gerät, in Energierichtung gesehen, den Kurzschlussschutz übernimmt.

7.3.1 Schaltkombinationen mit Sicherungen (sicherungsbehaftete Technik)

Sicherung und Kompakt-Leistungsschalter

Ist an der Einbaustelle des Leistungsschalters ein Kurzschlussstrom I_k zu erwarten, der das Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu} des Schalters übersteigt, müssen dem Schalter Sicherungen vorgeschaltet werden (Abb. 7/4).

Jedem Gerät der Schaltkombination ist eine bestimmte Schutzfunktion zugeordnet. Überlastströme überwacht der L-Auslöser, Kurzschlussströme bis etwa zum Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen des Schalters erfasst der I-Auslöser. Also übernimmt der Leistungsschalter den Schutz gegen alle Überströme bis zu seinem Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu} und gewährleistet allpoliges Ausschalten und Wiedereinschaltbereitschaft.

Erst bei höheren Kurzschlussströmen I_k übernehmen die Sicherungen die Kurzschlussausschaltung. Dabei schaltet

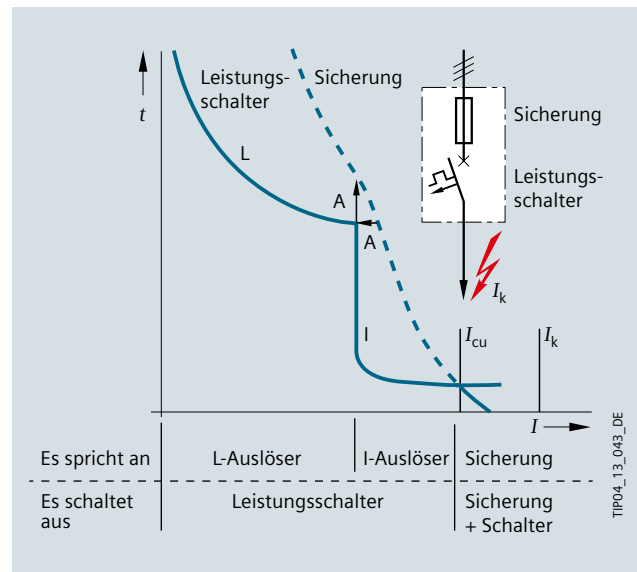


Abb. 7/4: Schaltkombination aus Sicherung und Leistungsschalter

der Leistungsschalter, ausgelöst durch den Durchlassstrom I_D der Sicherung nahezu gleichzeitig, über seinen I-Auslöser ebenfalls allpolig aus. Die Sicherung muss daher so gewählt werden, dass ihr Durchlassstrom I_D kleiner als das Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu} des Leistungsschalters ist.

Sicherung, Schütz und thermisch stromabhängig verzögertes Überlastrelais

Die Schaltkombination Schütz und Überlastrelais wird Motorstarter genannt, bei Direktanlauf eines Drehstrommotors auch Direktstarter. Das Schütz wird zum Ein- und Ausschalten des Motors verwendet. Den Schutz gegen Überlastung des Motors, der Motorzuleitung und des Schützes übernimmt das Überlastrelais; den Kurzschlusschutz übernimmt die dem Schütz und Überlastrelais vorgeschaltete Sicherung. Hierbei müssen die Schutzbereiche und Eigenschaften aller Komponenten (Abb. 7/5) sorgfältig aufeinander abgestimmt sein.

Bestimmungen für Schütze und Motorstarter

Für Schütze und Motorstarter bis 1.000 V zum direkten Einschalten (unter voller Spannung) gilt die Norm IEC 60947-4-1 (VDE 0660-102). Bei der Zuordnung von Kurzschlussstrom-Schutzeinrichtungen für Schaltkombi-

nationen werden je nach zugelassenem Schädigungsgrad nach IEC 60947-4-1 (VDE 0660-102) nach Art des Schutzes unterschieden:

- Zuordnungsart 1: Die Zerstörung des Schützes und des Überlastrelais ist zulässig. Das Schütz und/oder Überlastrelais ist, falls erforderlich, zu ersetzen
- Zuordnungsart 2: Am Überlastrelais dürfen keine Beschädigungen auftreten. Kontaktverschweißungen am Schütz sind jedoch zulässig, wenn sie leicht getrennt werden können oder wenn das Schütz leicht ersetzt werden kann

Schutz- und Wirkungsbereiche der Geräte

Staffeldiagramm für einen Motorstarter

Im Staffeldiagramm der Abb. 7/5 sind die Schutzbereiche und die hierfür wichtigen Eigenschaften der Geräte einer Schaltkombination als Motorstarter eingetragen. In dieser Schaltkombination müssen die Sicherungen mehrere Bedingungen erfüllen:

- Die Zeit-Strom-Kennlinien von Sicherungen und Überlastrelais müssen das Hochlaufen des Motors ermöglichen
- Die Sicherungen müssen das Überlastrelais vor Zerstörung durch Ströme schützen, die etwa den 10-fachen Bemessungsstrom des Relais übersteigen

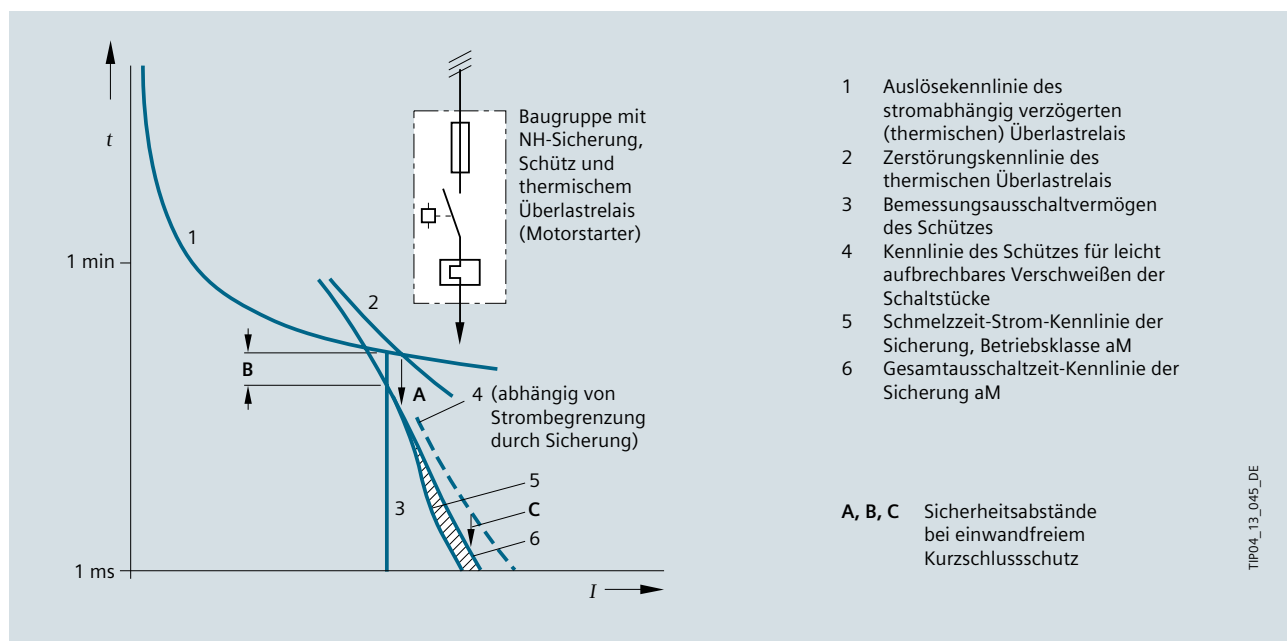


Abb. 7/5: Schaltkombination aus Sicherung, Schütz und thermisch stromabhängig verzögertem Überlastrelais

- Die Sicherungen müssen das Ausschalten von Überströmen übernehmen, die das Schütz nicht mehr beherrschen kann (Ströme über dem etwa 10-fachen Bemessungsbetriebsstrom I_e des Schützes)
- Die Sicherungen müssen das Schütz im Kurzschlussfall so schützen, dass keine Zerstörung über die vorgenannten Schädigungsgrade hinaus auftreten kann. Schütze müssen je nach Bemessungsbetriebsstrom I_e Motor-Einschaltströme in Höhe des 8- bis 12-Fachen des Bemessungsbetriebsstroms I_e ohne Verschweißen der Schaltstücke aushalten können

Zur Erfüllung dieser Bedingungen müssen im Staffeldiagramm Sicherheitsabstände (A, B und C werden im Folgenden beschrieben) zwischen bestimmten Kennlinien der Geräte eingehalten werden:

Schutz des Überlastrelais

Zum Schutz des Überlastrelais muss die Schmelzeit-Strom-Kennlinie der Sicherung (in diesem Beispiel wurde eine NH-Schaltgeräteschutzsicherung der Betriebsklasse aM eingesetzt) im Abstand A unterhalb des Schnittpunkts der Auslösekennlinie des Überlastrelais (1) mit dessen Zerstörungskennlinie (2) verlaufen.

Schutz des Schützes

Zum Schutz des Schützes vor zu hohem Ausschaltstrom muss die Schmelzeit-Strom-Kennlinie der Sicherung ab dem Stromwert, der dem Ausschaltvermögen des Schützes (3) entspricht, im Abstand B unterhalb der Auslösekennlinie des Überlastrelais (1) verlaufen.

Zum Schutz des Schützes vor Schaltstückverschweißen lassen sich für jedes Schütz Zeit-Strom-Kennlinien angeben, bis zu denen Belastungsströme anstehen können, die entweder zu

- Keinem Verschweißen oder
- Leicht aufbrechbarem Verschweißen (Kennlinie 4 in Abb. 7/5) führen

Die Sicherung muss daher in beiden Fällen rechtzeitig ausschalten. Die Gesamtausschaltzeit-Kennlinie der Sicherung (6) muss im Abstand C unterhalb der Kennlinie des Schützes für leicht aufbrechbares Verschweißen der Schaltstücke (4) verlaufen (Gesamtausschaltzeit = Summe aus Schmelz- und Löszeit).

7.3.2 Schaltkombinationen ohne Sicherungen (sicherungslose Bauweise)

Backup-Schutz (Leistungsschalter in Kaskadenschaltung)

Liegen in einer Strombahn zwei Leistungsschalter mit I-Auslösern gleicher Bauart in Reihe, dann schalten diese beim Fehler K nahe des Verteilers gleichzeitig aus (Abb. 7/6). Der Kurzschlussstrom wird somit von zwei hintereinander liegenden Löscheinrichtungen erfasst und wirkungsvoll gelöscht. Ist der vorgeordnete Leistungsschalter dabei strombegrenzend, so kann der nachgeordnete Schalter mit einem niedrigeren Bemessungsschaltvermögen als dem möglichen maximalen Kurzschlussstrom an der Einbaustelle eingesetzt werden. Abb. 7/6 zeigt den Übersichtsplan und Abb. 7/7 das Prinzip einer Kaskadenschaltung.

Der Bemessungsstrom des vorgeordneten Leistungsschalters Q2 wird entsprechend seinem Bemessungsbetriebsstrom ausgewählt und dabei beispielsweise als Hauptschalter oder als Gruppenschalter für mehrere Abzweige in Unterverteilern eingesetzt. Der Ansprechstrom seines I-Auslösers wird sehr hoch eingestellt, wenn möglich bis zum Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu} der nachgeordneten Schalter. Der Abzweigschalter Q1 übernimmt den Überlastschutz und schaltet auch kleinere Kurzschlussströme allein ab, die bei Körperschluss, Isolationsfehlern oder Kurzschlüssen am Ende längerer Leitungen und Kabel auftreten. Nur bei hohen Kurzschlussströmen, die bei einem satten Kurzschluss in der Nähe des Abzweigschalters Q1 zu erwarten sind, schaltet der vorgeordnete Schalter Q2 mit ab.

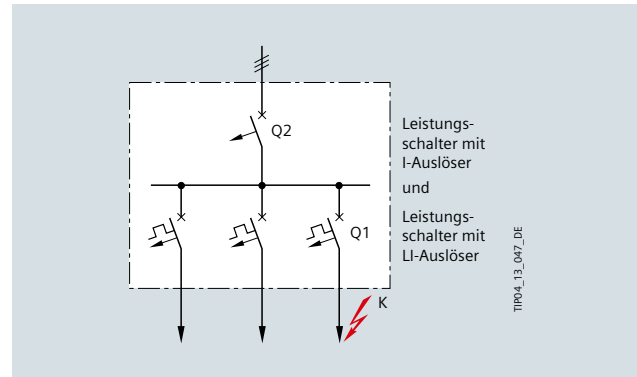
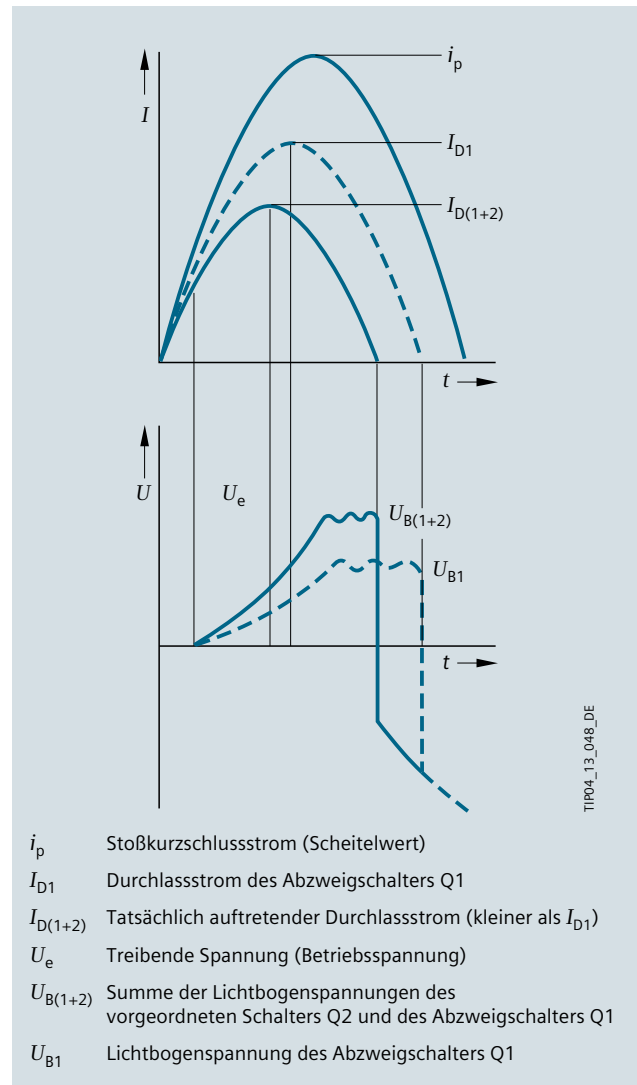


Abb. 7/6: Übersichtsplan für eine Backup-Schutz-Schaltung (Kaskadenschaltung)



- i_p Stoßkurzschlussstrom (Scheitelwert)
- I_{D1} Durchlassstrom des Abzweigschalters Q1
- $I_{D(1+2)}$ Tatsächlich auftretender Durchlassstrom (kleiner als I_{D1})
- U_e Treibende Spannung (Betriebsspannung)
- $U_{B(1+2)}$ Summe der Lichtbogen Spannungen des vorgeordneten Schalters Q2 und des Abzweigschalters Q1
- U_{B1} Lichtbogen Spannung des Abzweigschalters Q1

Abb. 7/7: Prinzip einer Backup-Schutz-Schaltung (Kaskadenschaltung)

Leistungsschalter mit L- und I-Auslösern sowie Schütz

Der Leistungsschalter übernimmt den Überlast- und Kurzschlusschutz auch des Schützes, das Schütz die Schaltaufgaben (Abb. 7/8). Es gelten hier gleichfalls die Bedingungen für den Leistungsschalter, die im Rahmen der Schaltkombination „Sicherung, Schütz und thermisch stromabhängig verzögertes Überlastrelais“ an die Sicherung zu stellen sind (siehe Abb. 7/5).

Starterschuttschalter mit I-Auslöser, Schütz und Überlastrelais

Den Überlastschutz übernimmt das Überlastrelais in Verbindung mit dem Schütz, den Kurzschlusschutz der Starterschuttschalter. Der Ansprechstrom seines I-Auslösers wird so niedrig eingestellt, wie es der Einschaltvorgang zulässt, um auch kleine Kurzschlussströme in die schnelle Ausschaltung mit einzubeziehen (Abb. 7/9). Diese Schaltkombination hat den Vorteil, dass festgestellt werden kann, ob Überlast oder Kurzschluss vorlag, je nachdem, ob das Schütz durch das Überlastrelais oder der Starterschuttschalter ausgeschaltet hat. Der Starterschuttschalter bietet darüber hinaus nach einer Kurzschlussauslösung den Vorteil des 3-poligen Trennens und der Wiedereinschaltbereitschaft. Die Schaltkombination mit dem Starterschuttschalter gewinnt im Rahmen sicherungsloser Steuerungen an Bedeutung.

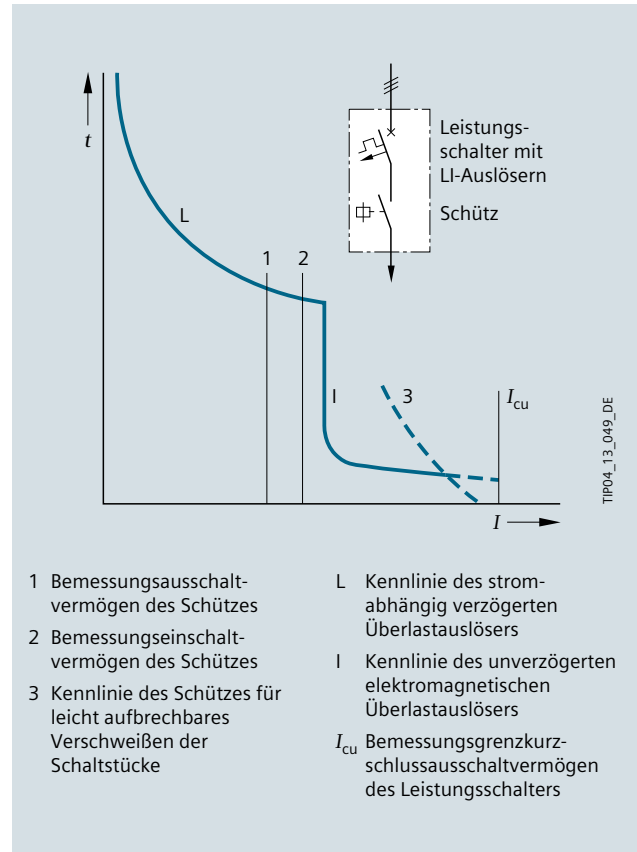


Abb. 7/8: Schaltkombination aus Leistungsschalter und Schütz

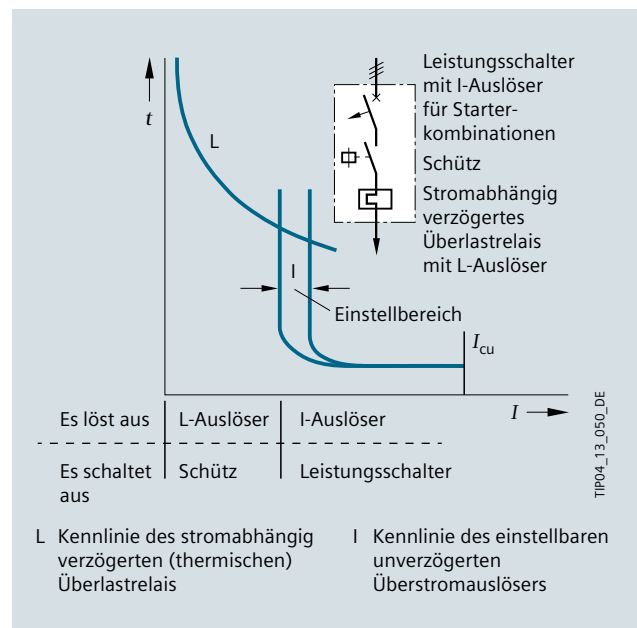


Abb. 7/9: Schaltkombination aus Leistungsschalter mit einstellbarem I-Auslöser, Schütz und Überlastrelais

7.3.3 Schaltkombinationen mit Thermistor-Motorschutzgeräten

Die Grenzen des Überlastschutzes durch Überlastrelais oder -auslöser liegen dort, wo aus dem Motorstrom nicht mehr auf die Wicklungstemperatur geschlossen werden kann. Das ist der Fall bei:

- Sehr häufigem Schalten
- Unregelmäßigem Aussetzbetrieb
- Behinderter Kühlung
- Erhöhter Umgebungstemperatur

In diesen Fällen werden Schaltkombinationen mit Thermistor-Motorschutzgeräten eingesetzt. Je nach Anlagenkonzept werden die Schaltkombinationen mit oder ohne Sicherungen aufgebaut. Der erreichbare Schutzzumfang hängt davon ab, ob der zu schützende Motor „ständerkritisch“ oder „läuferkritisch“ ist. Ansprechtemperatur, Koppelzeitkonstante und Lage der Temperaturfühler in der Motorwicklung spielen dabei ebenfalls eine wesentliche Rolle. Diese werden in der Regel vom Motorhersteller festgelegt.

„Ständerkritische“ Motoren

„Ständerkritische“ Motoren können mit Thermistor-Motorschutzgeräten und Überlastrelais ausreichend

gegen Überlastung und Übertemperatur geschützt werden. Der Kurzschluss- und Überlastschutz der Zuleitungen ist entweder durch Sicherungen und Leistungsschalter (Abb. 7/10 a) oder durch Sicherungen alleine (Abb. 7/10 b) herzustellen.

„Läuferkritische“ Motoren

„Läuferkritische“ Motoren können nur mit einem zusätzlichen Überlastrelais oder -auslöser auch bei Zuschalten mit festgebremstem Läufer ausreichend geschützt werden. Das Überlastrelais beziehungsweise der Überlastauslöser übernimmt dabei auch den Überlastschutz der Leitungen (Abb. 7/10 a, c und d).

Anmerkung: Für Motoren ist der Einsatz eines elektronischen Motorschutzsystems wie zum Beispiel SIMOCODE (mit und ohne Thermistorschutz) zu empfehlen. Vorteile sind: breites Leistungsspektrum, umfangreiche Steuerungsfunktionen, bustechnische Anbindung (PROFIBUS DP) etc.

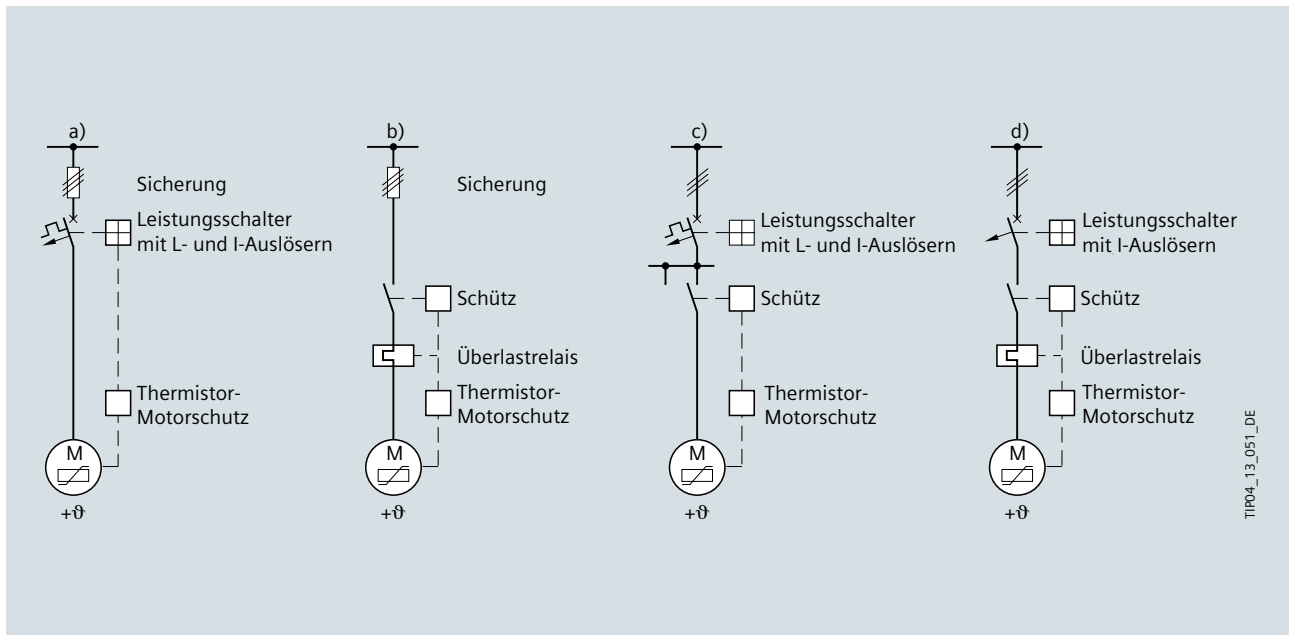


Abb. 7/10: Schaltkombination mit Thermistor-Motorschutzgerät und mit zusätzlichem Überlastrelais oder -auslöser (Prinzipialschaltplan)

TIP04_13_051_DE

7.3.4 Auswahl der Schutzgeräte

Abzweige in Verteilern und Steuerungen können zum Kurzschlusschutz mit Sicherungen oder sicherungslos mit Leistungsschaltern ausgerüstet werden. Bei der Auswahl der Schutzgeräte kann die Höhe der zu erwartenden Strombegrenzung, die bei Sicherungen kleiner Bemessungsströme größer ist als bei Bemessungsstromgleichen, strombegrenzenden Leistungsschaltern, mitentscheidend für die eine oder andere Lösung sein.

Vergleich der Schutzeigenschaften von Sicherungen und strombegrenzenden Leistungsschaltern

Beim Vergleich der Schutzeigenschaften von Sicherungen und Leistungsschaltern ist zu beachten:

- Das Bemessungskurzschlussausschaltvermögen, das sehr unterschiedlich sein kann
- Die Höhe der Strombegrenzung, die bei Sicherungen bis 400 A stets größer ist als bei Bemessungsstromgleichen, strombegrenzenden Leistungsschaltern
- Der Verlauf der Schmelzeit-Strom-Kennlinien bei Sicherungen und der Auslösekennlinien bei Schaltern
- Die Abschaltbedingungen nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410)

Vergleich der Strombegrenzung von NH-Sicherungen und Leistungsschaltern

Abb. 7/11 zeigt die strombegrenzende Wirkung eines Leistungsschalters (Bemessungsdauerstrom 63 A bei 400 V, 50 Hz) im Vergleich zu NH-Sicherungen (Typ 3NA von Siemens, Betriebsklasse gG, mit Bemessungsströmen 63 A und 100 A). Wegen der hohen Motoranlaufströme muss der Bemessungsstrom der Sicherung höher liegen als der Bemessungsbetriebsstrom des Motors, das heißt, für einen 30-kW-Motor ist mindestens ein 63-A-Leistungsschalter oder eine 100-A-Sicherung vorzusehen.

Vergleich der Auslösekennlinien von Sicherungen und bemessungsstromgleichen Leistungsschaltern

Im Zeit-Strom-Diagramm von Abb. 7/12 sind die Schmelzeit-Strom-Kennlinie a des Sicherungseinsatzes 63 A, Betriebsklasse gG und die LI-Auslösekennlinie b eines Leistungsschalters eingetragen. Der Einstellstrom des stromabhängig verzögerten Überlastauslösers des Leistungsschalters entspricht dem Bemessungsstrom des Sicherungseinsatzes.

Für eine stromabhängige Beurteilung des unterschiedlichen Auslöseverhaltens werden drei Strombereiche (in Abb. 7/12 mit 1, 2 und 3 gekennzeichnet) unterschieden:

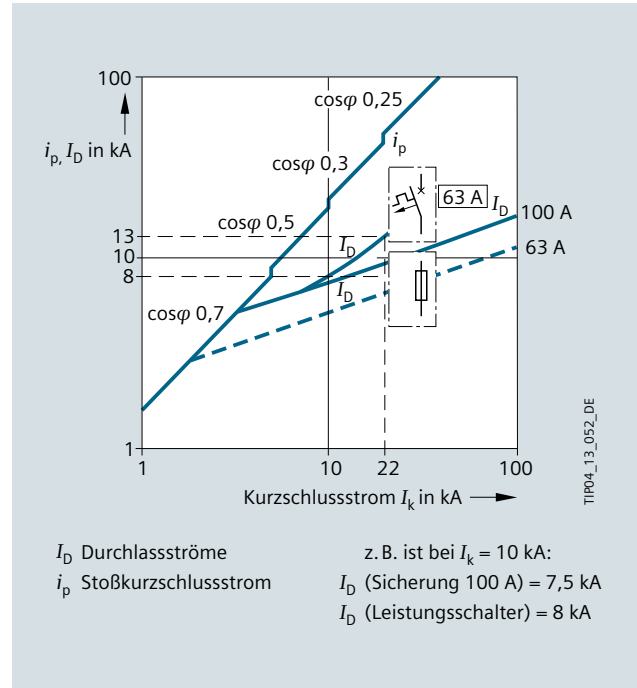


Abb. 7/11: Strombegrenzung von Leistungsschalter (63 A) und NH-Sicherungen (63 A beziehungsweise 100 A)

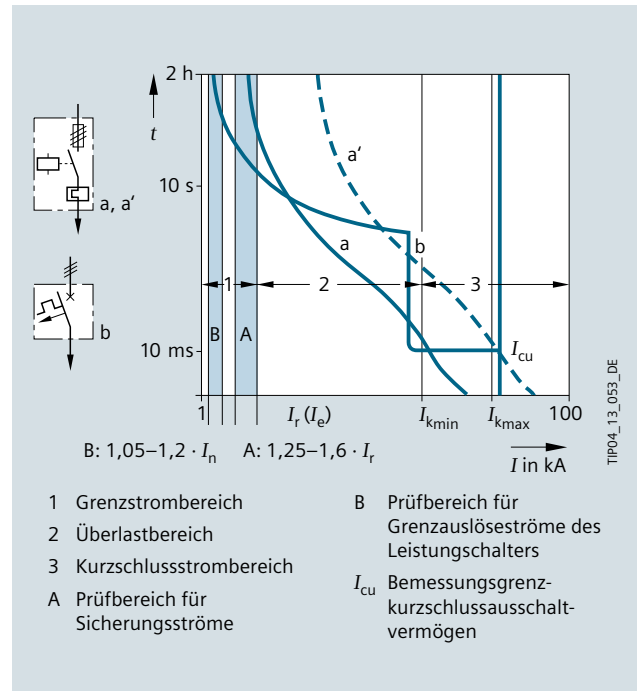


Abb. 7/12: Kennlinien und Bemessungsschaltvermögen von Sicherung (a) und Leistungsschalter (b) mit LI-Auslösern

- Grenzbereich (1)
Der Prüfbereich für Sicherungsströme (A) liegt zum Beispiel zwischen dem 1,25- und 1,6-fachen Bemessungsstrom, der Prüfbereich für Grenzauslöseströme des Überlastauslösers (B) dagegen zwischen dem 1,05- und 1,2-fachen Einstellstrom. Mit dem einstellbaren Überlastauslöser kann sein Einstellstrom und damit der Grenzauslösestrom der Dauerbelastbarkeit des Schutzobjekts besser angepasst werden als mit einer Sicherung, deren Bemessungsstromabstufung demgegenüber nur eine grobe Anpassung ermöglicht. Der Grenzstrom der Sicherung reicht für den Überlastschutz von Kabeln und Leitungen aus, nicht jedoch für den Anlaufstrom von Motoren. Hierfür müsste eine Sicherungskennlinie a' betrachtet werden
- Überlastbereich (2)
Im Überlastbereich verläuft die Schmelzzeit-Strom-Kennlinie der Sicherung steiler als die Auslösekennlinie des Überlastauslösers. Dies ist für den Überlastschutz von Kabeln und Leitungen erwünscht. Für den Überlastschutz von Motoren jedoch ist die träge Auslösekennlinie b erforderlich
- Kurzschlussstrombereich (3)
Im Kurzschlussstrombereich erfasst der unverzögerte Auslöser des Leistungsschalters Kurzschlussströme ab seinem Ansprechwert rascher als die Sicherung. Höhere Ströme schaltet die Sicherung schneller ab. Dementsprechend begrenzt sie den Kurzschlussstrom stärker als ein Schalter

Daraus ergibt sich für Sicherungen das extrem hohe Bemessungsausschaltvermögen von über 100 kA bei 690 V Betriebswechselfspannung. Demgegenüber ist das Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu} von Leistungsschaltern von mehreren Faktoren abhängig, zum Beispiel von der Bemessungsbetriebsspannung U_e und der Bauart.

Ein Vergleich der Schutzeigenschaften von Sicherungen und Leistungsschaltern sowie deren Schaltkombination ist in [Tab. 7/7](#) und [Tab. 7/8](#) zusammengestellt.

Auswahl von Leistungsschaltern für Stromkreise mit und ohne Sicherungen

Stromkreise und Steuerungen kann man mit oder ohne Sicherungen bauen.

Stromkreise mit Sicherungen (sicherungsbehaftete Bauweise)

In der klassischen Bauweise mit Sicherungen werden für den Anlagenschutz Sicherungslasttrennschalter, Lasttrennschalter mit Sicherungen und Sicherungen mit Sockel eingesetzt ([Tab. 7/9](#)).

Der Einspeiseschalter übernimmt den Überlast- und den selektiven Kurzschlusschutz des Transformators und Verteilers. Hierfür ist der Leistungsschalter 3WL geeignet. Für Transformatoren kleiner Bemessungsleistung kann auch ein Kompaktleistungsschalter 3VA eingesetzt werden oder ein 3VL wenn keine Selektivität gefordert wird. Die Sicherung für den Anlagenschutz übernimmt den Überlast- und Kurzschlusschutz der Leitung sowohl zum Unterverteiler als auch zum nicht motorischen Endverbraucher.

Die Schaltkombinationen aus Sicherung und Schalter für den Motorschutz sowie Sicherungen, Schütz und Überlastrelais übernehmen den Überlast- und Kurzschlusschutz der Motorzuleitung und des Motors.

Stromkreise ohne Sicherungen (sicherungslose Bauweise)

Bei Verteilern ohne Sicherungen ([Tab. 7/10](#)) werden Leistungsschalter vorgesehen zum Schutz der Anlagen gegen Kurzschluss und als Verbraucherschalter, für den Motorschutz alleine oder für Starterkombinationen zusammen mit dem Schütz. Die Schutzfunktionen der Schaltkombinationen aus Leistungsschalter, Schütz und Überlastrelais wurden bereits beschrieben. Weitere technische Angaben sind den Herstellerunterlagen zu entnehmen.

Eigenschaft	Sicherung	Leistungsschalter
Bemessungsschaltvermögen bei Wechselfspannung	> 100 kA, 690 V	$f(I_r, U_e \text{ Bauart}^1)$
Strombegrenzung	$f(I_n, I_k)$	$f(I_r, I_k, U_e \text{ Bauart}^1)$
Zusätzlicher Lichtbogenraum	keiner	$f(I_r, I_k, U_e \text{ Bauart}^1)$
Äußerlich erkennbare Aussage der Funktionsfähigkeit	ja	nein
Betriebssicheres Betätigen	mit Aufwand ²⁾	ja
Fernschalten	nein	ja
Selbsttätiges allpoliges Ausschalten	mit Aufwand ³⁾	ja
Meldemöglichkeit	mit Aufwand ⁴⁾	ja
Verriegelungsmöglichkeit	nein	ja
Wiedereinschaltbereitschaft nach: Überlastausschaltung Kurzschlussausschaltung	nein nein	ja $f(\text{Zustand})$
Betriebsunterbrechung	ja	$f(\text{Zustand})$
Wartungsaufwand	nein	$f(\text{Schaltzahl und Zustand})$
Selektivität	ohne Aufwand	mit Aufwand
Austauschbarkeit	ja ⁵⁾	bei gleichem Fabrikat
Kurzschlusschutz: Leitung Motor	sehr gut sehr gut	gut gut
Überlastschutz: Leitung Motor	ausreichend nicht möglich	gut gut

¹⁾ Bauart kann sein: Löschprinzip, Kurzschlussfestigkeit durch Eigenwiderstand, konstruktive Gestaltung
²⁾ z. B. mit Hilfe von berührungssicheren Sicherungslasttrennschaltern mit Schnelleinschaltung
³⁾ Mit Hilfe der Sicherungsüberwachung und des zugeordneten Leistungsschalters
⁴⁾ Mit Hilfe der Sicherungsüberwachung
⁵⁾ Da genormt

Tab. 7/7: Prüfbereichsgrenzen für das Auslöseverhalten von Schutzgeräten (f(...)) kennzeichnet eine funktionale Abhängigkeit der Eigenschaft von den Größen und Parametern in Klammern

[zurück zu Seite 128](#)

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Schutzeinrichtungen mit Sicherungen							
Schutzobjekte und Schalthäufigkeit	Sicherung						
	Überlastschutz						
	- Leitung	++	++	+	+	++	++
	- Motor (ständerkritisch)	++ ¹⁾	++	++	++	++	++
	- Motor (läuferkritisch)	++ ¹⁾	++	+	+	++	++
	Kurzschlusschutz						
- Leitung	++	++	++	++	++	++	
- Motor	++	++	++	++	++	++	
Schalthäufigkeit	-	++	-	++	-	++	
Schutzeinrichtungen ohne Sicherungen							
Schutzobjekte und Schalthäufigkeit	-						
	Überlastschutz						
	- Leitung	++	++	++	++	++	+
	- Motor (ständerkritisch)	++ ¹⁾	++	++	++	++ ¹⁾	++
	- Motor (läuferkritisch)	++ ¹⁾	++	++	++	++ ¹⁾	++
	Kurzschlusschutz						
- Leitung	++	++	++	++	++	++	
- Motor	++	++	++	++	++	++	
Schalthäufigkeit	+	+	+	+	-	-	

Tab. 7/8: Vergleich der Schutzeigenschaften von Schaltkombinationen (Prinzipschaltpläne)

[zurück zu Seite 128](#)

¹⁾ Schutz mit geringer Einschränkung bei Ausfall eines Außenleiters ++ Sehr gut + Gut - Gering

Nr.	Art der Leistungsschalter	Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu}	Typ des Auslösers bzw. Relais					Sicherung	Auslöse-kennlinie ¹⁾
			L Einstellbar	L Fest eingestellt	S Einstellbar	I Fest eingestellt	I Einstellbar		
Einspeiseschalter									
1	Leistungsschalter für den Anlagenschutz mit Forderung nach Selektivität	$\geq I_{k1}$	x	-	x	-	x		
Verteilerschalter									
2	Sicherung für den Anlagenschutz	$\geq I_{k2}$	-	-	-	-	-	x	
Verbraucherschalter									
3	Sicherung und Leistungsschalter für den Motorschutz	$\geq I_{k3}$ $\leq I_{k3}$	-	-	-	-	x	-	
4	Sicherung und Direktstarter für den Motorschutz	$\geq I_{k3}$ $\leq I_{k3}$	-	-	-	-	-	x	
5	Sicherung für den Endverbraucher	$\geq I_{k3}$	-	-	-	-	-	x	

¹⁾ $\updownarrow \leftrightarrow$ Auslöser einstellbar

Tab. 7/9: Verteiler mit Sicherungen und Leistungsschaltern

zurück zu Seite 128

Nr.	Art der Leistungsschalter	Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu}	Typ des Auslösers bzw. Relais					Auslöse-kennlinie ¹⁾
			L Einstellbar	L Fest eingestellt	S Einstellbar	L Fest eingestellt	L Einstellbar	
Einspeiseschalter								
1	Leistungsschalter für den Anlagenschutz mit Forderung nach Selektivität	$\geq I_{k1}$	x	-	x	-	x	
Verteilerschalter								
2 ²⁾	Leistungsschalter für den Anlagenschutz ohne Forderung nach Selektivität	$\geq I_{k2}$	-	x	-	x	-	
3	Leistungsschalter für den Anlagenschutz mit Forderung nach Selektivität	$\geq I_{k2}$	x	-	x	-	x	
Verbraucherschalter								
4	Leistungsschalter für den Motorschutz	$\geq I_{k3}$	x	-	-	x	-	
5	Leistungsschalter und Direktstarter für den Motorschutz	$\geq I_{k3}$ $\geq I_{k3}$	-	-	-	x	-	

¹⁾ \updownarrow ↔ Auslöser einstellbar
²⁾ 3 Varianten möglich, Variante 3 bildlich dargestellt

Tab. 7/10: Energieverteilung mit Leistungsschalter ohne Sicherungen

[zurück zu Seite 128](#)

7.4 Leitungsschutzschalter

Leitungsschutz(LS)-Schalter dienen in erster Linie dem Schutz von Kabeln und Leitungen gegen Überlast und Kurzschluss. Damit schützen sie elektrische Betriebsmittel gegen zu hohe Erwärmung nach den relevanten Normen, zum Beispiel IEC 60364-4-43 (VDE 0100-430). Unter bestimmten Voraussetzungen gewährleisten LS-Schalter im TN-System auch den Schutz gegen elektrischen Schlag bei zu hoher Berührungsspannung durch Isolationsfehler, zum Beispiel nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410).

LS-Schalter werden in Verteilungsnetzen sowohl im Zweckbau als auch in der Industrie eingesetzt. Den vielfältigen Anforderungen der unterschiedlichen Anwendungsgebiete und -fälle werden sie durch verschiedene Ausführungen und mithilfe von umfassendem Zubehör gerecht, zum Beispiel Hilfsstrom- und Fehlerstromschaltern, Arbeitsstromauslösern etc.

Auslösecharakteristik

Je nach Anwendungsfall, bezogen auf das im zu schützenden Stromkreis angeschlossene Betriebsmittel, stehen vier Auslösecharakteristiken (A, B, C und D) zur Verfügung:

- Auslösecharakteristik A eignet sich besonders für den Schutz von Wandlern in Messkreisen, für Stromkreise mit elektronischer Regelung und wenn Abschalten innerhalb 0,4 s nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410) erforderlich ist
- Auslösecharakteristik B entsprechend IEC 60898-1 (VDE 0641-11-100) ist die Standardcharakteristik für Steckdosenstromkreise im Wohn- und Zweckbau
- Auslösecharakteristik C entsprechend IEC 60898-1 ist von Vorteil beim Einsatz von Betriebsmitteln mit höheren Einschaltströmen, zum Beispiel Lampen und Motoren
- Auslösecharakteristik D entsprechend IEC 60898-1 ist angepasst an stark impulserzeugende Betriebsmittel wie Transformatoren, Magnetventile oder Kondensatoren

Wirkungsweise

Leitungsschutzschalter sind Schutzschalter für Handbetätigung mit Überstrom-Fernauslösung (thermischer Überstrom-Schnellauslöser). Mehrpolige Geräte sind außen mechanisch über die Griffe und gleichzeitig innen über die Auslöser gekoppelt.

Normen

Internationale Basis-Normen sind IEC 60898-1 und IEC 60898-2. Darauf beruhen für Deutschland die nationalen Normen VDE 0641-11-100 und VDE 0641-12. Die Baugrößen sind in DIN 43880 beschrieben. Für den Personenschutz sind die relevanten Normen einzuhalten, zum Beispiel für die Abschaltbedingungen nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410).

Ausführungen

LS-Schalter gibt es in den verschiedensten Ausführungen: 1-polig, 2-polig, 3-polig und 4-polig sowie mit geschaltetem Neutralleiter 1-polig+N und 3-polig+N.

Nachträglich anbaubar sind je nach Gerätebauart:

- Hilfsstromschalter (AS, en: auxiliary switch)
- Fehlerstromschalter (FC, en: fault signal contact)
- Arbeitsstromauslöser (ST, en: shunt trip)
- Unterspannungsauslöser (UR, en: undervoltage release)
- Fehlerstromschutzeinrichtungsblok (RCD, en: residual current protective device)

Durch den Anbau eines FI-Blocks an den LS-Schalter erhält man eine FI/LS-Kombination, die als komplettes System sowohl Leitungsschutz als auch Personenschutz beim indirekten und direkten Berühren bietet. Spezielle Brandschutzschalter, zum Beispiel aus der Gerätereihe 5SM6, identifizieren betriebsmäßige und gefährliche Störlichtbögen, wodurch ein zuverlässiges Abschalten des Stromkreises beim Auftreten gefährlicher Störlichtbögen ermöglicht wird. Auch von den Brandschutzschaltern gibt es Varianten in Kombination mit LS- und FI/LS-Schaltern.

Hilfsstromschalter melden den Schaltzustand des LS-Schalters und geben Auskunft darüber, ob eine Ausschaltung von Hand- oder automatisch erfolgte. Fehlerstromschalter zeigen die Ausschaltung des LS-Schalters durch Überlast oder Kurzschluss an. Arbeitsstromauslöser sind zur Fernschaltung von LS-Schaltern geeignet. Unterspannungsauslöser schützen im Stromkreis liegende Verbraucher gegen die Auswirkungen einer zu niedrigen Versorgungsspannung.

Durch Anschluss des Hilfsstromschalters und Fehlerstromschalters an einen instabus KNX-Binäreingang können die Signale auch in ein *instabus* KNX-System (zum Beispiel GAMMA *instabus*) eingelesen werden. Mittels *instabus* KNX-Binärausgang kann über den Arbeitsstromauslöser der LS-Schalter auch über *instabus* KNX fernausgelöst werden.

Je nach Bauart haben Siemens-LS-Schalter folgende weitere Merkmale:

- Sehr gute Strombegrenzung
- Beidseitig identische Klemmen zum wahlweisen Einspeisen oben oder unten
- Werkzeuglose Montage und Demontage
- Schnelles und einfaches Lösen aus dem Verbund möglich
- Finger- und Handrücksicherheit der Klemmen nach EN 50274 (VDE 0660-514)
- Kombiklemmen zum gleichzeitigen Anschließen von Sammelschienen und Zuleitungen
- Hauptschaltereigenschaften nach IEC 60204-1 (VDE 0113-1)
- Separate Schaltstellungsanzeige

LS-Schalter in Wechselstromausführung sind für alle Wechsel- und Drehstromnetze bis zu einer Nennspannung 240/415 V und alle Gleichstromnetze bis 60 V (1-polig) und 120 V (2-polig) geeignet. Die Bemessungs-

spannung der LS-Schalter beträgt 230/400 V AC. LS-Schalter in Allstromausführung sind auch für 220 V DC (1-polig) und 440 V DC (2-polig) einsetzbar. Damit im Fehlerfall die Leiterisolierungen nicht beschädigt werden, dürfen die Temperaturen bestimmte Werte nicht überschreiten. Dies sind für PVC-Isolierungen 70 °C permanent beziehungsweise 160 °C für maximal 5 s (Kurzschlussfall).

Für den Überstromschutz der Leitungen haben die LS-Schalter üblicherweise zwei unabhängige Auslöser. Im Überlastfall schaltet ein Bimetall entsprechend der Stromstärke zeitverzögert ab. Ist jedoch ein bestimmter Schwellwert im Kurzschlussfall überschritten, schaltet ein elektromagnetischer Überstromauslöser sofort ohne Verzögerung ab. Der Auslösebereich (Zeit-Strom-Grenzband) der LS-Schalter nach IEC 60898-1 (VDE 0641-11-100) wird über die Kenngrößen I_1 bis I_5 (siehe Abb. 7/13) festgelegt. Die Kenngrößen I_B und I_Z der Leitung stehen dazu in Beziehung.

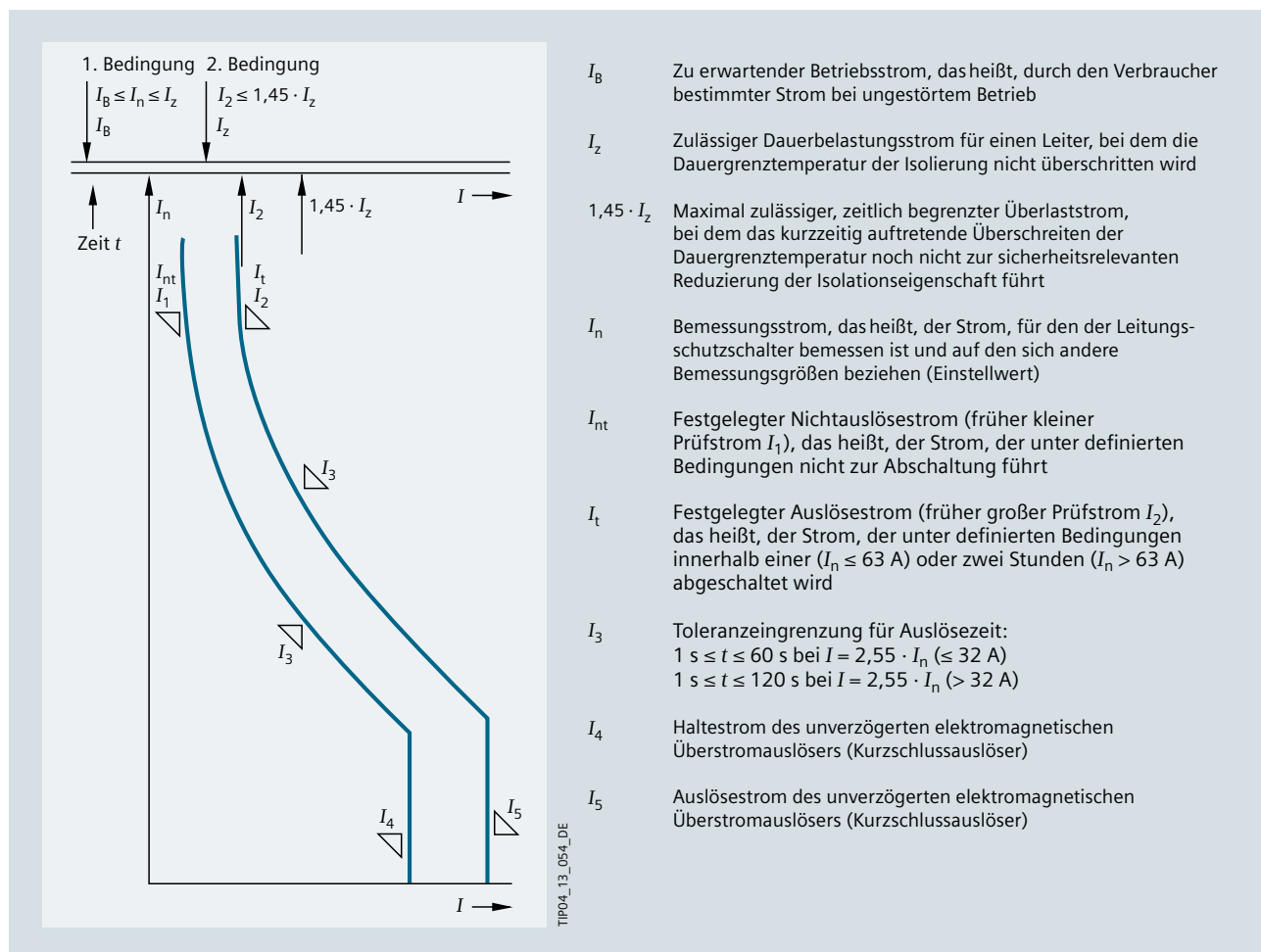


Abb. 7/13: Prinzipdarstellung der Bezugswerte von Leitungen und Schutzeinrichtungen

Die Auslösebedingungen der LS-Schalter für die Charakteristiken B, C und D aus der Norm IEC 60898-1 (VDE 0641-11-100) erleichtern die Zuordnung zu den Leiterquerschnitten. In den relevanten Normen, beispielsweise IEC 60364-4-43 (VDE 0100-430) sind folgende Bedingungen aufgeführt:

Bemessungsstromregel

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

Auslösestromregel

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Da bei Betrachtung der Kennlinien von LS-Schaltern die Auslösestromregel wegen $I_2 = 1,45 \cdot I_Z$ automatisch erfüllt ist, genügt es, wenn der Bemessungsstrom I_n des LS-Schalters kleiner oder gleich dem zulässigen Dauerbelastungsstrom für den Leiter I_Z ist.

Daraus folgend kann eine Zuordnung zwischen Bemessungsströmen von LS-Schaltern und Leiterquerschnitten (Tab. 7/11) angegeben werden, bezogen auf eine Umgebungstemperatur von + 30 °C, wie sie nach IEC 60364-4-43 (VDE 0100-430) gilt, und in Abhängigkeit der Verlegeart und -häufung.

Beispiel: Stegleitung, mehradrige Leitung auf beziehungsweise in der Wand, Verlegeart C¹⁾ bei + 30 °C Umgebungstemperatur

¹ Verlegeart C nach IEC 60364-5-52 (VDE 0298-4): Die Leitungen sind dabei so befestigt, dass der Abstand zwischen ihnen und der Wandoberfläche kleiner als der 0,3-fache Außendurchmesser der Leitungen ist.

Bemessungsquerschnitt q_n in mm ²	Bemessungsstrom I_n des LS-Schalters bei Schutz von		I_Z (Leitung) zulässiger Dauer- belastungsstrom bei	
	2 belasteten Leitern in A	3 belasteten Leitern in A	2 belasteten Leitern in A	3 belasteten Leitern in A
1,5	16	16	19,5	17,5
2,5	25	20	27	24
4	32	32	36	32
6	40	40	46	41
10	63	50	63	57
16	80	63	85	76
25	100	80	112	96
35	125	100	138	119

Tab. 7/11: Zuordnung von Leitungsschutzschaltern zu Leiterquerschnitten

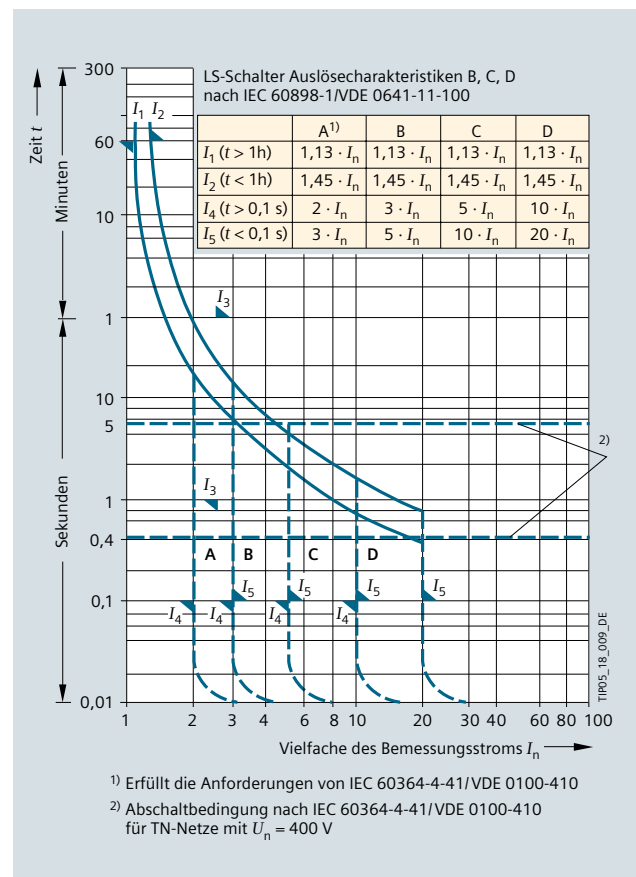
Siemens-LS-Schalter stehen dem Anwender mit den Auslösecharakteristiken B, C und D unter anderem mit dem VDE-Zeichen auf Basis des CCA-Verfahrens (CENELEC-Certification-Agreement) zur Verfügung.

In Abb. 7/14 sind alle Auslösecharakteristiken dargestellt. Aufgrund der Lage der Auslöseebänder gilt von Kennlinie A nach D:

- Strompulsfestigkeit nimmt zu
- Zulässige Leitungslänge für den Personenschutz nimmt ab

Temperatureinfluss

Die Auslösekennlinien sind den Normen entsprechend bei einer Umgebungstemperatur von +30 °C definiert. Bei höheren Temperaturen verschiebt sich die thermische Auslösekennlinie in Abb. 7/14 nach links, bei tieferen Temperaturen nach rechts. Das bedeutet, dass die Auslösung schon bei niedrigeren Strömen (höhere Temperatur) oder erst bei höheren Strömen (niedrigere Temperatur) wirksam wird.



¹⁾ Erfüllt die Anforderungen von IEC 60364-4-41/VDE 0100-410
²⁾ Abschaltbedingung nach IEC 60364-4-41/VDE 0100-410 für TN-Netze mit $U_n = 400 V$

Abb. 7/14: Zeit-Strom-Grenzbereiche von LS-Schaltern

Dies ist besonders zu beachten in heißen Räumen bei Einbau in gekapselte Verteiler, in denen sich durch die Stromwärmeverluste der eingebauten Geräte höhere Temperaturen ergeben können, und bei im Freien stehenden Verteilern. LS-Schalter können bei Temperaturen von -25 °C bis $+55\text{ °C}$ eingesetzt werden. Die relative Luftfeuchtigkeit darf 95 % betragen.

Klimabeständigkeit

Siemens-LS-Schalter sind klimabeständig gemäß der Norm IEC 60068-2-30. Sie wurden mit sechs Klimazyklen erfolgreich geprüft.

Schutzart

Da LS-Schalter vorwiegend in Verteiler eingebaut werden, muss ihre Schutzart den Anforderungen der jeweiligen Raumart entsprechen. LS-Schalter außerhalb einer Kapselung erreichen mit entsprechenden Klemmenabdeckungen die Schutzart IP30 nach IEC 60529 (VDE 0470-1). LS-Schalter können mit einer Schnappbefestigung für die schnelle Montage auf 35 mm breiten Hutschienen ausgerüstet sein. Einige Ausführungen lassen zusätzlich das Aufschauben auf Montageplatten zu.

Montage

Bei einigen Baureihen steht ein werkzeuglos von Hand zu betätigendes Schnellmontage- und -lösesystem zur Verfügung, welches sogar das Lösen von einzelnen LS-Schaltern aus dem verschienten Verbund ermöglicht.

Bemessungsschaltvermögen I_{cn}

Ein wesentliches Leistungsmerkmal der LS-Schalter ist neben der Kennlinientreue das Bemessungsschaltvermögen. Die Einteilung erfolgt nach IEC 60898-1 in Schaltvermögensklassen und gibt Auskunft darüber, bis zu welcher Höhe Kurzschlussströme abgeschaltet werden können. Normwerte für das Bemessungsausschaltvermögen sind 1.500 A, 3.000 A, 4.500 A, 6.000 A,

10.000 A, 15.000 A, 20.000 A und 25.000 A. Siemens LS-Schalter bieten je nach Ausführung Bemessungsschaltvermögenswerte bis zu 25.000 A mit VDE-Approval.

Energiebegrenzungsklassen

Um eine Aussage über die Selektivität des LS-Schalters zu vorgeschalteten Sicherungen zu erhalten, kann die Energiebegrenzung entsprechend der I^2t -Charakteristik betrachtet werden. Für die LS-Schalter vom Typ B und C bis zum Bemessungsstrom von 63 A werden in Tab. 7/12 die im europäischen Raum zulässigen I^2t -Werte der Energiebegrenzungsklasse 3 aufgeführt. Grundlage bildet die Änderung A13 der Norm EN 60898-1 (prEN 60898-1-100/VDE 0641-11-100). In der IEC 60898-1 wird keine Energiebegrenzungsklasse aufgeführt und nur allgemein auf die I^2t -Charakteristik zur Kennzeichnung des LS-Schalters verwiesen.

In Deutschland gelten die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der deutschen Verteilnetzbetreiber (VNB). Danach werden in Haushalts- und Zweckbauverteilern nach dem Zähler nur LS-Schalter mit einem Bemessungsschaltvermögen von mindestens 6.000 A und der Energiebegrenzungsklasse 3 eingesetzt, da die Hausanschlussicherung pro Wohneinheit immer $\leq 63\text{ A}$ ist und damit den Backup-Schutz gewährleistet.

Die Geräte müssen die Aufschrift

6000
3

 tragen.

Selektivität

Selektivität bedeutet, dass im Fehlerfall nur das Schutzorgan abschaltet, welches dem Fehlerort im Verlauf des Strompfades am nächsten liegt. Damit kann in parallel liegenden Stromkreisen der Energiefluss aufrechterhalten werden. In Abb. 7/15 ist der Stromverlauf einer Abschaltung in Bezug auf die Energiebegrenzungsklassen schematisch dargestellt. Der Siemens LS-Schalter B16 begrenzt die Energie auf wesentlich niedrigere Werte als für die Energiebegrenzungsklasse 3 vorge-

Bemessungskurzschluss-schaltvermögen	Zulässige I^2t -Werte für LS-Schalter (Energiebegrenzungsklasse 3)							
	in A		20, 25, 32 A		40 A		50, 63 A	
	Typ B	Typ C	Typ B	Typ C	Typ B	Typ C	Typ B	Typ C
3.000	15.000	17.000	18.000	20.000	21.600	24.000	28.000	30.000
4.500	25.000	28.000	32.000	37.000	38.400	45.000	48.000	55.000
6.000	35.000	40.000	45.000	52.000	54.000	63.000	65.000	75.000
10.000	70.000	80.000	90.000	100.000	108.000	120.000	135.000	145.000

Tab. 7/12: Nach IEC 60898-1 (VDE 0641-11-100) zulässige I^2t -(Durchlass-)Werte der Energiebegrenzungsklasse 3 (in A^2s) für LS-Schalter Typ B und C bis 63 A

schrieben. Abb. 7/15 zeigt die Selektivitätsgrenzen von LS-Schaltern mit verschiedenen Energiebegrenzungsklassen durch den Schnittpunkt der LS-Abschaltkennlinie mit der Schmelzkennlinie der Sicherung. Auch macht sich die sehr wirksame Energiebegrenzung des LS-Schalters durch die bessere Selektivität zur vorgeschalteten Sicherung bemerkbar.

Backup-Schutz

Übersteigt der Kurzschlussstrom an der Einbaustelle des LS-Schalters dessen Bemessungsschaltvermögen, muss ihm ein weiteres Kurzschlusschutzorgan vorgeschaltet werden. Ohne die Funktionsfähigkeit des LS-Schalters in solchen Fällen zu beeinträchtigen, wird das Schaltvermögen der Kombination auf bis zu 50 kA erhöht.

In einigen Ländern werden zunehmend Leistungsschalter anstelle von NH-Sicherungen vorgeschaltet, wobei je nach Typ das gemeinsame Schaltvermögen stark reduziert wird. Obwohl Leistungsschalter ein hohes eigenes Bemessungsausschaltvermögen besitzen, schalten sie im Bereich des Grenzsaltvermögens der LS-Schalter (6 kA / 10 kA) noch nicht genügend strombegrenzend, sodass sie in Relation zu einer Sicherung weniger Unterstützung bieten können.

Für die Kompaktleistungsschalter 3VA von Siemens können aktuelle Back-up-Tabellen elektronisch über die Internetseite des Siemens Industry Online Supports geladen werden:

www.siemens.de/sios

Dazu geben Sie bei der Suche ein:

„Back-up-Schutztabellen 3VA“

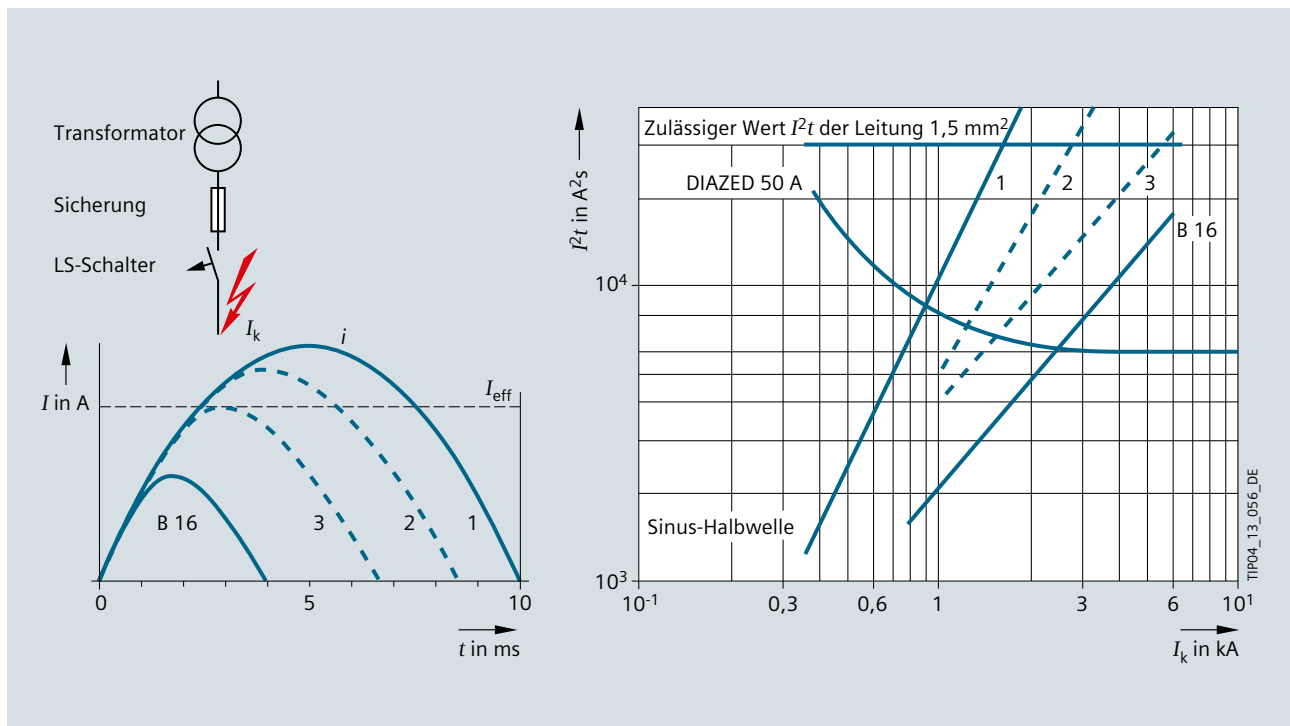


Abb. 7/15: Selektivität von LS-Schaltern der Energiebegrenzungsklassen 1, 2 und 3 zu Vorsicherungen (Kurve B16 gilt für Siemens-Schalter 16 A, Auslösecharakteristik B)

[zurück zu Seite 136](#)

7.5 Selektivität in Niederspannungsnetzen

In einigen Normen zur Beschreibung der Errichtung von Niederspannungsanlagen wird der Nachweis der Selektivität gefordert – speziell für Stromkreise für Sicherheitszwecke in IEC 60364-5-56 (VDE 0100-560) und grundsätzlich beispielsweise für medizinisch genutzte Bereiche in IEC 60364-7-710 (VDE 0100-710). Bei in Reihe geschalteten Schutzgeräten besteht volle Selektivität, wenn im Fehlerfall nur das unmittelbar vor dem Fehlerfall befindliche Schutzgerät abschaltet.

Zwei Ausprägungen von Selektivität werden unterschieden:

- Teilsselektivität laut IEC 60947-2 (VDE 0660-101):
Bei zwei Überstromeinrichtungen in Reihe übernimmt die Schutzeinrichtung auf der Lastseite den Schutz durch Überstromselektivität bis zu einem gegebenen Überstromwert, ohne dass die andere Schutzeinrichtung wirksam wird
- Volle Selektivität laut IEC 60947-2 (VDE 0660-101):
Überstromselektivität von zwei Überstromschutzrichtungen in Reihe, wobei die Schutzrichtung auf der Lastseite den Schutz bis zu dem dort auftretenden maximalen Kurzschlussstrom übernimmt, ohne dass die andere Schutzrichtung wirksam wird

Selektivitätsarten

- Stromselektivität:
Selektives Abschalten durch Staffelung der unverzögerten Kurzschluss Schnellauslöser I_t -Leistungsschalter mit I-Charakteristik
- Zeitselektivität:
Staffelung der einstellbaren Auslösezeiten (t_{sd} im S-Teil) der Kurzschlussauslöser. Dies gilt sowohl für Standard- als auch für stromabhängige Kennlinien. Bei Leistungsschaltern mit LSI-Charakteristik wird die Zeitselektivität häufig in Hauptverteilungen und bei Übergängen zwischen Geräten verschiedener Hersteller genutzt
- Dynamische / Energie-Selektivität:
Selektivität basierend auf der Betrachtung der Durchlassenergie beziehungsweise des Durchlassstroms, des nachgeordneten Geräts und der Auslöseenergie beziehungsweise des Auslösestroms des vorgeordneten Schutzorgans

Selektivitätsbestimmung

Das Selektivitätsverhalten zweier in Reihe geschalteter Schutzgeräte kann grundsätzlich durch eine der zwei folgenden Arten bestimmt werden:

- Kennlinienvergleich (mit Einschränkungen, wie im Folgenden gezeigt)

- Experimentelle Selektivitätsmessung (alternativ ist eine komplexe Simulation der Selektivitätsverhältnisse – eine sogenannte „desk study“ nach IEC 60947-2 möglich)

Kennlinienvergleich

Für den Kennlinienvergleich stehen drei Diagrammartentypen zur Verfügung:

- Zeit-Strom-Diagramm
- Durchlassstrom-Diagramm
- Durchlassenergie-Diagramm

Traditionell werden wegen der Betrachtung über mehrere Größenordnungen hinweg die Kennlinien und deren Vergleich mit einer doppeltlogarithmischen Auftragung durchgeführt. Im Überlastbereich sind Ansprech- und Gesamtabschaltzeiten näherungsweise gleich groß und in einem Zeit-Strom-Diagramm darstellbar.

Eine Selektivitätsbeurteilung im Kurzschlussfall kann für den Zeitbereich ≥ 100 ms durch Kennlinienvergleich im L- beziehungsweise S-Bereich erfolgen. Dabei sind unter anderem Toleranzen, erforderliche Schutzeinstellungen und maßstabsgetreue Auftragung der Kurven zu beachten.

Für den Zeitbereich kleiner 100 ms ist die Selektivität durch Prüfung oder durch eine sogenannte „desk study“ (siehe IEC 60947-2) nachzuweisen. Bei einer „desk study“ wird eine komplexe Simulation durchgeführt, die das dynamische Verhalten der Schaltgeräte mit den entsprechenden Durchlass- und Ansprechenergien beziehungsweise -strömen berücksichtigt. Da der Zeit- und Kostenaufwand für Prüfungen oder einer „desk study“ in der Regel sehr hoch sind, wenn unterschiedliche Geräte in Energieverteilungen eingesetzt werden, sind die Selektivitätsgrenzwerte meist nur von namhaften Geräteherstellern verfügbar. Dann können in der Praxis die jeweiligen Durchlassströme beziehungsweise Durchlassenergien mit den Ansprechströmen beziehungsweise die Durchlassenergien der Schutzgeräte verglichen werden. Dies setzt natürlich voraus, dass die Werte der Gerätehersteller vorliegen und entsprechend exakt betrachtet werden. Eine Selektivitätsbeurteilung setzt aus vorgeannten Gründen den durchgängigen Einsatz von Produkten eines Herstellers voraus.

Alle Kennlinien – wenn nicht bereits vom Hersteller vorgegeben – müssen für eine sichere Selektivitätsbestimmung mit einem Toleranzband versehen werden. Bei Schaltgeräten sind nach IEC 60947-2 (VDE 0660-101) für den unverzögerten Überstromauslöser $\pm 20\%$ Toleranz zu berücksichtigen. Für den elektromechanischen Überlastauslöser sind die teilweise erheblich reduzierten Ansprechzeiten bei betriebswarmem Zustand zu berücksichtigen.

Selektivitätsgrenzwertbestimmung

Grundsätzlich können alle Selektivitätsgrenzwerte zwischen zwei Schutzgeräten durch Messungen beziehungsweise Prüfungen ermittelt werden. Insbesondere bei der Beurteilung im Kurzschlussfall sind solche Messungen aufgrund der schnellen Schaltvorgänge bei der Verwendung strombegrenzender Schutzgeräte nahezu unumgänglich. Diese Messungen können jedoch einen beträchtlichen Aufwand verursachen, weshalb viele Hersteller entsprechende Selektivitätstabellen ihrer Schutzgeräte veröffentlichen. Für Niederspannungs-Schutzgeräte von Siemens – Leistungsschalter, Motorschutzschalter, Leitungsschutzschalter und Sicherungen – können aktuelle Selektivitätstabellen elektronisch über die Internetseite des Siemens Industry Online Supports geladen werden:

www.siemens.de/sios

Dazu geben Sie bei der Suche ein:

„Selektivitätstabelle“

Um stets aktuell über Änderungen informiert zu werden, können Sie sich für den Planer-Newsletter anmelden, den Sie als E-mail-Newsletter erhalten. Anmeldung:

www.siemens.de/tip-cs

Bei einer Verwendung von SIMARIS design werden alle Selektivitätskriterien für Siemens-Produkte automatisch berücksichtigt.

Eine näherungsweise Bestimmung von minimalen Selektivitätsgrenzwerten für Schaltgerätekombinationen kann durchgeführt werden:

- Bei vorgeschaltetem Leistungsschalter durch Vergleich der Durchlassstromkennlinie des nachfolgenden Geräts mit dem Ansprechwert des unverzögerten Kurzschlussauslösers für das vorgeschaltete Gerät
- Bei vorgeordneter Sicherung Selektivität ist gegeben, solange die Durchlassenergie des nachgeordneten Schutzgeräts die Schmelzenergie der Sicherung nicht übersteigt

7.5.1 Selektivität in Strahlennetzen

Selektivität in Reihe liegender Sicherungen

Die Einspeiseleitung und die von der Sammelschiene eines Verteilers abgehenden Abzweige führen unterschiedliche Betriebsströme und haben daher auch ver-

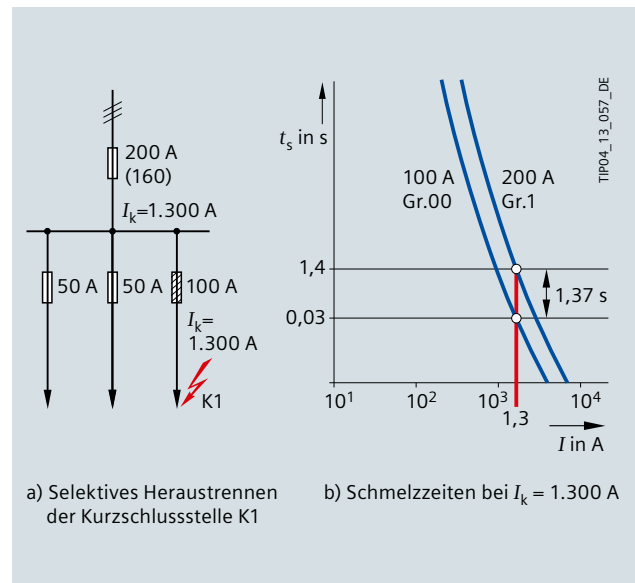


Abb. 7/16: Selektivität in Reihe liegender NH-Sicherungen gleicher Betriebsklasse (Beispiel)

schiedene Querschnitte. Sie werden somit üblicherweise mit Sicherungen unterschiedlicher Bemessungsströme geschützt, welche aufgrund ihres unterschiedlichen Ansprechverhaltens Selektivität ermöglichen.

- Selektivität in Reihe liegender Sicherungen gleicher Betriebsklasse:
Die Selektivität bei Verwendung von Sicherungen der Betriebsklasse gG, beziehungsweise gL, ist grundsätzlich über den gesamten Überstrombereich bis zum Bemessungsschaltvermögen gewährleistet (volle Selektivität), wenn sich die Bemessungsströme um den Faktor 1,6 oder mehr unterscheiden (Abb. 7/16). Bei Staffellung der Bemessungsströme im Verhältnis 1 / 1,6 kann für Sicherungen gleicher Betriebsklassen ein Kennlinienvergleich im Zeit-Strom-Diagramm entfallen
- Selektivität in Reihe liegender Sicherungen verschiedener Betriebsklassen:
Da sich die Form der Zeit-Strom-Kennlinien für verschiedene Betriebsklassen (zum Beispiel aM und gG) unterscheiden, ist ein Kennlinienvergleich nötig. Die zugehörigen Daten sind vom Hersteller bereit zu stellen. Für NH-Sicherungen von Siemens sind die Daten für die rechnergestützte Selektivitätsbestimmung in SIMARIS design hinterlegt

Bei hohen Kurzschlussströmen sollten die Stromwärme-
werte (I^2t -Werte) verglichen werden. Im dargestellten Beispiel von Abb. 7/16 wäre auch eine NH-Sicherung mit 160 A zu einer NH-Sicherung mit 100 A voll selektiv.

Selektivität in Reihe liegender Leistungsschalter

Durch die verschiedenen Auslöser von Leistungsschaltern lässt sich die Selektivität durch verschiedene Vorgehensweisen bei der Staffelung erreichen:

- Strom-Selektivität
- Dynamische Selektivität (Energie-Selektivität)
- Zeit-Selektivität
- Zeitverkürzte Selektivitätssteuerung für Zonenselektivität ZSI (en: zone selective interlocking)

Im Folgenden soll kurz auf die unterschiedlichen Selektivitätsbetrachtungen eingegangen werden.

Strom-Selektivität (Staffelung der Ansprechströme von I-Auslösern)

Eine Selektivität kann durch Staffelung der Ansprechströme der I-Auslöser erreicht werden (Abb. 7/17).

Voraussetzung hierfür ist:

- Stromstaffelung bei verschieden hohen Kurzschlussströmen:
Die Kurzschlussströme sind bei einem Kurzschluss an

den jeweiligen Einbaustellen der Leistungsschalter ausreichend unterschiedlich

- Stromstaffelung bei unterschiedlich eingestellten I-Auslösern:

Die Bemessungsströme und damit die I-Auslöser-Werte des vor- und nachgeordneten Leistungsschalters unterscheiden sich entsprechend

- 5-Sekunden-Abschalt- und Leitungsschutzbedingungen:

Unter Berücksichtigung der 5-Sekunden-Abschaltbedingung nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410) oder der 5-Sekunden-Leitungsschutzbedingung nach IEC 60364-4-43 (VDE 0100-430) (wenn der Leitungsschutz nicht anders sichergestellt werden kann) ist es im Allgemeinen erforderlich, die I-Auslöser-Einstellung kleiner $I_{kmin} - 20\%$ zu wählen, um beim kleinsten Kurzschluss an den Eingangsklemmen des nachgeordneten Leistungsschalters Q1 eine Abschaltung innerhalb der geforderten Zeit sicherzustellen

Über den Kennlinienvergleich bei der Stromstaffelung lässt sich nur eine Teilselektivität nachweisen, da die zu Recht oft gestrichelte Kennliniendarstellung im Bereich kleiner 100 ms aufgrund der komplizierten dynamischen

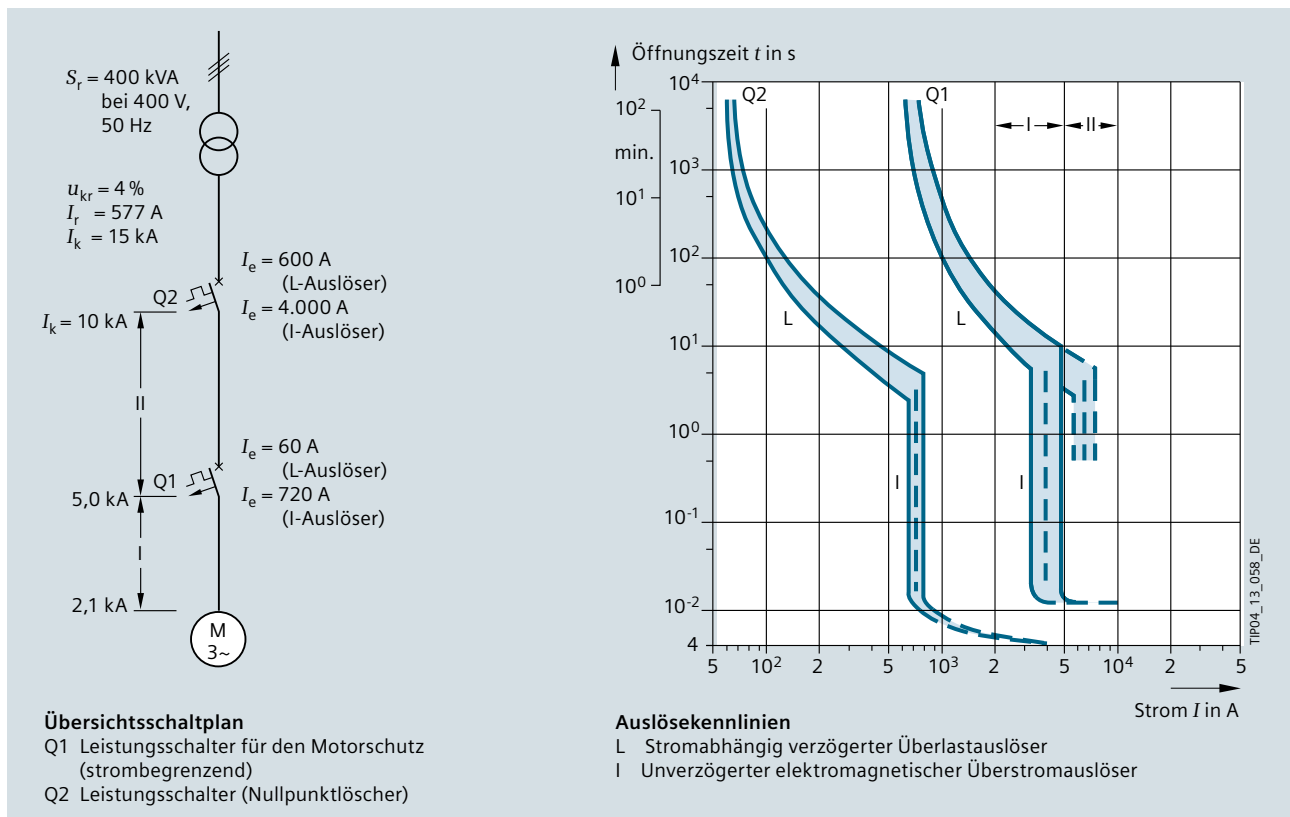


Abb. 7/17: Stromselektivität von zwei in Reihe liegenden Leistungsschaltern bei verschieden hohen Kurzschlussströmen (Beispiel)

Schalt- und Auslösevorgänge eine Selektivitätsaussage nicht zulässt.

Selektivität durch Leistungsschalterkoordination (dynamische Selektivität)

Bei schnellen Vorgängen, zum Beispiel im Kurzschlussfall, haben beim Zusammenwirken von in Reihe geschalteten Schutzgeräten, insbesondere bei Verwendung von Strombegrenzern, die dynamischen Vorgänge im Stromkreis und in den elektromechanischen Auslösern einen wesentlichen Einfluss auf das Selektivitätsverhalten. Schaltet das nachgeordnete strombegrenzende Schutzgerät so schnell ab, dass der Durchlassstrom zwar den Ansprechwert des vorgeordneten Schutzgeräts kurzzeitig überschreitet, diese Zeit aber nicht ausreicht, um den „mechanisch trägen“ Auslöser zu entklinken, so besteht ebenfalls Selektivität. Der Durchlassstrom ist abhängig vom prospektiven Kurzschlussstrom (maximal zu erwartender unbeeinflusster Kurzschlussstrom) und den Strombegrenzungsseigenschaften.

Selektivitätsgrenzen von zwei in Reihe liegenden Leistungsschaltern

Für jede Schalterkombination lässt sich ein maximaler Kurzschlusswert – die Selektivitätsgrenze – ermitteln, bis zu dem der nachgeordnete Leistungsschalter schneller und alleine – selektiv – abschaltet. Die Selektivitätsgrenze kann weit über dem Ansprechwert des unverzögerten Überstromauslösers im vorgeordneten Leistungsschalter liegen (siehe Abb. 7/17). Unabhängig davon ist die Selektivität im Überlastfall durch den Kennlinienvergleich und die Auslösezeiten nach den einschlägigen Vorschriften zu überprüfen.

Mit der dynamischen Selektivität im Kurzschluss ist im Allgemeinen nur eine Teilsелеktivität erreichbar. Diese kann ausreichend sein (volle Selektivität), wenn der maximale Kurzschlussstrom an der Stelle des nachgeordneten Schutzgeräts kleiner ist als die ermittelte Selektivitätsgrenze. Bei Stromstaffelung mit Teilsелеktivität, wie sie aufgrund der Abschaltbedingung meist entsteht, ist die Berücksichtigung der dynamischen Selektivität eine gute Möglichkeit volle Selektivität nachzuweisen, ohne Schaltgeräte mit kurzverzögerten Überstromauslösern einsetzen zu müssen.

Selektivität durch kurzverzögerte Überstromauslöser (Zeitstaffelung)

Ist eine Stromstaffelung nicht möglich und lässt sich diese auch durch eine Schaltgeräteauswahl nach Selektivitätstabellen (dynamische Selektivität) nicht erreichen, so kann Selektivität durch Zeitstaffelung von kurzverzö-

gerten Überstromauslösern ermöglicht werden. Hierzu werden sowohl die Auslöseverzögerungen als auch die entsprechenden Ansprechströme gestaffelt.

Zeitstaffelung bei annähernd gleich hohen Kurzschlussströmen

Der vorgeordnete Leistungsschalter erhält kurzverzögerte Überstromauslöser (S), damit im Fehlerfall nur der nachgeordnete Leistungsschalter den vom Fehler betroffenen Anlagenteil vom Netz trennt. Zur Sicherstellung der Selektivität bei annähernd gleich hohen Kurzschlussströmen an den Einbaustellen kann die Zeitstaffelung eingesetzt werden. Hierzu werden sowohl die Auslöseverzögerungen als auch die Ansprechströme der Überstromauslöser gestaffelt.

Im Beispiel von Abb. 7/18 ist der Übersichtsplan mit vier in Reihe liegenden Leistungsschaltern und den zugehörigen Staffelzeiten für den selektiven Kurzschlusschutz dargestellt. Die notwendige Staffelzeit, bei der alle Toleranzen berücksichtigt werden, hängt vom Arbeitsprinzip des Auslösers und von der Bauart des Leistungsschalters ab.

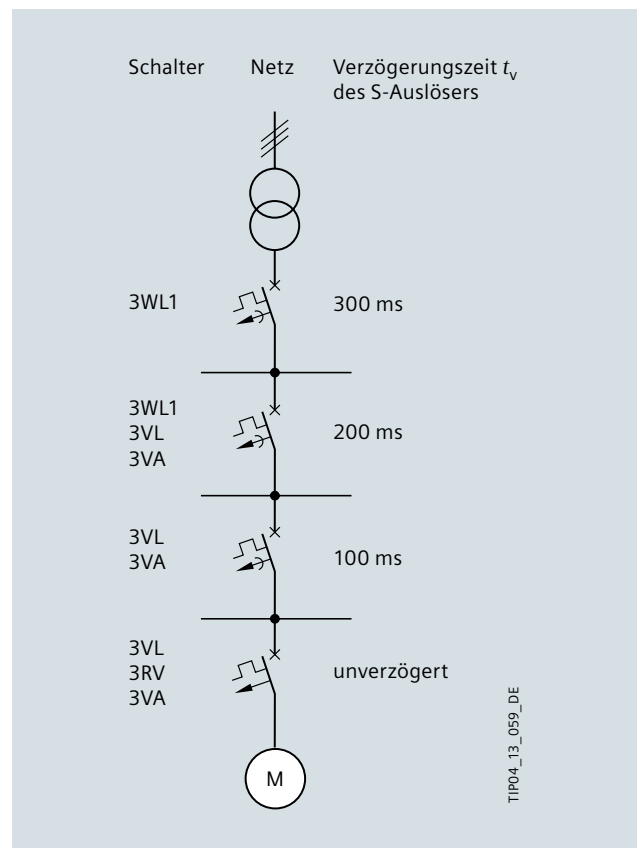


Abb. 7/18: Einstellende Verzögerungszeit des S-Auslösers für selektiven Kurzschlusschutz

1

Elektronische S-Auslöser

2

3

4

5

I-Auslöser zusätzlich

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Bei elektronischen kurzverzögerten Überstromauslösern (S-Auslösern) ist eine Staffelzeit von etwa 70 bis 100 ms von Leistungsschalter zu Leistungsschalter ausreichend, um auch alle Toleranzen zu berücksichtigen. Der Ansprechstrom des kurzverzögerten Überstromauslösers sollte mindestens auf das 1,45-Fache (2-mal je 20% Toleranz, wenn vom Hersteller nicht anders angegeben) des Wertes des nachgeordneten Leistungsschalters eingestellt werden.

Um die Kurzschlussbeanspruchung bei sattem Kurzschluss am Leistungsschalter herabzusetzen, kann man die vorgeordneten Leistungsschalter, neben den kurzverzögerten, zusätzlich mit unverzögerten elektromagnetischen Überstromauslösern versehen (Abb. 7/19). Deren Ansprechstrom muss so hoch gewählt werden, dass die Auslöser nur bei unmittelbarem, sattem Kurzschluss ansprechen und im Normalfall nicht die selektive Staffelung stören.

Zeitverkürzte Selektivitätssteuerung (ZSI)

Um bei der Reihenschaltung mehrerer Leistungsschalter unerwünscht lange Auslösezeiten zu vermeiden, ist für Leistungsschalter eine mikroprozessorgeführte „zeitverkürzte Selektivitätssteuerung“ (ZSI) entwickelt worden. Diese Steuerung ermöglicht eine Reduzierung der Auslöseverzögerung auf höchstens 50 ms für die Kurzschlussstelle vorgeordneten Leistungsschalter. In Abb. 7/20 sind das Prinzip und die Funktionsweise der ZSI dargestellt.

Ein Kurzschluss am Punkt K1 wird von Q1, Q3 und Q5 erfasst. Bei aktivierter ZSI werden durch entsprechende Kommunikationsleitungen Q3 durch Q1 und Q5 durch Q3 vorübergehend gesperrt. Da Q1 kein Sperrsignal erhält, löst der I-Auslöser mit der „virtuellen“ Auslösezeit t_i bereits nach 10 ms aus.

Ein Kurzschluss am Punkt K2 wird nur von Q5 erfasst; da er kein Sperrsignal erhält, löst er bereits nach 50 ms aus. Ohne ZSI würde die Auslösung erst nach 200 ms erfolgen.

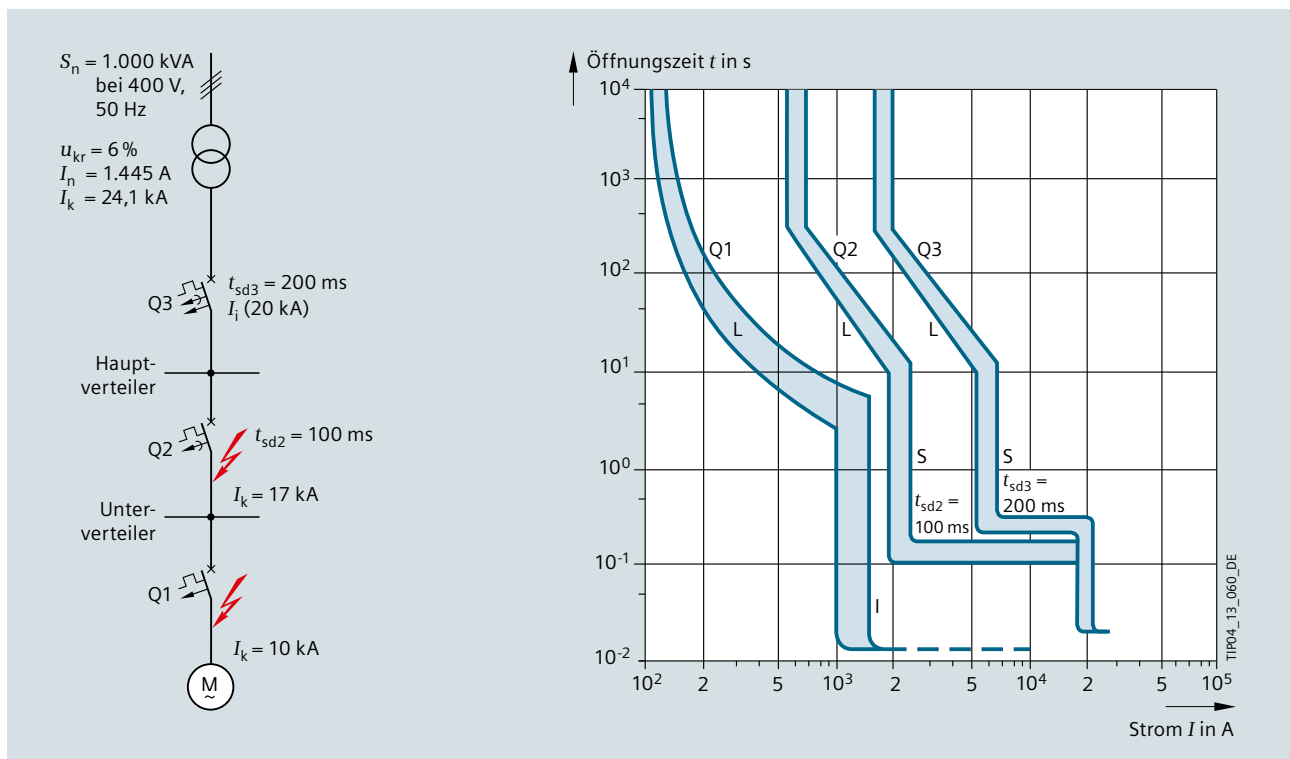


Abb. 7/19: Selektivität von drei in Reihe liegenden Leistungsschaltern mit Begrenzung der Kurzschlussbeanspruchung durch einen zusätzlichen I-Auslöser im Leistungsschalter Q3

Selektivität zwischen Leistungsschalter und Sicherung

Bei Selektivitätsbetrachtungen mit Sicherungen ist bei den Zeit-Strom-Kennlinien eine zulässige Toleranz von $\pm 10\%$ in Stromrichtung zu berücksichtigen.

Leistungsschalter mit nachgeordneter Sicherung

Selektivitätsverhältnisse bei LI-Auslösern und Sicherungen mit sehr niedrigem Bemessungsstrom

Im Überlastbereich bis zum Ansprechstrom I_i des unverzögerten Überstromauslösers ist Teilselektivität gegeben, wenn die Sicherungskennlinie mit ihrem oberen Toleranzband die Auslösekennlinie des voll vorbelasteten, thermisch verzögerten Überlastauslösers (L) nicht berührt.

Für den „betriebswarmen“ Zustand ist eine Verringerung der Auslösezeit bis auf 25 % zu berücksichtigen wenn vom Hersteller nicht anders angegeben.

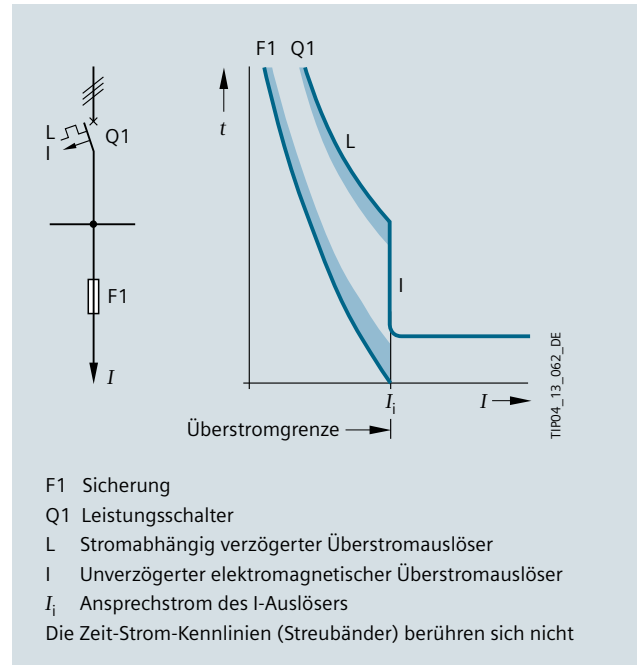


Abb. 7/21: Selektivität zwischen Leistungsschalter und nachgeordneter Sicherung im Überlastbereich [zurück zu Seite 144](#)

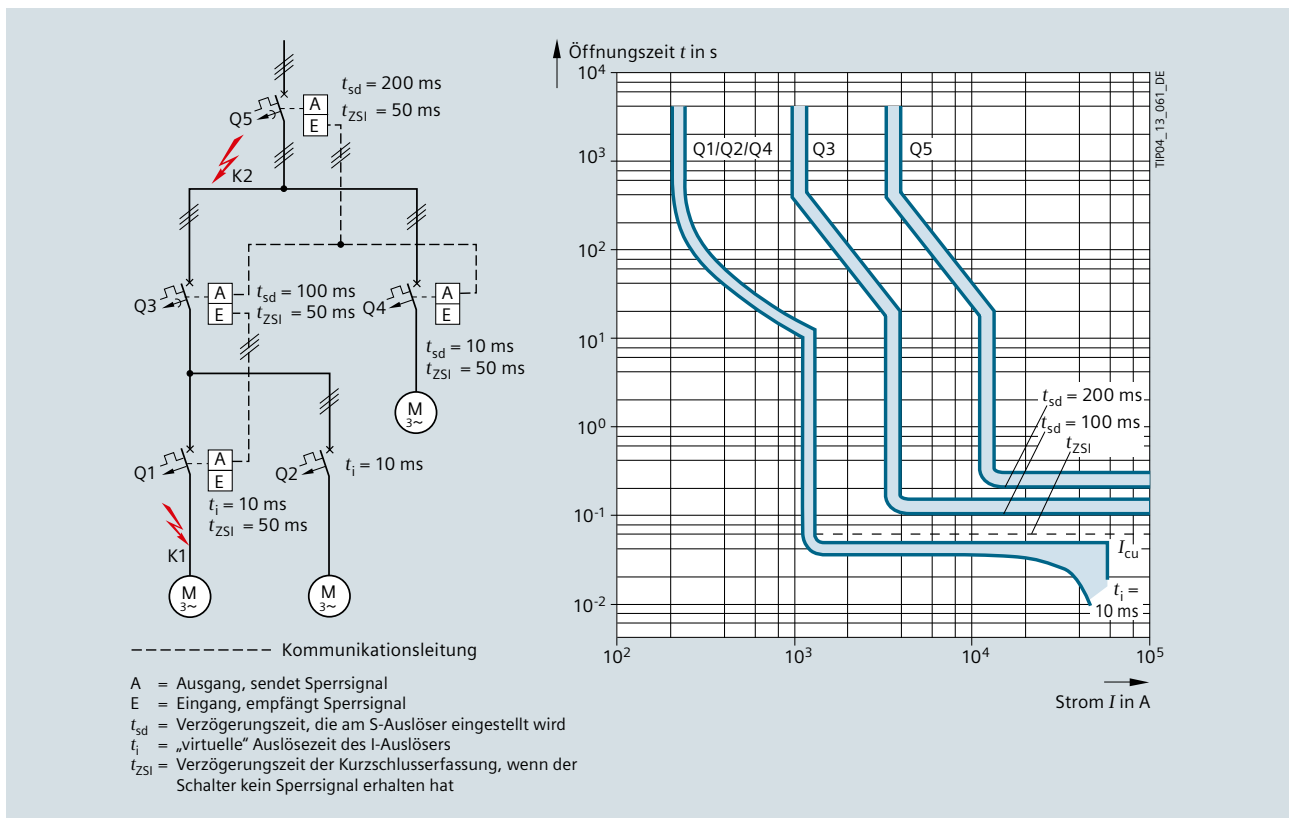


Abb. 7/20: Prinzipdarstellung der „zeitverkürzten Selektivitätssteuerung“ ZSI von in Reihe oder parallel liegenden Leistungsschaltern [zurück zu Seite 142](#)

Volle Selektivität bei Verwendung von Leistungsschaltern ohne kurzverzögerte Überstromauslöser (S-Auslöser) ist gegeben, wenn der Durchlassstrom der Sicherung I_D nicht den Ansprechstrom des unverzögerten Überstromauslösers erreicht. Dies ist allerdings nur bei einer Sicherung zu erwarten, deren Bemessungsstrom im Vergleich zum Bemessungsdauerstrom des Leistungsschalters sehr niedrig ist (Abb. 7/21).

Selektivitätsverhältnisse bei LS-Auslösern und Sicherungen größerer Bemessungsströme

Aufgrund der dynamischen Vorgänge in elektromagnetischen Auslösern ist auch volle Selektivität mit Sicherungen erreichbar, deren I_D kurzzeitig den Ansprechstrom des Auslösers erreicht. Eine sichere Selektivitätsaussage ist hier jedoch wiederum nur durch Messungen oder komplexe Simulationen möglich.

Volle Selektivität erreicht man beim Einsatz von Leistungsschaltern mit kurzverzögerten Überstromauslösern (S-Auslöser), wenn die Kennlinien einschließlich ihrer Toleranzen sich nicht berühren. Im Allgemeinen reicht in der Praxis ein Sicherheitsabstand von 100 ms der Soll-Kennlinien (Abb. 7/22).

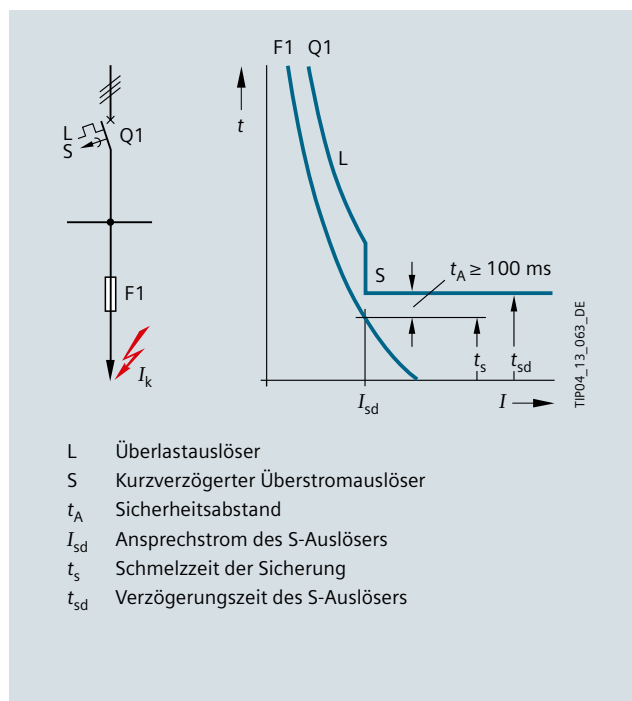


Abb. 7/22: Selektivität zwischen Leistungsschalter mit LS-Auslöser und nachgeordneter Sicherung für den Kurzschlussfall

Selektivität zwischen Sicherung und nachgeordnetem Leistungsschalter

Selektivitätsverhältnisse im Überlastbereich

Für Selektivität im Überlastbereich zwischen dem unteren Toleranzband der Sicherung und der Kennlinie des stromabhängig verzögerten Überlastauslösers ist im Allgemeinen ein Sicherheitsabstand von $t_A \geq 1$ s erforderlich (Abb. 7/23).

Für den Kurzschlussfall muss berücksichtigt werden, dass nach dem Ansprechen der Auslöser im Leistungsschalter auch noch während der Lichtbogenzeit beim Ausschalten die Sicherung weiter aufgeheizt wird. Näherungsweise liegt die Selektivitätsgrenze dort, wo ein Sicherheitsabstand zwischen dem unteren Toleranzband der Sicherung und der Ansprechzeit des unverzögerten Überstromauslösers beziehungsweise der Verzögerungszeit des kurzverzögerten Überstromauslösers von 100 ms unterschritten wird.

Selektivitätsverhältnisse im Kurzschlussbereich

Eine sichere und meist auch höhere Selektivitätsgrenze für den Kurzschlussbereich lässt sich im I^2t -Diagramm ermitteln. Dabei wird der Maximalwert des Durchlass-

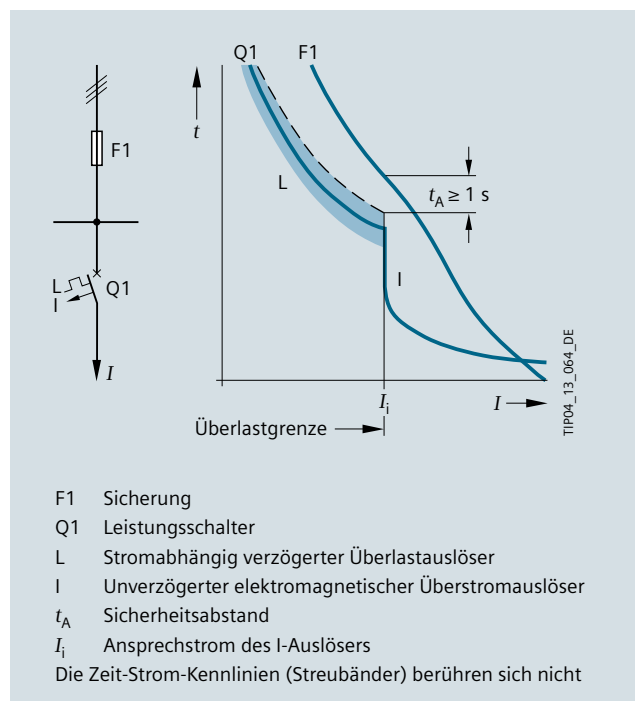


Abb. 7/23: Selektivität zwischen Sicherung und nachgeordnetem Leistungsschalter für den Überlastbereich

I^2t -Wertes des Leistungsschalters mit dem Minimalwert des Schmelz- I^2t -Wertes der Sicherung (Abb. 7/24) verglichen. Da es sich um Maximal- und Minimalwerte handelt, entfallen die Toleranzen.

Selektivität bei parallelen Einspeisungen

Verbesserung der Selektivität bei parallelen Einspeisungen

Bei parallelen Einspeisungen auf eine Sammelschiene ergibt sich im fehlerbehafteten Abzweig der Summenkurzschlussstrom $I_{k\Sigma}$, der sich aus den Teilkurzschlussströmen $I_{k\text{Teil}}$ in den einzelnen Einspeisungen zusammensetzt und die Strombasis im Staffeldiagramm (Abb. 7/25) bildet. Dies gilt bei allen Fehlerarten.

Zwei gleiche Einspeisungen

Tritt im Abzweig nach dem Leistungsschalter Q1 ein Kurzschluss auf, fließt darüber der Summenkurzschlussstrom $I_{k\Sigma}$ von beispielsweise ≤ 20 kA, während die Einspeiseschalter Q2 und Q3 bei mittig an der Sammelschiene angeordnetem Abzweig und gleich langen Einspeiseleitungen jeweils nur die Hälfte davon, nämlich ≤ 10 kA, führen.

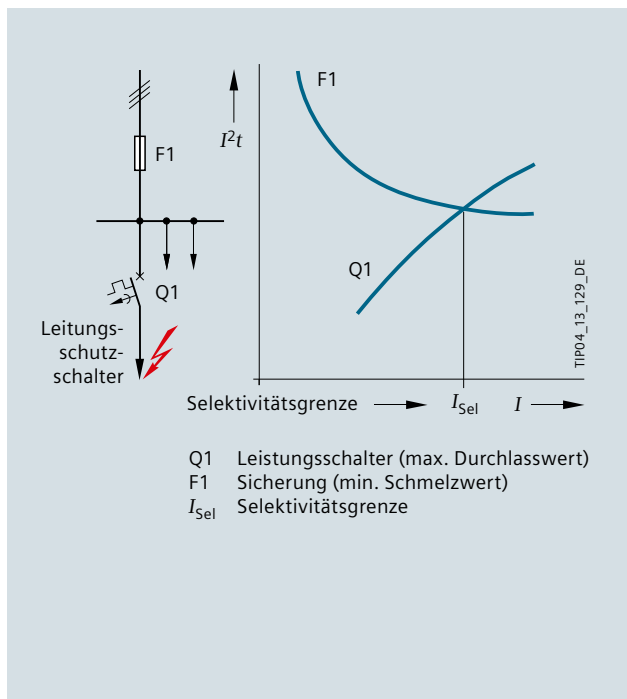


Abb. 7/24: Selektivität zwischen Sicherung und nachgeordnetem Leistungsschalter für den Kurzschlussfall

Zusätzliche Stromselektivität bei Transformator-Parallelbetrieb

Im Staffeldiagramm ist daher die Auslösekennlinie der Leistungsschalter Q2 und Q3 auf die Strombasis des Leistungsschalters Q1 zu beziehen. Da sich der Summenkurzschlussstrom im Idealfall (ohne Berücksichtigung der Lastströme in den anderen Abzweigen) bei Anordnung des Abzweigs in der Sammelschienenmitte gleichmäßig auf jede Einspeisung aufteilt, kann die Auslösekennlinie der Leistungsschalter Q2 beziehungsweise Q3 optimal um den Kennlinien-Verschiebungsfaktor 2 auf der Strom-Abszisse nach rechts bis zur Linie $I_{k\Sigma}$, der Basis für diesen

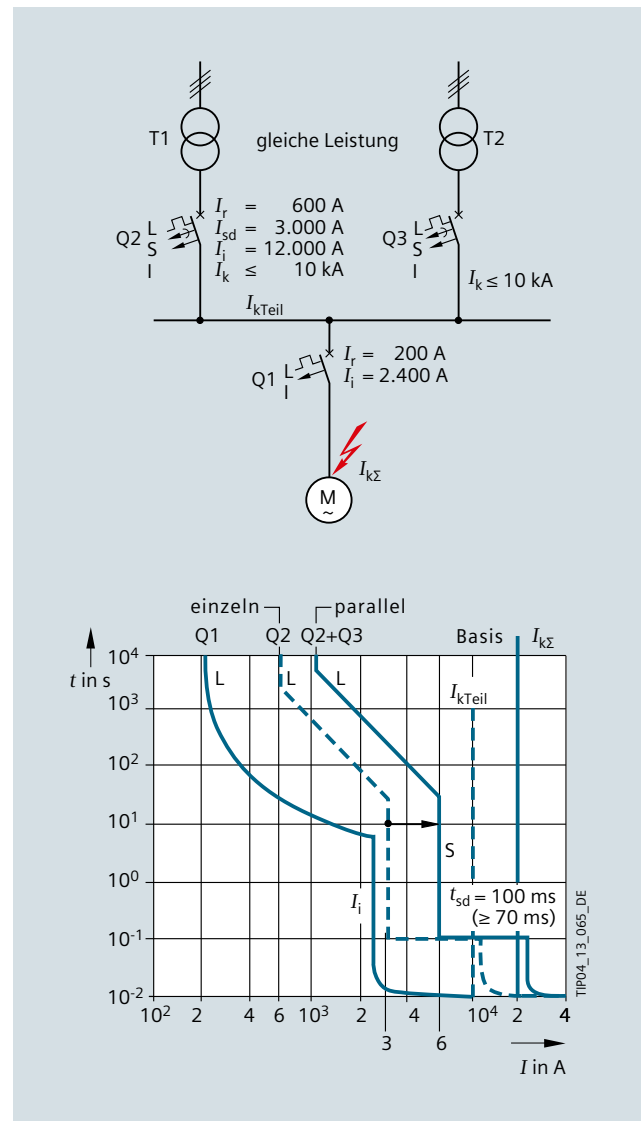


Abb. 7/25: Selektivität bei zwei gleichzeitig einspeisenden Transformatoren gleicher Leistung, Beispiel mit Abzweig in Sammelschienenmitte

Fehlerfall, verschoben werden. Dadurch ergibt sich neben der Zeitsелеktivität zusätzlich auch Stromselektivität.

Wird nicht mit der verschobenen Kennlinie, sondern mit der des einzelnen Schalters gearbeitet, muss der exakte Kurzschlussstrom (Aufteilung) berücksichtigt werden, der über den Schalter fließt. Bei nichtsymmetrischer Ausführung und Anordnung der Einspeisungen und Abzweige an den Sammelschienen ist die Kurzschlussstromaufteilung je nach Impedanzverhältnis der Einspeisungen unterschiedlich. Dies ist für Sicherungsabzweige besonders mit hoher Absicherung, zum Beispiel von 630 A bis 1.000 A, von besonderer Bedeutung. Es ist dabei darauf zu achten, dass der Sicherheitsabstand von ≥ 100 ms zwischen der Auslösekennlinie des S-Auslösers und der Schmelzzeit-Strom-Kennlinie der NH-Sicherung nicht nur bei Parallelbetrieb, sondern auch bei Einzelbetrieb der Transformatoren gegeben ist.

Soll auch bei Betrieb mit einem Transformator und bei allen Kurzschlussströmen (1- bis 3-polig) Selektivität erreicht werden, ist die Einstellung der Auslöser von Leistungsschalter Q1, Q2 und Q3 zu beachten. Aus Kostengründen sollte auch bei kleineren und mittleren Sicherungs-Bemessungsströmen nicht auf S-Auslöser bei den Einspeise-Leistungsschaltern verzichtet werden.

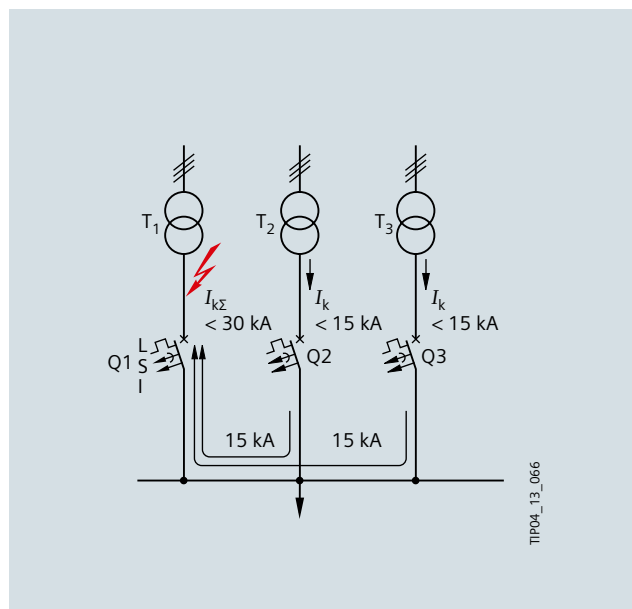


Abb. 7/26: Selektivität bei drei gleichzeitig einspeisenden Transformatoren

Drei gleiche Einspeisungen

Die Selektivitätsverhältnisse werden bei Parallelbetrieb von drei Transformatoren grundsätzlich durch die zusätzlich erreichte Stromselektivität günstiger als bei zwei Einheiten, denn der Kennlinien-Verschiebungsfaktor liegt zwischen 2 und 3. Auch hierbei werden zur Erzielung eindeutiger Selektivitätsverhältnisse für den Leistungsschalter in den Einspeisungen LS-Auslöser benötigt.

Darüber hinaus sind zusätzlich noch I-Auslöser zur Erfassung eines Fehlers zwischen Transformator und Einspeiseschalter gemäß Abb. 7/26 erforderlich. Hierfür müssen die S-Auslöser der Leistungsschalter Q1 bis Q3 auf einen Wert kleiner I_k und die I-Auslöser größer I_k , aber kleiner $I_{k\Sigma}$ eingestellt werden. Hierbei sind die größten und kleinsten auftretenden Fehlerströme zu beachten. Durch die I-Auslöser wird dann nur der fehlerbehaftete Transformatorabzweig hoch- und niederspannungsseitig abgeschaltet. Die Leistungsschalter in den „gesunden“ Einspeisungen bleiben in Betrieb.

Über Kuppelschalter parallel geschaltete Einspeisungen

Kuppelschalter sollen folgende Schutzaufgaben im Fehlerfall lösen:

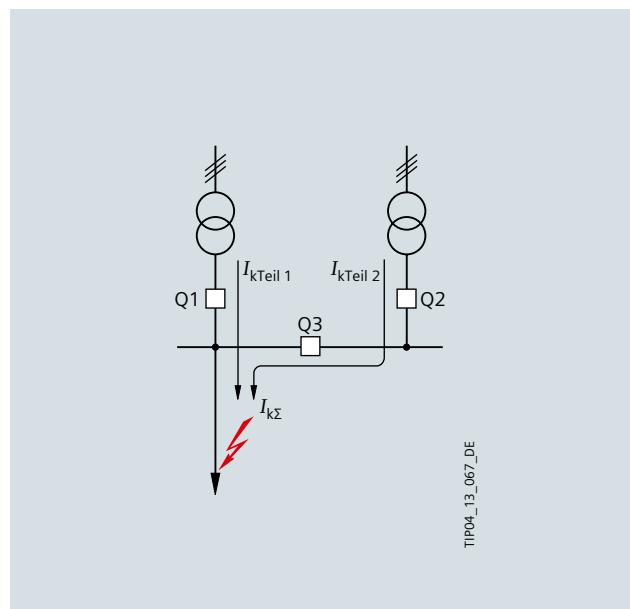


Abb. 7/27: Kurzschlussaufteilung über den Kuppelschalter Q3 bei zwei Einspeisungen Q1 und Q2

[zurück zu Seite 147](#)

- Unverzögerte Auslösung bei Fehlern im Bereich der Sammelschiene
- Entlastung der Abzweige von den Wirkungen hoher Summen-Kurzschlussströme

Auswahl der Leistungsschalter

Die Auswahl der Schaltgeräte der Abzweige sowie die Selektivitätsverhältnisse werden wesentlich davon bestimmt, ob als Kuppelschalter Leistungsschalter mit Nullpunktlöschung, also ohne Strombegrenzung, oder mit Strombegrenzung eingesetzt werden. Strombegrenzende, schnell abschaltende Kuppelschalter entlasten die abgehenden Stromkreise von den Wirkungen hoher unbegrenzter Summen-Stoßkurzschlussströme I_p und lassen damit die Verwendung leichterer und kostengünstigerer Leistungsschalter zu.

Einstellung der Überstromauslöser in Kuppelschaltern

Um eindeutige Selektivitätsaussagen bei relativ kleinen Kurzschlussströmen zu erhalten, zum Beispiel in den Abzweigen der Unterverteiler, sollten die Überstromauslöser in Kuppelschaltern möglichst hoch eingestellt werden.

Bei zwei Einspeisungen

Bei zwei Einspeisungen fließt über den Kuppelschalter Q3 je nach Fehlerort (linker oder rechter Sammelschieneabschnitt oder -abzweig) jeweils nur der zugehörige Teilkurzschlussstrom (zum Beispiel $I_{k\text{ Teil}2}$) wie in [Abb. 7/27](#) dargestellt.

Bei drei Einspeisungen mit Fehler

Bei drei Einspeisungen sind die Verhältnisse unterschiedlich, je nachdem, welcher der beiden in [Abb. 7/28 a](#) und [b](#) dargestellten Abzweige fehlerbehaftet ist.

- Bei einem Fehler im Abzweig des mittleren Schienenabschnitts ([Abb. 7/28 a](#)) fließen über die Kuppelschalter Q4 und Q5 etwa gleich große Teilkurzschlussströme
- Bei einem Fehler im Abzweig des äußeren Schienenabschnitts ([Abb. 7/28 b](#)) fließen über den Kuppelschalter Q4 zwei Teilkurzschlussströme

Rechnergestützte Selektivitätsuntersuchung

Genauere Werte der Kurzschlussströme, die über die Kuppelschalter fließen, sind eine Voraussetzung für die optimale Einstellung der Überstromauslöser. Sie geben Aufschluss über das selektive Verhalten bei einer Vielzahl unterschiedlich hoher Fehlerströme und werden am einfachsten über ein Planungstool wie SIMARIS design ermittelt und entsprechend ausgewertet.

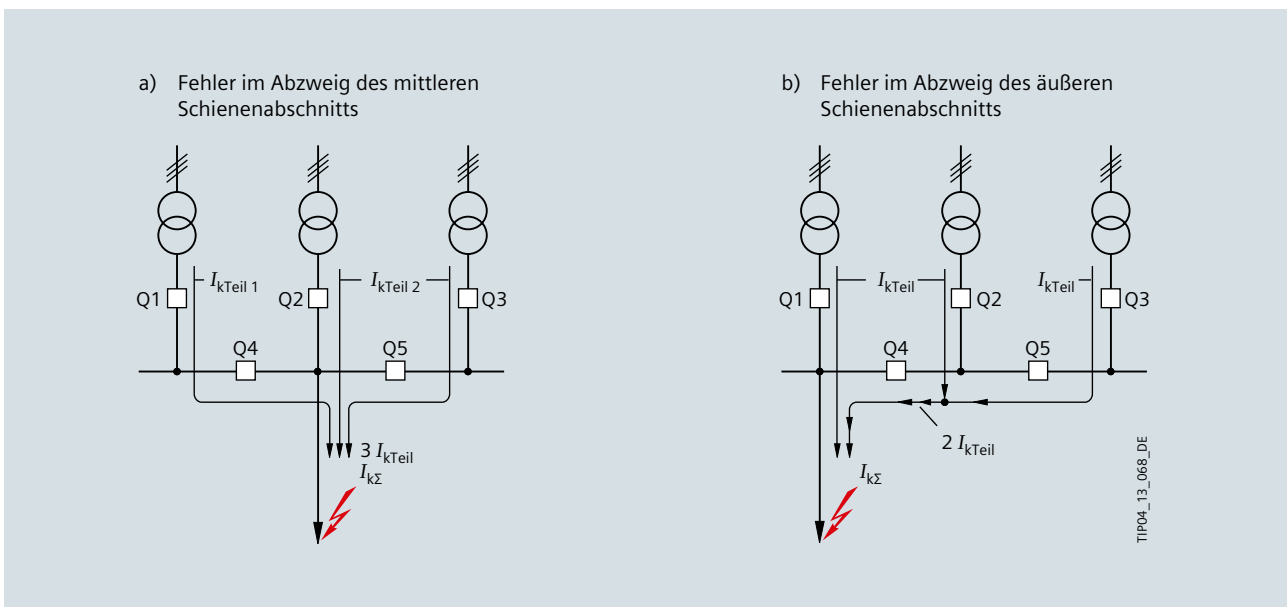


Abb. 7/28: Aufteilung der Kurzschlussströme für die Einstellung des Überstromauslösers in den Kuppelschaltern Q4 und Q5 bei drei Einspeisungen und Fehlern a und b in Abzweigen verschiedener Schienenabschnitte

Selektivität und Unterspannungsschutz

Tritt ein Kurzschluss auf, dann bricht an der Kurzschlussstelle die Netzspannung auf eine Restspannung zusammen, die vom Fehlerwiderstand abhängt. Bei satterm Kurzschluss werden der Fehlerwiderstand und damit auch die Spannung an der Kurzschlussstelle praktisch zu Null. Im Allgemeinen treten aber bei Kurzschlüssen Lichtbögen auf, die erfahrungsgemäß Bogenspannungen von etwa 30 bis 70 V besitzen. Diese Spannung, ausgehend vom Fehlerort, steigt in Richtung Energiequelle im Verhältnis der dazwischen liegenden Impedanzen an.

Abb. 7/29 zeigt die Spannungsverhältnisse in einer kurzschlussbehafteten Niederspannungs-Schaltanlage bei satterm Kurzschluss. Bei einem Kurzschluss an der Stelle K1 (Abb. 7/29 a) sinkt die Bemessungsbetriebsspannung U_e an der Sammelschiene des Unterverteilers auf $0,13 \cdot U_e$, an der Sammelschiene des Hauptverteilers auf $0,5 \cdot U_e$. Den Fehler schaltet der unmittelbar davor liegende Leistungsschalter Q1 aus. Seine Gesamtschaltzeit beansprucht je nach Schaltergröße und -typ bis 30 ms bei Nullpunktlöschern, bei strombegrenzenden Leistungsschaltern höchstens 10 ms.

Bei einem Kurzschluss an der Stelle K2 (Abb. 7/29 b) schaltet der Leistungsschalter Q2 aus. Er ist mit einem kurzverzögerten Überstromauslöser (S) versehen. Die Verzögerungszeit beträgt mindestens 100 ms. Während dieser Zeit ist die Bemessungsbetriebsspannung an der Sammelschiene des Hauptverteilers auf $0,13 \cdot U_e$ abgesunken. Sinkt die Bemessungsbetriebsspannung auf den 0,7- bis 0,35-fachen Wert und dauert die Spannungsverminderung länger als etwa 20 ms, so schalten alle Leistungsschalter ab, die mit einem unverzögerten Unterspannungsauslöser versehen sind. Ebenso fallen alle Schütze ab, wenn die Bemessungssteuerspeisespannung länger als 5 ms bis 30 ms unter 75 % ihres Bemessungswerts zusammenbricht.

Ausschaltverzögerung für Schütze und Unterspannungsauslöser

Damit der selektive Überstromschutz nicht vorzeitig unterbrochen wird, sind Unterspannungsauslöser und Schütze mit Ausschaltverzögerung erforderlich. Bei Leistungsschaltern mit Strombegrenzung, deren Gesamtschaltzeit höchstens 10 ms beträgt, kann darauf verzichtet werden.

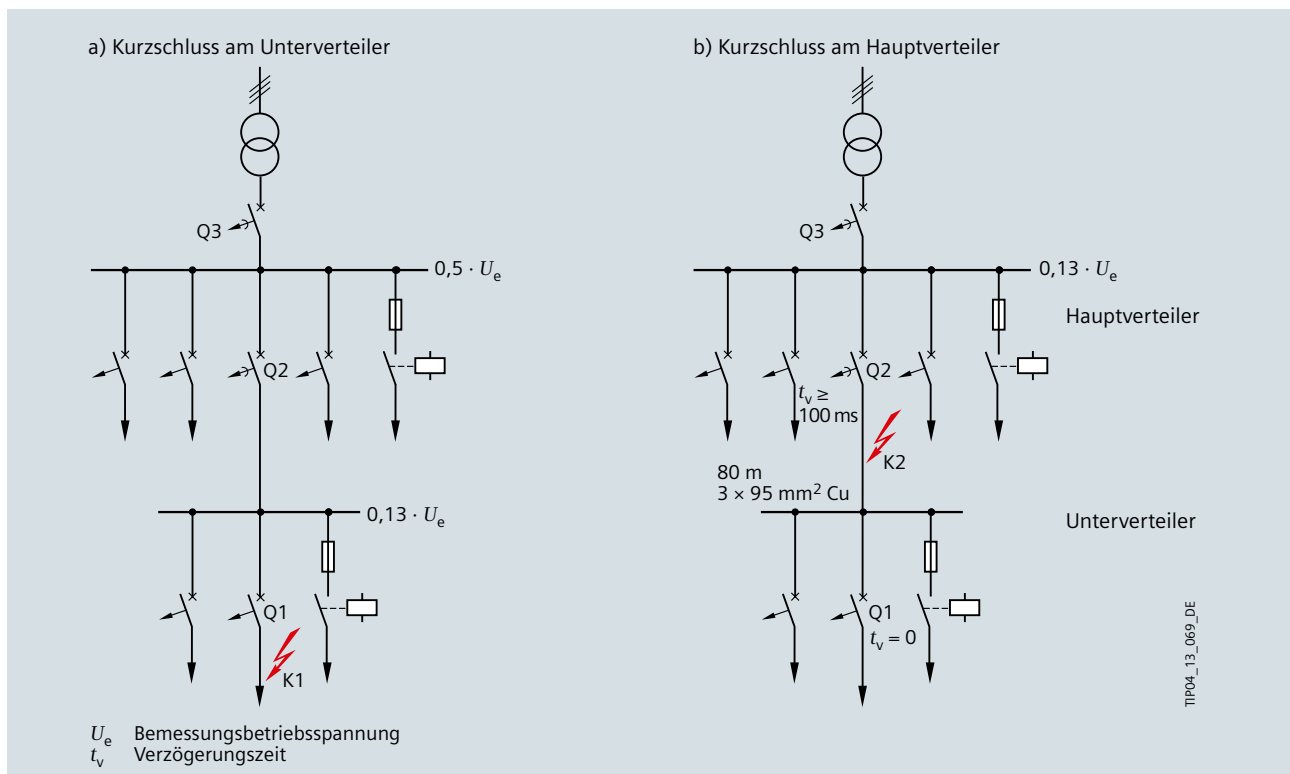


Abb. 7/29: Spannungsverhältnisse einer kurzschlussbehafteten Niederspannungs-Schaltanlage mit Haupt- und Unterverteiler

7.5.2 Selektivität in Maschennetzen

In einem Maschennetz bestehen zwei Selektivitätsaufgaben:

- Es darf nur das kurzschlussbehaftete Kabel aus dem Netz getrennt werden
- Bei einem Kurzschluss an den Klemmen eines Einspeisetransformators darf nur die Fehlerstelle aus dem Netz herausgetrennt werden

Knotenpunktsicherungen

In einem Niederspannungs-Maschennetz werden normalerweise Kabel gleichen Querschnitts und damit NH-Sicherungen der Betriebsklasse gG gleichen Typs und Bemessungsstroms in den Knotenpunkten des Netzes verwendet (Abb. 7/30).

Bei einem Kurzschluss (K1) auf dem Maschennetzkabel fließen die Kurzschlussströme I_{k3} und I_{k4} zur Fehlerstelle. Der Kurzschlussstrom I_{k3} aus dem Knotenpunkt a setzt sich aus den Teilströmen I_{k1} und I_{k2} zusammen, die je nach Impedanzverhältnissen sehr unterschiedlich sein können.

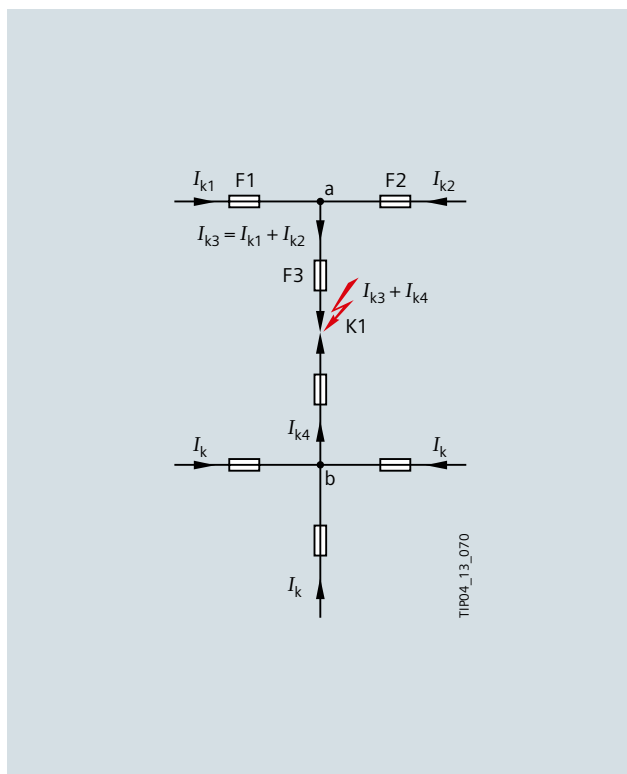


Abb. 7/30: Kurzschlussbehaftetes Kabel mit seinen zwei Einspeiseknotenpunkten a und b

Zulässiges Stromwerteverhältnis

Selektivität der Sicherungen im Knotenpunkt a ist gegeben, wenn die vom Summenstrom I_{k3} durchflossene Sicherung F3 durchschmilzt und die vom Teilkurzschlussstrom I_{k1} oder I_{k2} durchflossene Sicherung F1 oder F2 betriebsbereit bleibt. Bei NH-Sicherungen von Siemens (400 V, bis 400 A) liegt das für hohe Kurzschlussströme zulässige Stromverhältnis $I_{ki} / (I_{k1} + I_{k2})$ mit $i = 1$ oder 2 , bei 0,8.

Einspeiseschalter bei Leistungstransformatoren im Maschennetz

In einem vermaschten Netz im Mehrstrangbetrieb (Abb. 7/31), das heißt mit Speisung über mehrere Mittelspannungsleitungen und Transformatoren, soll bei einem Fehler in einer Umspannstation oder in einer Mittelspannungsleitung die Rückspeisung vom Niederspannungsnetz zur Störstelle verhindert werden. Dazu wurde früher ein Maschennetzrelais (Rückleistungsrelais) auf der Niederspannungsseite der Transformatoren eingesetzt. Heut-

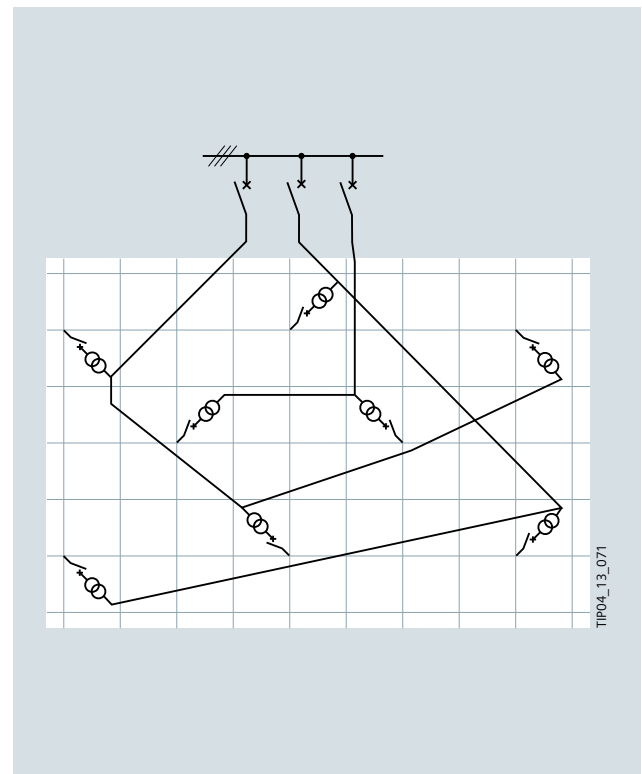


Abb. 7/31: Beispiel für ein vermaschtes Netz mit Mehrstrangeinspeisung

1

zutage verwendet man für diese Aufgabe Niederspannungs-Leistungsschalter mit elektronischen Auslösern, die zum Beispiel einen S-Auslöser mit einer I^2t -Kennlinie besitzen.

2

3

Tritt in Abb. 7/32 an der Oberspannungsseite des Transformators (Stelle K1) oder zwischen Transformator und Maschennetzschalter (Stelle K2) oder auf dem Kabel (Stelle K3) ein Kurzschluss auf, dann spricht auf der Oberspannungsseite die HH-Sicherung an. Auf der Unterspannungsseite wird über den Niederspannungs-Leistungsschalter mit I^2t -Kennlinie im S-Auslöser eine Rückleistung der Fehlerstelle zugeführt. Da über diesen Leistungsschalter die Summe der Kurzschlussstromanteile aller anderen Transformatoren fließt, löst dieser Schalter aufgrund der I^2t -Kennlinie ausreichend schnell und somit selektiv aus.

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

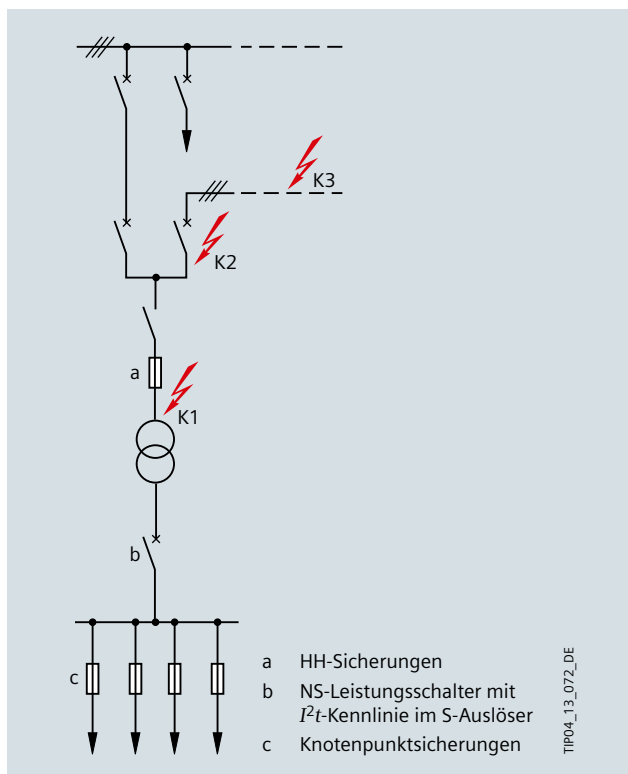


Abb. 7/32: Prinzipschaltbild der Einspeisung einer Maschennetzstation

7.6 Schutz von Niederspannungs-kondensatoren

Kondensatoreinheiten müssen nach IEC 60831-1 (VDE 0560-46) dauernd für den Betrieb mit einem Strom geeignet sein, dessen Effektivwert das 1,3-Fache des Stroms nicht übersteigt, der bei sinusförmiger Bemessungsspannung und Bemessungsfrequenz fließt. Aufgrund dieser Reserve (unter Berücksichtigung von Kapazitätstoleranzen vom 1,1-Fachen der Bemessungskapazität kann der maximal zulässige Strom Werte bis zum 1,43-Fachen des Bemessungsstroms erreichen) wird bei Kondensatoreinheiten in den überwiegenden Anwendungsfällen auf einen Überlastschutz verzichtet.

Kondensatoren in Oberschwingungsbehafteten Netzen

Nur in Netzen mit großen Oberschwingungserzeugern (zum Beispiel stromrichter gespeiste Antriebe) können die Kondensatoren überlastet werden. Die Kondensatoren bilden mit der Reihenschaltung aus Transformator und Kurzschlussreaktanz des übergeordneten Netzes einen Parallelschwingkreis. Es kommt zu Resonanzerscheinungen, wenn die Eigenfrequenz dieses Schwingkreises mit der Frequenz eines vom Stromrichter erzeugten Oberschwingungsstroms übereinstimmt oder in dessen Nähe liegt.

Verdrosselte Kondensatoren

Um Resonanzen zu vermeiden, müssen die Kondensatoren „verdrosselt“ werden. An die Stelle des reinen Kondensators tritt ein LC-Schwingkreis, dessen Resonanzfrequenz unterhalb der im Laststrom vorhandenen Oberschwingung mit der niedrigsten Ordnungszahl (250 Hz) liegt. Hierdurch wird die Kondensatoreinheit für alle im Laststrom auftretenden Oberschwingungsströme induktiv und kann so mit der Netzreaktanz keinen Resonanzkreis mehr bilden.

Einstellwerte des Überlastrelais

Werden zum Schutz gegen Überströme thermisch verzögerte Überlastrelais eingesetzt, kann der Auslösewert auf das 1,3- bis 1,43-Fache des Kondensator-Bemessungsstroms eingestellt werden. Bei wandlerbeheizten Überlastrelais oder -auslösern wird wegen des veränderten Übersetzungsverhältnisses der Wandler durch die Oberschwingungen ein höherer Sekundärstrom fließen. Dadurch können Frühauslösungen auftreten.

Absaugen der Oberschwingungen durch Filterkreise

Eine andere Möglichkeit, Resonanzen zu verhindern, besteht darin, das übergeordnete Netz weitgehend durch Filterkreise von Oberschwingungen zu befreien. Die Filterkreise sind ebenfalls Reihenresonanzkreise, die jedoch im Gegensatz zu den verdrosselten Kondensatoren genau auf die Frequenzen der abzusaugenden Oberschwingungsströme abgestimmt sind. Die Impedanz wird dadurch annähernd Null.

Kurzschlusschutz

Zum Kurzschlusschutz werden in Kondensatoreinheiten am häufigsten NH-Sicherungen der Betriebsklasse gG eingesetzt. Um ein Ansprechen der Sicherungen im Überlastbereich und beim Schalten der Kondensatoren zu verhindern, wählt man einen Sicherungsbemessungsstrom vom 1,6- bis 1,7-fachen Wert des Bemessungsstroms der gleichzeitig geschalteten Kondensatorstufen.

Anmerkung: Sicherungen, Sicherungslasttrennschalter, Kondensatoren und Schütze sind bei der Planung aufeinander abzustimmen. Empfehlenswert dabei ist, geprüfte Komplettbausätze zu verwenden.

7.7 Schutz von Verteilungs- transformatoren

Als Schutzgeräte werden in Mittelspannungsnetzen verwendet:

HH-Sicherungen

Hochspannungs-Hochleistungs-(HH)-Sicherungen werden bis etwa 630 kVA und, wenn wenig geschaltet werden muss, meist in Verbindung mit Lasttrennschalter zum Kurzschlusschutz von Stickleitungen und Transformatoren eingesetzt.

Leistungsschalter mit Schutz

Für Transformatoren mit 630 kVA und darüber sowie bei häufigerem Schalten wird der Schutz mit Leistungsschaltern empfohlen. Oft wird dies auch vom VNB für die Übergabestation vorgegeben.

Schutzrelais

Schutzrelais, die an Stromwandler (Schutzkern) angeschlossen werden, können alle Schutzaufgaben erfüllen, unabhängig von der Höhe der Kurzschlussströme und der Bemessungsbetriebsströme der erforderlichen Leistungsschalter.

Digitaler Schutz

Moderne Schutzgeräte werden über einen Mikroprozessor gesteuert (digitaler Schutz) und enthalten alle erforderlichen Schutzfunktionen für einen Mittelspannungsabzweig.

Schutz als Komponente der Energieautomatisierung

Der digitale Schutz bietet zusätzlich die Möglichkeit, Betriebs- und Störfalldaten zu erfassen, zu speichern und über die serielle Datenschnittstellen abzurufen. Damit kann der digitale Schutz als autarke Komponente in die Leittechnik einbezogen werden.

Stromwandler-Auslegung für Schutzzwecke

Für Stromwandler gelten die Bestimmungen gemäß IEC 60044-1,-2 und -3 (VDE 0414-44-1, -2 und -3). Für den Anschluss von Schutzgeräten sind Stromwandler mit Kernen der Genauigkeitsklasse 5P oder 10P einzusetzen. Die erforderliche Bemessungsleistung und der Dimensionierungsfaktor sind jeweils nach den Angaben in den Schutzrelaisbeschreibungen festzulegen.

Überstromschutz

Die Stromwandlerbestückung für einen zukunftsorientierten Überstromschutz von Kabeln und Transformatorabzweigen wird in der Regel 3-phasig ausgelegt. Dabei ist die Sternpunktbehandlung des Mittelspannungsnetzes zu beachten.

Relais-Ansprechströme bei Netzersatzbetrieb

Bei Netzersatzbetrieb mit Generatoren verhältnismäßig kleiner Bemessungsleistungen ist zu überprüfen, ob in Fehlerfällen auch die Ansprechströme der für den Netzbetrieb ausgelegten Schutzrelais erreicht werden.

7.7.1 Dimensionierung des Schutzes

Zu beachten ist, dass bei Verwendung von Leistungsschaltern und Schutzrelais bestenfalls eine Fehlerabschaltzeit bei einem Kurzschluss von 70 bis 120 ms erreicht wird. Für eine Lastschalter-Sicherung-Kombination liegt die Fehlerabschaltzeit bei etwa 5 ms. Durch diese kurze Abschaltzeit und die strombegrenzende Wirkung von HH-Sicherungen wird ein Kurzschluss die Spannungsqualität nur unwesentlich beeinflussen. Diese Unterschiede bei den Abschaltzeiten sind auch für den Vergleich der Personen- und Anlagengefährdung ausschlaggebend.

Öffentliche 10-kV-Mittelspannungsnetze haben in der Regel eine Kurzschlussleistung zwischen 250 und 350 MVA (20-kV-Netze bis 500 MVA). Der entsprechende Energieübertrag bei 70 ms (3,5 Schwingungsperioden im 50-Hz-Netz) für Leistungsschalter beträgt etwa 650 bis 900 kW im 10-kV-Netz (beziehungsweise 1.300 kW im 20-kV-Netz). Entsprechend niedriger sind die Werte bei einer Fehlerabschaltung durch eine Sicherung – 45 bis 65 kW für das 10-kV-Netz, beziehungsweise etwa 90 kW für das 20-kV-Netz.

Diese Werte liegen unter den Grenzwerten [10]

- Kleiner oder gleich 250 kW für den Personenschutz bei einer geschlossenen Schaltanlage
- Kleiner oder gleich 100 kW für Anlagenfunktionsschutz („vollständige Erhaltung der Funktion aller Anlagenteile und Betriebsmittel“ [10])

Vor der Auswahl und Festlegung des Schutzes sind die zu erwartenden Selektivitätsverhältnisse zu überprüfen.

Schutz durch HH-Sicherungen ohne Schaltgerät

Für die Dimensionierung der HH-Sicherungen wird von den Herstellern zu jeder Transformator-Bemessungsleistung der Bemessungsstrom der HH-Sicherungen angegeben. Dabei wird nach IEC/TR 62655 (VDE 0670-402) berücksichtigt:

- Einschaltstrom des Transformators
Der kleinste Bemessungsstrom ist nach den Rush-Strömen beim Einschalten der Transformatoren dimensioniert und liegt beim 1,5- bis 2-fachen Transformator-Bemessungsstrom. In der Praxis ist es ausreichend, wenn der maximale Einschaltstrom des Transformators einen selektiven Abstand von 20 % zur Sicherungskennlinie bei 0,1 s hat
- Kleinster Ausschaltstrom $I_{a\ min}$
Für die Festlegung des größten Bemessungsstroms gilt, dass bei Kurzschlüssen auf der Sekundärseite eines Transformators bis in den Sammelschienenbereich der Anlage der kleinste Ausschaltstrom der Sicherung $I_{a\ min}$ überschritten werden muss. In der Praxis hat es sich bewährt, dass zwischen dem errechneten maximalen Strom bei einem Kurzschluss im Bereich der Sammelschiene auf der Niederspannungsseite (umgerechnet auf die Mittelspannungsseite) und dem kleinsten Ausschaltstrom $I_{a\ min}$ (Kreis in der Schmelzeit-Strom-Kennlinie) ein Mindestsicherheitsabstand von 25 % von $I_{a\ min}$ zum Kurzschlussstrom I_k des Transformators besteht.

Zwischen den genannten Grenzwerten kann der Sicherungseinsatz nach der Selektivität ausgewählt werden (siehe Abb. 7/33).

Schutz mit Lasttrennschaltern und HH-Sicherungen

Da bei der Verwendung von HH-Sicherungen zum Schutz von Transformatoren in der Regel ein Lastschalter eingesetzt wird, muss dessen begrenztes Ausschaltvermögen berücksichtigt werden. Nach IEC 62271-105 (VDE 0671-105) sind unter Anderem folgende zwei Bedingungen zu erfüllen:

- Der Übergangstrom der Kombination HH-Sicherung/Lasttrennschalter muss kleiner sein als das Ausschaltvermögen des Lastschalters
- Ein sekundärseitiger Transformator Kurzschluss soll durch die HH-Sicherung abgeschaltet werden, um den Lastschalter von hohen Einschwingspannungen zu entlasten

Wegen des sehr komplexen Zusammenspiels der Kombination und der dafür benötigten Daten, wie Verlauf der Strom-Zeit-Kennlinie der HH-Sicherung, Eigenzeit und Bemessungsübergangstrom des Lastschalters, sind vom

Hersteller der Mittelspannungs-Schaltanlage die beim spezifizierten Transformator einsetzbaren HH-Sicherungen (Typ und Nennstrom) anzugeben. In der Praxis kann es unter schwierigen Randbedingungen dazu kommen, dass die gleichzeitige Erfüllung der Angaben in IEC/TR 62655 (VDE 0670-402) und IEC 62271-105 (VDE 0671-105) nicht möglich ist. In diesen Fällen sollte der Hersteller der Mittelspannungs-Schaltanlage angesprochen oder zum Schutz der Transformatoren ein Leistungsschalter eingesetzt werden.

Staffelung von HH- mit NH-Sicherungen in der Einspeisung

Die Staffelung von HH- mit NH-Sicherungen wird hauptsächlich eingesetzt bei Transformatoren mit Bemessungsleistungen bis 400 kVA unter Verwendung von NH-Sicherungslasttrennern oder -motortrennern (größter Bemessungsstrom 630 A) (Beispiel: Abb. 7/34); ab 500 kVA werden vorwiegend Leistungsschalter mit Überstromauslösern auf der Niederspannungsseite verwendet.

Ein Tangieren oder Überschneiden der Schmelzeit-Strom-Kennlinien F2 (NH) und F3 (HH) – bezogen auf 0,4 kV – und eine eventuelle Auslösung des Lasttrennschalters auf der Mittelspannungsseite durch die vorgeschaltete HH-Sicherung kann in Kauf genommen werden, weil beide Sicherungen das gleiche Netzelement schützen und eine Unterbrechung in jedem Fall erfolgt (eingeschränkte Selektivität). HH-Sicherungen mit größeren Bemessungsströmen (zum Beispiel 80 A wie in Abb. 7/34) wären hier nicht geeignet, denn deren kleinster Ausschaltstrom $I_{a\ min}$ besitzt keinen Sicherheitsabstand von mindestens 25 % unterhalb des Kurzschlussstroms I_k , den der Transformator durchlässt (maximal 10,5 kA).

Ein unselektives Verhalten wie im Beispiel der HH-Sicherung 50 A zur Niederspannungssicherung 630 A (Abb. 7/34) kann jedoch bei Fehlern auf der Niederspannungs-Sammelschiene zu einer Vorschädigung der nicht ausgelösten Sicherungseinsätze führen, sodass die Auslösecharakteristik geändert wird und die Sicherung undefiniert zu jeder Zeit bei jeder Belastung – auch unter dem Bemessungsstrom – auslösen kann. Bei einer Schutzauslösung durch die HH-Sicherung oder durch die Niederspannungssicherung sollten somit immer beide Sicherungseinsätze komplett ausgetauscht werden. Dies gilt für alle nachfolgenden Darstellungen und Beispiele mit HH-Sicherungen und einem nichtselektiven Schutz auf der Niederspannungsseite der Transformatoren (Abb. 7/35 bis Abb. 7/37).

Staffelung von HH-Sicherungen, NS-Leistungsschalter und nachgeordneten NH-Sicherungen

Voraussetzungen

Zwischen den Schutzgeräten der Abzweige und denen in der Einspeisung, die eine Funktionseinheit bilden, ist Selektivität herzustellen, wobei die Toleranzbänder der eingesetzten Schutzgeräte mit zu berücksichtigen sind (Abb. 7/35 und Abb. 7/36).

Staffelung zwischen NH-Sicherungen und L-IS-Auslösern

Bei dem im Beispiel gewählten NH-Sicherungseinsatz 315 A ist Selektivität gegeben (Abb. 7/35). Beim L- und S-Auslöser müssen die Anregerwerte I_R und I_{sd} sowie die Verzögerungszeiten t_R und t_{sd} auf die Transformatorleistung und die nachgeordnete NH-Sicherung angepasst werden. Wird ein Niederspannungs-Leistungsschalter mit einer zusätzlichen, optionalen Kennlinie I^4t im L-Auslöser verwendet, so können aufgrund dessen Charakteristika größere NH-Sicherungen in den Abzweigen unter Beibehaltung der Selektivität eingesetzt werden (Abb. 7/36). Beim Einsatz von Leistungsschaltern wie zum Beispiel dem 3WL von Siemens anstelle von NH-Sicherungen, können unter Beibehaltung der Selektivität Abzweige mit höheren Strömen realisiert werden (Abb. 7/37), da die S-Auslöser in den Anregerströmen I_{sd} und Verzögerungszeiten t_{sd} entsprechend angepasst werden können.

Staffelung zwischen HH-Sicherungen und L-IS-Auslösern

Nachdem die Schutzgeräte der Einspeisung eine Funktionseinheit bilden, wird bei Fehlern im Sammelschienenbereich eine Einschränkung der Selektivität im oberen Kurzschlussstrombereich, wie sie bei der HH-Sicherung 80 A in Abb. 7/35 bis Abb. 7/37 (Kreis) gegeben ist, heute in Kauf genommen, da Fehler innerhalb der Schaltanlage in diesem Kurzschlussbereich bei modernen Niederspannungs-Schaltanlagen SIVACON von Siemens praktisch ausgeschlossen werden können.

Auch die Teilselektivität des Niederspannungs-Leistungsschalters im Abzweig mit der HH-Sicherung (Abb. 7/35) im oberen Kurzschlussstrombereich kann oft akzeptiert werden, da satte 3-polige Kurzschlussströme in der Praxis auszuschließen sind und Fehler schon wenige Meter nach dem Schutzgerät unterhalb des Selektivitätswerts (hier Schnittpunkt der HH-Sicherungskennlinie mit dem S-Auslöser) liegen. In diesen Fällen wird die kostengünstigere Variante der HH-Sicherung gegenüber dem Mittelspannungs-Leistungsschalter bevorzugt und nicht die Erfüllung der 100-prozentigen Selektivität.

Die Forderung nach Vollselektivität unter Verwendung von HH-Sicherungen kann in vielen Fällen mit dem Einsatz der zeitverkürzten Selektivitätssteuerung ZSI bei Niederspannungs-Leistungsschaltern erfüllt werden. Alle nachgeordneten Verteilungen und Schutzgeräte sowie die an den Fehlerorten auftretenden Kurzschlussströme müssen dabei berücksichtigt werden.

Toleranzen von HH-Sicherungen

Nach IEC 60282-1 (VDE 0670-4) darf die Toleranz von HH-Sicherungseinsätzen $\pm 20\%$ betragen. Siemens Sicherungseinsätze haben eine Toleranz von $\pm 10\%$.

Schutz durch Leistungsschalter mit unabhängigem Überstromzeitschutz (UMZ)

Voraussetzungen

Die beiden Einspeiseschalter in Abb. 7/38 bis Abb. 7/41 bilden eine Funktionseinheit und sind gegen die niederspannungsseitigen Schutzgeräte selektiv zu staffeln.

UMZ-Schutz

Als UMZ-Schutz werden heute in der Regel nur noch digitale Geräte eingesetzt. Diese haben größere Einstellbereiche, die Wahlmöglichkeit zwischen unabhängigem (UMZ) oder abhängigem (AMZ) Überstromzeitschutz, Überlastschutz, höhere und gleich bleibende Messgenauigkeit und sie überwachen sich selbst.

2-stufiger UMZ-Schutz

Bei Einsatz eines UMZ-Schutzes, dessen Schutzfunktionen nur aus den beiden Kurzschlussstufen $I>$ und $I>>$ (ANSI 50/51) besteht und für den Transformatorschutz keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden, wird in der Regel die $I>$ -Stufe als Reserveschutz für die Niederspannungsseite verwendet. Das heißt, die $I>$ -Stufe wird auf den 1,5- bis 2,0-fachen Wert des Transformator-nennstroms eingestellt. Dies führt dazu, dass die Größe der Abzweige in der Hauptverteilung der Niederspannung beschränkt ist, um dort Selektivität zu gewährleisten. Am Beispiel eines 630-kVA-Transformators bedeutet dies:

- In der Hauptverteilung kann eine maximale Sicherung von 160 A eingesetzt werden (Abb. 7/38). Dies entspricht in der Praxis etwa 20% des Transformator-nennstroms

- Bei Verwendung von Leistungsschaltern hängt die maximale Größe von den Einstellbereichen der Auslöser der Leistungsschalter und deren Toleranzen sowie den eingesetzten Schutzgeräten in den Abzweigen des nachfolgenden Unterverteilers ab. Eine selektive Staffelung mit Siemens-Leistungsschaltern 3WL 630 A oder gar 800 A ist möglich (Abb. 7/39). Im Allgemeinen lassen sich Leistungsschalter mit einem Nennstrom von 50 bis 80 % des Transformatornennstroms einsetzen

Das Schneiden der Kennlinien Q2 und Q3 im mittleren Kurzschlussbereich kann zugelassen werden, weil:

- Der Niederspannungs- und Mittelspannungs-Leistungsschalter eine Funktionseinheit bilden
- Der Schutz des Transformators vor Überlastung, die praktisch nur im Bereich des 1- bis 1,3-fachen Transformatorbemessungsstroms auftritt, durch den L-Auslöser des Niederspannungs-Leistungsschalters Q2 gegeben ist
- Ein Sicherheitsabstand von 50 bis 100 ms zwischen dem Ansprechwert der $I>$ -Auslösung des UMZ-Schutzes (unteres Toleranzband) und den oberen Toleranzbändern der NH-Sicherungskennlinie F1 sowie des S-Auslösers des Leistungsschalters Q1 in den Abzweigen vorhanden ist und damit Selektivität vorliegt

2-stufiger UMZ-Schutz mit Überlastschutz

Bei Einsatz von höherwertigen UMZ-Schutzgeräten, die neben den beiden Standard-Kurzschlussstufen $I>/I>>$ einen zusätzlichen Überlastschutz I_{th} (ANSI 49) besitzen, kann die $I>$ -Stufe als „richtige“ Kurzschlussstufe und der Überlastschutz als Transformatorschutz und Reservechutz für die Niederspannung verwendet werden. Dies ermöglicht vor allem größere Sicherungen in den Abzweigen der Niederspannung. Beim Überlastschutz ist darauf zu achten, dass für die Selektivitätsbetrachtung auch die Vorbelastung mit berücksichtigt wird. Am Beispiel des 630-kVA-Transformators bedeutet dies:

- In der Hauptverteilung kann eine maximale Sicherung von 315 A eingesetzt werden (Abb. 7/40). Dies entspricht in der Praxis etwa 35 % des Transformatornennstroms
- Bei Verwendung von Leistungsschaltern hängt die maximale Größe von den Einstellbereichen der Auslöser der Leistungsschalter und deren Toleranzen sowie den eingesetzten Schutzgeräten in den Abzweigen des nachfolgenden Unterverteilers ab. Eine selektive Staffelung mit dem Leistungsschalter 3WL 630 A von Siemens oder gar 800 A ist möglich (Abb. 7/41). Im Allgemeinen lassen sich Leistungsschalter mit einem Nennstrom von 50 bis 80 % des Transformatornennstroms einsetzen

Auslegung der Stromwandler für UMZ-Schutz

Die Dimensionierung eines Stromwandlers ist von vielen Parametern abhängig, wenn eine korrekte Funktion der Relais garantiert werden soll. Dazu gehören:

- Maximal auftretende Kurzschlussströme
- Anforderungen der Schutzgeräte an die Stromwandler
- Sekundärseitiger Wandlernennstrom
- Bürden der Anschlusskabel und weiterer angeschlossener Schutzgeräte
- Leistung und Eigenbürde der Wandler
- Nennüberstromziffer des Wandlers

Gesicherte Aussagen zur genauen Auslegung des Stromwandlers bei den eingesetzten Schutzrelais unter den gegebenen Randbedingungen können die Fachabteilungen der Hersteller dieser Geräte machen. In der Praxis können die Nennströme der Stromwandler für UMZ-Geräte wie folgt bestimmt werden:

- Genereller Einsatz von 1-A-Wandlern (Sekundärseite) bei Verwendung von digitaler Schutztechnologie. Damit werden in der Regel mögliche Probleme hinsichtlich sättigungsfreiem Übertragen der Kurzschlussströme und der Bebürdung der Wandler für den UMZ-Schutz schon im Vorfeld nahezu ausgeschlossen
- Der Primärnennstrom des Wandlers sollte beim 1,2- bis 2-Fachen des Transformatornennstroms liegen. Damit wird der Wandler vor Beschädigung durch Überlast geschützt, da heutzutage, wenn nichts Abweichendes gefordert wird, aus Kostengründen Wandler ohne Überlastfähigkeit eingesetzt werden
- Der Primärnennstrom des Wandlers sollte den 4-fachen Transformatornennstrom nicht überschreiten, um zu verhindern, dass die Toleranzen des Wandlers sich signifikant auf die Messung und Auswertung der Ströme auswirken

Für das Beispiel ergibt sich somit:

Für den überspannungsseitigen Transformatornennstrom von 36,4 A (630 kVA, 10 kV) sollte ein primärer Wandlernennstrom zwischen $1,2 \cdot I_{nTr}$ und $2 \cdot I_{nTr}$ – also im Bereich [43,7 A ... 72,8 A] – gewählt werden. Es bietet sich ein 60/1-A-Wandler an.

1

Einstellen der Kurzschlussstufen $I>$, $I>>$ und Zeitverzögerungen $t>$, $t>>$

2

- Kurzschlussstufe $I>$

Unter der Annahme, dass ein zusätzlicher Überlastschutz I_{th} im UMZ-Schutzgerät mit eingestellt wurde, wird die Kurzschlussstufe $I>$ so gewählt, dass sie mit einem Sicherheitsabstand von rund 20 % zum minimalen 1-poligen Fehler auf der Sekundärseite des Transformators anregt. Hierbei ist zu beachten, dass durch die Dy-Schaltgruppe des Transformators sich dieser Fehler wie folgt auf der Primärseite abbildet:

$$I_{k \text{ min prim}} = \frac{I_{k1 \text{ min sek}}}{\ddot{u} \cdot \sqrt{3}}$$

wobei \ddot{u} das Transformatorübersetzungsverhältnis ist. In dem Beispiel aus Abb. 7/40 und Abb. 7/41 ist:

$$\ddot{u} = 10 \text{ kV} / 0,4 \text{ kV} = 25$$

Mit der Annahme eines minimalen 1-poligen Kurzschlussstroms von 12,5 kA (für den Transformator im Beispiel mit 630 kVA, u_{kr} 6 %) ergibt sich:

$$I_{k \text{ min prim}} \approx 288 \text{ A}$$

Unter Berücksichtigung eines Sicherheitsabstands von etwa 20 % folgt:

$$I'_{k \text{ min prim}} = 0,8 \cdot I_{k \text{ min prim}} \approx 230 \text{ A}$$

Mit einem gewählten Wert von

$$I'_{k \text{ min prim}} = 210 \text{ A}$$

ergibt sich ein Einstellwert:

$$I> = \frac{210 \text{ A}}{60/1} = 3,5 \text{ A}$$

Die Zeitverzögerung der $I>$ -Stufe wird auf $t \geq 0,5 \text{ s}$ gesetzt.

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

- Kurzschlussstufe $I>>$

Die Kurzschlussstufe $I>>$ wird so eingestellt, dass nur überspannungsseitige Fehler erfasst und schnellstmöglich abgeschaltet werden. In der Regel wird sie mit einem Sicherheitsabstand von etwa 20 % oberhalb des maximalen 3-poligen Kurzschlussstroms auf der Sekundärseite des Transformators gewählt.

Als erste Näherung für den maximalen 3-poligen sekundärseitigen Kurzschlussstrom kann unter Berücksichtigung des c_{max} -Faktors für Niederspannungsnetze gemäß der Norm für die Kurzschlussstromberechnung IEC 60909-0 (VDE 0102) angesetzt werden:

$$I_{k3 \text{ max sek}} = \frac{c_{\text{max}} \cdot I_{nTr \text{ sek}} \cdot 100}{u_{kr}}$$

$$I_{k3 \text{ max prim}} = \frac{I_{k3 \text{ max sek}}}{\ddot{u}}$$

Mit dem 630-kVA-Transformator aus dem Beispiel und einem c_{max} -Faktor = 1,1 ergibt sich

$$I_{k \text{ max prim}} \approx 667 \text{ A}$$

Unter Berücksichtigung eines Sicherheitsabstands von etwa 20 % folgt

$$I'_{k \text{ max prim}} = 1,2 \cdot I_{k \text{ max prim}} \approx 800 \text{ A}$$

Mit einem gewählten Wert von $I'_{k \text{ max prim}} = 810 \text{ A}$ ergibt sich ein Einstellwert:

$$I>> \geq \frac{810 \text{ A}}{60/1} = 13,5 \text{ A}$$

Die Zeitverzögerung der $I>>$ -Stufe wird in der Praxis auf 50 bis 100 ms gesetzt.

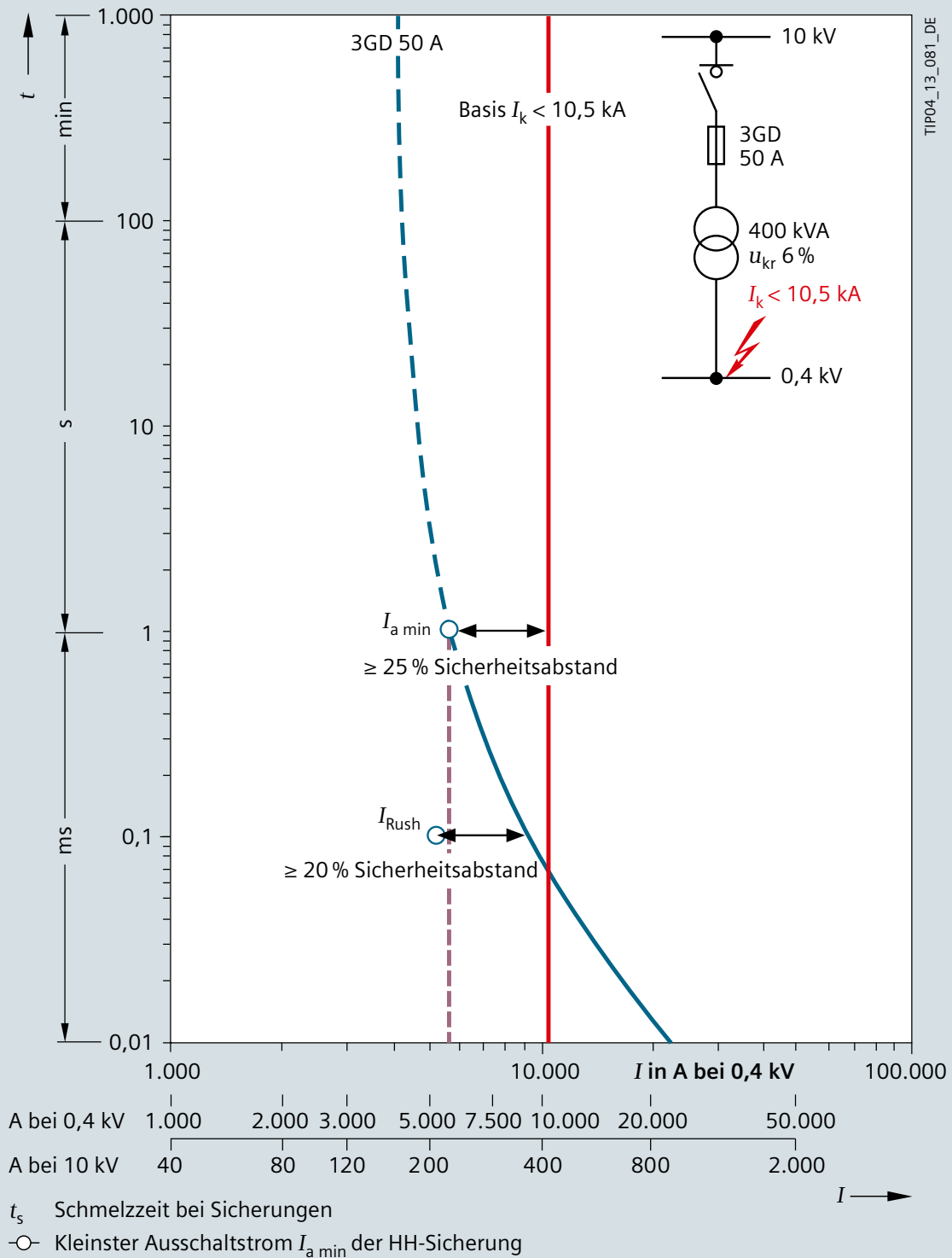
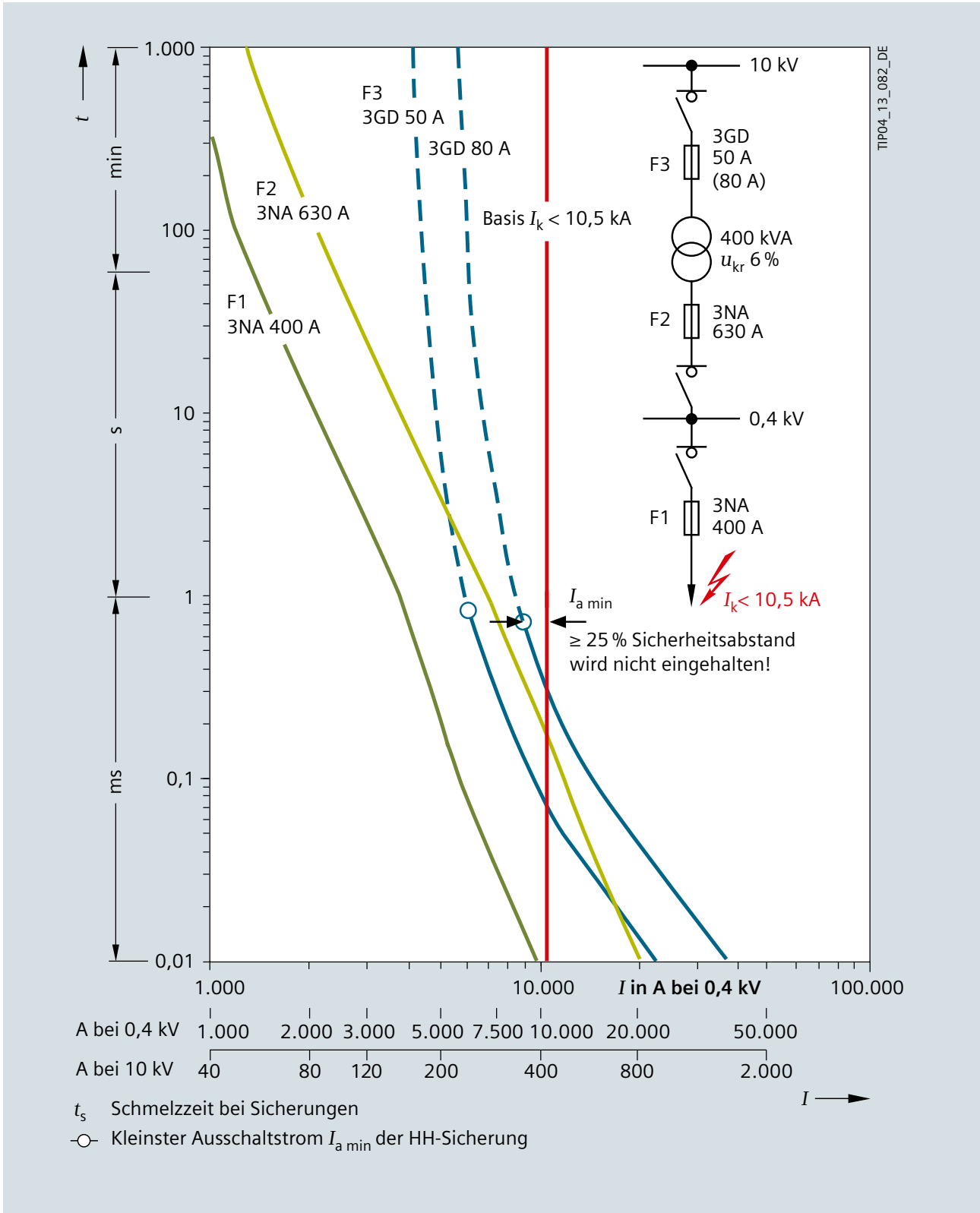


Abb. 7/33: Beispiel einer Dimensionierung der HH-Sicherung nach Mindestausschaltstrom der HH-Sicherung und Einschaltstrom des Transformators

[zurück zu Seite 153](#)



TIP04_13_082_DE

Abb. 7/34: Beispiel einer Staffelung von HH-Sicherungen – NH-Sicherungen im Abzweig bei einem 400-kVA-Transformator

zurück zu Seite 153

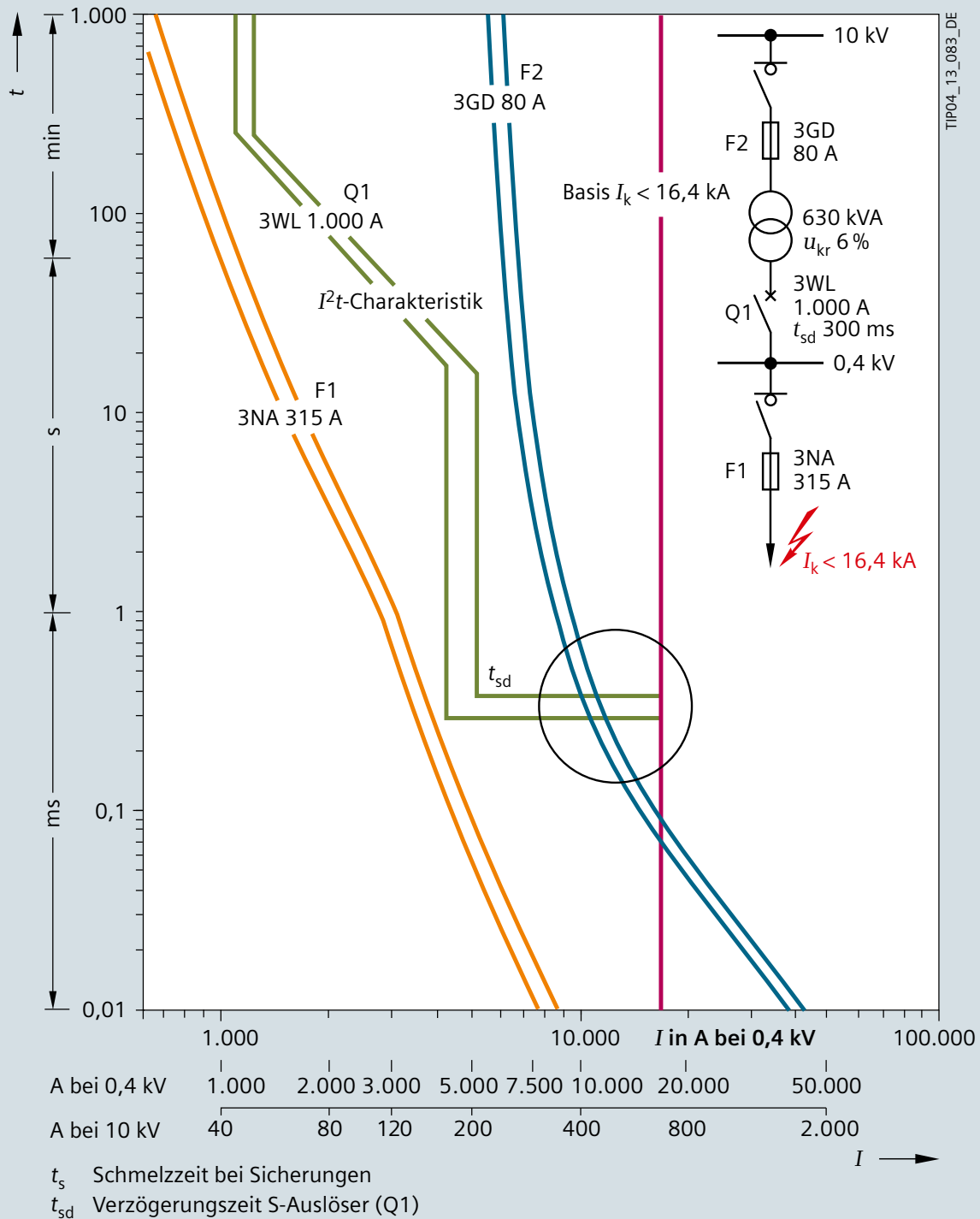
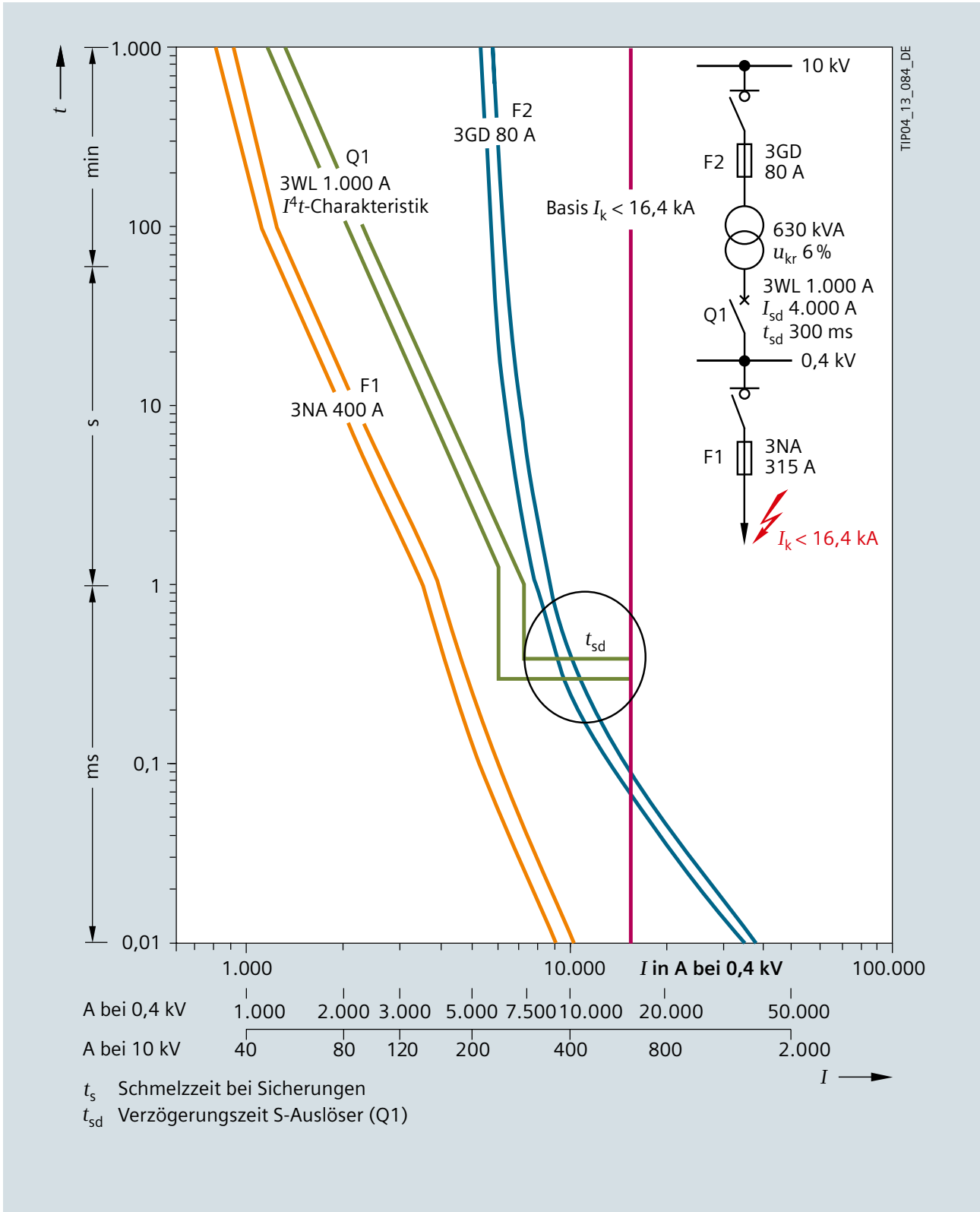


Abb. 7/35: Beispiel einer Staffelung von HH-Sicherungen F2 mit Leistungsschalter Q1 und nachgeordneter NH-Sicherung F1 im Abzweig

[zurück zu Seite 153](#)



TIP04_13_084_DE

Abb. 7/36: Beispiel einer Staffelung von HH-Sicherungen F2 mit Leistungsschalter Q1 (mit optionaler I^4t -Charakteristik des L-Auslösers) und nachgeordneter NH-Sicherung F1 im Abzweig

[zurück zu Seite 153](#)

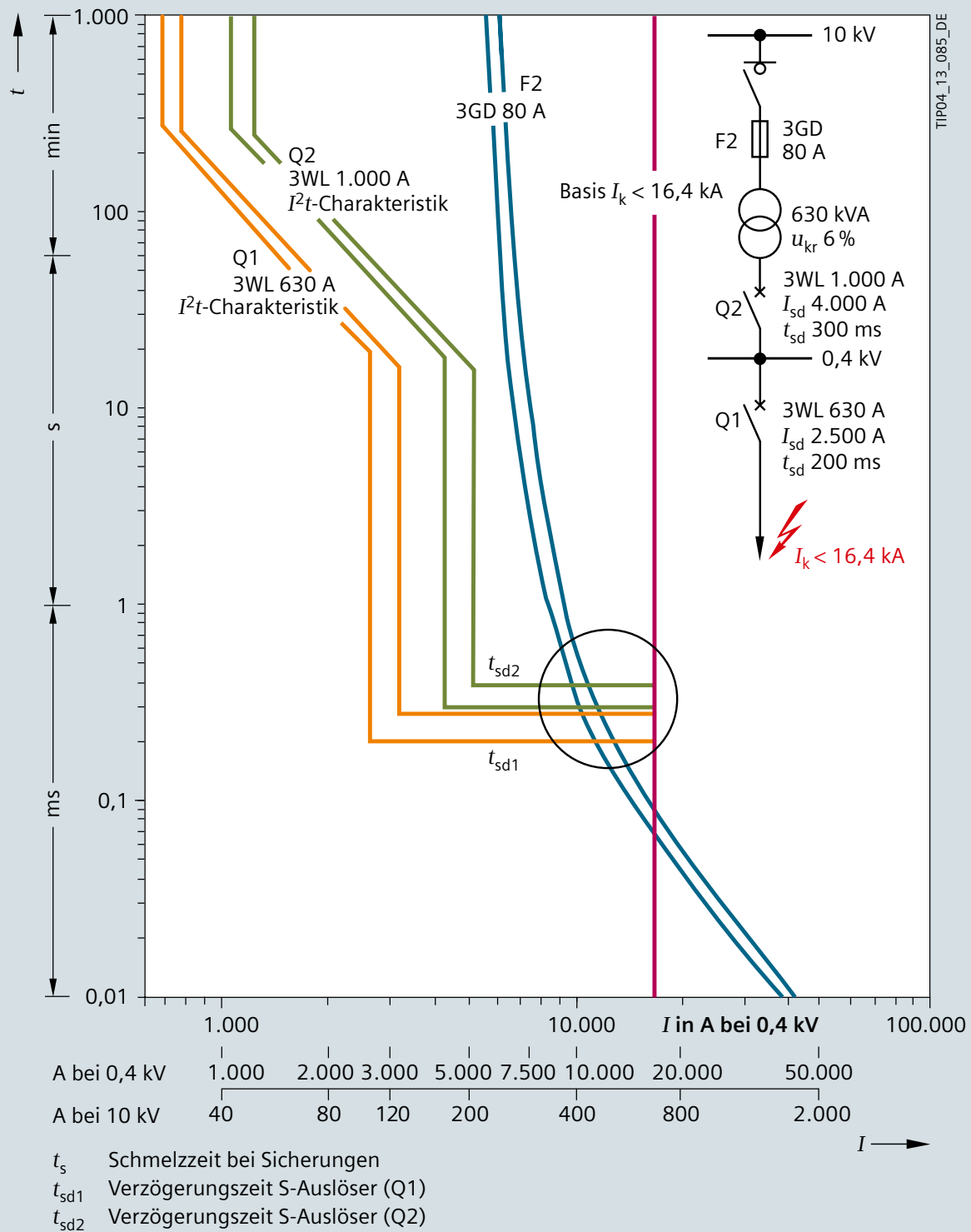
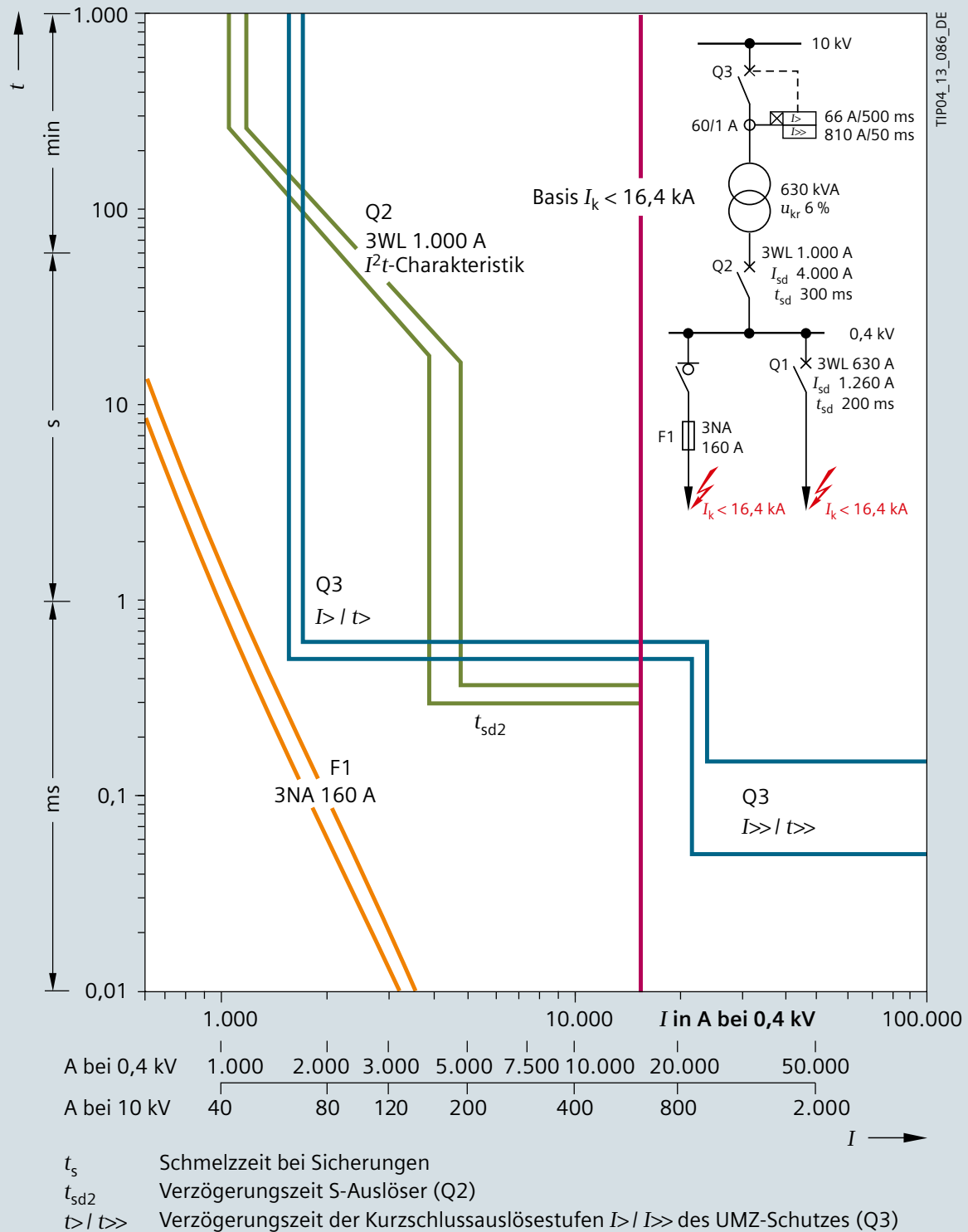


Abb. 7/37: Beispiel einer Staffelung von HH-Sicherungen F2 mit Leistungsschalter Q1 und nachgeordnetem Leistungsschalter Q1 mit LSI-Auslöser im Abzweig

[zurück zu Seite 153](#)



TIP04_13_086_DE

Abb. 7/38: Beispiel einer Staffelung von Leistungsschalter mit UMZ-Schutz (Q3), Leistungsschalter 3WL, 1.000 A mit LSI-Auslöser (Q2) und nachgeordneten Abzweigen mit NH-Sicherung 160 A (F1), in einem Transformatorabzweig 630 kVA

zurück zu Seite 154

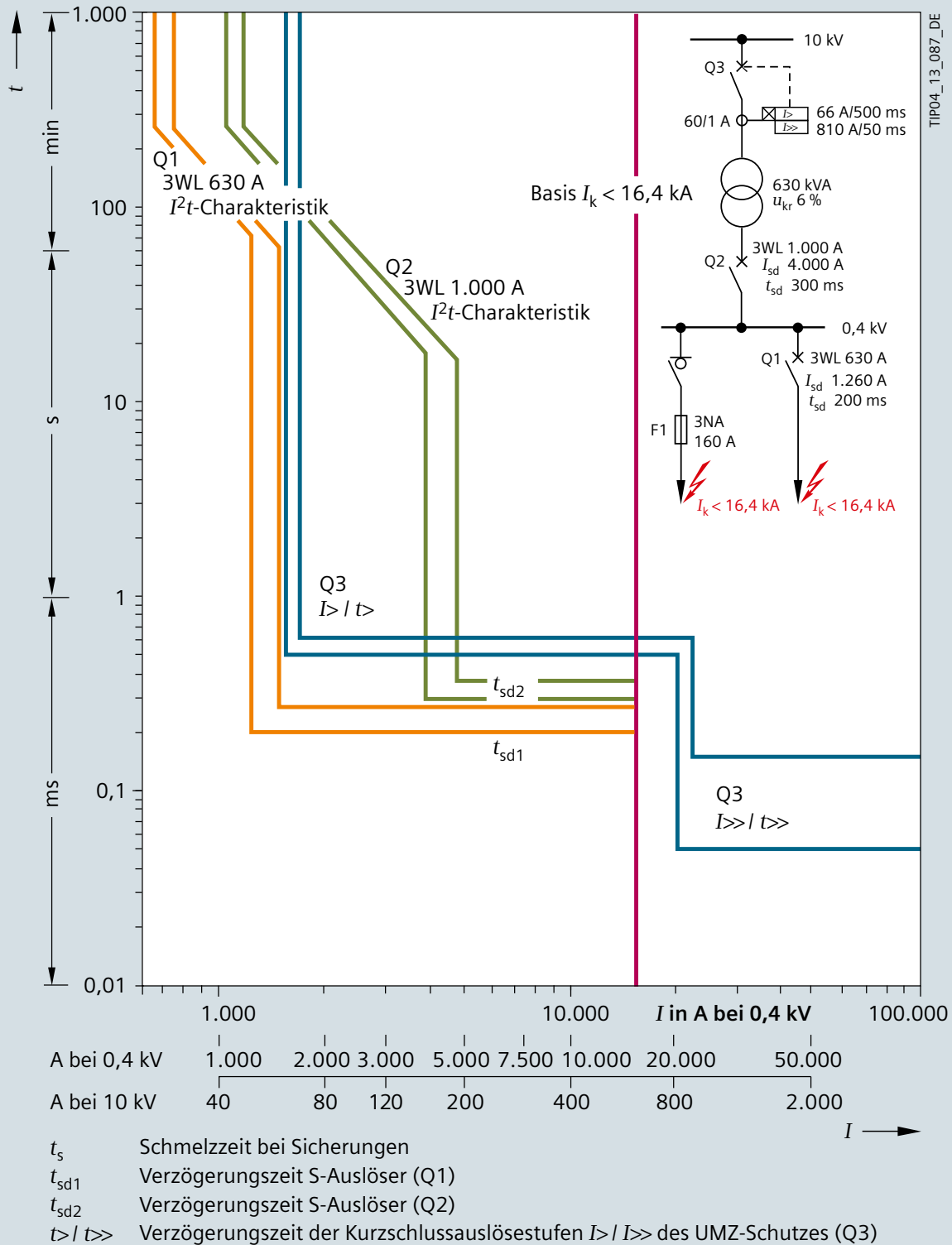
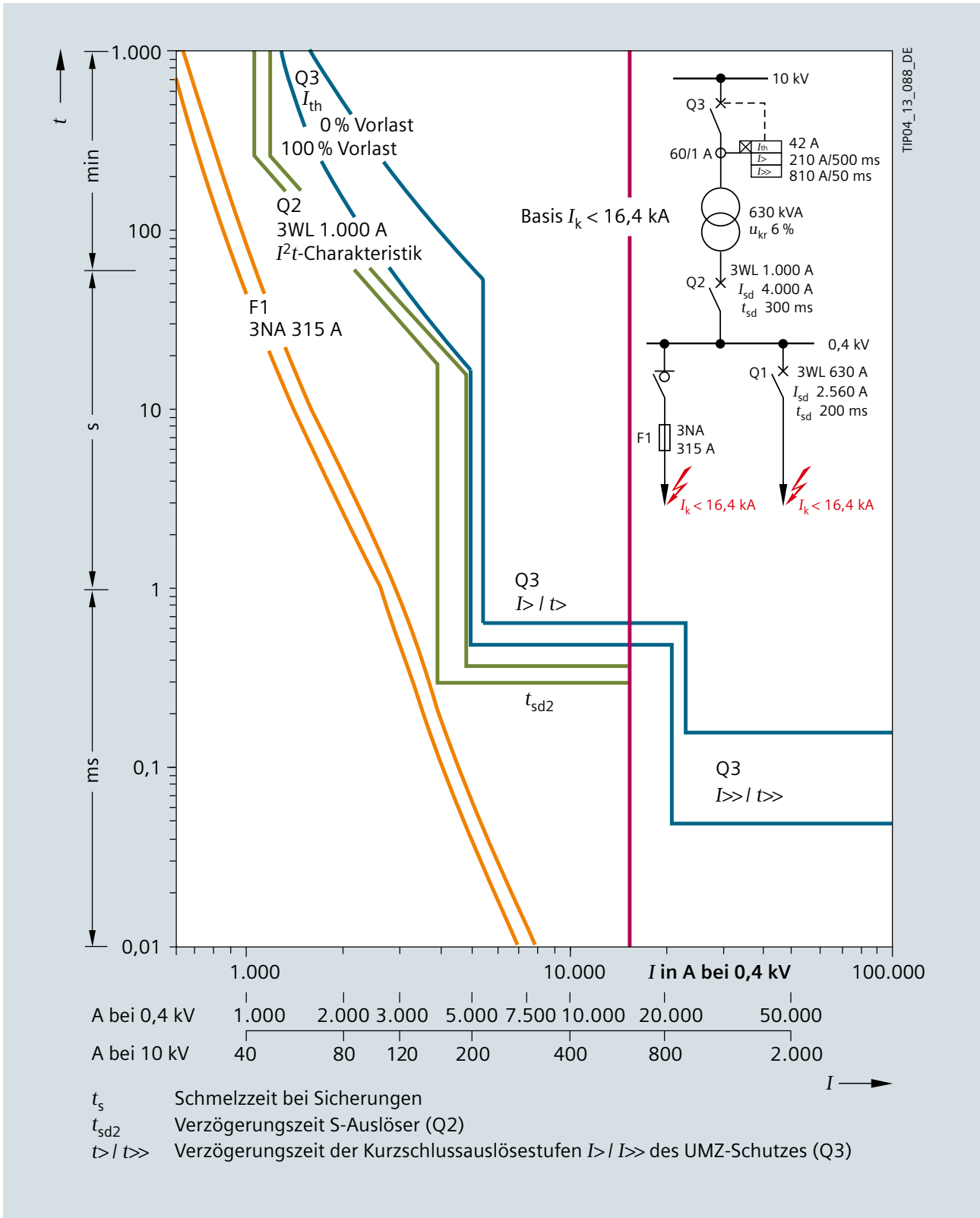


Abb. 7/39: Beispiel einer Staffelung von Leistungsschalter mit UMZ-Schutz (Q3), Leistungsschalter 3WL, 1.000 A mit LSI-Auslöser (Q2) und nachgeordneten Abzweigen mit Leistungsschalter 3WL, 630 A, LSI-Auslöser (Q1), in einem Transformatorabzweig 630 kVA

[zurück zu Seite 154](#)



TIP04_13_088_DE

Abb. 7/40: Beispiel einer Staffelung von Leistungsschalter mit UMZ-Schutz und Überlastschutz (Q3), Leistungsschalter 3WL, 1.000 A mit LSI-Auslöser (Q2) und nachgeordneten Abzweigen mit NH-Sicherung 315 A (F1), in einem Transformatorabzweig 630 kVA

zurück zu Seite 154

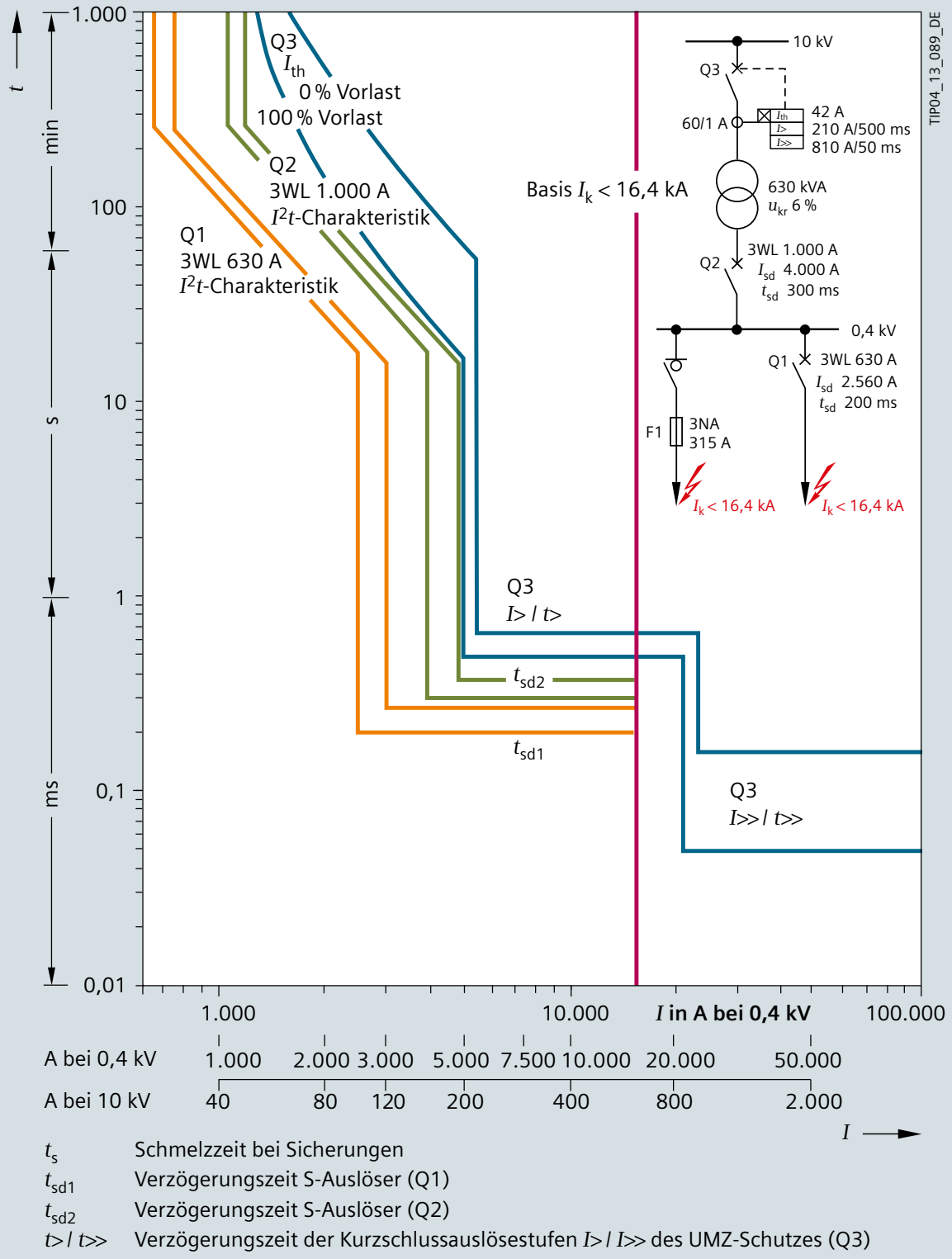


Abb. 7/41: Beispiel einer Staffelung von Leistungsschalter mit UMZ-Schutz und Überlastschutz (Q3), Leistungsschalter 3WL, 1.000 A mit LSI-Auslöser (Q2) und nachgeordneten Abzweigen mit Leistungsschalter 3WL, 630 A, LSI-Auslöser (Q1), in einem Transformatorabzweig 630 kVA

[zurück zu Seite 154](#)

1

7.7.2 Schutzgeräte für Verteilungs- transformatoren gegen innere Fehler

2

3

4

5

6

7

Zur Erfassung innerer Fehler bei Transformatoren werden folgende Melde- und Schutzgeräte eingesetzt:

- Geräte für die Überwachung und den Schutz von flüssigkeitsgekühlten Transformatoren, wie Buchholzschutz, Wärmewächter, Kontaktthermometer und andere
- Temperaturüberwachungssysteme für GEAFOL Gießharztransformatoren, bestehend aus:
 - Temperaturfühlern in der Unterspannungswicklung sowie
 - Melde- und Auslösegeräten im Einspeiseschaltfeld

Dieser Temperaturvollschutz schützt den Transformator vor unzulässiger Erwärmung bei erhöhter Umgebungstemperatur oder Überlast. Außerdem ermöglicht er das volle Ausnutzen der Transformatorleistung ohne Gefahr für den Transformator auch bei beliebigen Lastspielen.

8

Diese Melde- und Schutzgeräte sind nicht im Staffeldiagramm zu berücksichtigen.

9

10

11

12

13

14

15

16

17



Kapitel 8

Mittelspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen

8.1 Mittelspannungs-Schaltanlagen	169
8.2 Schaltgeräte der Mittelspannungstechnik	179
8.3 Mittelspannungsschutz	189

8 Mittelspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen

1

Nach internationalen Regeln gibt es nur zwei Spannungsebenen:

2

- Niederspannung: bis einschließlich 1 kV AC (oder 1,5 kV DC)
- Hochspannung: über 1 kV AC (oder 1,5 kV DC)

3

4

Mit Niederspannung arbeiten die meisten elektrischen Geräte in Haushalts-, Gewerbe- und Industrieanwendungen. Mit Hochspannung wird elektrische Energie sowohl über sehr große Entfernungen transportiert als auch, regional feiner verästelt, bis in die Lastschwerpunkte verteilt. Da aber für den Transport und die regionale Verteilung unterschiedlich hohe Spannungen in Gebrauch sind und weil auch die Aufgaben und Anforderungen für Schaltgeräte und Schaltanlagen sich stark unterscheiden, hat sich für die Spannungen, mit denen elektrische Energie regional verteilt wird, der Begriff „Mittelspannung“ als Teil der Hochspannung über 1 kV AC bis einschließlich 52 kV AC herausgebildet.

5

6

7

8

Die meisten Betriebsspannungen in Mittelspannungsnetzen liegen im Bereich zwischen 3 kV und 40,5 kV AC.

9

10

11

12

13

14

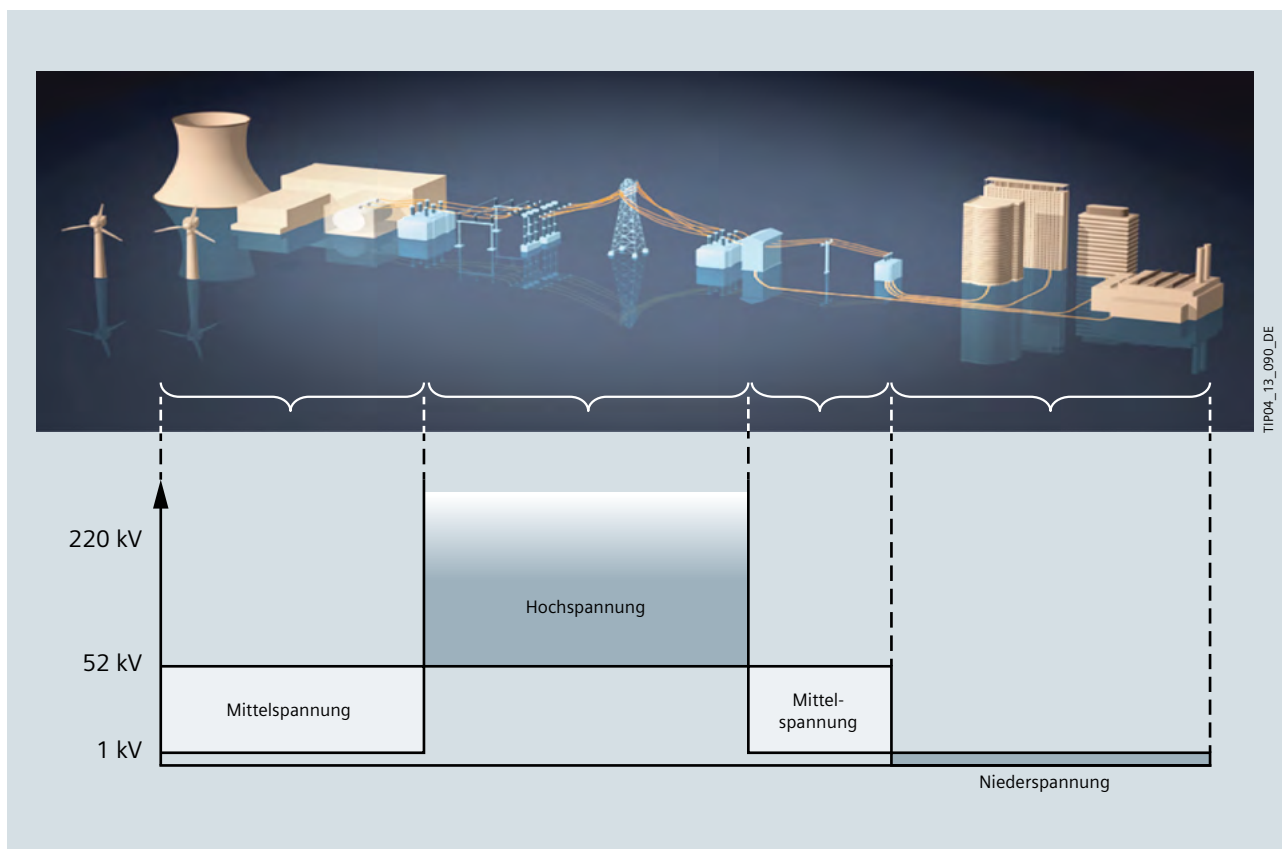
15

16

17

Die elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetze verbinden nicht nur Kraftwerke und Stromverbraucher, sondern bilden mit ihren „Maschen“ ein überregionales Rückgrat mit Reserven für die Versorgungssicherheit und für den Ausgleich von Lastunterschieden. Um bei der Energieübertragung die Verluste gering zu halten, bevorzugt man hohe Betriebsspannungen (und damit kleinere Ströme). Erst in den Lastzentren nahe am Verbraucher wird die Spannung auf die im Niederspannungsnetz üblichen Werte herunter transformiert.

In der öffentlichen Elektrizitätsversorgung wird der größte Teil der Mittelspannungsnetze zwischen 10 kV und 30 kV betrieben (Betriebsspannung). Die Werte unterscheiden sich von Land zu Land, bedingt durch die historische Entwicklung der Technik und die örtlichen Gegebenheiten. In Industriebetrieben mit Mittelspannungsnetzen gibt es, abgesehen von der öffentlichen Einspeisung, noch andere Spannungen, die sich nach den Verbrauchern richten; meistens sind die Betriebsspannungen der installierten Motoren maßgebend. Sehr häufig sind in Industrienetzen Betriebsspannungen zwischen 3 kV und 15 kV zu finden.



TIP04_13_090_DE

Abb. 8/1: Spannungsebenen vom Kraftwerk zum Verbraucher

8.1 Mittelspannungs-Schaltanlagen

Bei der Planung einer Schaltanlage sind Aufgaben, Funktionen und Einflussgrößen miteinander in Einklang zu bringen und eine wirtschaftliche Lösung aus dem Angebot der Hersteller herauszufinden. Dafür gibt es kein einfaches Rezept mit eindeutiger Lösung, denn:

- Die Aufgaben der Schaltanlage können sehr unterschiedlich sein
- Viele Einflussgrößen stehen in Wechselbeziehung zueinander
- Dieselben Einflussgrößen und Anforderungen können bei verschiedenen Betreibern unterschiedlich gewichtet werden

Grundsätzlich soll die Schaltanlage ein hohes Maß an Sicherheit bieten, damit sowohl der Schutz des Personals als auch ein störungsfreier Netzbetrieb gewährleistet sind. Sie muss den Forderungen nach Schutz bei Berühren genügen und die Möglichkeit der Fehlbedienung ausschließen. Wenn dennoch ein Fehler eintritt, sollte dessen Auswirkung auf den Entstehungsort begrenzt sein und keine Personenschäden zur Folge haben.

Analog zu den Verteilungsnetzen kann man die Schaltanlagen der primären oder der sekundären Verteilungsebene zuordnen:

- Kennzeichnend für die primäre Verteilungsebene sind große Last- und Kurzschlussströme sowie eine gehobene Sekundärausstattung der Schaltanlagen hinsichtlich Schutz, Messung und (Fern-)Steuerung. In der primären Verteilungsebene (Abb. 8/2) findet man die Umspannstation (Umspannanlage), in der die Energie mit höherer Spannung eingespeist und auf Mittelspannung transformiert wird. Die Schaltanlagen sind fast vollständig mit Leistungsschaltern bestückt. Sie schalten große Verbraucher, meist in Industriebetrieben,

oder Kabelringe, die ihrerseits Schaltanlagen in der sekundären Verteilungsebene speisen

- In der sekundären Verteilungsebene sind Schaltanlagen mit Lastschaltern oder einer Mischung aus Last- und Leistungsschaltern bestückt, wobei der Anteil der Lastschalter deutlich überwiegt. Die Ströme sind kleiner, den Kurzschlussschutz übernimmt oftmals der zugeordnete Leistungsschalter in der primären Verteilungsebene. Auch die Ansprüche an die Sekundärausstattung sind in der Regel geringer. Typische Formen sind:
 - Die Übergabestation, von der aus die Energie mit der eingespeisten Netzspannung (Mittelspannung) weiterverteilt wird. Ein Übergabeschalter (Kupplung) in der Station kann die Eigentumsgrenze zwischen Versorgungsunternehmen und Kunden bilden, wenn der Kunde seinen Schaltanlagenteil unabhängig ausbauen will. Dann sind auch Mess- und Zählrichtungen zur Abrechnung der übergebenen elektrischen Energie vorhanden
 - Die Netz- oder Transformatorstation, in der die Energie von Mittel- auf Niederspannung transformiert und so verteilt wird. In Industriebetrieben werden Netzstationen oft in den Fertigungs- und gleichzeitig Verbrauchsschwerpunkten aufgestellt und als Schwerpunktstationen bezeichnet. Für besonders kompakt gebaute Netzstationen, die nicht begehbar sind, hat sich die Bezeichnung Klein- oder Kompaktstation eingebürgert

8.1.1 Normen für die Bauform und Aufstellung von Mittelspannungs-Schaltanlagen

Die Normen unterscheiden zwei Hauptgruppen von Mittelspannungs-Schaltanlagen:

- Fabrikfertige, typgeprüfte Anlagen mit
 - Metallkapselung nach IEC 62271-200 (VDE 0671-200)
 - Isolierstoffkapselung nach IEC 62271-201 (VDE 0671-201)
- Vor Ort gebaute beziehungsweise werkstattgefertigte Schaltanlagen nach IEC 61936-1 (VDE 0101-1), wie sie heute eher selten gebaut werden

Im Folgenden werden die metallgekapselten, typgeprüften Mittelspannungs-Schaltanlagen nach IEC 62271-200 (VDE 0671-200) beschrieben, da sowohl die isolierstoffgekapselten wie auch die vor Ort beziehungsweise werkstattgefertigten Anlagen wesentlich seltener gebaut werden. Der hohe Fertigungs- und Prüfaufwand lohnt sich meist nur bei großen Stückzahlen und einer entsprechenden Standardisierung. Die technischen Daten sind durch Typprüfungen zu belegen. Die Fertigungsqualität wird durch Stückprüfungen überwacht.

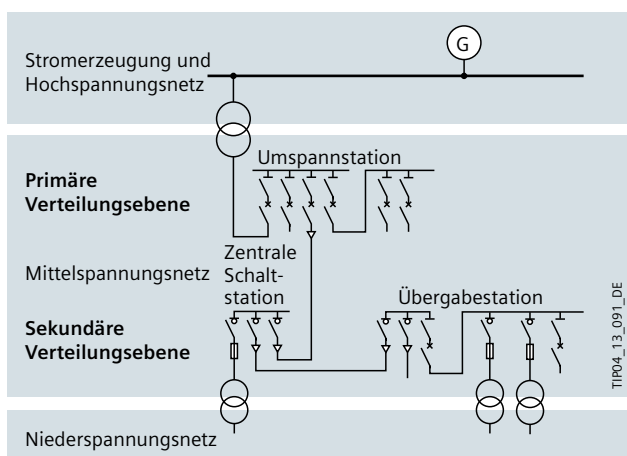


Abb. 8/2: Struktur der Spannungs- und Stromverteilungsebenen

8.1.2 Projektierungsgrößen

Die Auswahlgrößen bei der Projektierung von Schaltanlagen können unterschieden werden, in:

- Fest vorgegeben
zum Beispiel Netzart, -spannung, -frequenz, Sternpunktbehandlung, Umgebungsbedingungen, Stoßkurzschlussstrom
- Bedingt wählbar
zum Beispiel Isolationspegel, Sternpunktbehandlung, Überspannungsschutz, Kurzschlussdauer, Art der Betriebsstätte, Bauform der Anlage

- Frei wählbar
zum Beispiel Schaltanlagentyp, Schaltgeräte und deren Antriebe, Sammelschienenschaltung, Schotträume. Betriebsverfügbarkeit, Störlichtbogenqualifikation

Tab. 8/1 gibt einen Überblick über die Projektierungsgrößen und -charakteristika, die für die Planung eine Rolle spielen können. Nachfolgend werden die wichtigsten Punkte detaillierter vorgestellt.

	Auswahlgröße	Bestimmende Einflussgrößen
Primäre Bemessungswerte	<ul style="list-style-type: none"> • U_r Bemessungsspannung • Bemessungsisolationspegel U_d Kurzzeitstehwechselfspannung U_p Stehblitzstoßspannung 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzspannung <i>Isolationskoordination</i> • Sternpunktbehandlung • Kabel-/Freileitungsnetz • „Kritische“ Verbraucher • Überspannungsschutz • Höhenlage • Umgebungseinflüsse (Verschmutzung)
	<ul style="list-style-type: none"> • Bemessungsstehvermögen I_p Stoßstrom I_K Kurzzeitstrom t_K Kurzschlussdauer • Bemessungsschaltvermögen I_{ma} Kurzschlusseinschaltstrom I_{sc} Kurzschlussausschaltstrom 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzkennwerte • Verbraucher und Energiequalität • Netzschutz, Ansprechzeiten • Selektivitätskriterien
	<ul style="list-style-type: none"> • I_r Bemessungsbetriebsstrom Sammelschiene Abzweige 	<ul style="list-style-type: none"> • Last (Abzweig), zu verteilende Leistung (Sammelschiene) • Umgebungstemperatur • Reserven/Verfügbarkeit
Sammelschienenschaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Einfach-/Doppelsammelschiene • Längstrennung/Längskupplung • Längskupplung/Übergabe mit Last- oder Leistungsschalter • Querkupplung (Doppelsammelschiene) 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzstruktur • Netzschutz, Ansprechzeiten, Selektivitätskriterien • Reserven/Verfügbarkeit, Umschaltzeit • Betriebsabläufe • Eigenerzeugung, Notstromversorgung • Energiequalität (unruhige Lasten) • Betriebsabläufe
	<ul style="list-style-type: none"> • Doppelsammelschienenaufsatz mit Wurzel • Zwei Einfachammelschienenanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Häufigkeit der Sammelschienenumschaltung • Verriegelungen, Schaltfehlerschutz • Aufstellung (räumlich)
Schaltgerät	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsschalter 	<ul style="list-style-type: none"> • Betriebsstrom und Schaltaufgabe
	<ul style="list-style-type: none"> • Lastschalter • Schütz • HH-Sicherung 	<ul style="list-style-type: none"> • Schaltvermögen (Fehlerströme) • Schalthäufigkeit • Netzschutz, Selektivitätsanforderungen

Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
Bauform und Schaltfeldtyp	<ul style="list-style-type: none"> Leistungsschaltanlage Lastschaltanlage Bauart <ul style="list-style-type: none"> anreihbare Felder Block 	<ul style="list-style-type: none"> Primäre Bemessungswerte Schaltgeräte Betriebsstrom, Schaltvermögen Netzschutz Zahlenverhältnis Last-/Leistungsschaltfelder Betriebsabläufe und Bedienung Aufstellbedingungen Transport und Montage Erweiterungsfähigkeit, elektrische/mechanische Reserven
Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
Isoliermedium	<ul style="list-style-type: none"> Luft (AIS) Gas (GIS) 	<ul style="list-style-type: none"> Raumklima: Temperaturwechsel, Feuchtigkeit, Verschmutzung, Salz, aggressive Gase Art der Betriebsstätte Aufstellort (Platzbedarf) Brandschutzanforderungen (Brandlast) Höhenlage Schalhäufigkeit und Schalter-Lebensdauer
Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
Trenner	<ul style="list-style-type: none"> Einschub/Wagen Trennschalter (Festeinbau) 	<ul style="list-style-type: none"> Schalhäufigkeit Lebensdauer der Komponenten Betriebliche Erfordernisse (Zugang zum Kabelanschluss, zum Beispiel Kabelprüfung)
Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
Kapselung	<ul style="list-style-type: none"> Schutzgrad (IP nach IEC 60529, VDE 0470-1) Störlichtbogenqualifikation <ul style="list-style-type: none"> A oder B (Zugänglichkeitsart) F / L / R (qualifizierte Seiten) I_A, t_A (Prüfstrom und Dauer) Druckentlastungskanal 	<ul style="list-style-type: none"> Umgebungsbedingungen Personenschutz Art der Betriebsstätte Gebäude
Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
Schotträume	<ul style="list-style-type: none"> Kategorie der Betriebsverfügbarkeit (Schottraumeinteilung LSC, en: loss of service continuity) <ul style="list-style-type: none"> LSC 1 LSC 2 LSC 2A LSC 2B Zugänglichkeit und Zugangskontrolle per <ul style="list-style-type: none"> Verriegelung Arbeitsanweisung + Schloss Werkzeug Nicht zugänglicher Schottraum Schottungsklasse <ul style="list-style-type: none"> PM (metallisch, en: partition of metal) PI (nichtmetallisch, en: partition of insulating material) 	<ul style="list-style-type: none"> Betriebsabläufe <ul style="list-style-type: none"> Bedienen, Arbeiten Instandhaltungsanforderungen Wartung/Instandhaltung (Lebensdauer der Komponenten) Vorschriften des Betreibers Qualifikation des Personals Berührungsschutz beim Arbeiten Platzbedarf der Schaltanlage

Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
Abzweig-Komponenten	<ul style="list-style-type: none"> • Kabelanschluss <ul style="list-style-type: none"> – Endverschluss: konventionell / Stecker – Anzahl der Kabel – Leiterquerschnitte 	<ul style="list-style-type: none"> • Betriebs- und Kurzschlussstrom • Schaltaufgabe • Kabel / Freileitung • Höhenlage
	<ul style="list-style-type: none"> • Überspannungsableiter 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungswandler <ul style="list-style-type: none"> – Erdschlusswicklung (falls erforderlich) – Stromwandler – Anzahl und Daten der Kerne • Summenstromwandler (Kabelumbauwandler) 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzschutz • Messung, Zählung • Steuerung • Sternpunktterdung
	<ul style="list-style-type: none"> • Erdungsschalter <ul style="list-style-type: none"> – Klasse E0, E1 oder E2 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Betriebsabläufe 	
Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
SS-Komponenten	<ul style="list-style-type: none"> • Messwandler • Erdungsschalter <ul style="list-style-type: none"> – Klasse E0, E1 oder E2 • Überspannungsableiter 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzschutz und Messung • Betriebsabläufe
Auswahlgröße		Bestimmende Einflussgrößen
Sekundärausstattung	<ul style="list-style-type: none"> • Schutzrelais • Geräte für Steuerung, Verriegelung, Schaltfehlerschutz 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzparameter, Schutzeinrichtungen • Netz-Betriebsführung, Einbindung in (industrielle) Prozesse und betriebliche Abläufe • Elektromagnetische Verträglichkeit
	<ul style="list-style-type: none"> • Geräte für Messung, Zählung; Messwertumformer • Geräte für Überwachung (Monitoring) und Kommunikation • Motorantriebe • Spannungsprüfsystem • Dämpfungswiderstand (für U-Wandler) 	

Tab. 8/1: Übersicht über Bemessungs- und Auswahlgrößen für die Projektierung von Mittelspannungs-Schaltanlagen

8.1.3 Ausführung der Mittelspannungs-Schaltanlage

Als Mittelspannungs-Übergabestation sollte eine gasisolierte Schaltanlage eingesetzt werden. Vorteile der gasisolierten Schaltanlage sind:

- Geringerer Platzbedarf (bis zu etwa 70 % Ersparnis bei 30 kV) im Vergleich zu einer entsprechenden luftisolierten Schaltanlage
- Geringere Transportgrößen und entsprechend einfacherer Transport
- Höhere Betriebssicherheit durch den hermetisch gekapselten Primärteil der Anlage (störende Einflüsse wie zum Beispiel Schmutz, Kleintiere, Berührung, Betauung sind durch die Kapselung ausgeschlossen)
- Wartungsfreier Primärteil (Schmier- und Nachjustieren entfallen)
- Günstigere Ökobilanz als luftisolierte Schaltanlagen, bezogen auf die Lebenszeit der Anlage

Personenschutz

- Durch die geerdete Metallkapselung ist die gasisolierte Schaltanlage berührungssicher
- HH-Sicherungen und Kabelendverschlüsse nur zugänglich bei geerdeten Abzweigen
- Bedienung nur bei geschlossener Kapselung möglich
- Ein wartungsfreies Druckabsorbersystem reduziert als „Spezialkühlsystem“ die druckabhängigen und thermischen Auswirkungen eines Störlichtbogens, sodass Personen und Gebäude geschützt bleiben (Abb. 8/3)

Erweiterbarkeit

Die Schaltanlage sollte mit minimalem zeitlichen Aufwand erweiterbar sein. Ein modulares System mit optionaler Bestellmöglichkeit für Sammelschienenenerweiterung rechts, links oder beidseitig bietet dafür die besten Voraussetzungen:

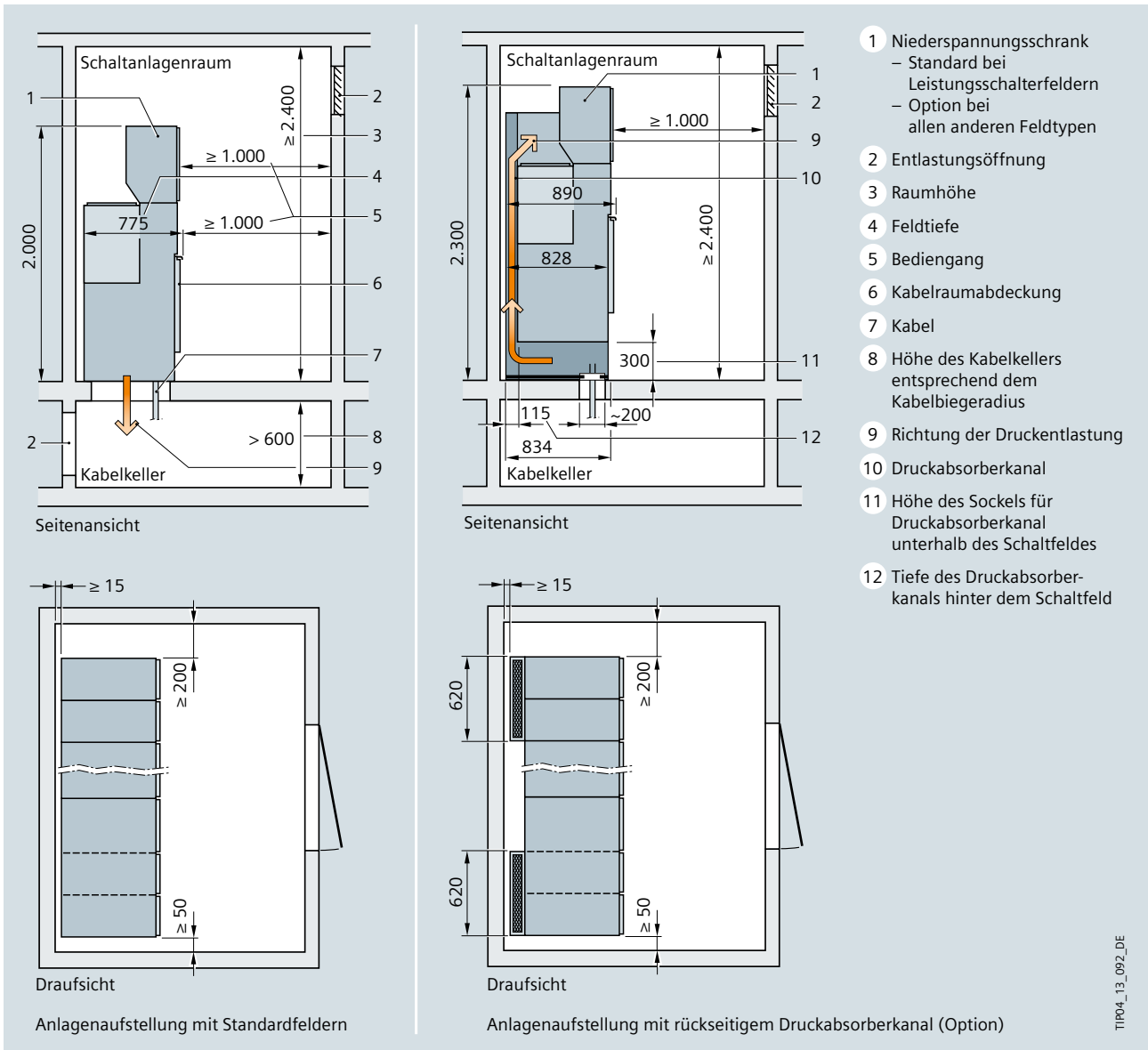


Abb. 8/3: Raumplanung für Anlagen mit Druckentlastung nach unten (links) und mit Druckabsorberkanal (rechts) [zurück zu Seite 172](#)

- Einzelfelder und Schaltfeldblöcke beliebig aneinanderreihbar und erweiterbar – ohne Gasarbeiten vor Ort
- Niederspannungsschrank in zwei Bauhöhen lieferbar, Verdrahtung mit dem Schaltfeld über Steckverbindungen
- Austausch aller Felder jederzeit möglich

Aufstellungsort

Die Schaltanlage sollte als Innenraum-Anlage nach IEC 61936-1 (VDE 0101-1) einsetzbar sein. Man unterscheidet Anlagen:

- Außerhalb abgeschlossener elektrischer Betriebsstätten, an Orten, die nicht der Öffentlichkeit zugänglich sind. Kapselungen von Anlagen können nur mit Werkzeug entfernt werden, die Bedienung durch Laien muss verhindert werden
- In abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten: Eine abgeschlossene elektrische Betriebsstätte ist ein Raum oder ein Ort, der ausschließlich zum Betrieb elektrischer Anlagen dient und unter Verschluss gehalten wird. Zutritt haben Elektrofachkräfte und elektrotechnisch unterwiesene Personen, Laien jedoch nur in Begleitung von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen

Betriebs- und Instandhaltungsbereiche

- Betriebs- und Instandhaltungsbereiche sind Korridore, Gänge, Zufahrtsbereiche, Transport- und Fluchtwege
- Gänge und Zufahrten müssen für Arbeiten, Bedienung und Transport ausreichend bemessen sein
- Gänge müssen mindestens 800 mm breit sein
- Die Breite der Gänge darf nicht durch in die Gänge hineinragende Betriebsmittel eingeschränkt sein, zum Beispiel ständig vorhandene Antriebe oder Schaltwagen in Trennstellung
- Die Fluchtwegbreite muss mindestens 500 mm betragen, auch wenn entfernbare Teile oder in Endstellung geöffnete Türen in den Fluchtweg hineinragen.
- Die Türen von Schaltzellen oder Schaltfeldern sollten in Fluchtrichtung schließen
- Für Montage- und Instandhaltungsgänge hinter gekapselten Anlagen (Freiaufstellung) genügt eine Breite von 500 mm
- Unter Decken, Abdeckungen oder Umhüllungen (ausgenommen Kabelkeller) ist eine Mindesthöhe von 2.000 mm erforderlich
- Ausgänge müssen so angeordnet sein, dass für Bemessungsspannungen bis 52 kV die Länge des Fluchtwegs innerhalb des Raums 20 m nicht überschreitet. Dies gilt nicht für begehbare Sammelschienenkanäle oder Kabelkanäle (40 m für Anlagen über 52 kV)
- Fest eingebaute Leitern oder ähnliche Einrichtungen sind als Notausgänge in Fluchtwegen zulässig

Zugänglichkeit von Schotträumen

In der Norm IEC 62271-200 (VDE 0671-200) für metallgekapselte Schaltanlagen wird unterschieden nach Zugänglichkeitsgrad A für befugtes Personal und Zugänglichkeitsgrad B für uneingeschränkte Zugänglichkeit (auch für die allgemeine Öffentlichkeit). Darüber hinaus werden die Öffnungsmöglichkeiten eines Schottraums unterschieden, was die Zugänglichkeit und damit die Verfügbarkeit einer Schaltanlage beeinflusst.

Für gasisolierte Schaltanlagen gibt es einen Typ mit

- Nichtzugänglichem Schottraum
Er darf nicht geöffnet werden. Ein Öffnen des Schottraums könnte diesen zerstören und die Funktion der Anlage beeinträchtigen

Mittelspannungs-Schaltanlagen unterscheiden sich weiterhin nach drei Öffnungstypen:

- Verriegelungsgesteuert zugänglicher Schottraum
Eine Verriegelung im Schaltfeld gibt den Zugang frei, wenn unter Spannung stehende Teile freigeschaltet und geerdet sind. Die Öffnung der Schaltanlage im normalen Betrieb oder zur Instandhaltung, zum Beispiel zum Wechsel von HH-Sicherungen, ist möglich

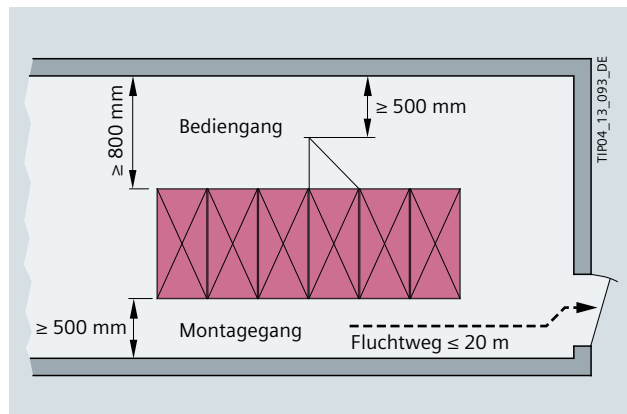


Abb. 8/4: Aufstellung von Schaltanlagen nach IEC 61936-1 (VDE 0101-1)

- Verfahrensabhängig zugänglicher Schottraum
Der Zugang wird durch Anweisungen des Betreibers beschrieben und ein Schloss soll die Zugangssicherheit im normalen Betrieb und bei der Instandhaltung gewährleisten
- Werkzeugabhängig zugänglicher Schottraum
Zum Öffnen sind Werkzeug und eine genaue Arbeitsanweisung nötig, zum Beispiel mit dem Hinweis auf Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit. Diese Art von Zugänglichkeit soll nicht im normalen Betrieb oder für die Instandhaltung nutzbar sein

Betriebsverfügbarkeit beim Arbeiten

In der Norm IEC 62271-200 (VDE 0671-200) werden Kategorien für die Betriebsverfügbarkeit (LSC, en: loss of service continuity) der Funktionseinheiten einer Schaltanlage angegeben. Sie beschreiben, welche Teile beim Öffnen eines zugänglichen Schottraums außer Betrieb zu nehmen sind. Dabei wird die Zugänglichkeit zu Schaltern und Anschlüssen entsprechend Tab. 8/2 eingeteilt.

Abb. 8/5 zeigt einige Beispiele für die unterschiedlichen Kategorien der Betriebsverfügbarkeit.

Sammelschienensysteme

Folgende Punkte spielen bei der Wahl von Einfach- oder Doppelsammelschiene eine Rolle:

- Anzahl der Abzweige und Einspeisungen
- Getrennter Betrieb von Teilen der Anlage nötig
- Betriebsfähigkeit bestimmter Anlagenteile bei Arbeiten an der Anlage
- Umschaltung von Verbrauchern auf verschiedene Einspeisungen
- Unterbrechungsfreie Umschaltung

Kategorie der Betriebsverfügbarkeit	Wenn ein zugänglicher Schottraum der Schaltanlage geöffnet wird, ...	Konstruktive Ausführung
LSC 1	dann muss die Sammelschiene und damit die komplette Schaltanlage freigeschaltet werden	Keine Schottwände innerhalb des Feldes, keine Feldtrennwände zu Nachbarfeldern
LSC 2	LSC 2A dann muss nur das einspeisende Kabel freigeschaltet werden. Die Sammelschiene und benachbarte Schaltfelder können in Betrieb bleiben	Feldtrennwände und Trennstrecke mit Schottung zur Sammelschiene
	LSC 2B dann können das einspeisende Kabel, die Sammelschiene und die benachbarten Schaltfelder in Betrieb bleiben	Feldtrennwände und Trennstrecken mit Schottung zur Sammelschiene sowie zum Kabel

Tab. 8/2: Kategorien der Betriebsverfügbarkeit

[zurück zu Seite 174](#)

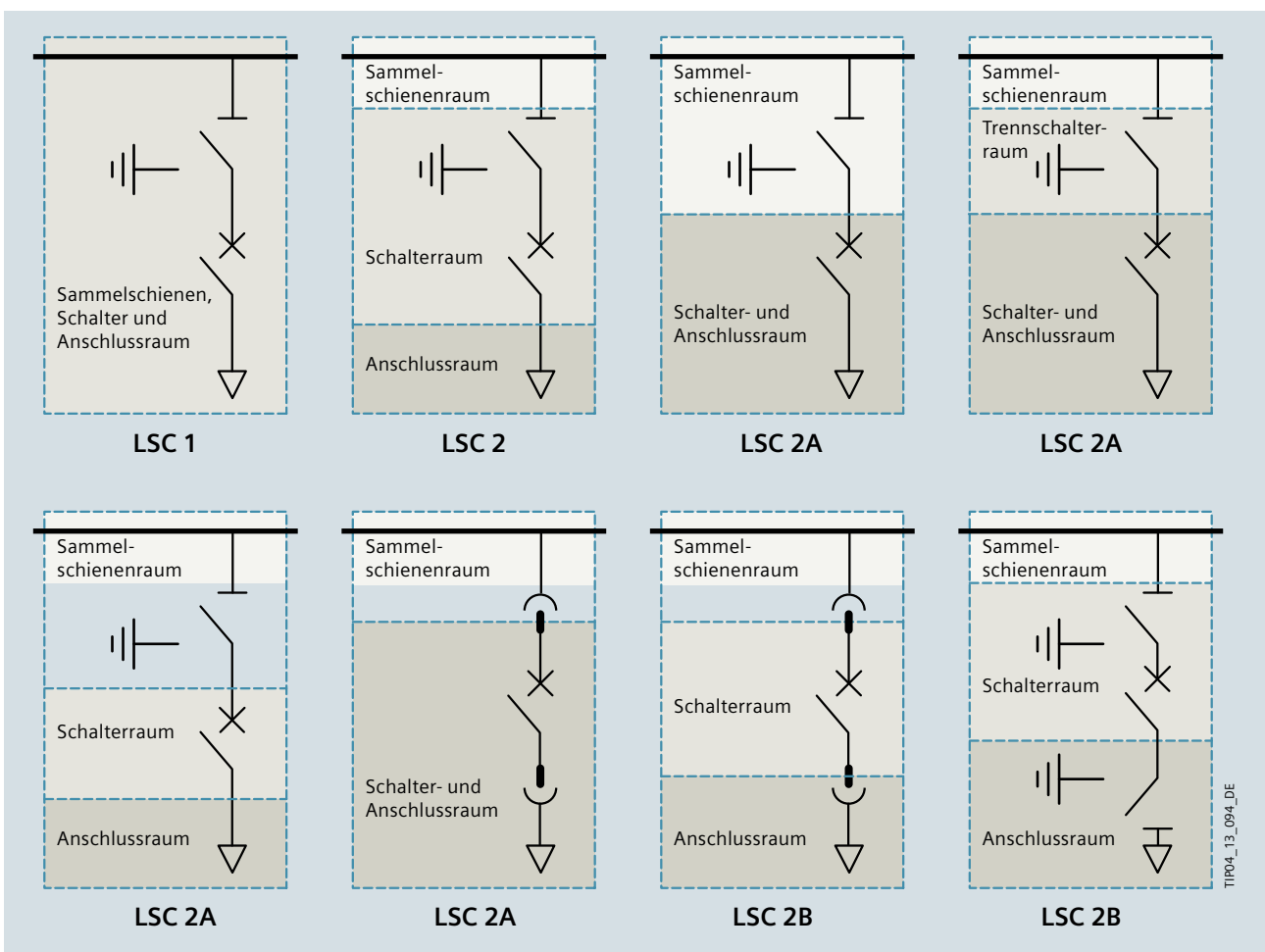


Abb. 8/5: Beispiele für die Betriebsverfügbarkeit (LSC) von Schaltanlagen

[zurück zu Seite 174](#)

Einfachsammelschiene

Für die meisten Versorgungsaufgaben reicht eine Einfachsammelschiene aus, selbst wenn zwei Einspeisungen bestehen. Sie ist übersichtlich und daher einfach zu bedienen, was die Wahrscheinlichkeit von Schaltfehlern reduziert. Bei störungsbedingten Schaltungen sind nur

Leistungsschalter zu betätigen. Sollte dabei versehentlich ein falscher Schalter betätigt werden, hat dies in der Schaltanlage keine sicherheitsrelevanten Folgen, da Leistungsschalter alle Last- und Kurzschlussströme, auch unter Erdschluss- und anderen Fehlerbedingungen, aus- und einschalten können.

1

Bei stärkerer Verzweigung (Anhaltswert: mehr als fünf Abzweige) kann die Einfachsammschiene einmal oder mehrmals unterteilt werden, mit eigenen Einspeisungen in jeden Abschnitt. Trennschalter oder Lasttrennschalter an den Unterbrechungsstellen ergeben Längstrennungen, wohingegen beim Einsatz von Leistungsschaltern Längskupplungen entstehen. Eine Längskupplung ist sinnvoll, wenn die Sammschienenabschnitte wechselnd getrennt oder gekuppelt betrieben werden sollen.

2

3

4

Doppelsammelschiene

5

Gründe für den Einsatz einer Doppelsammelschiene können zum Beispiel sein:

6

- Zwei oder mehr Einspeisungen müssen immer getrennt betrieben werden (zum Beispiel verschiedene Versorger; Eigenerzeugung getrennt vom öffentlichen Netz)
- Trennung zwischen Verbrauchern mit störenden Rückwirkungen und Verbrauchern mit hohen Anforderungen an die Stromversorgungsqualität
- Einstufung der Verbraucher nach ihrer Wichtigkeit und entsprechende Zuordnung nach Verfügbarkeitsanforderungen, die für die Netze gelten
- Begrenzte Kurzschlussfestigkeit bereits installierter Betriebsmittel erfordert eine Aufteilung in zwei Teilnetze, wobei Umschaltungen den Lastausgleich bei schwankender Stromabnahme ermöglichen

7

8

Abgesehen vom ersten Beispiel kann in den Beispielen zwei bis vier oben eine Querkupplung eingesetzt werden, die einen Sammschienenwechsel ohne Unterbrechung des Energieflusses ermöglicht (Abb. 8/6).

9

10

11

Störlichtbogenqualifikation

12

Für eine erfolgreiche Typprüfung von Mittelspannungs-Schaltanlagen ist auch eine Störlichtbogenqualifizierung IAC (en: internal arc classified) nach IEC 62271-200 (VDE 0671-200) erforderlich. Unterschieden wird bei der Qualifizierung nach:

13

14

- Begehbarkeit
 - A Zugang nur für Fachpersonal
 - B Öffentlicher Zugang (bedeutet erhöhte Prüfschärfe)
- Qualifizierte, zugängliche Seiten der Schaltanlage
 - F Front (Frontseite)
 - L Lateral (Seitenwand)
 - R Rear (Rückwand)
- Prüfstrom und Dauer

15

16

Beispiel: Störlichtbogenqualifizierung IAC AR BFL 25 kA 1 s

17

Die Angaben besagen, dass auf der Rückseite nur Fachpersonal Zugang haben darf, während Front und Seitenteile frei zugänglich sind. Die Störlichtbogenprüfung erfolgte mit einem Prüfstrom von 25 kA für die Dauer von 1 s.

Anmerkung: Mittelspannungs-Schaltanlagen werden generell nach Zugänglichkeit Typ A geprüft. Nur komplette, fabrikfertige Stationen (Transformator-/Schwerpunktstationen) werden für Typ B geprüft. Die Prüfung normaler Schaltanlagen nach Typ B ist nicht sinnvoll, denn an öffentlich zugänglichen Orten sind sie stets in ein zusätzliches Stationsgehäuse eingebaut.

Unter dem Aspekt der Gefährdung durch einen Störlichtbogen sollten folgende Punkte bei der Projektierung gemäß der Norm IEC 61936-1 (VDE 0101-1) beachtet werden:

1. Schutz gegen Bedienungsfehler, zum Beispiel sichergestellt durch folgende Maßnahmen:
 - Lasttrennschalter anstelle von Trennschaltern
 - Einschaltfeste Schalter
 - Verriegelungseinrichtungen
 - Unverwechselbare Schlüsselsperren
2. Bedienungsgänge so kurz, hoch und breit wie möglich
3. Geschlossene Kapselungen oder Abdeckungen anstelle von Kapselungen mit Öffnungen oder Maschendraht
4. Anlagen, die gegen innere Lichtbogenfehler geprüft sind, anstelle von Anlagen in offener Bauweise (Anlagen entsprechend IEC 62271-200; VDE 0671-200)
5. Ablenkung der Lichtbogengase in eine vom Bedienungspersonal abgewandte Richtung und, falls erforderlich, Ausleitung aus dem Gebäude
6. Einsatz von Strombegrenzungseinrichtungen
7. Sehr kurze Auslösezeit durch schnell wirkende Relais oder auf Druck, Licht oder Wärme ansprechende Einrichtungen
8. Bedienung der Anlage aus sicherer Entfernung
9. Verhinderung der Wiedereinschaltung durch nicht-rückstellbare Einrichtungen, die innere Fehler der Betriebsmittel feststellen, Druckentlastung einschließen und externe Meldungen bereitstellen

Demgemäß ist der Betriebsraum immer in die Schutzmaßnahmen gegen die Auswirkungen eines Störlichtbogens einzubeziehen:

- Eine Berechnung der dynamischen Druckbelastung des Betriebsraumes, aus der ein Architekt oder Statiker die Beanspruchung der Bausubstanz erkennen kann, ist zu empfehlen
- Der Betriebsraum ist mit Druckentlastungsöffnungen ausreichenden Querschnitts oder mit einem Druckentlastungskanal auszustatten

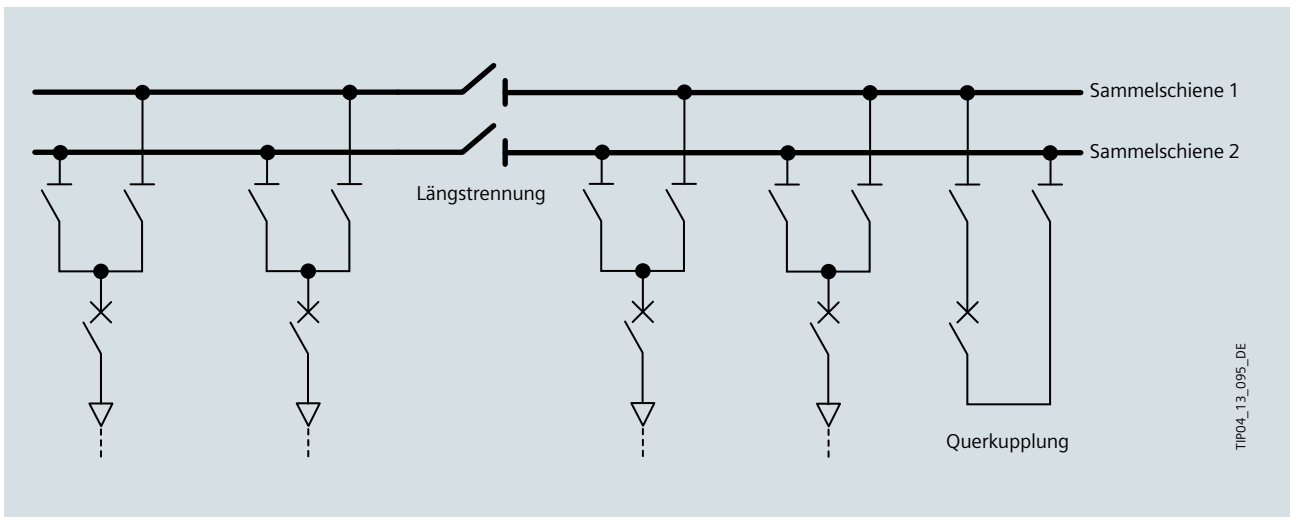


Abb. 8/6: Doppelsammelschiene mit Längstrennung und Querkupplung

[zurück zu Seite 176](#)

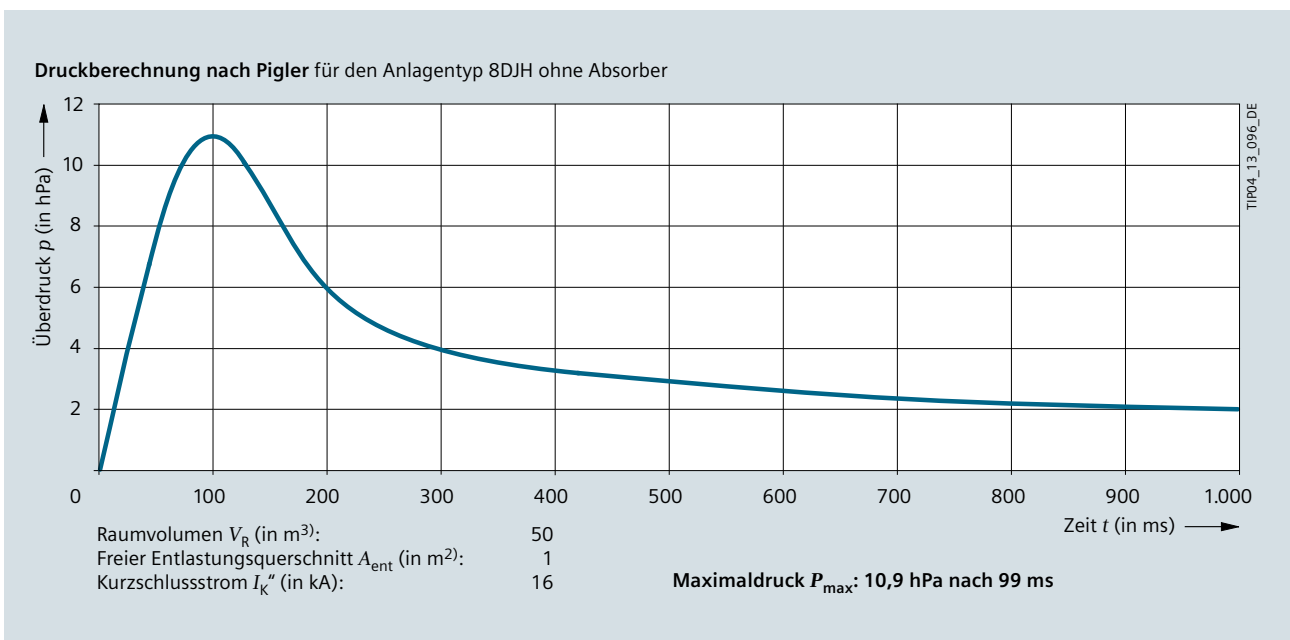


Abb. 8/7: Beispiel für die Berechnung von stationär auftretenden Überdrücken bei Entstehung eines Störlichtbogens

Um in der Planungsphase Richtwerte für die Raumgröße und/oder Druckentlastungsöffnungen zu bekommen, bietet Siemens als Dienstleistung entsprechende Berechnungen mit zwei unterschiedlichen Berechnungsmethoden an.

beim Einsatz von Mittelspannungs-Schaltanlagen 8DJH erfolgen. Dabei werden Angaben für das Raumvolumen, die Fläche für den freien Entlastungsquerschnitt und für den zu prüfenden Kurzschlussstrom in eine Rechenmaske eingegeben¹, sodass sich ein einfacher Kurvenverlauf (siehe Abb. 8/7) für den Überlastdruck ergibt.

Abschätzung der Druckauswirkungen nach Pigler

Eine einfache Methode bietet die Abschätzung nach F. Pigler [11] für Räume bis 50 m^3 . Die Berechnung kann durch den TIP-Ansprechpartner (www.siemens.de/tip-cs/kontakt)

Finite-Elemente-Simulator von Druckbelastungen im Störlichtbogenfall

In typgeprüften luft- oder gasisolierten Schaltanlagen ist zwar das Auftreten eines inneren Fehlers (Störlichtbogens) höchst unwahrscheinlich, allerdings können die Folgen eines solchen Fehlers für das Bedienungspersonal und auch für den Raum selbst gravierend sein. Deshalb müssen, abhängig von den Räumlichkeiten, die für die Schaltanlage vorgesehen werden, möglicherweise bereits bei der Anlagen- und Raumplanung entsprechende Druckentlastungsmaßnahmen vorgesehen werden, zum Beispiel Druckentlastungsöffnungen und -kanäle oder Absorber.

Mithilfe modernster Finite-Elemente-Methoden können Druckberechnungen im gesamten dreidimensional abgebildeten Raum über die Brenndauer des Störlichtbogens durchgeführt werden. Siemens bietet als kostenpflichtigen (je nach Aufwand) Service¹ eine numerische Berechnung auf Basis eines 3D-Volumenmodells an, bei dem die tatsächliche Aufstellung der Anlage, Druckent-

wicklung, Reflexion und Anordnung der Druckentlastungsöffnungen berücksichtigt werden. Für konkrete Anlagentypen, Kurzschlussströme und Aufstellungsorte der Schaltanlagen können verschiedene Szenarien der Druckbelastung durchgerechnet werden. Erhöhte Planungssicherheit und kostenoptimierte Lösungen sind somit für den Kunden gewährleistet.

Die Strömungsbedingungen werden als Randbedingungen definiert. Zum Einen sind dies Bleche der Schaltanlagen und zum Anderen die zu durchströmenden Absorberbleche. Schließlich legt man die Druckentlastungsöffnungen im Schaltanlagenraum fest. Das System ist aber auch in der Lage, einen vollkommen geschlossenen Raum zu berechnen oder Druckentlastungsöffnungen mit vorbestimmtem Ansprechdruck zu berücksichtigen. Das System liefert als Ergebnis den Druckanstieg und die Strömungsverhältnisse in jedem Raumpunkt des Finite-Elemente-Netzes über die Zeit. Zusätzlich lässt sich die Druckverteilung auf den Wänden des Schaltanlagenraums zu einem Zeitpunkt als Konturplot darstellen (Abb. 8/8).

Anmerkung: Üblicherweise ist bei gleichem Raumvolumen der mit einem Störlichtbogen verbundene Überdruck für luftisolierte Schaltanlagen deutlich größer als für eine metallgekapselte, gasisolierte Schaltanlage.

¹ diesbezügliche Anfragen können an den TIP-Ansprechpartner gerichtet werden: www.siemens.de/tip-cs/kontakt

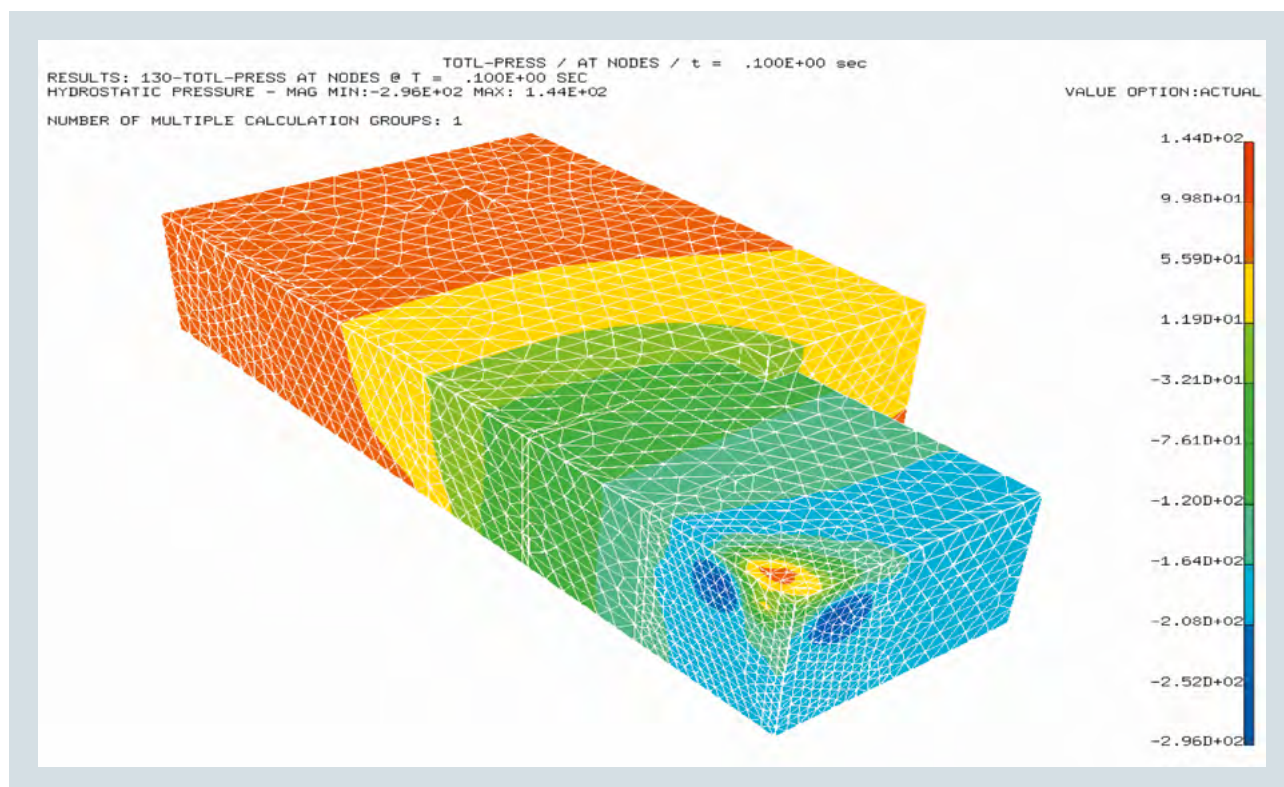


Abb. 8/8: Konturplot einer Simulationsrechnung zum Zeitpunkt 0,1 s

8.2 Schaltgeräte der Mittelspannungstechnik

Schaltgeräte sind Geräte zum Verbinden (Einschalten) oder Unterbrechen (Ausschalten) von Stromkreisen. Beim Ein- oder Ausschalten können folgende Beanspruchungen auftreten:

- Stromloses Schalten
- Schalten von Betriebsströmen
- Schalten von Kurzschlussströmen

Auswahlkriterien können sein:

- Betriebsschaltvermögen
- Fehlerstromschaltvermögen
- Schalthäufigkeit

Grundlegende Anforderungen an die Schaltgeräte sind:

- Im geschlossenen Zustand soll das Schaltgerät dem Fließen von Betriebs- und Kurzschlussströmen einen möglichst kleinen Widerstand bieten
- Im geöffneten Zustand muss die offene Schaltstrecke die an ihr auftretenden Spannungen sicher aushalten
- Alle unter Spannung stehenden Teile müssen bei offenem oder geschlossenem Schaltgerät ausreichend gegen Erde und von Phase zu Phase isoliert sein
- Das Schaltgerät soll den Stromkreis bei anstehender Spannung schließen können. Bei Trennern fordert man diese Bedingung allerdings nur für den stromlosen Zustand, abgesehen von kleinen Ladeströmen
- Das Schaltgerät soll den Stromkreis bei fließendem Strom öffnen können. Diese Forderung wird für Trenner nicht erhoben
- Das Schaltgerät soll möglichst niedrige Schaltüberspannungen verursachen

Die einzelnen Geräte, die im Folgenden kurz vorgestellt werden, unterscheiden sich in Bezug auf die zulässige mechanische und elektrische Lebensdauer, die Wartungsintervalle und den Wartungsaufwand. Zusätzliche Kriterien können sein:

- Die Trennstrecke
In Festeinbau-Schaltanlagen werden Schaltgeräte zum Herstellen der Trennstrecke gebraucht. Lasttrennschalter erfüllen die Trennstreckenbedingungen; nicht hingegen Last- und Leistungsschalter oder Schütze, die zusätzlich ein Trennschaltgerät oder eine gleichwertige Vorrichtung benötigen. Bei Schaltanlagen mit Einschub- und Wagentechnik spielt das keine Rolle, da dort die Trennstrecke durch das Ausfahren des Schaltgeräts bewerkstelligt wird
- Der Antrieb
Für Aufgaben wie Synchronisieren oder die Erzeugung von (Mehrfach-) Kurzunterbrechungen braucht man Antriebe mit definierten, kurzen Ein- und Ausschaltzeiten. Dafür kommen nur Speicherantriebe in Frage; Sprungantriebe sind ungeeignet

8.2.1 Funktion der Schaltgeräte

- Leistungsschalter
können alle Ströme im Rahmen ihrer Bemessungswerte ein- und ausschalten; von kleinen induktiven und kapazitiven Lastströmen bis hin zum vollen Kurzschlussstrom, und das unter allen Fehlerbedingungen im Netz, wie Erdschluss, Phasenopposition etc.
- Lastschalter
können Ströme bis zu ihrem Bemessungsbetriebsstrom schalten und auf einen bestehenden Kurzschluss (bis zu ihrem Bemessungskurzschlusseinschaltstrom) einschalten
- Trennschalter (Trenner)
dienen zum strom- oder spannungslosen Ein- und Ausschalten. Ihre Aufgabe ist es, nachgeschaltete Betriebsmittel „freizuschalten“, um an diesen arbeiten zu können
- Lasttrennschalter (Lasttrenner)
sind eine Kombination aus Lastschalter und Trennschalter, oder anders ausgedrückt, Lastschalter mit Trennstrecke
- Schütze
sind Lastschaltgeräte mit begrenztem Kurzschlussein- und Kurzschlussausschaltvermögen. Sie werden bei großer Schalthäufigkeit eingesetzt
- Erdungsschalter
erden freigeschaltete Stromkreise
- Erdungsdraufschalter
(Erdungsschalter mit Einschaltvermögen)
dienen zum gefahrlosen Erden von Stromkreisen auch bei anstehender Spannung, das heißt auch für den Fall, dass der zu erdende Stromkreis versehentlich vorher nicht freigeschaltet wurde
- Sicherungen
bestehen aus Sicherungsunterteil und Sicherungseinsatz. Mit dem Sicherungsunterteil kann bei stromlosem Ziehen des Sicherungseinsatzes (wie beim Trennschalter) eine Trennstrecke hergestellt werden. Der Sicherungseinsatz dient zum einmaligen Ausschalten eines Kurzschlussstroms
- Überspannungsableiter
leiten Ladungen gegen Erde ab, die durch Blitzeinschläge (äußere Überspannungen) oder Schaltvorgänge und Erdschlüsse (innere Überspannungen) verursacht werden. Sie schützen damit die angeschlossenen Betriebsmittel vor unzulässig hohen Spannungen

8.2.2 Auswahl von Schaltgeräten

Schaltgeräte werden sowohl nach ihren Bemessungsdaten als auch nach ihren Schaltaufgaben ausgewählt; dazu gehört auch die Schaltheufigkeit. Die nachfolgenden Tabellen sollen eine Einordnung der Schaltgeräte hinsichtlich der Auswahlkriterien (Tab. 8/3) und der Schaltaufgaben (Tab. 8/4 bis Tab. 8/9) geben.

Auswahl nach Bemessungsdaten

Die Netzverhältnisse, das heißt die Eigenschaften des Primärstromkreises, bestimmen die erforderlichen Kenngrößen. Die Wichtigsten davon sind:

- **Bemessungsspannung**
ist die obere Grenze der Netzspannung, für welche das Gerät bemessen ist. Da alle Hochspannungs-Schaltgeräte Nullpunktlöscher sind – mit Ausnahme von einigen Sicherungen –, ist die Netzspannung das

wichtigste Dimensionierungskriterium. Sie bestimmt die dielektrische Beanspruchung des Schaltgeräts durch Einschwing- und Wiederkehrspannung, besonders beim Ausschalten

- **Bemessungsisolationspegel**
ist das Isoliervermögen von Leiter gegen Erde, zwischen den Leitern und über die geöffnete Schaltstrecke beziehungsweise über die Trennstrecke. Das Isoliervermögen ist die Fähigkeit eines Betriebsmittels, allen Spannungen von gegebenem zeitlichen Verlauf bis zur Höhe der jeweiligen Stehspannung standzuhalten. Das können betriebs- oder höherfrequente Überspannungen sein, verursacht durch Schaltvorgänge, Erdschlüsse (innere Überspannungen) oder Blitze (äußere Überspannungen). Das Isoliervermögen wird durch eine Blitzstoßspannungsprüfung mit der Normstoßwelle 1,2/50 µs (Zeiten für den Aufbau der Blitzstoßspannung und deren Abklingen) und eine Wechselfeldspannungsprüfung (50 Hz, 1 min) nachgewiesen

Gerät	Stehvermögen, Bemessungs-...				Schaltvermögen, Bemessungs-...		
	Isolationspegel	Spannung	Betriebsstrom	Stoßstrom	Ausschaltstrom	Kurzschlussausschaltstrom	Kurzschlusseinschaltstrom
Leistungsschalter	x	x	x			x	x
Last(trenn)schalter	x	x	x		x		x
Trennschalter	x		x	x			
Erdungsschalter	x			x			
Erdungsdraufschalter	x	x					x
Schütz	x	x	x	x		x ¹⁾	x ¹⁾
Sicherungseinsatz		x	x			x	
Sicherungsunterteil	x		x				
Überspannungsableiter*	x ²⁾	x ³⁾		x ⁴⁾		x ⁵⁾	
Kurzschlussdrossel	x		x	x			
Durchführung	x		x	x ⁶⁾			
Stützisolator (Stützer)	x			x ⁶⁾			

x Auswahlgröße
 1) Begrenztes Kurzschlusschaltvermögen
 2) Nur in Sonderfällen Auswahlgröße, zum Beispiel bei ungewöhnlicher Fremdschichtbeanspruchung
 3) Bei Ableitern mit Funkenstrecke = Löschspannung
 4) Bemessungs-Ableitstoßstrom bei Ableitern
 5) Bei Ableitern: Kurzschlussstromfestigkeit für den Fall der Überlastung
 6) Bei Durchführungen und Stützern: Mindestbruchkräfte für Zug, Biegung und Torsion

* Weitere Auswahlkriterien beim Überspannungsableiter können u. a. sein: Restspannung, Nenn-Ableitstoßstrom, Energieaufnahmevermögen, Kurzschlussstromfestigkeit (allgemein), Bemessungs- und Dauerspannung (Metalloxid-Ableiter), Lösch- und Ansprechspannung (Ableiter mit Funkenstrecke)

(Kenngrößen der Sekundärausrüstung für Antriebe, Steuerung und Überwachung sind in dieser Tabelle nicht berücksichtigt.)

Tab. 8/3: Geräteauswahl nach Daten des Primärstromkreises

- **Bemessungsbetriebsstrom**
ist der Strom, den die Hauptstrombahn eines Gerätes unter definierten Bedingungen dauernd führen kann. Die Erwärmung von Bauteilen – besonders von Kontakten – darf festgelegte Werte nicht überschreiten. Zulässige Übertemperaturen beziehen sich immer auf die Umgebungstemperatur. Ist ein Gerät in eine Kapselung eingebaut, darf es möglicherweise nicht mit seinem vollen Bemessungsstrom belastet werden, je nach Güte der Verlustwärmeabfuhr
- **Bemessungsstoßstrom**
ist der Scheitelwert der ersten großen Teilschwingung des Kurzschlussstroms während eines Ausgleichsvorgangs nach Stromflussbeginn, den das Gerät in geschlossenem Zustand führen kann. Er ist ein Maß für die elektrodynamische (mechanische) Belastung eines Betriebsmittels. Für Geräte, die volles Einschaltvermögen haben, ist diese Größe ohne Bedeutung (siehe Bemessungskurzschlusseinschaltstrom)
- **Bemessungskurzschlusseinschaltstrom**
ist der Scheitelwert des Einschaltstroms bei einem Kurzschluss an den Anschlüssen des Schaltgeräts. Die Beanspruchung ist härter als beim Bemessungsstoßstrom, weil dynamische Kräfte unter Umständen der Bewegung der Schaltstücke entgegenwirken
- **Bemessungsausschaltstrom**
ist der Lastausschaltstrom im Normalbetrieb. Für Geräte, die volles Ausschaltvermögen und keinen kritischen Strombereich haben, ist diese Größe ohne Bedeutung (dann ist der Bemessungskurzschlussausschaltstrom heranzuziehen)
- **Bemessungskurzschlussausschaltstrom**
ist der Effektivwert des Ausschaltstroms bei einem Kurzschluss an den Anschlüssen des Schaltgeräts

Auswahl nach Schaltaufgaben

Zur Auswahl der Schaltgeräte müssen auch die im Betrieb auftretenden Schaltaufgaben bekannt sein, damit für jeden Einzelfall das optimale Schaltgerät gewählt werden kann. Dabei ist zwischen

- ungestörtem Betrieb (Tab. 8/4 bis Tab. 8/6)

und

- gestörtem Betrieb (Tab. 8/7 bis Tab. 8/9)

zu unterscheiden.

Folgende Abkürzungen und Zeichen werden in den Tabellen verwendet:

- I_{ma} Bemessungskurzschlusseinschaltstrom
- I_{sc} Bemessungskurzschlussausschaltstrom
- I_r Bemessungsbetriebsstrom
- I_k'' Anfangskurzschlusswechselstrom
- I_{an} Motoranlaufstrom
- × Einsatz der Komponente ist sinnvoll
- Einsatz der Komponente ist nicht sinnvoll

Schaltfall	Auf tretende Belastung	cos φ	Strom	Hauptproblem	Bemerkung									Leistungsschalter	Lastschalter	Schütz	Trennschalter	Lasttrennschalter	Erdungsschalter	Einschaltfeste Erdungsschalter	Sicherung
Transformatoren	Unbelastet	<0,3	$\leq 0,03 I_r$	–	–									×	×	×	–	×	–	–	–
	Belastet	0,7–1,0	$\leq I_r$	–	Im Allgemeinen keine Schutzbeschaltung nötig									×	×	×	–	×	–	–	–
	Überbelastet	0,7–1,0	$\leq 1,2 I_r$	–	Im Allgemeinen keine Schutzbeschaltung nötig									×	×	×	–	×	–	–	–
	Im Rush	0,15	$\leq 15 I_r$	Ausschalten bis $15 I_r$ bei $\cos \varphi \leq 0,15$ Überspannung möglich	Schutz-Relais mit Rushstabilisierung erforderlich									×	–	×	–	–	–	–	–
Ofen- transformatoren		0,2–0,9	$\leq 2 I_r$	Hohe Schalthäufigkeit	Überspannungsschutzbeschaltung individuell zu projektieren									×	–	–	–	–	–	–	–
Erdschluss- spulen		0,15	$\leq 300 A$	–	Überspannungsableiter sind allgemein üblich									×	×	–	–	×	–	–	–
Kompensations- spulen		0,15	$\leq 2.000 A$	Einschwingspannung mit Steilheit $\leq 6 kV/ms$	Überspannungsschutzbeschaltung individuell zu projektieren									×	×	–	–	–	–	–	–
Motoren	In Betrieb	0,8–0,9	$\leq I_r$	–	–									×	×	×	–	–	–	–	–
	Im Anlauf	0,2–0,3	$\leq 7 I_r$	Ausschalten bis $7 I_r$ bei $\cos \varphi \leq 0,3$	Im Allgemeinen keine Schutzbeschaltung nötig									×	×	×	–	–	–	–	–
Generatoren		0,8–1,0	$\leq I_r$	Einschwingspannung mit hoher Steilheit	Überspannungsschutz ist allgemein üblich									×	–	–	–	–	–	–	–
Stromrichter- transformatoren		0,1–1,0	$\leq I_r$	–	Überspannungsschutz ist allgemein üblich									×	–	–	–	–	–	–	–

Tab. 8/4: Schaltaufgaben in induktiven Stromkreisen bei ungestörtem Betrieb

[zurück zu Seite 180](#)

Die genauere Bedeutung der Spalten in Tab. 8/4 bis Tab. 8/6 ist:

- „cos φ“
Richtwerte für die bei den einzelnen Schaltfällen auftretenden Leistungsfaktoren
- „Hauptproblem“
Wird nichts angegeben, ist dieser Schaltfall für die zu verwendenden Schaltgeräte unkritisch
- „Strom“
Ströme, die im ungünstigsten Fall ein- oder ausgeschaltet werden müssen:
 - Zu den überlasteten und belasteten Transformatoren gehören nicht Transformatoren mit speziellen Lasten wie Motoren, Generatoren, Stromrichter und Lichtbogenöfen

- Bei Erdschlussspulen kann im Erdschlussfall bei ausgeschaltetem Schaltgerät die volle Betriebsspannung an der offenen Schaltstrecke auftreten
- Bei Kompensationsspulen ist wegen der hohen Einschwingfrequenz eine hohe Steilheit der Einschwingspannung zu erwarten
- Bei häufig geschalteten Motoren ist es wirtschaftlicher, Schütze anstelle von Leistungs- oder Lastschaltern einzusetzen
- Generatoren verhalten sich grundsätzlich wie eine Induktivität, unabhängig davon, ob sie über- oder untererregt betrieben werden
- Zu Filterkreisen gehören auch Kondensatoren mit Strombegrenzungsdrosseln
- Bei Tab. 8/7 bis Tab. 8/9 ist zu beachten, dass die genannten Ströme bei transformatorgespeistem Kurzschluss im ungünstigsten Fall ein- oder ausgeschaltet werden müssen

Schaltfall	cos φ	Strom	Hauptproblem	Bemerkung	Leistungsschalter	Lastschalter	Schütz	Trennschalter	Lasttrennschalter	Erdungsschalter	Einschaltfeste Erdungsschalter	Sicherung
Kondensatorbänke	Kapazitiv	≤ 1,4 I _r	Hohe Wiederkehrspannung	–	x	x	x	–	x	–	–	x
Filterkreise	Kapazitiv	≤ 1.000 A	Hohe Wiederkehrspannung	–	x	x	–	–	–	–	–	–
Parallelschalten von Kondensatorbänken	Kapazitiv	≤ 100 I _r	Hohe Amplitude und hohe Steilheit des Einschaltstroms	Zulässiger Einschaltstrom: ≤ 5 kA: bei Vakuumleistungsschalter NXACT ≤ 10 kA: bei Vakuumleistungsschalter 3AH > 10 kA: Drossel erforderlich	x	x	–	–	–	–	–	–
Unbelastete Kabel	Kapazitiv	≤ 100 A	Hohe Wiederkehrspannung	–	x	x	–	–	x	–	–	–
Unbelastete Freileitungen	Kapazitiv	≤ 10 A	Hohe Wiederkehrspannung	–	x	x	–	–	x	–	–	–
Rundsteueranlagen	Kapazitiv	≤ 20 A	Hohe Wiederkehrspannung	–	x	x	–	–	–	–	–	–

Tab. 8/5: Schaltaufgaben in kapazitiven Stromkreisen bei ungestörtem Betrieb

[zurück zu Seite 180](#)

Schaltfall	cos φ	Strom	Hauptproblem	Bemerkung	Leistungsschalter	Lastschalter	Schütz	Trennschalter	Lasttrennschalter	Erdungsschalter	Einschaltfeste Erdungsschalter	Sicherung
Ringauftrennungen	0,3 induktiv	$\leq I_r$	-	-	x	x	x	-	x	-	-	-
Umschalten auf verschieden belastete Sammelschienen	0,7 – 1,0 induktiv	$\leq I_r$	-	-	x	x	x	-	x	-	-	-
Unbelastete Kabel	-	-	-	-	x	-	-	x	x	x	x	-
Unbelastete Freileitungen	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
Rundsteueranlagen	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-

Tab. 8/6: Schaltaufgaben bei sonstigen Betriebsfällen

[zurück zu Seite 180](#)

Schaltfall	cos φ	Strom	Hauptproblem	Bemerkung	Leistungsschalter	Lastschalter	Schütz	Trennschalter	Lasttrennschalter	Erdungsschalter	Einschaltfeste Erdungsschalter	Sicherung
Einschalten	0,15 Induktiv	I_{ma}	-	-	x	x	-	-	x	-	x	-
Klemmenkurzschluss	0,15 Induktiv	I_{sc}	-	-	x	-	-	-	-	-	-	x
Generator- gespeister Kurzschluss	0,15 Induktiv	I_{sc}	Einschwingspannung mit Steilheit ≤ 6 kV/ms	Überspannungsschutz für Generatoren mit $I_k'' \leq 600$ A	x	-	-	-	-	-	-	-
Kurzunterbrechung	0,15 Induktiv	I_{sc}	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-
Transformator- gespeister Kurzschluss	0,15 Induktiv	I_{sc}	Einschwingspannung mit Steilheit ≤ 4 kV/ms	-	x	-	-	-	-	-	-	x
Kurzschlussstrom- begrenzungs- spulen	0,15 Induktiv	I_{sc}	Einschwingspannung mit Steilheit ≤ 10 kV/ms	-	x	-	-	-	-	-	-	-
Doppelerdschluss	0,15 Induktiv	$0,87 I_{sc}$	-	-	x	-	-	-	-	-	-	x
Blockierende Motoren	0,2 Induktiv	$\leq 6 I_r$	Ausschalten bis $6 I_r$ bei $\cos \varphi \leq 0,3$	Für Motoren mit $I_{an} \leq 600$ A eignen sich als Schutz- beschaltung, Überspannungs- begrenzer 3EF. Einzel- kompensierte Motoren benötigen keine Schutzbeschaltung.	x	x	-	-	-	-	-	-
Phasenopposition	0,15 Induktiv	$0,25 I_{sc}$	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-

Tab. 8/7: Schaltaufgaben bei Kurzschlüssen

[zurück zu Seite 180](#)

Schaltfall	cos φ	Strom	Hauptproblem	Bemerkung	Leistungsschalter	Lastschalter	Schütz	Trennschalter	Lasttrennschalter	Erdungsschalter	Einschaltfeste Erdungsschalter	Sicherung
Unbelastete Kabel/Freileitungen (Fehler auf Einspeiseseite)	Kapazitiv	≤ 5 A	Hohe Wiederkehrspannung	–	x	x	x	–	–	–	–	–
Belastete Kabel/Freileitungen (Fehler auf Einspeiseseite)	Variabel	≤ I _r	Hohe Wiederkehrspannung	–	x	x	x	–	–	–	–	–
Schalten des Erdschlussstroms (Fehler auf Lastseite)	Variabel	≤ I _r	–	–	x	x	x	–	–	–	–	–

Tab. 8/8: Schaltaufgaben unter Erdschlussbedingungen

[zurück zu Seite 180](#)

Schaltfall	cos φ	Strom	Hauptproblem	Bemerkung	Leistungsschalter	Lastschalter	Schütz	Trennschalter	Lasttrennschalter	Erdungsschalter	Einschaltfeste Erdungsschalter	Sicherung
Schutztrennschaltung (Trennen unter Last)	0,7 – 1,0 Induktiv	≤ I _r	Hohe Wiederkehrspannung	–	–	–	–	–	x	–	–	–
Schnellumschalten	0,7 – 1,0 Induktiv	≤ I _r	Umschalten in < 150 ms	–	x	–	–	–	–	–	–	–

Tab. 8/9: Schaltaufgaben für sonstige Fälle

[zurück zu Seite 180](#)

Auswahl nach Lebensdauer und Schalthäufigkeit

Wenn mehrere Geräte die elektrischen Anforderungen erfüllen und keine anderen Kriterien höherrangig sind, kann die benötigte Schalthäufigkeit ein zusätzliches Auswahlkriterium sein. Nachfolgende Tabellen zeigen die Lebensdauer der Schaltgeräte und geben somit eine Empfehlung zum zweckmäßigen Einsatz. Die jeweiligen Gerätenormen unterscheiden Klassen der mechanischen (M) und elektrischen Lebensdauer (E), wobei sie auch gemischt auf einen Schalter anwendbar sind; zum Beispiel kann ein Schalter mechanisch der Klasse M1 und elektrisch der Klasse E3 entsprechen.

Klasse C beschreibt das kapazitive Schaltverhalten, mit der das Verhalten beim Schalten von Freileitungen, Kabeln und Kondensatoren (einzelnes und paralleles Schalten) zusammengefasst wird. C1 ist für das Schalten von Kabeln und Freileitungen mit geringer Schalthäufigkeit ausreichend. C2 wird erforderlich, wenn Kondensatorbänke und Filter geschaltet werden sollen sowie bei hoher Schalthäufigkeit für Kabel, Freileitungen und andere kapazitive Schaltaufgaben.

Klasse S gibt die Netzart an (Kabel oder Freileitung), für die ein Leistungsschalter eingesetzt werden soll. Leistungsschalter in einer Innenraumschaltanlage sind immer der Klasse S1 zuzuordnen, das heißt einem Kabelnetz. Das gilt auch für Freileitungsabzweige, da sie über ein Kabel an die Schaltanlage angeschlossen sind.

Leistungsschalter

In der Norm IEC 62271-100 (VDE 0671-100) wird die mechanische Lebensdauer mit konkreten Schaltspielzahlen (M-Klasse) definiert, während die elektrische Lebensdauer (E-Klasse) nur durch die verbalen Beschreibungen „grundlegende“ (Klasse E1) und „erweiterte“ (Klasse E2) gekennzeichnet wird. In Tab. 8/10 werden zur Orientierung Schaltspielzahlen zu den Klassen E1 und E2 angegeben, die moderne Vakuumleistungsschalter heute in der Regel beherrschen.

Die jeweilige Anzahl für Schaltvorgänge mit dem Bemessungskurzschlussausschaltstrom I_{sc} in Tab. 8/10 entspre-

Klasse		Beschreibung			
M	M1	2.000 Schaltspiele		Normale mechanische Lebensdauer	
	M2	10.000 Schaltspiele		Erweiterte mechanische Lebensdauer, geringfügige Wartung	
E	E1	2 × C und 3 × O mit 10%, 30%, 60% und 100% I_{sc}		Normale elektrische Lebensdauer (Schalter, der nicht unter E2 fällt)	
	E2	2 × C und 3 × O mit 10%, 30%, 60% und 100% I_{sc}		Ohne automatische Wiedereinschaltung	Erweiterte elektrische Lebensdauer ohne Wartung der Schaltkammer
		26 × C	130 × O	10% I_{sc}	
26 × C	130 × O	30% I_{sc}			
4 × C	8 × O	60% I_{sc}			
4 × C	6 × O	100% I_{sc}			
C	C1	24 × O	je 10 ... 40% I_{IC}, I_{CC}, I_{bc}	Geringe Rückzündwahrscheinlichkeit	Rückzündungsfreies Ausschalten in 2 von 3 Prüfserien
		24 × CO	je 10 ... 40% I_{IC}, I_{CC}, I_{bc}		
C	C2	24 × O	je 10 ... 40% I_{IC}, I_{CC}, I_{bc}	Sehr geringe Rückzündwahrscheinlichkeit	Rückzündungsfreies Ausschalten in 2 von 3 Prüfserien
		128 × CO	je 10 ... 40% I_{IC}, I_{CC}, I_{bc}		
S	S1	Leistungsschalter für Einsatz in Kabelnetzen			
	S2	Leistungsschalter für Einsatz in Freileitungsnetzen, oder in einem Kabelnetz mit direktem Freileitungsanschluss (ohne Kabel zwischen Freileitung und Schalter)			

Tab. 8/10: Lebensdauerklassen für Leistungsschalter

chen der jeweiligen Anzahl an Prüfschaltfolgen gemäß den Typprüfungen. Moderne Vakuumleistungsschalter können üblicherweise den Bemessungsbetriebsstrom mit der Anzahl der mechanischen Schaltspiele ein- und ausschalten.

Lastschalter

Die Norm IEC 62271-103 (VDE 0671-103) legt nur Klassen für die sogenannten Mehrzweck-Lastschalter fest. Darüber hinaus gibt es auch „Spezial-Lastschalter“ und „Lastschalter für begrenzte Anwendungen“. Mehrzweck-Lastschalter müssen verschiedene Arten von Betriebsströmen schalten können (Lastströme, Ringströme, Ströme unbelasteter Transformatoren, Ladeströme unbelasteter Kabel und Freileitungen) sowie Kurzschlussströme einschalten. Mehrzweck-Lastschalter, die für die Verwendung in Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation vorgesehen sind, müssen auch unter Erdschlussbedingungen schalten können. Die Vielseitigkeit spiegelt sich in den genauen Festlegungen für die Klasse E der elektrischen Lebensdauer (Tab. 8/11).

- SF₆-Lastschalter sind zweckmäßig, wenn die Schalthäufigkeit etwa ≤ 1-mal pro Monat beträgt. Hinsichtlich der elektrischen Lebensdauer liegen diese Schalter dann meistens in der Klasse E3
- Luft- oder Hartgas-Lastschalter sind bei einer Schalthäufigkeit ≤ 1-mal pro Jahr zweckmäßig. Diese Schalter sind einfacher aufgebaut und gehören meist zur Klasse E1. Ausführungen für die Klasse E2 liegen in der Schalthäufigkeit dazwischen
- Vakuum-Lastschalter Das Leistungsvermögen ist deutlich über den Klassen M2 und E3. Sie werden für besondere Aufgaben eingesetzt – meist in Industrienetzen – oder wenn die Schalthäufigkeit ≥ 1-mal pro Woche beträgt

Klasse		Beschreibung	
M	M1	1.000 Schaltspiele	Mechanische Standfestigkeit
	M2	5.000 Schaltspiele	Erhöhte mechanische Standfestigkeit
E	E1	10 × I _{load} 10 × I _{loop} 2 × I _{ma}	20 × 0,05 I _{load} 10 × I _{cc}
	E2	30 × I _{load} 20 × I _{loop} 5 × I _{ma}	10 × 0,02 bis 0,04 I _{cc} 10 × I _{lc}
	E3	100 × I _{load} 20 × I _{loop} 5 × I _{ma}	10 × I _{ef1} 10 × I _{ef2}
C	C1	10 × I _{cc} 10 × I _{lc}	Rückzündungen erlaubt (Anzahl nicht festgelegt)
	C2	10 × I _{sc} 10 × I _{bb} Zusätzlich je 10 mal 0,1 ... 0,4 × I _{cc} , I _{sb} , I _{bb}	Keine Rückzündungen
			Prüfströme: I _{load} Bemessungs-Netzausschaltstrom I _{loop} Bemessungs-Ringausschaltstrom I _{cc} Bemessungs-Kabelausschaltstrom I _{lc} Bemessungs-Freileitungsausschaltstrom I _{sb} Bemessungs-Kondensatorauschaltstrom I _{bb} Bemessungs-Kondensatorparallelausschaltstrom I _{ef1} Bemessungs-Erdschlussausschaltstrom I _{ef2} Bemessungs-Kabel- und Freileitungsausschaltstrom unter Erdschlussbedingungen I _{ma} Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom

Tab. 8/11: Lebensdauerklassen für Mehrzweck-Lastschalter

Trennschalter

Trennschalter haben kein Schaltvermögen. Trennschalter bis 52 kV dürfen nur vernachlässigbare Ströme bis 500 mA schalten (zum Beispiel Spannungswandler) oder größere Ströme nur unter unwesentlicher Spannungsdifferenz (zum Beispiel beim Sammelschienenwechsel mit eingeschalteter Querkupplung). Nach IEC 62271-102 (VDE 0671-102) sind deshalb nur Klassen für die Anzahl der mechanischen Schaltspiele festgelegt (Tab. 8/12).

Erdungsschalter

Bei Erdungsschaltern bezeichnen die E-Klassen das Kurzschlusseinschaltvermögen (Erden gegen anstehende Spannung, Tab. 8/13). E0 entspricht einem normalen Erdungsschalter. Schalter der Klassen E1 und E2 werden im Sprachgebrauch auch als Erdungsdraufschalter oder Erdungskurzschließer bezeichnet. Wie oft ein Erdungsschalter rein mechanisch betätigt werden kann, legt die Norm IEC 62271-102 (VDE 0671-102) nicht fest; es gibt für diese Schalter keine M-Klassen.

Schütze

Für Schütze sind in der Norm IEC 62271-106 (VDE 0671-106) noch keine Lebensdauerklassen festgelegt. Heute übliche Schütze haben eine mechanische und elektrische Lebensdauer im Bereich von 250.000 bis 1.000.000 Schaltspielen. Sie sind überall dort anzutreffen, wo extrem häufig geschaltet wird, zum Beispiel > 1-mal pro Stunde. Für die Rückzündungswahrscheinlichkeit werden in der Norm zwei Klassen C1 und C2 spezifiziert:

- Klasse C1 (geringe Rückzündungswahrscheinlichkeit): bis zu 5 Rückzündungen sind beim Ausschalten kapazitiver Ströme erlaubt
- Klasse C2 (sehr geringe Rückzündungswahrscheinlichkeit): Rückzündungen sind nicht erlaubt

Für die Prüfung wird auf die Prüfschaltfolgen BC1 und BC2 für den Kondensatorstrom aus der Norm IEC 62271-100 (VDE 0671-100) Bezug genommen.

Klasse		Beschreibung	
M	M0	1.000 Schaltspiele	Standardausführung für allgemeine Anforderungen
	M1	2.000 Schaltspiele	Erweiterte mechanische Lebensdauer (M1 und M2 sind nicht für einzelne Trenner gedacht, sondern für eine Kombinationen mit Leistungsschaltern der gleichen Klasse)
	M2	10.000 Schaltspiele	

Tab. 8/12: Lebensdauerklassen für Trennschalter

Klasse		Beschreibung	
E	E0	$0 \times I_{ma}$ kein Kurzschlusseinschaltvermögen	Für allgemeine Anforderungen
	E1	$2 \times I_{ma}$ Kurzschlusseinschaltvermögen	Für allgemeine Anforderungen
	E2	$5 \times I_{ma}$ Kurzschlusseinschaltvermögen	Reduzierter Wartungsbedarf

Tab. 8/13: Lebensdauerklassen für Erdungsschalter

8.3 Mittelspannungsschutz

Die Schutzrelais mit digitalen Schaltungen für den Mittelspannungsschutz besitzen eine ganze Reihe von Vorteilen gegenüber elektromechanisch und elektronisch arbeitenden Relais:

- Die Integration vieler Funktionen in ein Gerät führt zu einer kompakten Bauform und niedrigeren Kosten
- Die Selbstüberwachungsmöglichkeiten der Geräte führen zu einer hohen Verfügbarkeit und zu einem geringen Wartungsaufwand
- Die Digitaltechnik verhindert eine Nullpunktabweichung der Messkennlinien (zum Beispiel durch Alterungseffekte) vollständig
- Die digitale Filterung in Verbindung mit optimierten Messalgorithmen ermöglicht eine hohe Messgenauigkeit
- Datensammlung und Datenverarbeitung bilden die Grundlage für viele integrierte Zusatzfunktionen wie Lastüberwachung und Ereignis-/Störschreibung
- Einfache und ergonomisch günstige Bedienung durch Folientastaturen, frei belegbare Funktionstasten und Anzeigedisplay
- Vielfältige Schnittstellen unterstützen eine nutzerfreundliche Kommunikation, zum Beispiel über PC oder Fernsteuerung

- Die Verwendung genormter Kommunikationsprotokolle ermöglicht die Anbindung an höherrangige Leitsysteme
- Software-gesteuerte Parametrierung und Funktionsintegrationsintegration sorgen für größtmögliche Einsatzflexibilität und durchgängiges Engineering

Arbeitsweise der Digitalrelais

Bei der Digitalisierung der analog gemessenen Strom- und Spannungswerte erfolgt zunächst über Eingangsmessumformer eine galvanische Entkopplung vom Sekundärstromkreis. Anschließend wird das Messsignal analog gefiltert und verstärkt. Die A/D-Signalwandler erzeugen aus dem Analogsignal digitale Messgrößen (Abb. 8/9). In Abhängigkeit von den Schutzprinzipien liegt die Abtastrate zwischen 12 und 20 Signalen je Periode. Bei kritischen Geräten erfolgt eine fortlaufende Anpassung der Abtastrate in Abhängigkeit von der tatsächlichen Netzfrequenz. Der Rechner überträgt gegebenenfalls einen Auslösebefehl.

Modularer Aufbau

Flexible Systemarchitekturen, multifunktionaler Aufbau sowie leistungsstarke und zuverlässige Kommunikationsmöglichkeiten bei den Schutzgeräten werden angesichts

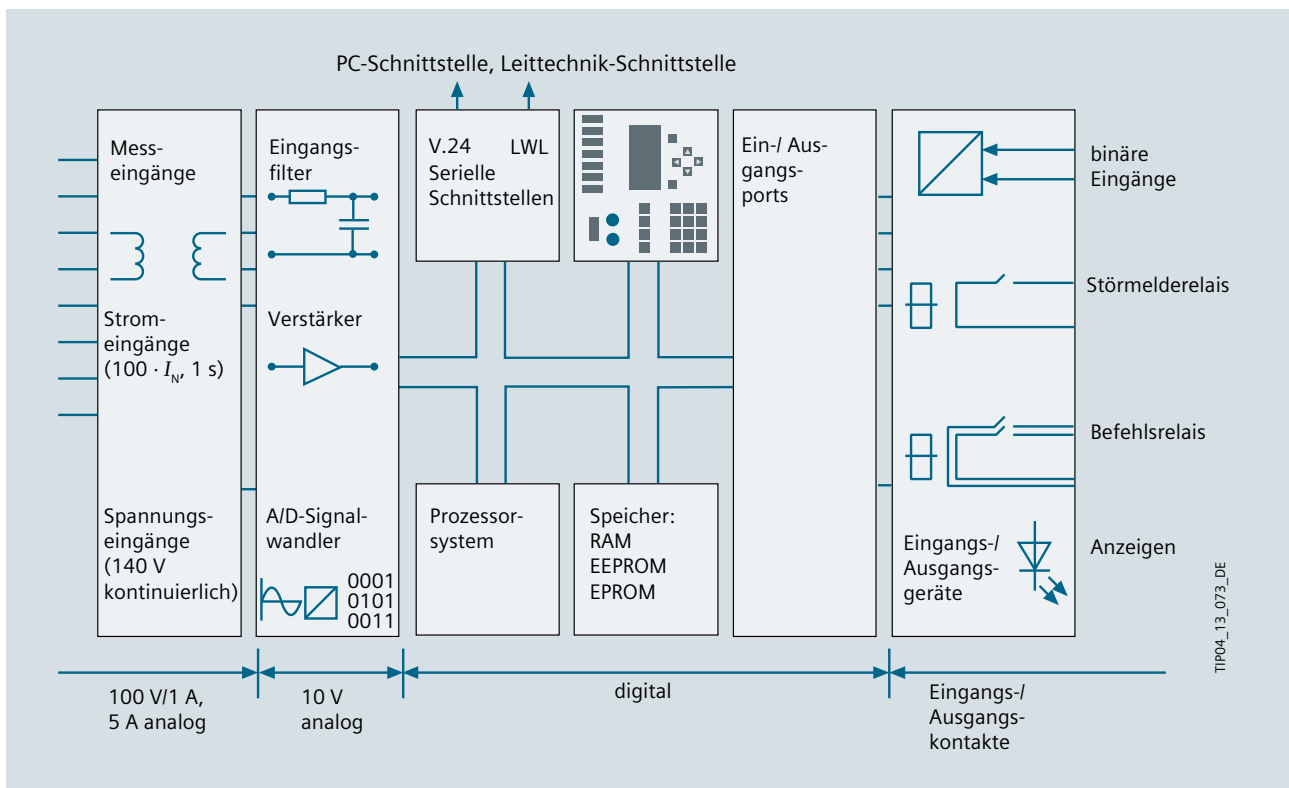


Abb. 8/9: Blockdiagramm für ein Digitalschutzgerät

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

sich wandelnder Netzstrukturen und Arbeitsabläufe immer wichtiger. Für das neue SIPROTEC 5-System (Abb. 8/10) wird dies unter den Begriffen „holistic workflow“ (ganzheitlich betrachteter Arbeitsablauf), „perfectly tailored fit“ (maßgeschneiderte Passform), „designed to communicate“ (zum Kommunizieren entwickelt), „safety and security inside“ und „smart automation“ (intelligente Automatisierung) zusammengefasst.

Holistic workflow

- Ein integriertes und durchgängiges System- und Geräte-Engineering – vom Einzelstrang der Anlage bis zur Geräteparametrierung
- Einfache und intuitive grafische Verknüpfung von Primär- und Sekundärtechnik
- Mitgelieferte Applikationsvorlagen für häufige Anwendungen
- Herstellerunabhängiges Werkzeug für einfaches System-Engineering
- Bibliotheken für selbsterstellte Konfigurationen und Anlagenteile
- Mehrfachnutzer-Konzept für paralleles Engineering
- Offene Schnittstellen zur nahtlosen Integration in die Prozesswelt
- Gemeinsam mit zahlreichen Anwendern entwickelte und getestete Bedienoberfläche
- Integrierte Tools zum Test während des Engineerings, der Inbetriebsetzung, sowie zur Simulation von Betriebsszenarien wie zum Beispiel Netzstörungen oder Schaltvorgängen

Perfectly tailored fit

- Modulares Systemdesign in Hardware, Software und Kommunikation ermöglicht den perfekten Zuschnitt auf die Anforderungen des Anwenders
- Funktionale Integration verschiedenster Anwendungen wie zum Beispiel Schutz, Steuerung, Messung, Power Quality oder Störschreiber
- Gleiche Erweiterungs- und Kommunikationsmodule für alle Geräte der Familie
- Innovative Klemmentchnik gewährleistet einfache Montage und Austauschbarkeit bei höchster Sicherheit
- Gleiche Funktionen in der gesamten Systemfamilie, zum Beispiel eine identische automatische Wiedereinschaltung (AWE) bei den Leitungsschutzgeräten 7SD8, 7SA8, 7SL8, verringern den Schulungsaufwand und erhöhen so die Sicherheit
- Funktionen lassen sich individuell editieren und an die Erfordernisse des Nutzers anpassen
- Innovationen stehen allen Geräten gleichzeitig zur Verfügung und können bei Bedarf über Bibliotheken einfach nachgerüstet werden



Abb. 8/10: SIPROTEC 5 Produktfamilie

Designed to communicate

- Anpassung an die Topologie der gegebenen Kommunikationsstruktur (Ring, Stern, Netzwerk, etc.) per Parameter
- Skalierbare Redundanz in Hardware und Software (Protokolle) passend zu den Anforderungen der Applikation
- Mehrere Kommunikationskanäle zu unterschiedlichen übergeordneten Systemen
- Steckbare und nachrüstbare Kommunikationsmodule
- Modul-Hardware unabhängig vom genutzten Kommunikationsprotokoll
- Zwei unabhängige Protokolle auf einem Modul
- Umfangreiche Routinen zum Test von Verbindungen, Funktionen und Betriebsabläufen

Safety and security inside

Bewährte Funktionen zum Schutz von Anlagen und Personen über fünf Generationen kontinuierlich weiterentwickelt

- Langlebige und robuste Hardware (Gehäuse, Baugruppen, Stecker) und ausgeklügeltes Layout der gesamten Elektronik für höchste Festigkeit bezüglich Spannung, EMV, Klima und mechanischer Belastung
- Ausgefeilte Selbstüberwachungs-routinen (Monitoring) lokalisieren und melden Gerätestörungen umgehend und zuverlässig

- Konform zu den strengen Cyber Security-Anforderungen gemäß Anwenderrichtlinien und Normen, wie zum Beispiel in der Normengruppe IEC/TS 62351, BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ [12] und NERC CIP Standards (North American Electric Reliability Corporation – Critical infrastructure protection)
- Verschlüsselung auf der gesamten Kommunikationsstrecke zwischen dem Geräte- und System-Engineering-Tool von Siemens DIGSI 5 und Geräten, entsprechend den Empfehlungen der Normengruppe IEC/TS 62351
- Automatische Protokollierung von Zugriffsversuchen und von sicherheitskritischen Handlungen an den Geräten und Anlagen

Designed to communicate

- Offene und skalierbare Architektur für IT-Integration und neue Funktionen
- Neueste Standards im Bereich der Kommunikation und Cyber Security
- „Intelligente“ Funktionen, zum Beispiel für den Netzbetrieb, die Analyse von Störfällen oder der Power Quality (Netzüberwachung, Leistungssteuereinheit, Fehlerortung)
- Integrierte Automatisierung mit optimierten Logikbausteinen auf Basis der Norm IEC 61131-3
- Hochgenaue Erfassung und Verarbeitung von Prozessgrößen und Übertragung zu anderen Komponenten im Smart Grid
- Schutz, Automatisierung und Überwachung im Smart Grid

Schutzkoordination

Die Auslösekennlinien des Schutzgeräts und die dazugehörigen Einstellungen müssen sorgfältig aufeinander abgestimmt werden, um Selektivität zu erreichen. Das Hauptziel ist, nur die fehlerbehaftete Komponente schnellstmöglich abzuschalten und das restliche Netz in Betrieb zu lassen, um Versorgungsunterbrechungen zu minimieren und die Stabilität des Netzes nicht zu gefährden. Der Schutz sollte so empfindlich wie möglich eingestellt werden, um Fehler bei der geringstmöglichen Stromintensität erkennen zu können. Gleichzeitig sollte er unter den erlaubten Last-, Überlast- und Durchgangsbedingungen stabil bleiben.

Für den selektiven Schutz bei Kurzschlüssen im MS-Netz soll der Wert für die Phasenstromanregung $I >$ des digitalen Schutzgeräts so eingestellt werden, dass der minimale Kurzschlussstrom einen Leistungsschalter auslöst; der maximale Betriebsstrom aber ohne Auslösung getragen wird:

$$f_B \cdot I_{B,\max} \leq I > \leq \frac{I_{k,\min}}{f_{LB}}$$

mit

$I_{B,\max}$ = maximaler Betriebsstrom

$f_{B,\max}$ = Sicherheitsfaktor zur Berücksichtigung von Einflüssen durch Betriebsänderungen und -schwankungen, wie zum Beispiel Laständerungen, Störlastbetrieb, Wandlerfehler, Rückfallverhältnis; beispielsweise $f_{B,\max} = 1,7$ für Kabel, $f_{B,\max} = 2,0$ für Transformatoren ¹⁾

$I_{k,\min}$ = minimaler Kurzschlussstrom

f_{LB} = Sicherheitsfaktor für die Anregung verknüpft mit der Lichtbogendämpfung (typischerweise zwischen 1,25 und 2)

Beim Erdschlussschutz muss die Art der Sternpunktbehandlung im MS-Netz (siehe Kap. 4) beachtet werden. Zudem wird hinsichtlich der Erdstromanregebedingung bei der niederohmigen Sternpunktterdung nach der Schutzfunktion unterschieden. Näheres kann in [2] nachgelesen werden. Für die Ausschaltzeit muss bei jeder Schutzabschaltung die Gesamtausschaltzeit t_{ag} kleiner oder gleich der zulässigen Gesamtausschaltzeit $t_{ag,zul}$ sein:

$$t_{ag} \leq t_{ag,zul}$$

Eine kleinere Gesamtausschaltzeit begrenzt die Energie und erlaubt dadurch größere Kurzschlussströme. Um Schäden und Betriebsmittelbelastungen im Fall eines Kurzschlusses gering zu halten, sollte die Gesamtausschaltzeit möglichst auf die Bemessungskurzzeit des Betriebsmittels t_{thr} beschränkt bleiben:

$$t_{ag} \leq t_{thr}$$

Aktive Schutzeinrichtungen wie der Überstromzeit-schutz, Differentialschutz, Sammelschienenschutz oder Distanzschutz werden im Gegensatz zu den passiven Schutzeinrichtungen (Sicherungen, Strombegrenzer) als Schutzsysteme bezeichnet. Für den Transformator- oder den Generatorschutz gibt es spezielle Schutzeinrichtungen. Im Folgenden werden kurz die in der Infrastruktur gebräuchlichen Einrichtungen beschrieben.

¹⁾ Bei der Bestimmung des Sicherheitsfaktors ist die Koordination mit dem unterlagerten NS-Netz zu beachten. Dies kann zu höheren $f_{B,\max}$ -Werten führen (siehe Kap. 7.7)

Überstromzeitschutz

Beim Überstromzeitschutz wird ein Fehler aufgrund der Stromhöhe erkannt und nach Ablauf der Verzögerungszeit abgeschaltet. Überstromzeitschutzgeräte arbeiten entweder mit stromunabhängigen Stromschwellen (UMZ, unabhängiger Maximalstromzeitschutz – DT, en: definite time) oder einer stromabhängigen Auslösekennlinie (AMZ, abhängiger Maximalstromzeitschutz – IDMTL, en: inverse definite minimum time leakage). Bei der Auswahl eines entsprechenden Schutzgeräts zum Hauptschutz sollten berücksichtigt werden:

- Netzstruktur
- Sternpunktbehandlung
- Art und Größe der zu schützenden Betriebsmittel

Üblicherweise sollten Überstromzeitschutzgeräte als Hauptschutz nur für eine Bemessungsleistung von Hochspannungsmotoren bis 2 MW und von Transformatoren bis 10 MVA verwendet werden. Darüber sollten Vergleichsschutzeinrichtungen für den Hauptschutz eingesetzt werden, und der Überstromzeitschutz für den Reserveschutz. Für den Kurzschlusschutz von Stickleitungen und normal offenen Kabelringen können sowohl der UMZ (Abb. 8/11a) als auch der AMZ genutzt werden. An Motoren wird der UMZ als Kurzschlusschutz eingesetzt (Abb. 8/11b). Moderne digitale UMZ-Geräte bieten weitere Motorschutzfunktionen wie zum Beispiel den

Überlastschutz. Mittels sogenannter „Thermodosen“ können die Temperaturen kritischer Punkte des Motors (zum Beispiel die Lager) erfasst und überwacht werden. Dies steigert die Empfindlichkeit des thermischen Überlastschutzes. Beim Transformatorschutz (Abb. 8/11c) wirkt die Hochstromstufe $I_{>>}$ als unverzögerter Kurzschlusschutz auf der Oberspannungsseite und die Überstromstufe $I_{>}$ als Reserveschutz für die Unterspannungsseite. Die Zusatzfunktion „thermischer Überlastschutz“ schützt gegen dauernde Überlastung des Transformators.

Der Überstromzeitschutz ist die Hauptschutzfunktion der SIPROTEC-Gerätefamilien 7SJ6 und 7SJ8. Er kann getrennt für Phasen- und Erdströme ein- und ausgeschaltet werden. Die Gerätefamilien 7SJ6 und 7SJ8 bieten die Möglichkeit zwischen UMZ- und AMZ-Auslösecharakteristik zu wählen (Abb. 8/12).

Die Hochstromstufe $I_{>>}$ und die Überstromstufe $I_{>}$ arbeiten immer mit stromunabhängiger Auslöseverzögerungszeit (UMZ). Für die AMZ-Funktion (I_p -Stufe) lassen sich unterschiedliche Auslösekennlinien einstellen. Die Kennlinien (Abb. 8/13) werden durch charakteristische Formeln (Tab. 8/14) beschrieben. Dabei werden die in der Norm IEC 60255-151 (VDE 0435-3151) geforderten Kennlinientypen für die Auslösezeit der Relais durch die Buchstaben A, B, C, D, E und F gekennzeichnet.

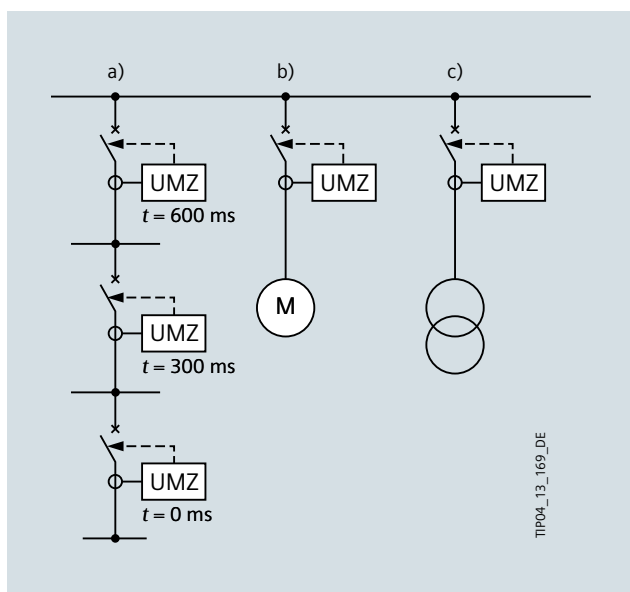


Abb. 8/11: Hauptanwendungen für UMZ:

- a) Leitungsschutz
- b) Motorschutz
- c) Transformatorschutz

Abhängiges Zeitverhalten für Überstromrelais	
A: Invers	$t = \frac{0,14}{(I/I_p)^{0,02} - 1} \cdot T_p$
B: Stark invers	$t = \frac{13,5}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p$
C: Extrem invers	$t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$
D: IEEE mäßig invers	$t = \left[\frac{0,0515}{(I/I_p)^{0,02} - 1} + 0,114 \right] \cdot T_p$
E: IEEE sehr invers	$t = \left[\frac{19,61}{(I/I_p)^2 - 1} + 0,491 \right] \cdot T_p$
F: IEEE extrem invers	$t = \left[\frac{28,2}{(I/I_p)^2 - 1} + 0,1217 \right] \cdot T_p$
t Auslösezeit	I Fehlerstrom
T_p Einstellwert des Zeitmultiplikators	I_p Stromeinstellwert

Tab. 8/14: Formeln für Auslösekennlinien nach IEC 60255-151 (VDE 0435-3151)

Der gerichtete XMZ-Schutz (XMZ steht für AMZ oder UMZ) kann je nach Ausführung der Schutzgeräte aus der Phasenlage von Strom und Spannung die Richtung des Stromflusses ermitteln und bietet darauf aufbauend zusätzliche gerichtete Hochstrom- und Überstromstufen. Damit sind für beide Richtungen unterschiedliche Stromschwellen und Verzögerungszeiten einstellbar (siehe Kap. 4). Hauptanwendungen sind Parallelleitungen sowie beidseitig gespeiste Leitungen.

Für beidseitig gespeiste Leitungen, wie sie beim Doppeltstich und in geschlossenen Ringnetzen vorkommen können, wird der gerichtete Überstromzeitschutz mit gerichteten XMZ-Relais eingesetzt. Hierzu erfolgt die Staffelung von den beiden Einspeisungen her gegeneinander gerichtet. An den äußeren Enden ist jeweils ein ungerichteter XMZ ausreichend.

Bei einseitiger Speisung über parallele Leitungen wird ein Fehler auf einer Leitung auch über die parallele Leitung und damit per Rückspeisung vom Gegenende her gespeist. Ein gerichteter XMZ-Schutz kann einen gegen die

Speiserichtung fließenden Fehlerstrom in Schnellzeit abschalten, da dies kein Betriebsstrom sein kann.

Für den Richtungsvergleichsschutz muss zwischen den gerichteten XMZ-Relais, die am Anfang und Ende eines Leitungsabschnitts platziert sind, eine Kommunikationsverbindung bestehen (siehe Kap. 4). Sollten sie von ihrer jeweiligen Gegenseite die Information erhalten, dass sie den Fehler jeweils in Vorwärtsrichtung sehen, kann die dazwischen liegende Netzstörung unverzüglich abgeschaltet werden. Wenn umgekehrt der Fehler in Richtung „rückwärts“ liegt und dies an die Gegenseite kommuniziert wird, kann das Relais auf der Gegenseite die gerichtete, unverzügerte Auslösestufe blockieren und der Schutz mit „normaler“ Staffelzeit arbeiten.

Differentialschutz

Wenn die XMZ-Schutzeinrichtungen nicht selektiv wirken oder sehr kurze Auslösezeiten gefordert werden, bietet sich der Differentialschutz an. Grundlage bilden der Vergleich und die Differenzbestimmung von Messgrößen

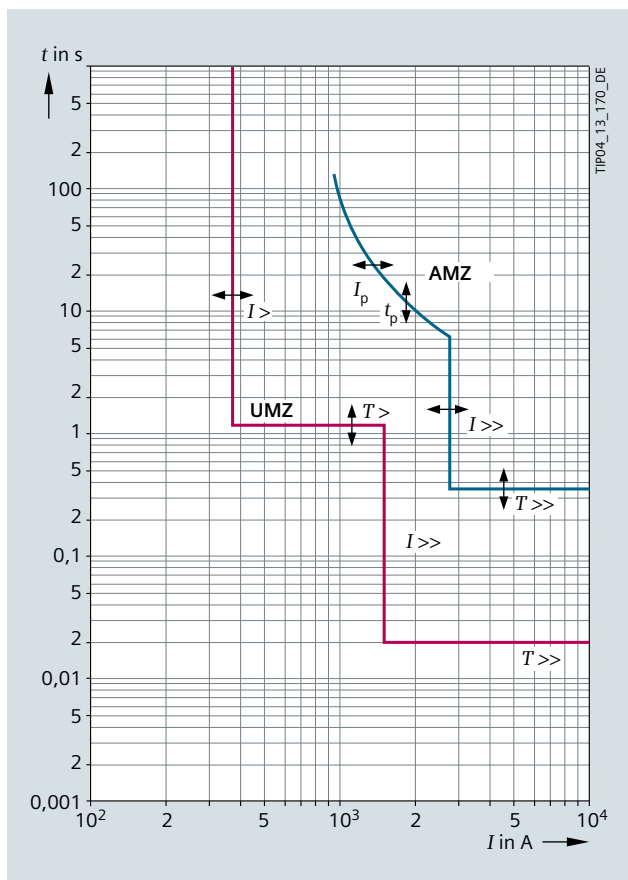


Abb. 8/12: Typische Kennlinien von UMZ- und AMZ-Schutzgeräten

[zurück zu Seite 192](#)

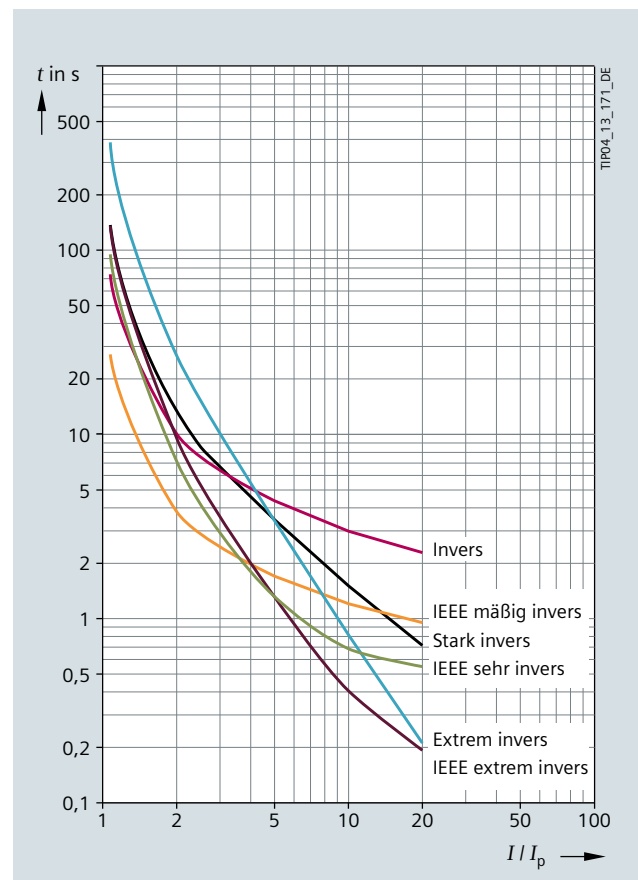


Abb. 8/13: Auslösekennlinien nach IEC 60255-151 (VDE 0435-3151)

[zurück zu Seite 192](#)

an beiden Enden eines Betrachtungsbereichs. Abhängig vom Einsatzbereich für die Schutzfunktion werden für den Differentialschutz drei unterschiedliche Relais-Typen kurz vorgestellt:

- Leitungsdifferentialschutz 7SD
- Transformator-Differentialschutz 7UT
- Maschinen-Differentialschutz 7UM

Die Differentialschutzfunktion für Leitungen (ANSI 87L) der 7SD6- (SIPROTEC 4) oder der 7SD8-Geräte (SIPROTEC 5 oder SIPROTEC Compact) erkennt Kurzschlüsse – auch stromschwache oder hochohmige – im zu schützenden Bereich durch den phasenselektiven Vergleich der an beiden Enden der Leitung von getrennten Geräten gemessenen Strommesswerte (Abb. 8/14 a). Aufgrund der strengen örtlichen Selektivität – der Schutzbereich ist durch die Stromwandler an beiden Enden der Strecke begrenzt – spielen Topologie und Spannungsebene des Netzes keine Rolle. Darüber hinaus ist die Sternpunktbehandlung des Stromnetzes ohne Belang, da der Stromvergleich pro Phase erfolgt und damit unterschiedliche Gewichtungen für verschiedene Fehler – wie sie bei den traditionellen Mischwandler-Differentialschutzverfahren auftraten – passé sind.

Aufgrund seiner strengen Selektivität wird der Differentialschutz in der Regel als unverzögerter Hauptschutz eingesetzt, da kein anderer Schutz die Leitung schneller und selektiver abschalten kann. Jedes Differentialschutz-

gerät 7SD610 vergleicht die lokal gemessenen Strommesswerte mit den Messwerten des Gegenendes und entscheidet eigenständig, ob eine Netzstörung vorliegt oder nicht. Zum Austausch der Messwerte ist eine Kommunikationsverbindung zwischen den beiden Geräten zwingend erforderlich.

Als unabhängige Stromvergleichsschutzeinrichtung für Leistungstransformatoren kann das SIPROTEC-Differentialschutzrelais der Gerätereihen 7UT6 und 7UT8 verwendet werden (Abb. 8/14 b). Da sich die Zuleitungslänge der ober- und unterspannungsseitigen Wandler meist in Grenzen hält, kann die Stromsumme in einem Gerät – und nicht wie beim Leitungsdifferentialschutz in getrennten Geräten – gebildet werden. Dabei werden keine sekundärseitigen Anpassschaltungen mehr benötigt, um die Strombeeinflussung durch den Transformator nachzubilden, da das digitale Schutzgerät dies rechnerisch erledigt:

- Übersetzungsverhältnis des Transformators – durch Amplitudenanpassung
- Phasenverschiebung der Sekundärströme – durch Schaltgruppenanpassung
- Eventuelle Fehlabbildung von Erdströmen – durch Nullstromeliminierung beziehungsweise Nullstromkorrektur

Der für Hochspannungsmotoren der Leistungsklasse P_{rM} größer 2 MW oder Generatoren der Leistungsklasse P_{rG} größer 1 MW zusätzlich in Frage kommende Stromver-

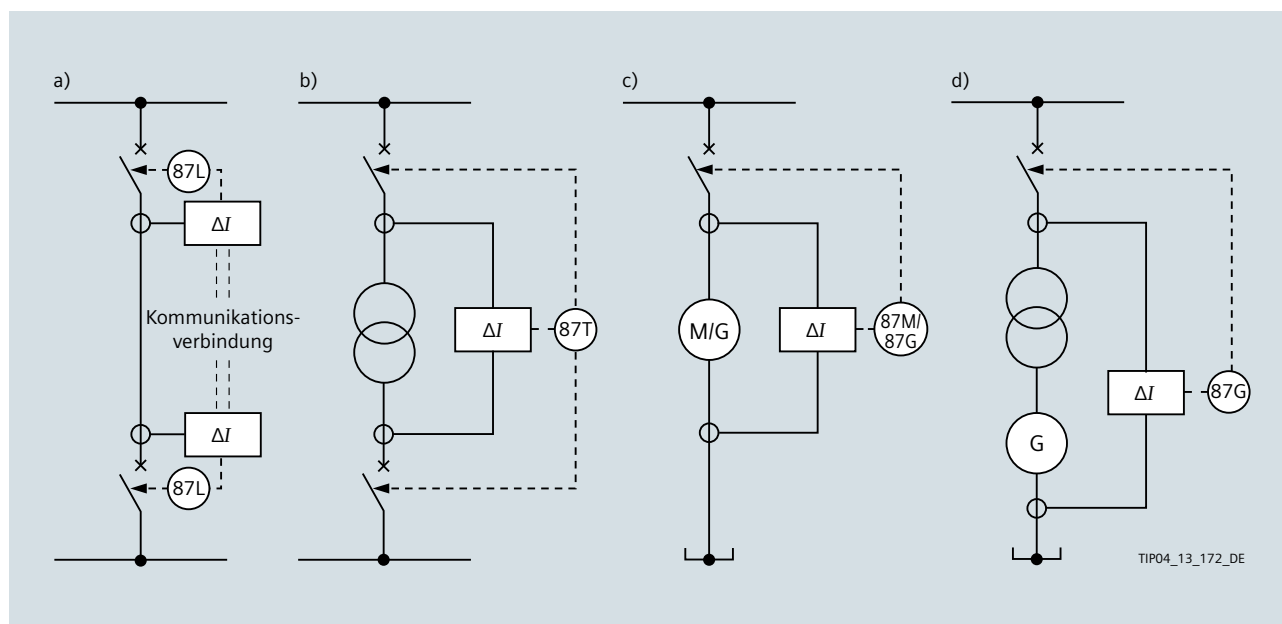


Abb. 8/14: Prinzipbilder für den a) Leitungsdifferentialschutz
 b) Transformator-Differentialschutz ($S_{rT} > 10 \text{ MVA}$)
 c) Motor-/Generator-Differentialschutz ($P_{rM} > 2 \text{ MW}/P_{rG} > 1 \text{ MW}$)
 d) Generatorblockschutz ($P_{rG} > 1 \text{ MW}$)

gleichsschutz lässt sich mit dem SIPROTEC-Differentialschutzrelais 7UM85 realisieren (Abb. 8/14 c und d).

Sammelschienenschutz

Sammelschienen sind in Schaltanlagen die Orte der höchsten Energiekonzentration. Sie unterliegen einer sehr hohen Kurzschlussbelastung, da selektivitätsbedingt die großen Kurz- und Erdschlussströme an der Sammelschiene zu langen Auslösezeiten für den XMZ-Schutz führen. Zu lange anstehende Fehler können leicht zu Schäden bei der Primärtechnik der Energieverteilung führen. Daher müssen wichtige Sammelschienen – unabhängig von der Spannungsebene – in Schnellzeit geschützt werden.

Abhängig von der Komplexität des Sammelschienensystems (von Einfach- bis Fünffach-Sammelschiene) kann der Sammelschienenschutz sehr komplex werden. Für einfachere Anlagen bietet sich das Prinzip der rückwärtigen Verriegelung an (siehe Kap. 4). Dabei löst der XMZ-Schutz der Einspeisung staffelzeitunabhängig in Schnellzeit aus, sofern seine Schnellauslösestufe nicht durch die Kurzschluss- oder Erdschlussstromanregung in einem Abgang blockiert wird. In den Abgangsgeräten wird die Anregung auf einen extra Kontakt parametrisiert und alle Anregekontakte werden parallel geschaltet.

Eine Schutzanregung in einem Abgangsfeld (Fehler F1 in Abb. 8/15) bedeutet, dass der anstehende Fehler nicht im Bereich der Sammelschiene liegt. Durch die Anregung des Abgangsschutzes kann die (nahezu) unverzügerte Auslösung $I >>$ des Einspeiseschutzes ($t >> = 50$ ms in Abb. 8/15) über den Binäreingang blockiert werden. Dabei wirkt der Einspeiseschutz als Reserveschutz, der mit $t >$ auslöst. Wird bei einem Fehler auf der Sammelschiene (Fehler F2) lediglich das Schutzgerät der Einspeisung mit $t >$ und $t >>$ angeregt, so fehlt diese Blockierung und der Sammelschienenfehler löst in Schnellzeit aus. Die Schnellabschaltung reduziert die Belastung durch den Fehler.

Bei komplexer Topologie muss der Sammelschienenschutz von jedem Abweig neben dem Strom auch das Trennerabbild erfassen und daraus die selektiven Bereiche ermitteln, was den Schutz sehr aufwendig macht.

Distanzschutz

Die Kurzschlussimpedanz ist eine zur Entfernung (Distanz) zwischen Schutzgeräteeinbauort und Fehlerstelle proportionale Messgröße. Darum werden beim Distanzschutz aus allen erfassten Strom- und Spannungswerten die Impedanzen der sechs möglichen Fehlerschleifen (Abb. 8/16) mit der Leitungsimpedanz verglichen. Nach Ablauf der für die jeweilige Zone hinterlegten Verzögerungszeit löst der Distanzschutz aus und klärt den Fehler.

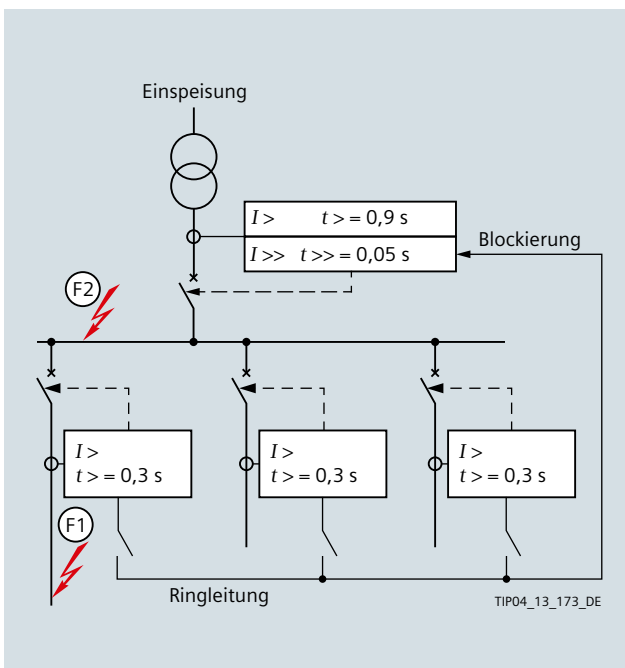


Abb. 8/15: Sammelschienenschutz durch rückwärtige Verriegelung für Einfachsammelschiene

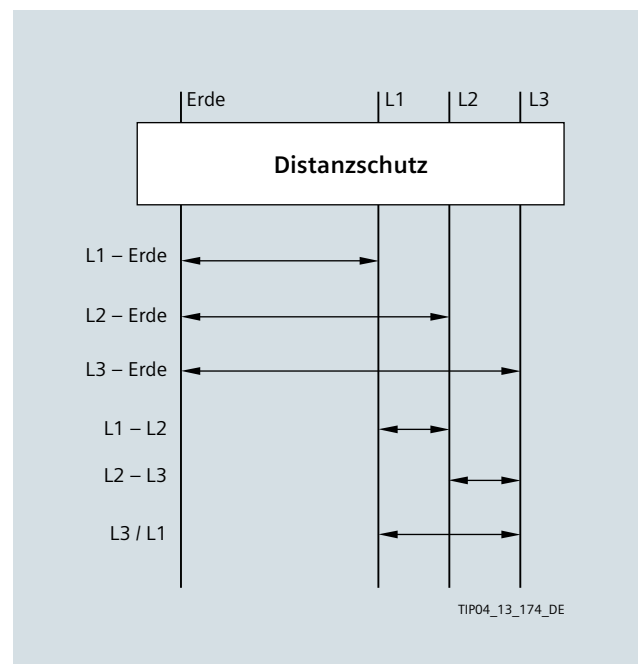


Abb. 8/16: Fehlerschleifen, die beim Distanzschutz geprüft werden

- 1 Der Distanzschutz ist ein universeller Kurzschlusschutz, der bevorzugt zur Überwachung von Leitungen und Kabeln genutzt wird. Die Distanzschutzfunktion kann mit verschiedenen Anregeverfahren eingesetzt werden:
- 2
- 3
- Überstromanregung
 - Spannungs- und stromabhängige Anregung
 - Spannungs-, strom- und phasenwinkelabhängige Anregung
 - Impedanzanregung
- 4 Die Kommunikationsmöglichkeiten sind für Distanz- und Leitungsdifferentialschutz identisch.
- 5
- 6
- 7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17



Kapitel 9

Transformatoren

9.1 Elektrische Bauart	198
9.2 Verluste und Wirtschaftlichkeitsabschätzung	201
9.3 Aufbau von Öltransformatoren	203
9.4 Gießharztrocken- transformatoren GEAFOL	205
9.5 Stromrichtertransformatoren	207
9.6 Regelbarer Ortsnetz-Transformator FITformer® REG	208
9.7 Betrieb von Transformatoren	210
9.8 Transformatorraum	213

9 Transformatoren

1

Transformatoren sind eine der wesentlichen Komponenten für die Energieübertragung und -verteilung. Ihre Auslegung ergibt sich aus dem Anwendungsbereich, der Konstruktion, der Nennleistung und dem Übersetzungsverhältnis. Die Transformatorentypen reichen von Generatortransformatoren bis zu Verteilungstransformatoren.

2

3

4

5

6

7

8

9

Die Normenreihe IEC 60076 (VDE 0532-76) beschreibt Leistungstransformatoren, wobei folgende Transformatoren ausgenommen werden:

- Bemessungsleistung < 1kVA für Einphasentransformatoren
- Bemessungsleistung < 5 kVA für Drehstromtransformatoren
- Transformatoren ohne eine Wicklung mit einer Bemessungsspannung > 1 kV
- Messwandler
- Transformatoren für statische Umrichter
- Fahrzeugtransformatoren
- Anlasstransformatoren
- Prüftransformatoren
- Schweißtransformatoren

Innerhalb der Normenreihe IEC 60076 bezieht sich die Norm IEC 60076-11 auf Trockentransformatoren mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel bis einschließlich 36 kV. Flüssigkeitsgefüllte Leistungstransformatoren mit Hochtemperatur-Isolierstoffen werden in Norm IEC 60076-14 näher charakterisiert. Dabei werden sowohl unterschiedliche Isolier- und Kühlflüssigkeiten betrachtet, als auch verschiedene Hochtemperatur-Isolierfeststoffe. Mineralöle müssen der IEC 60296 (VDE 0370-1) genügen und Silikonöle sowie Ester werden nach IEC 61100 als K-Flüssigkeiten (siehe Kap. 9.1) mit hoher Sicherheit gegen Brände eingestuft.

Zusätzlich müssen für Transformatoren die Anforderungen der zur sogenannten Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG passenden europäischen Norm EN 50588-1 erfüllt werden.

10

11

12

13

14

15

16

17

9.1 Elektrische Bauart

Bemessungsleistung und Art der Kühlung

Alle Angaben zur Bemessungsleistung von Transformatoren in diesem Handbuch ergeben sich aus dem Produkt der Bemessungsspannung (Leerlaufspannung multipliziert mit dem Phasenfaktor $\sqrt{3}$ für Drehstromsysteme) und dem Bemessungsstrom der vorgeschalteten Wicklung (Bei einem Mehrwicklungstransformator auf der mittleren Stufe, wenn mehrere Stufen vorhanden sind).

Ein Transformator ist unter Umständen in der Lage, eine Belastung oberhalb der Bemessungsleistung zu führen. Die Bestimmung der zulässigen Belastung wird in Kap. 9.7 näher beschrieben.

Hinsichtlich der Kühlungsart muss für GEAFOL Transformatoren gemäß IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11) zur Kennzeichnung der Kühlungsart neben dem Kühlmittel Luft (Buchstabe A) die Art der Kühlmittelbewegung angegeben werden:

- N natürlich
- F erzwungen

Wird eine Zusatzbelüftung zum Erreichen einer höheren Leistung im Betrieb genutzt (GEAFOL Neo bis 140 %), ist AN/AF anzugeben. Dadurch wird gekennzeichnet, dass bis zur Bemessungsleistung die natürliche Luftkühlung erfolgt, während darüber die erzwungene Kühlung zugeschaltet wird. Auf dem Typenschild ist dann zum Beispiel vermerkt:

- Bemessungsleistung 1.000 kVA bei Kühlungsart AN
- Bemessungsleistung 1.400 kVA bei Kühlungsart AF

Für Öltransformatoren wird gemäß IEC 60076-2 ebenfalls zwischen natürlichem (N) und erzwungenem (F) Umlauf des Kühlmittels unterschieden. Zur Kennzeichnung der Kühlung werden üblicherweise vier Buchstaben verwendet:

1. Buchstabe – Inneres Kühlmittel:
 - O Mineralöl oder synthetische Flüssigkeit mit Brennpunkt (nach ISO 2529) $\leq 300^\circ\text{C}$
 - K Isolierflüssigkeit mit einem Brennpunkt $> 300^\circ\text{C}$
 - L Isolierflüssigkeit mit nicht messbarem Brennpunkt

2. Buchstabe – Innerer Kühlmittelkreislauf:
 - N Natürliche Wärmeströmung durch Kühler und Wicklungen
 - F erzwungener Umlauf durch Kühler und thermische Konvektion in den Wicklungen
 - D erzwungener Umlauf durch Kühler und zumindest in die Hauptwicklungen gerichtet
3. Buchstabe – Äußeres Kühlmittel
 - A Luft
 - W Wasser
4. Buchstabe – Äußerer Kühlmittelkreislauf
 - N Natürliche Konvektion
 - F Erzwungener Umlauf

Werden bei einem Öltransformator unterschiedliche Kühlungsarten wirksam, so ist dies auf dem Typenschild und in den technischen Beschreibungen zu kennzeichnen, zum Beispiel ONAN/ONAF/OFAF.

Für die natürliche Kühlung gibt es eine Belastungsgrenze. Darüber nutzt der Transformator eine Kühleinrichtung mit Pumpen und Ventilatoren in beiden Kreisläufen.

Schaltungen und Schaltgruppen

Die Schaltungen von Drehstromtransformatoren sind die Verbindungen der Wicklungsstränge von Eingangs- oder Ausgangsseite zu Stern-, Dreieck- oder Zickzack-schaltung. Diese Schaltbilder und die entsprechenden Zeigerdiagramme sind in Abb. 9/1 dargestellt. Die Schaltgruppe gibt die Schaltung der Stränge von zwei Wicklungen eines Transformators sowie die Kennzahl für die Phasenlage der Spannungszeiger an. Die Schaltungen werden mit nachstehenden Kennbuchstaben bezeichnet:

- Sternschaltung Y, y
- Dreieckschaltung D, d
- Zickzackschaltung Z, z

Die Großbuchstaben kennzeichnen die Schaltung der Oberspannungswicklung, die Kleinbuchstaben die der Unterspannungswicklung. In den Schaltgruppen werden die großen Buchstaben vorangestellt. Wenn der Sternpunkt einer Wicklung in Stern- oder Zickzackschaltung herausgeführt ist, lautet die Kennzeichnung YN oder ZN bzw. yn oder zn.

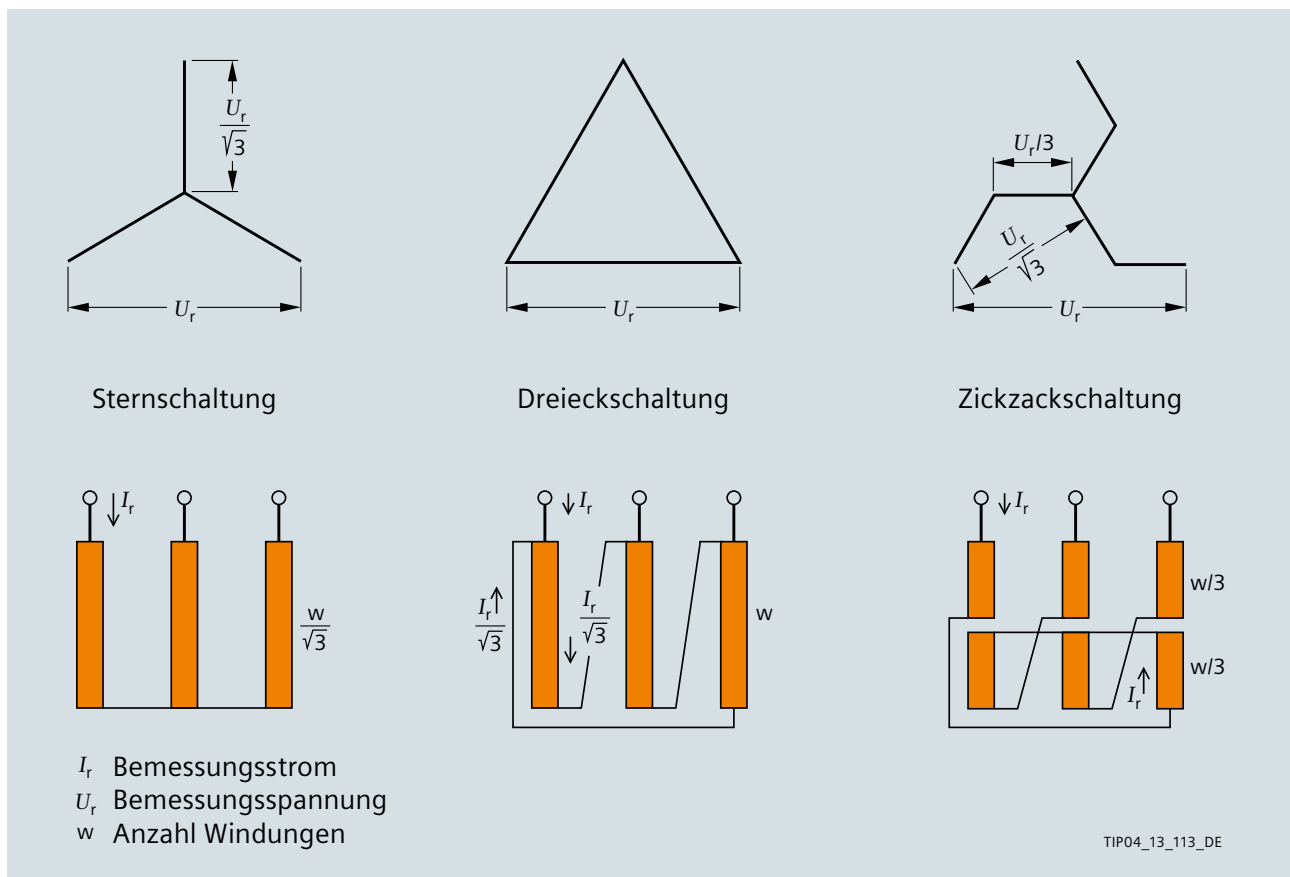


Abb. 9/1: Schaltungen von Drehstromtransformatoren mit Zeigerdiagrammen

1

Die Kennzahl (0; 5 etc.) gibt im Zeigerdiagramm an, um welches Vielfache von 30° der Zeiger der Unterspannung gegen den der Oberspannung mit zugeordneter Anschlussbezeichnung nacheilt. Die Drehrichtung der Zeiger ist dabei entgegen dem Uhrzeigersinn gerichtet.

2

3

Die üblichen Schaltgruppen sind (siehe Abb. 9/2):

4

Yy0 (Yy6), Yz5 (Yz11), Dy5 (Dy11)

5

Bei Transformatoren mit diesen Schaltgruppen gestattet ein auf der Ausgangsseite herausgeführter Sternpunkt im Drehstromverteilungsnetz den Anschluss eines Nullleiters. Die Schaltgruppenbezeichnungen lauten dann:

6

Yyn0 (Yyn6), Yzn5 (Yzn11), Dyn5 (Dyn11)

7

Der Sternpunkt ist bei Transformatoren mit den Schaltgruppen Yyn0 (Yyn6) nur für Erdungszwecke oder für eine Belastung von höchstens 10% des Bemessungsstroms verwendbar. Daher eignet sich zur Speisung von Verteilungsnetzen mit viertem, neutralem Leiter die Yyn-Schaltung im Allgemeinen nicht. Es muss dann eine andere der angeführten Schaltgruppen vorgesehen werden. Bei der Yzn- und Dyn-Schaltung ist eine Belastung des Sternpunkts mit 100% des Bemessungsstroms möglich.

8

9

Bei der Zickzackschaltung fließt der Strom vom Leiter zum Sternpunktanschluss stets über zwei Schenkelwicklungen. Die Teilspannungen je Schenkel schließen im Drehstromsystem einen Winkel von 120° ein. Die Spannung zwischen den Leiteranschlüssen der zu einer Phase gehörenden Windungen ist daher nicht die doppelte Teilspannung je Schenkel, sondern nur die $\sqrt{3}$ -fache Teilspannung. Bei der Zickzackschaltung wird deshalb gegenüber der Sternschaltung um den Faktor $2/\sqrt{3}$ mehr Wicklungsmaterial benötigt.

10

11

Bei der Dreieckschaltung werden auf jedem Schenkel gegenüber der Sternschaltung um den Faktor $\sqrt{3}$ mehr Windungen benötigt, um die gleiche Spannung zu erhalten. Der Querschnitt der Leiter ist dagegen bei der Dreieckschaltung um den Faktor $1/\sqrt{3}$ kleiner als bei der Sternschaltung.

12

13

14

15

16

17

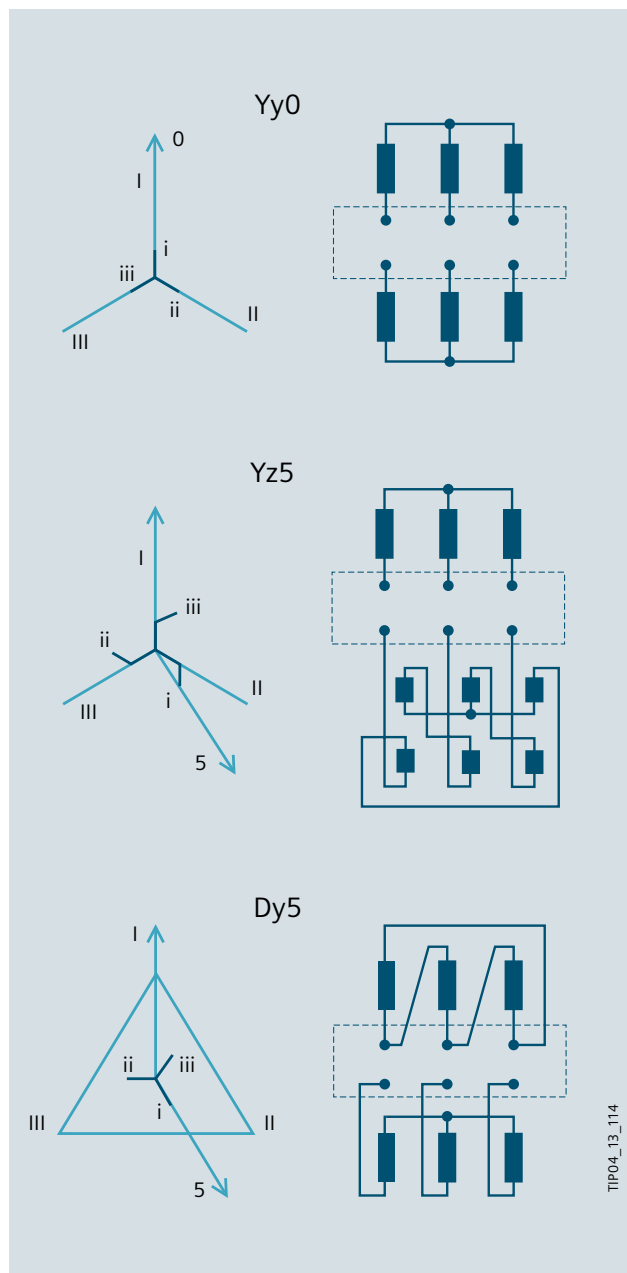


Abb. 9/2: Übliche Schaltgruppen von Drehstromtransformatoren

TIP04_13_114

9.2 Verluste und Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Die stark gestiegenen Energiepreise zwingen die Käufer elektrischer Maschinen zunehmend dazu, die Eigenverluste dieser Maschinen sorgfältig zu beachten. Bei Verteilungstransformatoren, die im Dauerbetrieb und unter Last arbeiten, ist dies von besonderer Bedeutung. So können die höheren Kosten eines verlustoptimierten Transformators in den meisten Fällen in weniger als drei Jahren über Energieeinsparungen ausgeglichen werden.

Leerlaufverluste (P_0)

Leerlaufverluste sind die aufgenommene Wirkleistung, wenn Bemessungsspannung bei Bemessungsfrequenz an die Anschlüsse einer Wicklung angelegt wird, während die andere Wicklung unbelastet bleibt. Sie bestehen aus den Verlusten im Eisenkern und Dielektrikum sowie den vom Leerlaufstrom in den Wicklungen hervorgerufenen Verlusten. Die Verluste im Dielektrikum und in den Wicklungen sind im Allgemeinen unbedeutend.

Die Eisenverluste – also der wesentliche Teil der Leerlaufverluste – setzen sich zusammen aus den Hystereseverlusten und den Wirbelstromverlusten. Die Hystereseverluste entstehen durch das Umklappen der Mikrokristalle, welche Elementarmagnete sind. Jeder Drehung und Ausrichtung setzen sie einen Widerstand entgegen. Die damit verbundene Arbeit ist im Allgemeinen nicht rückgewinnbar, sie tritt als Verlustwärme auf.

Die neben den Hystereseverlusten im Eisen auftretenden Wirbelstromverluste werden dadurch hervorgerufen, dass das zeitlich veränderliche Magnetfeld im Eisen Spannungen induziert. Infolge dieser Spannungen entstehen Ströme, die in wirbelförmigen Bahnen verlaufen. Ohmscher Widerstand des Eisens und die Wirbelströme ergeben aufgrund der Beziehung I^2R die Wirbelstromverluste. Durch die Verwendung von besonders dünnen, voneinander isolierten Blechen, kann man die Wirbelstromverluste niedrig halten.

Kurzschlussverluste (P_k)

Kurzschlussverluste sind bei Bemessungsfrequenz aufgenommene Wirkleistung, wenn über den Leiteranschluss einer der Wicklungen der Bemessungsstrom fließt, während die Anschlüsse der anderen Wicklung kurzgeschlossen sind. Die Kurzschlussverluste bestehen aus den Stromwärmeverlusten in den ohmschen Widerständen (I^2R) und den Zusatzverlusten, hervorgerufen durch Wirbelströme in den Wicklungen und in Konstruktionsteilen.

Capital cost C_c

Annual capital costs C_c factor in:

- Purchase price C_p in €
- Interest rate p in %
- Depreciation period n in years

First, the interest factor q is calculated:

$$q = p / 100 + 1$$

and from this the depreciation factor r :

$$r = p \cdot q^n / (q^n - 1)$$

Capital costs C_c in € per annum are then:

$$C_c = C_p \cdot r / 100$$

Cost of no-load loss C_{P0}

No-load losses cause annual costs C_{P0}

which are determined by:

- No-load losses P_0 in kW
- Electricity cost C_e in € / kWh
- Number of hours per annum (8,760 h)

$$C_{P0} = C_e \cdot 8,760 \cdot P_0$$

Cost of load loss C_{Pk}

Load losses cause annual costs C_{Pk} ,

which are determined by:

- Winding losses P_k in kW
- Electricity cost C_e in € / kWh
- Load factor α = Annual average operating output / nominal output
- Number of hours per annum (8,760 h)

$$C_{Pk} = C_e \cdot 8,760 \cdot \alpha^2 \cdot P_k$$

Cost resulting from demand charges C_D

The demand charge C_d (in € / kW) is fixed by the power supplier based on the demand requirements.

The costs C_D are the product of demand charge and total power loss:

$$C_D = C_d \cdot (P_k + P_0)$$

Tab. 9/1: Kostenbetrachtung für Transformatorauswahl

Tab. 9/1 zeigt eine vereinfachte Berechnungsmethode zur schnellen Abschätzung der durch Verluste verursachten Kosten für einen Beispieltransformator. Es werden folgende Annahmen gemacht:

- Die Transformatoren arbeiten im Dauerbetrieb
- Die Transformatoren arbeiten im Teillastbetrieb, mit konstanter Teillast
- Zusätzliche Kosten und Inflationsfaktoren werden nicht berücksichtigt
- Die Leistungspreise beziehen sich auf 100 % Vollast

Tab. 9/2 zeigt ein fiktives Beispiel. Dabei werden Faktoren verwendet, die in Deutschland üblich sind. Die Inflationsauswirkungen auf den angenommenen Leistungspreis bleiben unberücksichtigt.

Die Kurzschlussverluste werden auf eine Bezugstemperatur umgerechnet. Für Öltransformatoren beträgt diese 75°C. Für Gießharztransformatoren lauten die Werte:

- A = 80°C
- E = 95°C
- B = 100°C
- F = 120°C
- H = 145°C

Dabei sind die Wicklungstemperaturen der Klassen A, E, B, F und H aus IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11) gemäß der Beschreibung in IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1) jeweils um 20°C angehoben. Entsprechend IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1) wird für die Anpassung der Kurzschlussverluste eine Formel zur Umrechnung zum Beispiel von 75°C auf die Temperatur T gegeben:

Für Kupfer-Leiter:
 Korrekturfaktor $K_{Cu}(T) = (235 + T) / (235 + 75)$

(zum Beispiel $K_{Cu}(120) = 1,145$)

Für Aluminium-Leiter:
 Korrekturfaktor $K_{Al}(T) = (225 + T) / (225 + 75)$
 (zum Beispiel $K_{Al}(120) = 1,15$)

Bei einer vom Bemessungsbetrieb abweichenden Belastung ändern sich die Kurzschlussverluste P_k im Verhältnis (Laststrom/Bemessungsstrom) im Quadrat.

Beispiel: Verteilungstransformator

Abschreibungszeitraum.....	$n = 20$ Jahre	Abschreibungs- Zinssatz $p = 12\%$ p.a. \rightarrow faktor $r = 13,39$
Zinssatz	$p = 12\%$ p.a.	
Strompreis	$C_e = 0,25$ €/kWh	
Leistungspreis	$C_d = 350$ €/(kW × Jahr)	
entsprechender jährlicher Lastfaktor	$\alpha = 0,8$	

**A. Niederpreis-
transformator**

$P_0 = 19$ kW Leerlaufverluste
 $P_k = 167$ kW Lastverluste
 $C_p = € 521.000$ Kaufpreis

$$C_c = \frac{521.000 \times 13,39}{100} = € 69.762/\text{Jahr}$$

$$C_{p0} = 0,2 \times 8.760 \times 19 = € 33.288/\text{Jahr}$$

$$C_{pk} = 0,2 \times 8.760 \times 0,64 \times 167 = € 187.254/\text{Jahr}$$

$$C_D = 350 \times (19 + 167) = € 65.100/\text{Jahr}$$

Die Gesamterwerbs- und -betriebskosten dieses Transformators betragen daher:
€ 355.404 / Jahr

**B. Verlustoptimierter
Transformator**

$P_0 = 16$ kW Leerlaufverluste
 $P_k = 124$ kW Lastverluste
 $C_p = € 585.000$ Kaufpreis

$$C_c = \frac{585.000 \times 13,39}{100} = € 78.332/\text{Jahr}$$

$$C_{p0} = 0,2 \times 8.760 \times 16 = € 28.032/\text{Jahr}$$

$$C_{pk} = 0,2 \times 8.760 \times 0,64 \times 124 = € 139.039/\text{Jahr}$$

$$C_D = 350 \times (16 + 124) = € 49.000/\text{Jahr}$$

Die Gesamterwerbs- und -betriebskosten dieses Transformators betragen daher:
€ 294.403 / Jahr

Durch die Energieeinsparung durch den optimierten Verteilungstransformator in Höhe von **€ 61.001 pro Jahr** amortisiert sich der höhere Anschaffungspreis in weniger als einem Jahr.

Tab. 9/2: Kostenbetrachtung für Transformatorauswahl

9.3 Aufbau von Öltransformatoren

Grundlegende Bestandteile von Öltransformatoren sind:

- Eisenkern aus kornorientiertem Elektroblech, beidseitig isoliert, Kernbauweise
- Wicklungen aus Kupferprofildraht, Kupferband oder Aluminiumband. Die Isolierung besitzt eine hohe Durchschlagsfestigkeit und ist temperaturbeständig. Dadurch wird eine lange Lebensdauer gewährleistet
- Auslegung auf Kurzschlussfestigkeit für mindestens 2 s (IEC 60076-5; VDE 0532-76-5)
- Ölgefüllter Kessel, Bauart mit Wellwänden oder als Radiatorenkessel
- Transformatorfahrgestell mit Rollen (Kufen) lieferbar
- Kühl- / Isolierflüssigkeit: Mineralöl nach IEC 60296 (VDE 0370-1); Silikonöl oder synthetische Flüssigkeiten lieferbar
- Standardlackierung für Freiluftaufstellung. Lackierungen für Sonderanwendungen (zum Beispiel aggressive Umwelteinflüsse) lieferbar

Kesselausführung

Vollkommen geschlossene Standardverteilungstransformatoren haben kein Ölausdehnungsgefäß und kein Gaspolster (Abb. 9/3). Die TUMETIC Transformatoren von Siemens sind immer vollständig mit Öl befüllt und bei Ausdehnung des Öls wird der Wellblechtank ebenfalls ausgedehnt (Kessel mit variablem Volumen). Der maximale Betriebsdruck ist deshalb stark beschränkt.

Das hermetisch abgeschlossene System verhindert das Eindringen von Sauerstoff, Stickstoff oder Feuchtigkeit in die Kühlflüssigkeit, was die Alterungseigenschaften des Öls so verbessert, dass der TUMETIC Transformator während der gesamten Lebensdauer wartungsfrei ist. Ohne Ölausdehnungsgefäß, wie zum Beispiel beim TUNORMA Transformator, baut der TUMETIC Transformator niedriger.

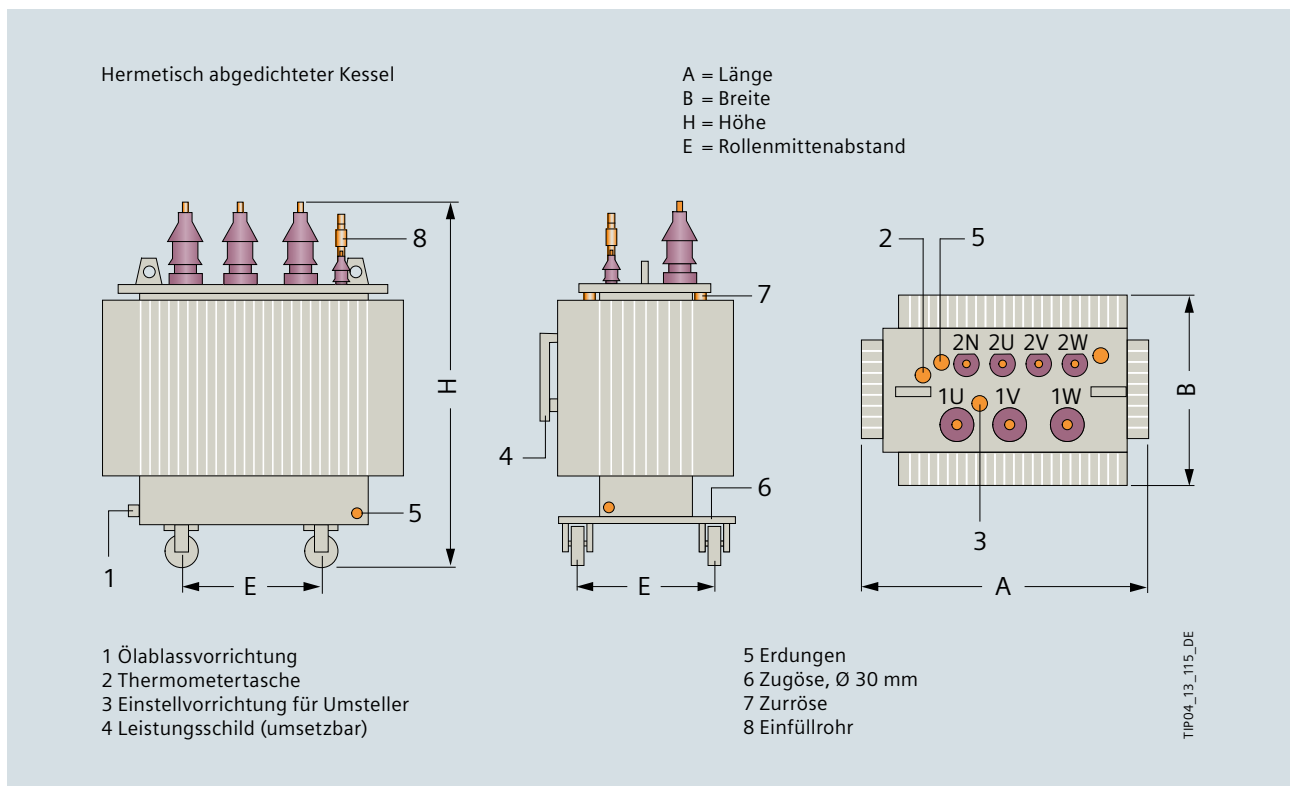


Abb. 9/3: Hermetik-Ölverteilungstransformatoren

Beim TUNORMA Transformator wird der Ölstand im Kessel und in den oben eingebauten Durchführungsisolatoren mittels eines Ölausdehnungsgefäßes konstant gehalten, das am höchsten Punkt des Transformators montiert ist (Abb. 9/4). Ölstandsveränderungen aufgrund thermischer Wechselbeanspruchung beeinflussen ausschließlich das Ölausdehnungsgefäß.

Die Ausführung der Transformatoren richtet sich nach den Anforderungen. So stehen zum Beispiel Doppelkessel-Ausführungen für besondere Anforderungen in Wasserschutzgebieten und extrem strahlungsreduzierte Ausführungen für den Einsatz in EMV-empfindlichen Bereichen zur Verfügung.

Kühl- und Isolierflüssigkeiten

Des Weiteren unterscheidet man hinsichtlich der Kühl- und Isolierflüssigkeit:

- Mineralöl, das den Anforderungen der Internationalen Bestimmungen für Isolieröle, IEC 60296 (VDE 0370-1) für Transformatoren, ohne besondere Anforderungen entspricht
- Silikonöl, das im Brandfall selbstverlöschend ist. Aufgrund des hohen Brennpunkts von über 300°C ist es

nach EN 61100 (VDE 0389-2) als Flüssigkeit der Klasse K eingestuft

- Ester, der unschädlich für Wasser und sehr gut biologisch abbaubar ist. Zusätzlich bietet Ester durch einen Brennpunkt von über 300°C eine hohe Sicherheit gegenüber Bränden und ist nach EN 61100 (VDE 0389-2) ebenso als K-Flüssigkeit eingestuft

Zubehör und Schutzgeräte

Für spezielle Einsatzfälle und zur Erhöhung der Betriebssicherheit lassen sich die Öltransformatoren unter anderem mit zusätzlichen Elementen ausrüsten:

- Absicherung der Kabelanschlüsse durch Kabelkästen, Flanschanschlüsse und/oder Winkelsteckanschlüsse
- Identifizierung eines Druckanstiegs und Gaserkennung durch ein Buchholzrelais (auf der Hoch- und/oder Niederspannungsseite)
- Anzeige der tatsächlichen Öl-Höchsttemperatur durch ein Zeiger-Kontaktthermometer
- Warnung vor Ölverlust und Gasansammlung im TUMETIC Transformator durch ein Schutzgerät
- Zuverlässigerer Betrieb durch Minderung der Feuchtigkeit im Kühlmittel mit einem Luftentfeuchter

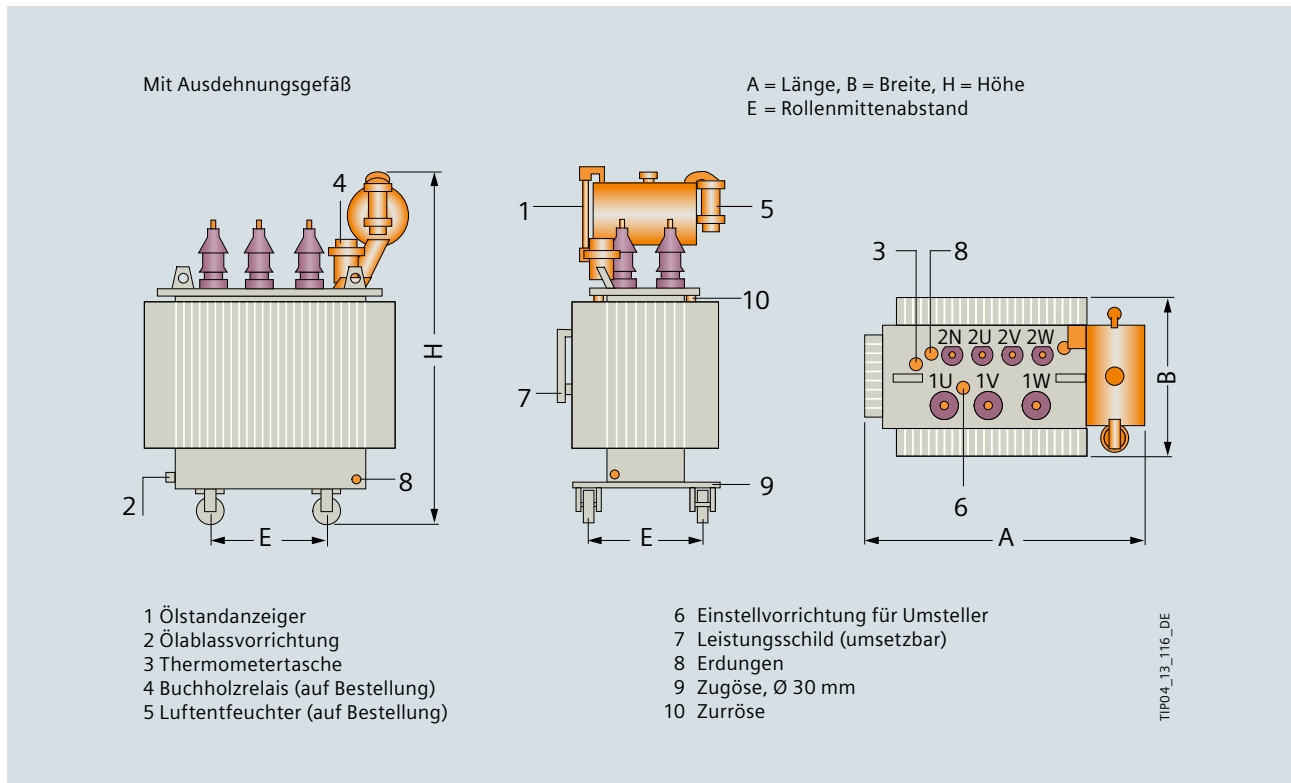


Abb. 9/4: Dehngefäß-Ölverteiltransformator

9.4 Gießharztrockentransformatoren GEAFOl

Überall dort, wo Verteilungstransformatoren in unmittelbarer Nähe des Menschen höchste Sicherheit garantieren müssen, sind Gießharztransformatoren die Lösung. Bei Gießharztransformatoren konnten die Einschränkungen flüssigkeitsgefüllter Transformatoren vermieden, deren bewährte Eigenschaften wie Betriebssicherheit und Lebensdauer jedoch übernommen werden.

Anforderungen an den Aufstellort nach DIN VDE 0101-1 (1997) (Gewässerschutz, Brandschutz und Funktionserhalt siehe Tab. 9/3 und Tab. 9/4) legen den Einsatz von Gießharztransformatoren (zum Beispiel GEAFOl) nahe. Diese stellen im Vergleich zu Transformatoren in Mineralöl- oder Silikonölausführung oder mit Esterflüssigkeit die geringsten Anforderungen an den Aufstellungsort und erfüllen höhere Anforderungen an Personenschutz und geringer Brandlast. Dabei sollten Gießharztransformatoren den in IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11) definierten

Trafoausführungen	Kühlungsart nach IEC 60076-2	Allgemein	In abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten	Freiluftanlagen
Mineralöl *	O	a Auffangwannen und Sammelgruben b Austritt von Flüssigkeit aus der Sammelgrube muss verhindert werden c Wasserhaushaltgesetz und die landesrechtlichen Verordnungen sind zu beachten	Als Auffangwannen und Sammelgrube sind undurchlässige Fußböden mit Schwellen zulässig bei max. 3 Trafos und je Trafo weniger als 1.000 l Flüssigkeit	Unter bestimmten Voraussetzungen keine Auffangwannen und Sammelgruben (<i>Vollständiger Text aus DIN VDE 0101, Abschnitt 7.6 und 7.7 ist unbedingt zu berücksichtigen</i>)
Silikonöl bzw. synth. Ester **	K	Wie bei Kühlmittelbezeichnung O		
Gießharz-Trockentransformatoren	A	Keine Maßnahmen erforderlich		

* bzw. Brennpunkt der Kühl- und Isolierflüssigkeit ≤ 300 °C; ** bzw. Brennpunkt der Kühl- und Isolierflüssigkeit > 300 °C

Tab. 9/3: Schutzmaßnahmen für Gewässerschutz nach DIN VDE 0101-1 (1997)

Kühlmittelbezeichnung	Allgemein	Freiluftanlagen
O	a Räume feuerbeständig F90A getrennt b Türen feuerhemmend T30 c Türen ins Freie schwer entflammbar d Auffangwannen und Sammelgruben so angeordnet, dass Brand nicht weitergeleitet wird, ausgenommen bei Aufstellung in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten mit max. 3 Trafos, je Trafo weniger als 1.000 l Flüssigkeit e Schnell wirkende Schutzeinrichtungen	a ausreichende Abstände oder b feuerbeständige Trennwände
K	Wie bei Kühlmittelbezeichnung O; a, b und c können entfallen, wenn e vorhanden	keine Maßnahmen erforderlich
A	Wie bei Kühlmittelbezeichnung K; jedoch ohne d	keine Maßnahmen erforderlich

Tab. 9/4: Schutzmaßnahmen für Brandschutz und Funktionserhalt nach DIN VDE 0101-1 (1997)

ten Anforderungen C2 (Klimaklasse), E1 oder E2 (Umgebungs-klasse) und F1 (Brandklasse) genügen (siehe Tab. 9/5).

GFAFOL Transformatoren werden auch überall dort verwendet, wo Öltransformatoren nicht eingesetzt werden dürfen: in Gebäuden, in Tunneln, auf Schiffen, auf Kränen und Ölplattformen im Meer, in Windkraftanlagen, in Grundwasserschutzgebieten, in der Lebensmittel verarbeitenden Industrie etc. Die Transformatoren werden oft mit den Niederspannungs-Schaltanlagen zu Schwerpunktstationen zusammengebaut. Die GFAFOL Transformatoren können als Stromrichtertransformatoren für drehzahlgeregelte Antriebe zusammen mit den Umrichtern am Antriebsort installiert werden. Dadurch werden erforderliche Baumaßnahmen, Kabel- und Installationskosten sowie Übertragungsverluste reduziert.

GFAFOL Transformatoren sind vollständig stoßspannungsfest ausgelegt. Sie haben ähnliche Geräuschpegel wie Öltransformatoren. Wenn man die bereits erwähnten indirekten Kostenersparnisse einkalkuliert, sind sie auch preislich wettbewerbsfähig. Dank ihrer Bauweise sind GFAFOL Transformatoren während ihres gesamten Gerätelebens weitestgehend wartungsfrei.

Umgebungs-klassen begrenzt	
Klasse E0	kein Feuchteniederschlag, Verschmutzung vernachlässigbar
Klasse E1	gelegentlicher Feuchteniederschlag, Verschmutzung begrenzt möglich
Klasse E2	häufiger Feuchteniederschlag oder Verschmutzung, auch beides gleichzeitig
Klimaklasse	
Klasse C1	Innenraumaufstellung nicht unter -5 °C
Klasse C2	Freiluftaufstellung bis herab auf -25 °C
Brandklasse	
Klasse F0	Eine Begrenzung der Brandgefahr ist nicht vorgesehen.
Klasse F1	Durch die Eigenschaften des Transformators wird die Brandgefahr begrenzt.

Tab. 9/5: Umgebungs-, Klima- und Brandklassen nach IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11)

9.5 Stromrichtertransformatoren

Der Betrieb von drehzahlveränderlichen Drehstrommotoren über Stromrichterschaltungen erfordert den Einsatz speziell angepasster GEAFOLE Transformatoren. Der Stromrichtertransformator ist Bindeglied zwischen Netz und Antriebssystem, um einerseits für die Anpassung an die Netzvorgaben und andererseits für die Entkopplung von den Rückwirkungen der Umrichterschaltungen zu sorgen (Abb. 9/5). Besonders zu berücksichtigen sind die Einflüsse der Oberschwingungen, die vom Umrichter ausgehen, der Stoßbetrieb und eventuell eine Gleichstromvormagnetisierung sowie Schiefast im Fehlerfall. Durch 6-Puls- oder 12-Puls-Brückenschaltungen für die Gleichrichtung entstehen Oberschwingungen im Bereich der 5-ten, 7-ten, 11-ten und 13-ten Harmonischen.

Die üblichen GEAFOLE Transformatoren sind für eine rein sinusförmige Belastung ausgelegt und müssten beim Einsatz mit Stromrichtern überdimensioniert werden. Bei GEAFOLE-Stromrichtertransformatoren wird den erhöhten elektrischen Beanspruchungen durch eine gegenüber der Normalauslegung verstärkte Lagenisolierung Rechnung getragen. Dadurch werden erreicht:

- Höhere Spannungsfestigkeit des Isoliersystems
- Geringere Zusatzverluste in Wicklung und Kern
- Höhere Stoßbelastbarkeit

Bei Anschluss von Verbrauchern, die Oberschwingungen mit einem Gesamtüberschwingungsgehalt des Laststroms $THD_i > 5\%$ – bezogen auf den Bemessungsstrom – erzeugen, wird nach IEC 60076-1 (VDE 0523-72-1) empfohlen, einen Stromrichtertransformator anstelle eines Standardtransformators einzusetzen.

Der Einsatz von 12-pulsigen Gleichrichtern mit Dioden oder Thyristoren ermöglicht eine Reduktion der niederfrequenten Oberschwingungsbelastung (speziell 5-te und 7-te Harmonische). Neben der Verwendung zweier getrennter Transformatoren für je eine 6-Puls-Gleichrichterbrücke können spezielle Dreiwicklungstransformatoren als Stromrichtertransformatoren dimensioniert werden. Um die gewünschte Phasenverschiebung von 30° bei der Kommutierung zwischen den beiden 6-Puls-Gleichrichtern zu bewerkstelligen, wird unterspannungsseitig eine Sternschaltung und eine Dreieckschaltung jeweils an eine 6-Puls-Brücke angeschlossen.

Bei der Verwendung von zwei Transformatoren können diese konstruktiv zu Doppelstock-Stromrichtertransformatoren aufgebaut werden. Die Phasenverschiebung von 30° kann dann sowohl ober- als auch unterspannungsseitig erfolgen.

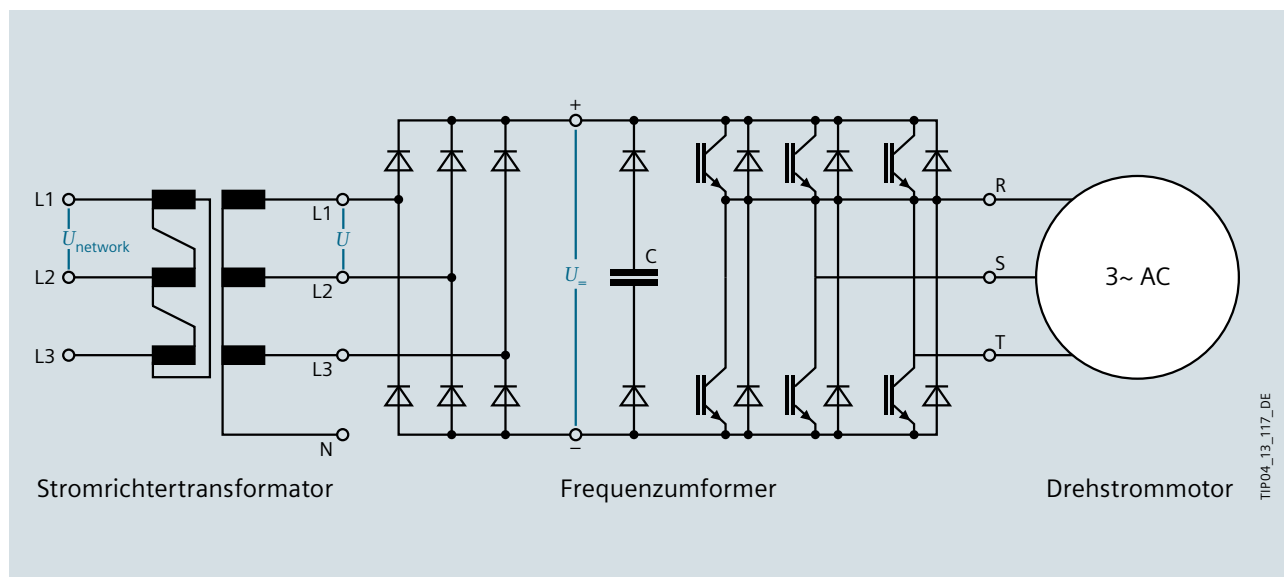


Abb. 9/5: Prinzipschaltbild für einen Drehstrommotorantrieb mit Stromrichtertransformator und 6-Puls-Brückenschaltung

9.6 Regelbarer Ortsnetz- Transformator FITformer® REG

Die dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist mehr als nur ein Trend der Zeit und hat zur Folge, dass der Lastfluss im Energieversorgungssystem in Zukunft immer komplexer wird. Je wirtschaftlicher Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden, desto attraktiver werden sie gerade in ländlichen Gebieten – und desto größer wird die Herausforderung für die Netzbetreiber, die Spannung konstant zu halten. Die Lösung ist der Umbau der Netzinfrastruktur zu einem System, das effizient, leistungsfähig und vor allem anpassungsfähig ist. In dessen Planung spielen Kunden und Lieferanten, aber auch „Prosumer“

(zugleich Stromkunden und -erzeuger) eine wichtige Rolle, denn ihre Lastabnahmen, ihre Stromeinspeisung und ihre Speichermöglichkeiten fluktuieren mitunter stark.

Der regelbare Ortsnetz-Transformator FITformer® REG (Abb. 9/6) kann sein Übersetzungsverhältnis unter Last ändern. So gewährleistet er eine dezentrale Einspeisung von Kleinerzeugungskraftwerken und hilft dem Energieversorger im zulässigen Spannungsband zu bleiben und die Anforderungen der Norm EN 50160 zu erfüllen. Hierzu verfügt der Transformator über drei Unterspannungsanzapfungen, die im hermetisch verschlossenen Wellwandkessel zur Regeleinheit direkt am Transformator geführt sind.



Abb. 9/6: FITformer® REG

Die Schaltung besteht im Wesentlichen aus Vakuum- und Luftschützen, Widerständen sowie einer Steuerung. Das Prinzip besteht darin, dass durch Schließen eines Schützes ein Bypass aktiviert wird. Daraufhin fließt der Strom über den Bypass („N“), um ein makelloses Umschalten der mechanischen Vakuumschütze sicherzustellen (Abb. 9/7, Umschaltung von „2“ auf „1“). Somit wird ein Auftreten unerwünschter Spannungsspitzen oder Spannungseinbrüche auch unter Nennlast während des Umschaltens verhindert. Nach Erreichen der Zielstellung wird das Schütz für den Bypass geöffnet und somit deaktiviert. Die Steuerung ist ereignisgetrieben und schließt internes Fehlverhalten wie zum Beispiel nicht korrektes Schließen eines Vakuumschützes aus.

Optional können Transformatoren vom Typ FITformer® REG mit einer zusätzlichen Strommessung bestückt werden. Diese ermöglicht eine genauere Bewertung des Netzzustands hinsichtlich der Höhe der Einspeiseleistung durch Energieerzeugungsanlagen und des Lastbezugs im Unterspannungsnetz. Eine Erweiterung um diese Parameter erhöht die Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Regelung des Transformators. Zur Fernüberwachung und -steuerung kann FITformer® REG zusätzlich mit einem Kommunikationsprozessor ausgestattet werden. Hierfür stehen die Protokolle IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, Modbus RTU und Modbus TCP/IP zur Auswahl. Mit dieser Erweiterung ist der anpassungsfähige Ortsnetz-Transformator in ein Smart Grid integrierbar. Eine Regelung auf Basis dezentraler Messungen im Unterspannungsnetz ist somit realisierbar.

Messtechnisch bietet Siemens mit dem SICAM Produktportfolio die Möglichkeit einer übergeordneten Regelungseinheit, die auf Basis von Messwerten aus dem Prozess Sollwerte sowohl für den regelbaren Ortsnetz-Transformator als auch für dezentrale Erzeuger vorgibt. Hierfür werden Smart Meter über das Protokoll CX1 direkt eingebunden. Dabei lässt sich die vorhandene Verteilnetzstruktur mittels Power Line Carrier optimal für Kommunikationsaufgaben nutzen. Alternativ kann der Transformator FITformer® REG auch durch externe Signale angesteuert werden.

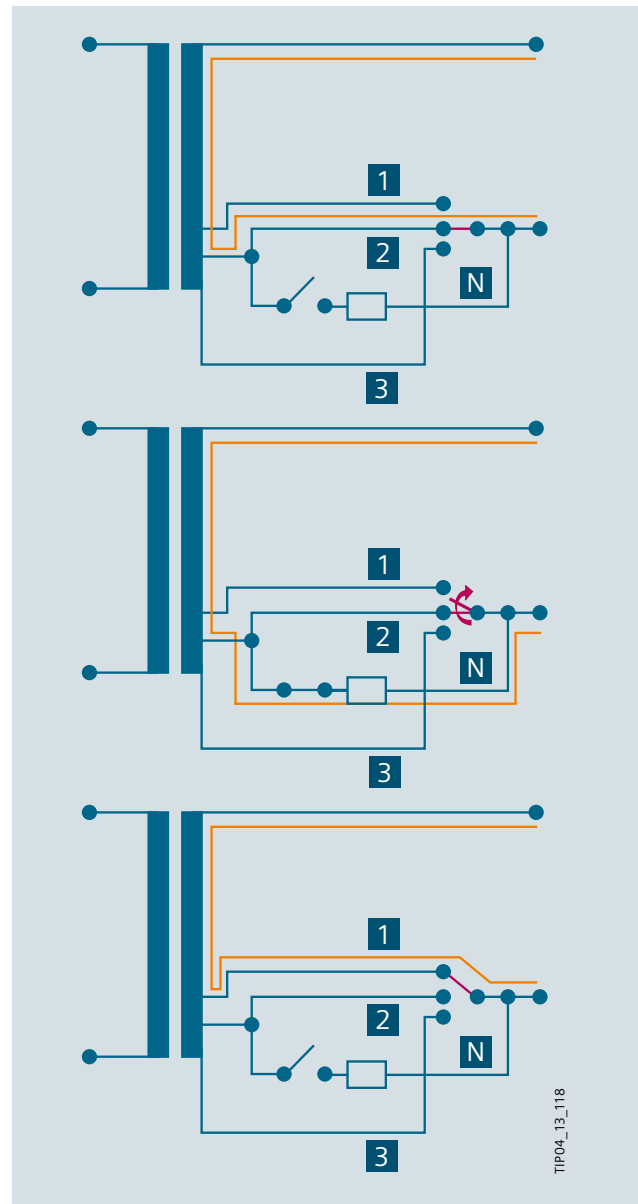


Abb. 9/7: Prinzip des Schaltens unter Last für FITformer® REG

9.7 Betrieb von Transformatoren

Übertemperaturen

Transformatoren sind so ausgelegt, dass bei Bemessungsbetrieb die nach den Vorschriften zulässigen Übertemperaturen nicht überschritten werden. Die Übertemperatur der Wicklung und bei flüssigkeitsgefüllten Transformatoren auch die der Kühl- und Isolierflüssigkeit ist die Differenz zwischen der Temperatur des betrachteten Teils und der Temperatur der umgebenden Luft. Für die umgebende Luft sind in den Vorschriften Höchsttemperaturen sowie mittlere Tages- und Jahrestemperaturen angegeben.

Für die Wicklung gilt die mittlere Übertemperatur, die durch die Temperaturabhängigkeit ihres ohmschen Widerstands bestimmt wird. Die maximale Übertemperatur der Kühl- und Isolierflüssigkeit ergibt sich aus der Temperaturmessung in der Thermometertasche. Sie liegt bei Siemens-Transformatoren in den meisten Fällen unter der zulässigen Übertemperatur der Isolierflüssigkeit.

Überlastbarkeit

Eine Überlastung des Transformators ist nach IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1) zulässig, wenn die angegebenen Werte der Kühlmitteltemperatur unterschritten werden. Die Berechnung für Öltransformatoren wird in IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7) beziehungsweise IEC 60076-12 für GEAFOLE Transformatoren beschrieben.

Die entsprechende Leistungssteigerung kann für Siemens-Transformatoren nach einer Faustregel ermittelt werden. Sie beträgt:

- 1 % je 1 K¹⁾ Unterschreitung der Kühllufttemperatur bei Öltransformatoren
- 0,6 % je 1 K bei GEAFOLE Transformatoren

Eine Überlastung des Transformators ohne Überschreitung der zulässigen Wicklungsübertemperatur ist aber auch dann vorübergehend möglich, wenn die vorangegangene dauernde Belastung unterhalb der Bemessungsleistung lag und solange trotz Überlastung die zulässigen Übertemperaturen noch nicht erreicht wurden.

¹⁾ 1 K = 1 Kelvin ist die SI-Einheit der thermodynamischen Temperatur und ist definiert als der 273,16-te Teil der thermodynamischen Temperatur 0,01 °C des Tripelpunkts von Wasser; 0 K ist der absolute Nullpunkt der Temperatur und entspricht – 273,15 °C

Eine weitere Überlastungsmöglichkeit (leistungsabhängig bis etwa 50 %) lässt sich (auch nachträglich) durch eine Bebläsung der Transformatoren mit Lüftern, das heißt durch eine erzwungene Bewegung des äußeren Kühlmittels erreichen. Dabei muss allerdings beachtet werden, dass auch die Kurzschlussverluste, verglichen mit den Kurzschlussverlusten bei Nennlast, mehr als doppelt so groß werden können. Deshalb ist die Zusatzbelüftung ein erprobtes Mittel zum Abdecken von Spitzenlasten und als Reserve bei Ausfall eines Transformators im Parallelbetrieb.

Hinweise für die Planung der Niederspannungs-Hauptverteilung (NSHV) und der Transformatoren bei Überlastbetrieb:

- Sowohl der Transformator-Einspeiseschalter als auch die Verbindung zwischen Transformator und NSHV sind für den erhöhten Nennstrom auszulegen! Die Kurzschlussströme erhöhen sich nicht (Kurzschlussverhalten siehe Anhang 17.1)
- Die Sammelschienen der Niederspannungs-Schaltanlagen sind für den Überlastfall zu dimensionieren
- Die Verluste von Transformatoren steigen bei Überlast quadratisch (zum Beispiel bei 150 % Last resultieren etwa 225 % Transformatorverluste). Die erhöhten Verluste müssen bei der Abluftbestimmung für den Transformatorraum berücksichtigt werden!

Parallelbetrieb

Parallelbetrieb besteht, wenn Transformatoren sowohl auf der Eingangsseite als auch auf der Ausgangsseite mit gleichen Netzsystemen verbunden sind. Grundsätzlich sind Transformatoren mit Schaltgruppen gleicher Kennzahl für den Parallelbetrieb geeignet. Gleichnamige Leiteranschlüsse (1U-1U, 2U-2U, 1V-1V, 2V-2V, 1W-1W, 2W-2W) sind dabei miteinander zu verbinden. Es können aber auch Transformatoren mit einigen bestimmten Schaltgruppen unterschiedlicher Kennzahlen parallel betrieben werden, wenn die Leiteranschlüsse entsprechend vertauscht werden. In [Abb. 9/8](#) von Transformatoren mit Schaltgruppen der gebräuchlichen Kennzahlen 5 und 11 dargestellt.

Bei gleicher Übersetzung verteilt sich die Gesamtbelastung auf die parallel geschalteten Transformatoren proportional den Transformatorleistungen und umgekehrt proportional den Kurzschlussspannungen. Bei gleicher Eingangsspannung und ungleicher Ausgangsspannung zweier parallel geschalteter Transformatoren fließt durch beide Transformatoren ein Ausgleichsstrom, der nach folgender Näherungsformel bestimmt wird:

$$I_{\text{Ausgl. Tr. 1}} = \frac{|\Delta_u|}{u_{\text{kr1}} + u_{\text{kr2}} \cdot \frac{S_{r1}}{S_{r2}}} \cdot 100$$

- $I_{\text{Ausgl. Tr. 1}}$ Ausgleichstrom des Bemessungsstrom von Transformator 1 in Prozent
- $|\Delta_u|$ Absolutwert des Spannungsunterschieds von der Ausgangsspannung von Transformator 1 bei Leerlauf in Prozent
- $u_{\text{kr1}}, u_{\text{kr2}}$ Bemessungskurzschlussspannungen beziehungsweise Kurzschlussspannungen bei bestimmten Anzapfungen und/oder Abweichungen der Bemessungsinduktion der Transformatoren 1 und 2
- S_{r1}/S_{r2} Verhältnis der Bemessungsleistungen

Der Ausgleichstrom ist unabhängig von der Belastung und deren Verteilung. Er fließt auch bei Leerlauf. Bei Belastung addiert sich der Belastungsstrom geometrisch zum Ausgleichsstrom. Dadurch ergibt sich bei induktivem Leistungsfaktor des Belastungsstroms im Transformator mit der höheren Sekundärspannung stets eine Erhöhung des Gesamtstroms, während der Gesamtstrom im Transformator mit der niedrigeren Sekundärspannung geringer wird.

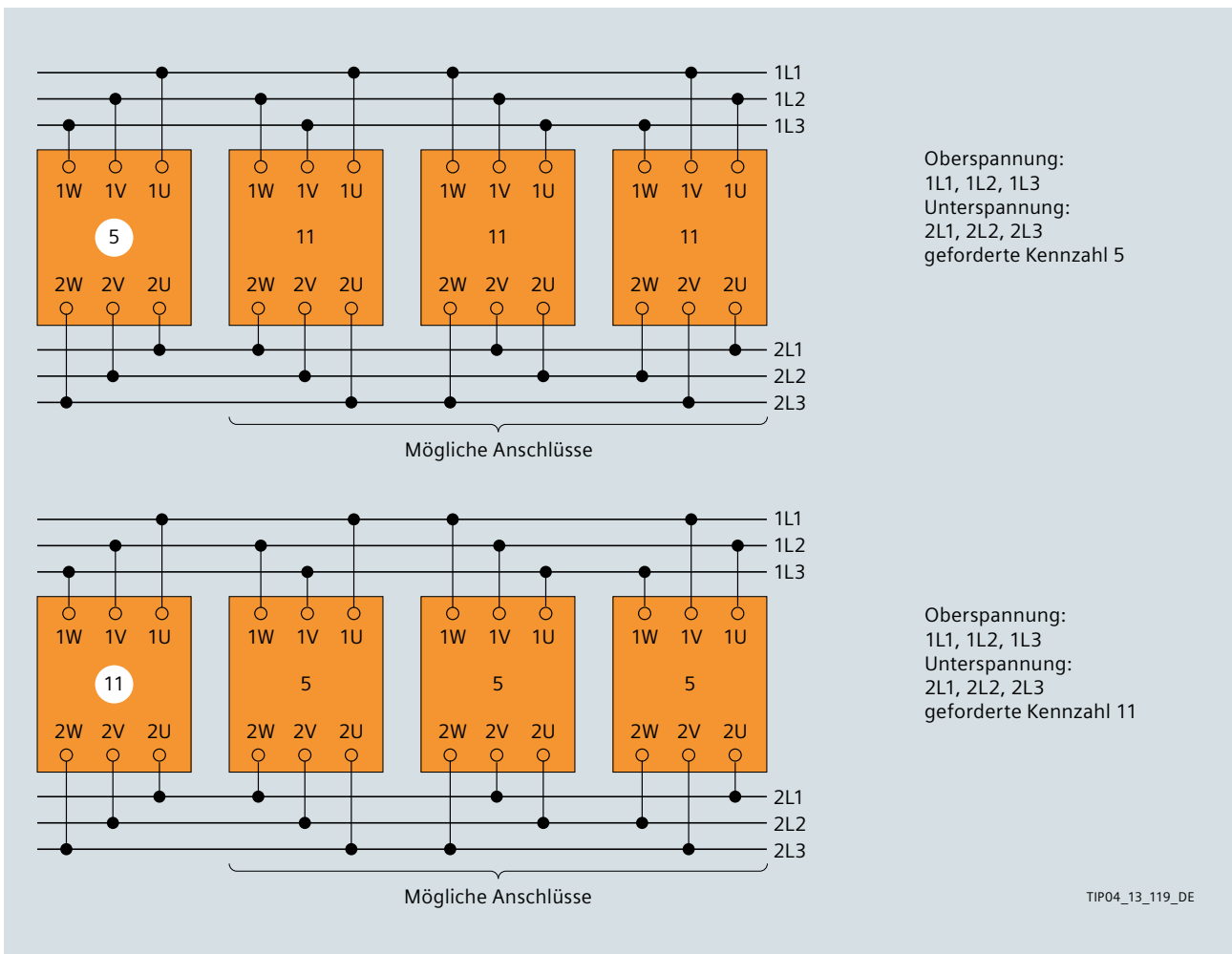


Abb. 9/8: Mögliche Anschlüsse bei Parallelbetrieb von Transformatoren mit Schaltgruppen der Kennzahlen 5 und 11 [zurück zu Seite 210](#)

Im Beispiel 1 von Tab. 9/6 hat ungünstigerweise gerade der kleinere Transformator die höhere Unterspannung und muss somit den höheren Gesamtstrom führen. Das bedeutet für das Beispiel, dass bei einem Ausgleichsstrom von 25,6 % nur noch ein Belastungsstrom von 74,4 % zulässig ist, um den Bemessungsstrom des kleineren Trafos 1 (entspricht 100 %) nicht zu überschreiten. Somit kann aber auch der ganze Transformatorensatz nur mit 74,4 % seiner Summenleistung von $630 + 1.000 = 1.630$ kVA betrieben werden, das sind etwa 1.213 kVA.

Bei einem Leistungsfaktor der Belastung unter 0,9 liefert diese überschlägige Rechnung einen hinreichend genauen Anhaltswert. Bei einem Leistungsfaktor größer 0,9 wird wegen des dann wachsenden vektoriellen Differenzwerts die zulässige Summenleistung größer.

Die Änderung der Einstellung des Umstellers an einem Transformator kann unter Umständen die Belastungsmöglichkeiten verbessern. Wäre es in unserem Beispiel beim 630-kVA-Transformator möglich überspannungsseitig eine höhere Anzapfung (zum Beispiel 5 % mehr Windungen) einzustellen, so ergäbe sich durch die Induktionsabsenkung beim Anschluss an die gleiche Oberspannung eine um $1/1,05$ niedrigere Unterspannung für den kleineren Transformator 2, also 381 V statt 400 V. Damit würde der größere Transformator mit der höheren Spannung (390 V) führend sein.

Falls die durch diese Maßnahme erzielte Unterspannung von 381 V zu niedrig ist, könnte stattdessen, wenn möglich und wie in Beispiel 2 von Tab. 9/6 gezeigt, beim 1.000-kVA-Transformator überspannungsseitig eine niedrigere Anzapfung (zum Beispiel 5 % weniger Windungen) eingestellt werden. Dadurch würde sich infolge der Induktionserhöhung (Zulässigkeit überprüfen! Stärkeres Geräusch, Kernerwärmung, Leerlaufstrom) eine um $1/0,95$ höhere Unterspannung, also etwa 411 V statt 390 V für den größeren Transformator 2 ergeben. Da jetzt der Transformator 2 die höhere sekundäre Leerlaufspannung aufweist, führt er den Summenstrom aus Belastungs- und Ausgleichsstrom und bestimmt damit die zulässige Gesamtbelastung der Parallelläufer.

Bei Änderung der Spannungseinstellung muss berücksichtigt werden, dass sich auch die Kurzschlussspannung verändert. Die mit einer Induktionsänderung verbundene indirekte Spannungseinstellung führt bei den Transformatoren zu einer Änderung der Kurzschlussspannung etwa proportional zum Prozentsatz der zu- oder abgeschalteten Windungen.

Beispiel 1: Transformatoren mit unterschiedlicher sekundärer Leerlaufspannung

	Ausgangsspannung bei Leerlauf in V	Bemessungsleistung in kVA	Bemessungskurzschlussspannung in %
Trafo 1	400	630	6
Trafo 2	390	1.000	6

$$|\Delta_u| = \left| \frac{400 - 390}{400} \cdot 100 \right| = 2,5 \%$$

$$\frac{S_{r1}}{S_{r2}} = \frac{630}{1.000} = 0,63$$

$$I_{\text{Ausgl.Tr.1}} \approx \frac{2,5}{6 + 6 \cdot 0,63} \approx 25,6 \%$$

$$S_r = (S_{r1} + S_{r2}) \cdot (100 \% - I_{\text{Ausgl.Tr.1}}) = 1.213 \text{ kVA}$$

Beispiel 2: Transformator 2 mit 5 % geringerer Umsetzung und entsprechend höherer sekundärer Leerlaufspannung

	Ausgangsspannung bei Leerlauf in V	Bemessungsleistung in kVA	Bemessungskurzschlussspannung in %
Trafo 1	400	630	6
Trafo 2	411	1.000	5,7 ($\approx 95\%$ von 6)

$$|\Delta_u| = \left| \frac{400 - 411}{400} \cdot 100 \right| = 2,75 \%$$

$$\frac{S_{r1}}{S_{r2}} = \frac{630}{1.000} = 0,63$$

$$I_{\text{Ausgl.Tr.1}} \approx \frac{2,75}{6 + 5,7 \cdot 0,63} \approx 28,7 \%$$

$$I_{\text{Ausgl.Tr.2}} \approx I_{\text{Ausgl.Tr.1}} \cdot \frac{S_{r1}}{S_{r2}} \approx 18,1 \%$$

$$S_r = (S_{r1} + S_{r2}) \cdot (100 \% - I_{\text{Ausgl.Tr.2}}) = 1.335 \text{ kVA}$$

Tab. 9/6: Beispielrechnungen für die Summenleistung parallel betriebener Transformatoren unterschiedlicher Leistung und Spannungen

In Beispiel 2 von Tab. 9/6 wird mit einer um 5 % niedriger eingestellten Anzapfung des 1.000-kVA-Transformators gerechnet. Da jetzt der Transformator 2 die höhere sekundäre Leerlaufspannung aufweist, führt er den Summenstrom aus Belastungs- und Ausgleichsstrom und bestimmt damit die zulässige Gesamtbelastung der Parallelläufer. Der ganze Transformatorsatz kann also bei einem Leistungsfaktor der Belastung unter 0,9 nun mit etwa 81,9 % der Summenleistung (81,9 % von 1.630 kVA sind 1.335 kVA) betrieben werden.

Bei gleichen Bemessungsleistungen der Transformatoren verhalten sich die Teilbelastungen umgekehrt proportional zu den Kurzschlussspannungen. Der Transformator mit der kleineren Kurzschlussspannung wird höher belastet als der mit der größeren.

Bei zeitlich veränderlicher Belastung einer Gruppe mehrerer parallel geschalteter Transformatoren über eine festgelegte Zeitspanne kann durch Zu- oder Abschalten von Transformatoren ein Minimum der Gesamtverluste erreicht werden. Die Kurzschlussverluste sind quadratisch von der Belastung abhängig. Das heißt, die Summe der Kurzschlussverluste und der Leerlaufverluste bei Aufteilung der Belastung auf mehrere Transformatoren ist unter Umständen kleiner als bei Einsatz von nur wenigen Transformatoren. Um einen umständlichen Verlustvergleich der am Parallelbetrieb beteiligten Transformatoren zu vermeiden, kann die Teillast, bei der ein Zuschalten eines weiteren gleichen Transformators (des k-ten Transformators) wirtschaftlich ist, mittels Teillastfaktor n nach folgenden Überlegungen bestimmt werden:

$$n = \frac{\text{Teillast}}{\text{Bemessungsleistung}}$$

$$S_{\text{Gruppe}} = n \cdot S_r$$

S_{Gruppe} Leistung der Gruppe

S_r Bemessungsleistung eines einzelnen Transformators

n Teillastfaktor

Der Teillastfaktor n für das wirtschaftliche Zuschalten eines weiteren gleichen Transformators (des k-ten Transformators) lässt sich nach folgender Formel bestimmen:

$$n = \sqrt{\frac{k \cdot (k - 1) \cdot P_0}{P_k}}$$

k Anzahl der parallel zu schaltenden Transformatoren

Das heißt, das Verhältnis Leerlauf- zu Kurzschlussverlusten P_0/P_k spielt eine wesentliche Rolle für die Gruppenleistung bei der Parallelschaltung von Transformatoren.

9.8 Transformatorraum

Grundlegende Anforderungen an die Räumlichkeiten sind in der Norm IEC 61936-1 (VDE 0101-1) aufgeführt. Beachtet werden müssen Brandausbreitung, Geräuschpegel, Belüftung, Gewässerverunreinigung und Schutz gegen direktes Berühren. Die Norm verweist zudem auf die einschlägigen nationalen, regionalen und örtlichen Vorschriften und Regularien. Darüber hinaus spielen produktspezifische Eigenschaften, wie sie in der Normenreihe IEC 60076 (VDE 0532-76) beschrieben sind, für die Raumplanung eine Rolle.

Aufstellungsbedingungen und Raumgestaltung

Extreme Bedingungen vor Ort sind bei der Anlagenplanung zu berücksichtigen:

- Relevant für den Einsatz in tropischem Klima sind Anstrich und vorherrschende Temperaturen
- Bei Einsatz in über 1.000 m über NN ist eine Sonderauslegung betreffend Erwärmung und Isolationspegel notwendig, siehe IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11)
- Bei erhöhter mechanischer Beanspruchung – Einsatz in Schiff, Bagger, Erdbebengebiet etc. – können konstruktive Zusätze erforderlich sein, zum Beispiel Abstützen des oberen Jochs

GEAFOL Gießharztransformatoren können ohne Zusatzmaßnahmen mit Mittel- und Niederspannungs-Schaltanlagen zusammen in einem Raum untergebracht werden (Abb. 9/9). Damit können bauseits erhebliche Kosten für Transformatorzellen eingespart werden. Dieser Raum kann im Gegensatz zum Raum mit Öltransformatoren 4 m unter der Geländeoberfläche oder in Obergeschossen von Gebäuden vorgesehen werden.

Hinsichtlich des Brandschutzes für die Räumlichkeiten müssen zumeist nationale oder lokale Regelungen und Vorschriften beachtet werden. Zum Beispiel regelt in Deutschland die EltBauVO (Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen), dass Türen nach DIN 4102-2 der Feuerwiderstandsklasse F30-A und Wände der Feuerwiderstandsklasse F90-A den elektrischen Betriebsraum feuerbeständig abtrennen. Brandschutzwände (24 cm Wanddicke) wie bei Öltransformatoren sind bei GEAFOL Transformatoren jedoch nicht erforderlich.

Die EltBauVO gibt auch vor, dass der Raumabschluss zu anderen Räumen durch einen Druckstoß infolge eines Störlichtbogens nicht gefährdet werden darf. Außerdem ist bei der Belüftung zu beachten, dass elektrische Betriebsräume unmittelbar oder über eigene Lüftungsleitungen ins Freie entlüftet werden. Lüftungsleitungen, die durch andere Räume führen, sind feuerbeständig

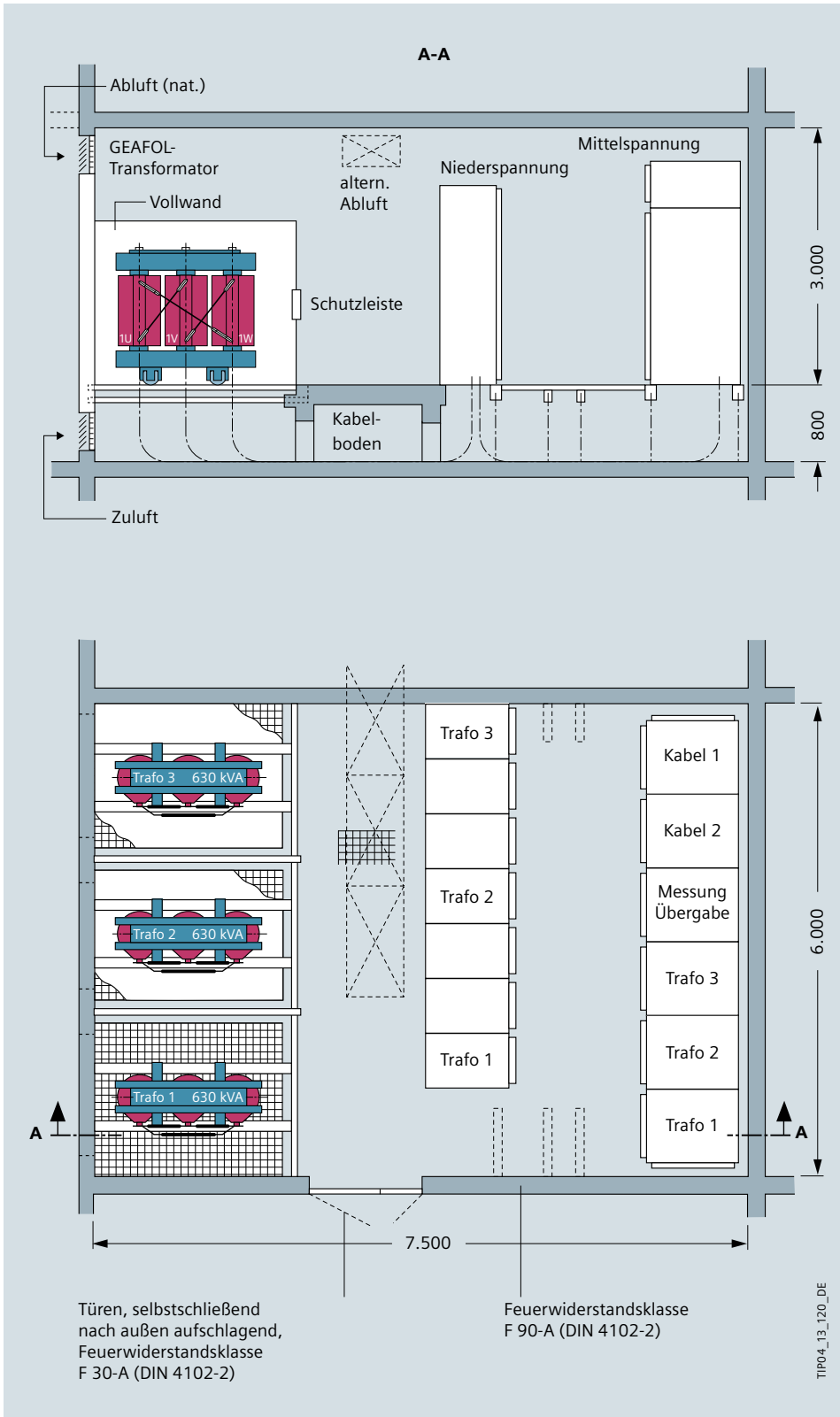


Abb. 9/9: Anordnungsbeispiel von GEAFFOL Transformatoren und Schaltanlagen in einer elektrischen Betriebsstätte

[zurück zu Seite 213](#)

auszuführen und die Öffnungen ins Freie müssen Schutzgitter haben. Für Öltransformatoren (Mineralöl oder synthetische Flüssigkeiten mit einem Brennpunkt $\leq 300^\circ\text{C}$) muss mindestens ein Ausgang entweder direkt ins Freie führen oder über einen Vorraum (ohne Verbindung zu anderen Räumen, außer eventuell mit dem Schaltraum).

Die Transformatoren sind für den Betrieb in Höhen bis zu 1.000 m über NN geeignet. Bei Aufstellung in Höhen über 1.000 m sind Sonderausführungen erforderlich. Für je 100 m Überschreitung der zulässigen Aufstellungshöhe ist die Nennleistung bei flüssigkeitsgekühlten Transformatoren um etwa 0,4%, bei Gießharztransformatoren um etwa 0,5% zu verringern.

Lüftung des Transformatorraums und Druckabschätzung im Störlichtbogenfall

Die beim Betrieb eines jeden Transformators entstehende Verlustwärme muss aus dem Transformatorraum abgeführt werden (Abb. 9/10). Vorrangig zu prüfen ist hierbei die Möglichkeit einer natürlichen Be- und Entlüftung. Falls diese nicht ausreicht, ist der Einbau einer mechanischen Lüftungsanlage geboten.

Die Verlustwärme resultiert aus der Verlustleistung des Transformators. Die Verlustleistung eines Trafos ist:

$$P_v = P_0 + 1,1 \cdot P_{K120} \cdot (S_{AF}/S_{AN})^2 \text{ [kW]}$$

P_0 : Leerlaufverluste [kW]

$1,1 \cdot P_{K120}$: Kurzschlussverluste bei 120°C [kW] (gemäß Listen- oder, falls schon vorhanden, Prüfscheinangabe), hochgerechnet mit Faktor 1,1 auf Arbeitstemperatur der Isolierklassen OS/US = F/F bei GEAFOL Transformatoren.

S_{AF} : Scheinleistung [kVA] bei Zwangsbelüftung AF (air forced)

S_{AN} : Scheinleistung [kVA] bei natürlicher Belüftung AN (natural air flow)

Die gesamte Verlustwärme im Raum (Q_v) ist die Summe der Verlustwärme aller Trafos im Raum:

$$Q_v = \sum P_v$$

Hinweis: Der TIP Ansprechpartner kann den Planer bei komplexeren Berechnungen der Wärmeabführung für beliebige Parameter und bei Kombinationen von Belüftungsmaßnahmen unterstützen (siehe Kontaktseiten oder im Internet: www.siemens.de/tip-cs/kontakt).

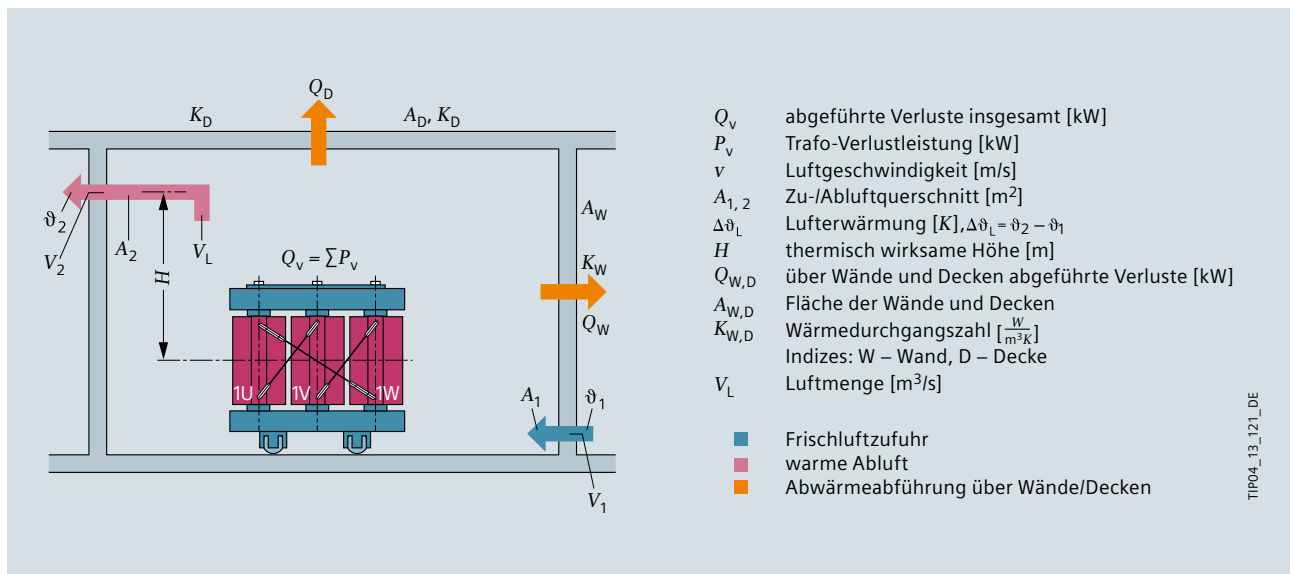


Abb. 9/10: Angaben für die Lüftungsberechnung

Berechnung der Wärmeabführung

Für die Abführung der gesamten Verlustwärme im Raum Q_V stehen folgende Wege zur Verfügung:

- Q_{V1} Abführung mit dem natürlichen Luftstrom
- Q_{V2} Abführung über Wände und Decken
- Q_{V3} Abführung mit dem erzwungenen Luftstrom

$$Q_V = P_V = Q_{V1} + Q_{V2} + Q_{V3}$$

Zur Veranschaulichung der Größenordnung für die unterschiedlichen Belüftungsmaßnahmen lassen sich bei Vorgabe realistischer Größen lineare Abhängigkeiten ableiten. Bei einer thermisch wirksamen Höhe von 5 m, einer Lufterwärmung von 15 °C zwischen Innen- und Außenbereich, einer einheitlichen Wärmedurchgangszahl von 3,4 W/m² für 20 cm dicken Beton und für den erzwungenen Luftstrom eine Luftmenge von 10.000 m³/h, die durch einen Luftkanal mit einem etwa 4-mal so großen Zu-/Abluftquerschnitt geführt wird.

$$Q_{V1} = ca. 13 [kW/m^2] \cdot A_{1,2} [m^2]$$

(Beispiel: $Q_{V1} = 8$ kW für einen Querschnitt von ca. 0,62 m²)

$$Q_{V2} = ca. 0,122 [kW/m^2] \cdot A_D [m^2]$$

(Beispiel: $Q_{V2} = 8$ kW für eine Grundfläche von ca. 66 m²)

$$Q_{V3} = ca. 44 [kW/m^2] \cdot A_{1,2} [m^2]$$

(Beispiel: $Q_{V3} = 8$ kW für einen Querschnitt von ca. 0,18 m²)

Die einfachen Beispiele zeigen, dass die Wärmeabgabe durch Wände und Decken schnell an Raumgrenzen stößt und bei großen Transformatorleistungen eine detaillierte Auslegung der Zwangsbelüftung nötig werden kann (siehe auch Siemens Druckschrift „GEAFOL-Gießharztransformatoren Planungshinweise; Bestell-Nr. EMTR-B10008-00). Für eine Abschätzung der Lüftungsverhältnisse in einem vorgegebenen Raum und einer Anpassung der Belüftungsmaßnahmen bieten die Siemens TIP Ansprechpartner (www.siemens.de/tip-cs/kontakt) dem Planer Unterstützung an.

Als weitere Unterstützung bietet Siemens ein Online-Tool, das für GEAFOL Transformatoren eine Abschätzung des Druckanstiegs im Störlichtbogenfall liefert. Neben einer grafischen Auswertung für den Druckverlauf (Abb. 9/11) werden die Daten zur Belüftung und zum Druckanstieg im Transformatorraum ausgegeben.

www.siemens.de/sitrato

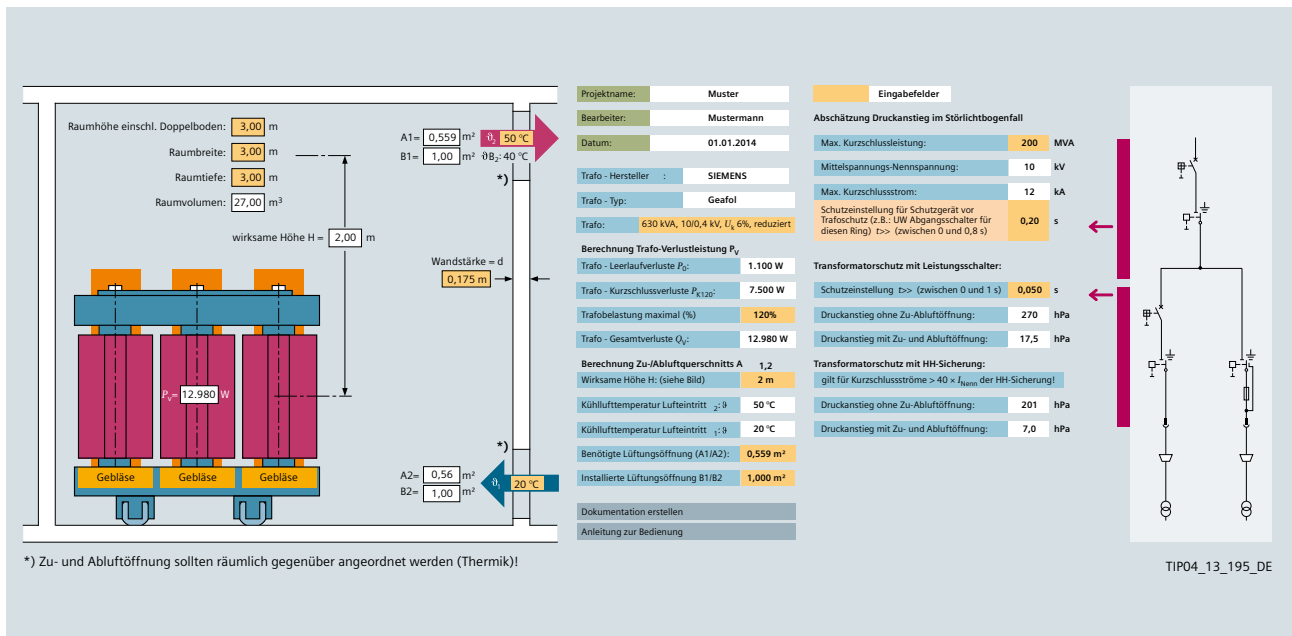


Abb. 9/11: Belüftung des Transformator-Raumes und näherungsweise Druckanstieg im Störlichtbogenfall



Kapitel 10

Niederspannungs-Schaltanlagen und -Verteilersysteme

10.1	Kenngößen und Formen von Niederspannungs-Schaltanlagen	218
10.2	Planungshinweise	224
10.3	Motor-Control-Center	228
10.4	Installationsverteiler	228
10.5	Schienenvertersysteme	231

10 Niederspannungs-Schaltanlagen und -Verteilersysteme

10.1 Kenngrößen und Formen von Niederspannungs-Schaltanlagen

Niederspannungs-Schaltanlagen¹⁾ und -Verteiler stellen die Bindeglieder zwischen den Einrichtungen zur Erzeugung (Generatoren), den Transport (Kabel, Freileitungen) und die Umformung (Transformatoren) elektrischer Energie auf der einen Seite und den Verbrauchern wie zum Beispiel Motoren, Magnetventilen, Geräten für Heizung, Beleuchtung, Klimatisierung und der Informationstechnik auf der anderen Seite dar. Die Bemessungsspannung beträgt für Wechselspannung maximal 1.000 V, für Gleichspannung maximal 1.500 V.

Wie Mittelspannungs-Schaltanlagen werden auch Niederspannungs-Schaltanlagen nicht mehr allzu oft mit individuellem Feldaufbau vor Ort installiert, sondern als bauartgeprüfte Schaltanlage fabrikfertig ausgeliefert. Für den Bauartnachweis sind die Prüfungen entsprechend IEC 61439-1 (VDE 0660-600-1) und IEC 61439-2 (VDE 0660-600-2) erfolgreich durchzuführen.

Der Nachweis der Prüfung unter Störlichtbogenbedingungen nach IEC/TR 61641 (VDE 0660-600-2 Beiblatt 1) gewährleistet maximale Personensicherheit. Schutzmaßnahmen wie hochwertige Isolierungen von spannungsführenden Teilen (zum Beispiel Sammelschienen), einheitliche und einfache Bedienung, integrierter Bedienfehlerschutz und zuverlässige Anlagendimensionierung verhindern Störlichtbögen und somit Personenschäden. Hauptkomponenten der Schaltanlagen sind Sammelschienen, Schaltgeräte, Nebenanlagen, Schutzeinrichtungen, Mess- und Zählgeräte. Die wesentlichen Auswahlkriterien nach denen Niederspannungs-Schaltanlagen und -Verteiler ausgelegt werden, sind:

Bemessungsströme

- Bemessungsstrom I_r der Sammelschienen
- Bemessungsstrom I_r der Einspeisung
- Bemessungsstrom I_r der Abzweige
- Bemessungskurzzeitstrom I_{cw} der Sammelschienen
- Bemessungsstoßkurzschlussstrom I_{pk} der Sammelschienen

¹⁾ In den zugehörigen Normen wird der Begriff Energie-Schaltgerätekombination verwendet (en: power switchgear and controlgear, PSC assembly)

Schutz- und Aufstellungsart

- Schutzart nach IEC 60529 (VDE 0470-1)
- Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzklasse) nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410)
- Werkstoff der Umhüllung
- Aufstellungsart (an Wand, frei stehend)
- Anzahl der Bedienungsfronten

Geräte-Einbauart

- Festeinbau
- Stecktechnik
- Einschubtechnik
- Schnappbefestigung auf Hutschiene

Verwendungszweck

- Hauptschaltanlage oder Hauptverteiler
- Unterverteiler
- Linienverteiler
- Motor-, Installations- Industrierverteiler
- Licht- oder Kraftverteiler
- Blindleistungskompensationsanlage
- Steuerung

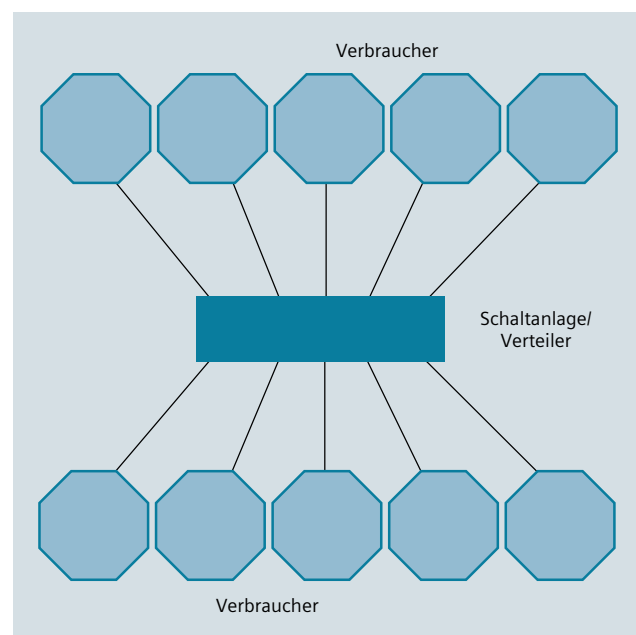


Abb. 10/1: Prinzipdarstellung eines Punktverteilers

zurück zu Seite 219

Nach der Art der Energieverteilung wird zwischen Punkt- und Linienverteiler unterschieden. Beim Punktverteiler wird die elektrische Energie strahlenförmig von einer räumlich begrenzten Anlage aus verteilt (siehe Abb. 10/1). Währenddessen erfolgen beim Linienverteiler, heute zumeist Schienenverteilersysteme, die einzelnen Energieanzapfungen über räumlich getrennt voneinander liegende Einrichtungen und die Energie wird mittels gekapselter Stromschienen zu diesen Abgangskästen weitergeleitet (siehe Abb. 10/2).

Bei einem Punktverteiler speist ein Transformator je Sammelschienenabschnitt in die Hauptschaltanlage ein. Die nachgeschalteten, also die wiederum von der Hauptschaltanlage gespeisten Motorverteiler, Steuerungen, Verteiler für Beleuchtung, Heizung, Klimatisierung, Werkstätten etc. werden als Unterverteiler bezeichnet. Die Kombination von Hauptschaltanlage mit einspeisendem Transformator wird als Transformator-Schwerpunkt(S)-Station bezeichnet und bietet aufgrund der Kompaktheit eine sichere und wirtschaftliche Möglichkeit für eine dezentrale Energieversorgung entsprechend den in IEC 62271-202 (VDE 0671-202) beschriebenen fabrikfertigen Stationen.

Bei der Planung einer Niederspannungs-Schaltanlage ist die Kenntnis der Bedingungen am Einsatzort, der Schaltaufgabe und der Anforderungen an die Verfügbarkeit Voraussetzung für eine wirtschaftliche Dimensionierung. Für Energieverteilungen im Zweckbau müssen weder

größere Schalthäufigkeiten berücksichtigt noch größere Erweiterungen erwartet werden. Deshalb kann leistungs-optimierte Technik mit hoher Einbaudichte eingesetzt werden. Hier wird überwiegend sicherungsbehaftete Technik in Festeinbau eingesetzt.

Bei einer Energieverteilung beziehungsweise einem Motor-Control-Center für eine Produktionsanlage hängen sind Austauschbarkeit und Versorgungssicherheit die wichtigsten Kriterien, um Stillstandszeiten so kurz wie möglich zu halten. Der Einsatz von Einschubtechnik in sowohl sicherungsloser als auch sicherungsbehafteter Technik ist dafür eine wichtige Grundlage.

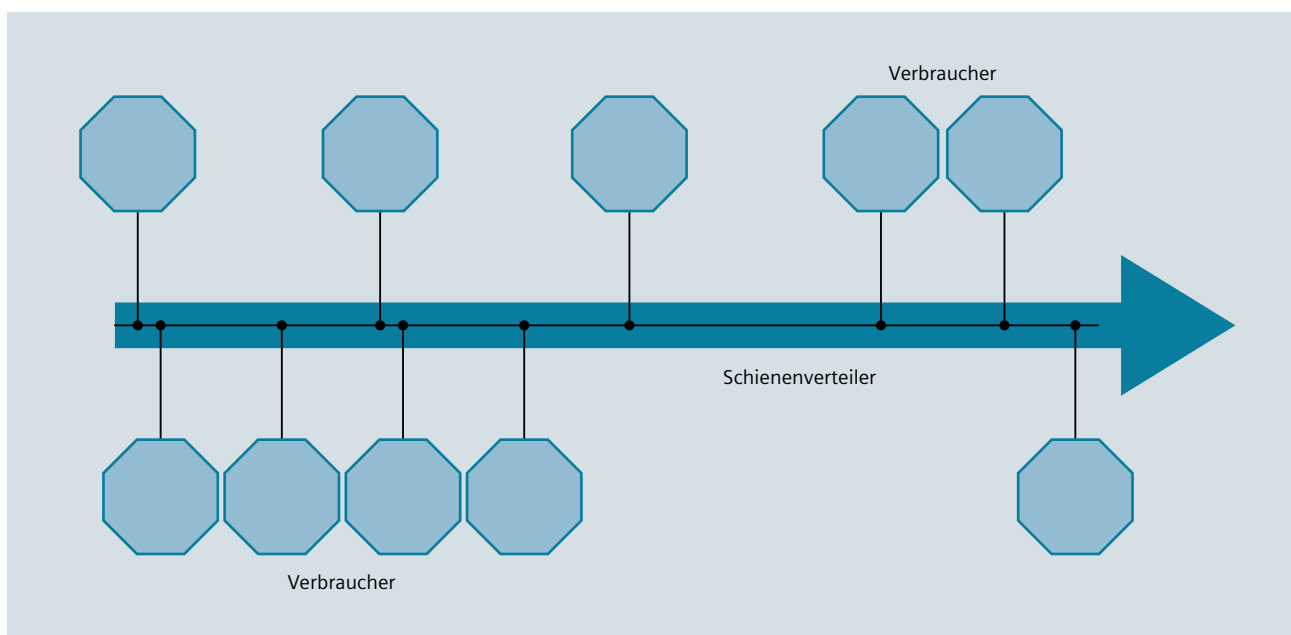


Abb. 10/2: Prinzipdarstellung eines Linienverteilers

Eine vielseitig einsetzbare Niederspannungs-Schaltanlage zeichnet sich aus durch zahlreiche Kombinationsmöglichkeiten unterschiedlicher Einbautechniken in einem Feld und variabel verwendbare Formen der inneren Unterteilung. Die in der IEC 61439-2 (VDE 0660-600-2) aufgeführten Formen sind in Tab. 10/1 gelistet.

Bei den Einbautechniken für die Schaltanlagentechnik kann abhängig vom Einsatzzweck gewählt werden zwischen

- Leistungsschalbertechnik
- Universaleinbautechnik
- Leistentechnik
- Festeinbautechnik
- Blindleistungskompensation

(siehe Abb. 10/3 sowie Tab. 10/2 und Tab. 10/3).

Form	Prinzipschaltbild	Erläuterungen	
1		Keine innere Unterteilung	
2a		Unterteilung zwischen Sammelschienen und Funktions-einheiten	Keine Unterteilung zwischen Anschlüssen und Sammelschienen
2b		Unterteilung zwischen Anschlüssen und Sammelschienen	
3a		Unterteilung zwischen Sammelschienen und Funktions-einheiten	Keine Unterteilung zwischen Anschlüssen und Sammelschienen
3b		+ Unterteilung zwischen Funktions-einheiten untereinander	Unterteilung zwischen Anschlüssen und Sammelschienen
4a		+ Unterteilung zwischen Anschlüssen und Funktions-einheiten	Anschlüsse in derselben Unterteilung wie die angeschlossene Funktions-einheit
4b		Unterteilung zwischen Anschlüssen und Funktions-einheiten	Anschlüsse nicht in derselben Unterteilung wie die angeschlossene Funktions-einheit
<p>Zeichenerklärung:</p> <p>Gehäuse innere Unterteilung Sammelschiene Funktions-einheit Anschluss für von außen herangeführte Leiter</p>			

Tab. 10/1: Formen der inneren Unterteilung von Energie-Schaltgerätekombinationen

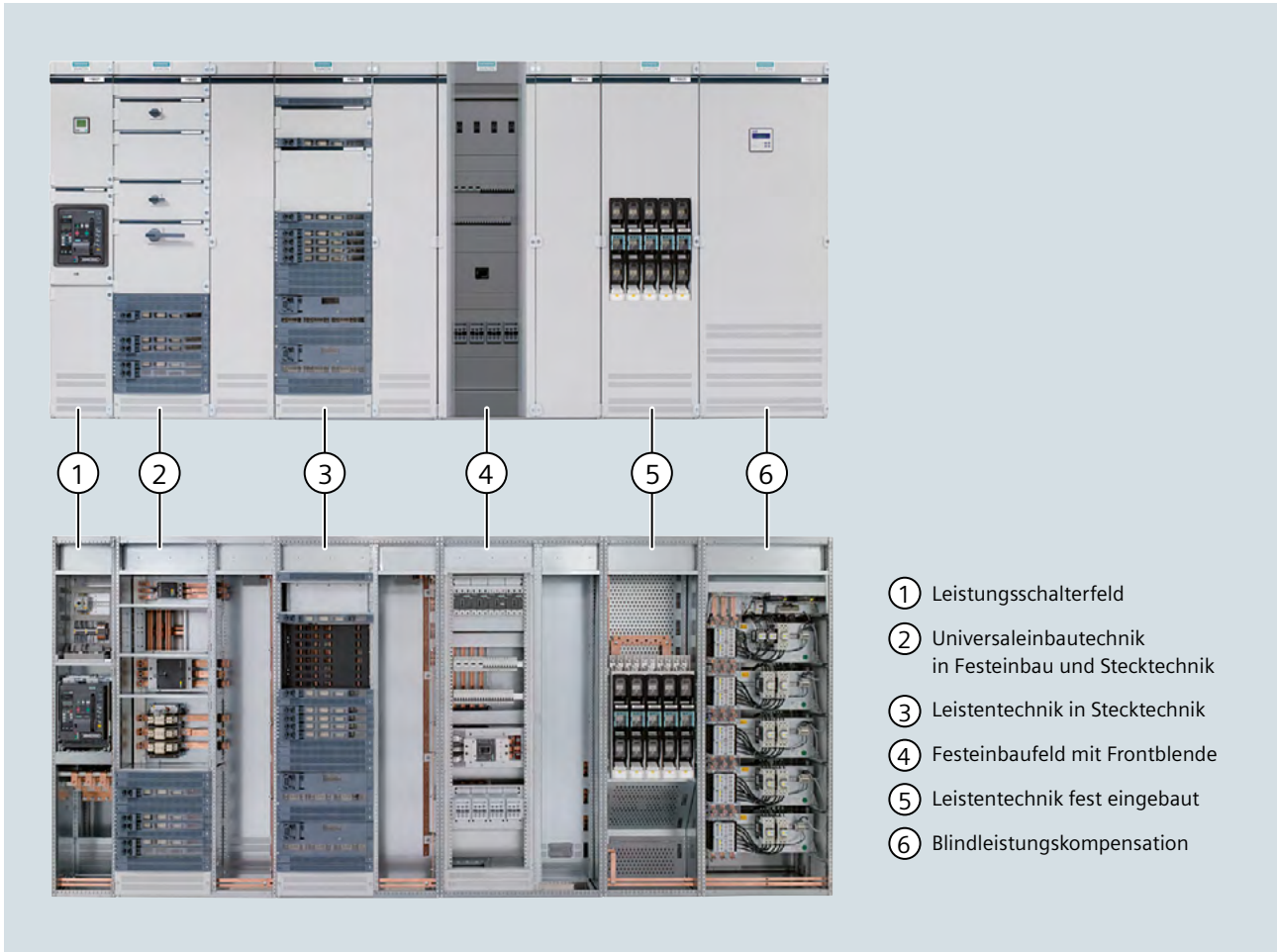


Abb. 10/3: Einbautechniken für die Niederspannungs-Schaltanlage SIVACON S8

[zurück zu Seite 220](#)

Feldart	Leistungsschaltertechnik	Universal-einbautechnik	Leistentechnik 3NJ6	Festeinbau-technik	Leistentechnik 3NJ4	Blindleistungskompensation
Einbautechnik	Festeinbau Einschubtechnik	Festeinbau Stecktechnik Einschubtechnik	Stecktechnik	Festeinbau mit Frontblenden	Festeinbau	Festeinbau
Funktion	Einspeisung Abgang Kupplung	Kabelabgänge Motorabzweige	Kabelabgänge	Kabelabgänge	Kabelabgänge	zentrale Kompensation der Blindleistung
Strom I_n	bis 6.300 A	bis 630 A / bis 250 kW	bis 630 A	bis 630 A	bis 630 A	unverdrosselt bis 600 kvar verdrosselt bis 500 kvar
Anschluss	front- und rückseitig	front- und rückseitig	frontseitig	frontseitig	frontseitig	frontseitig
Feldbreite in mm	400/600/800/1.000/1.400	600/1.000/1.200	1.000/1.200	1.000/1.200	600/800/1.000	800
Innere Unterteilung	1, 2b, 3a, 4b, 4 type 7 (BS)	3b, 4a, 4b, 4 type 7 (BS)	3b, 4b	1, 2b, 3b, 4a, 4b	1, 2b	1, 2b
Sammelschienen	hinten/oben	hinten/oben	hinten/oben	hinten/oben	hinten	hinten/oben/ohne

Tab. 10/2: Verschiedene Einbautechniken nach Feldtypen

[zurück zu Seite 220](#)

Sammelschienenlage oben			
Aufstellung	Sammelschienensystem		Feldaufbau
Einfrent Aufstellung an der Wand, frei im Raum, Rücken an Rücken	Sammelschienenlage	oben	
	Bemessungsstrom	bis 3.270 A	
	Kabel-/Schienenführung	von unten	
	Sammelschienensystem	3-/4-polig	
Einfrent Aufstellung an der Wand, frei im Raum, Rücken an Rücken	Sammelschienenlage	oben	
	Bemessungsstrom	bis 3.270 A	
	Kabel-/Schienenführung	von oben	
	oder Anschlussraum	rückseitig	
Sammelschienensystem	3-/4-polig		
Einfrent Aufstellung an der Wand, frei im Raum, Rücken an Rücken	Sammelschienenlage	oben	
	Bemessungsstrom	bis 6.300 A	
	Kabel-/Schienenführung	von unten	
	Sammelschienensystem	3-/4-polig	
Einfrent Aufstellung an der Wand, frei im Raum, Rücken an Rücken	Sammelschienenlage	oben	
	Bemessungsstrom	bis 6.300 A	
	Kabel-/Schienenführung	von oben	
	oder Anschlussraum	rückseitig	
Sammelschienensystem	3-/4-polig		

Geräte-/Funktionsraum
 Sammelschienenraum
 Kabel-/Schienenanschlussraum
 Querverdrahtungsraum
 Bedienfronten

Tab. 10/3: Feldtypen und Anordnung der Sammelschienen in den Feldern

[zurück zu Seite 220](#)

Sammelschienenlage hinten			
Aufstellung	Sammelschienensystem		Feldaufbau
Einfront Aufstellung an der Wand, frei im Raum, Rücken an Rücken	Sammelschienenlage	hinten-oben oder -unten, oben und unten	
	Bemessungsstrom	bis 4.000 A	
	Kabel-/Schienenführung	von unten, von oben	
	Sammelschienensystem	3-/4-polig	
Einfront Aufstellung an der Wand, frei im Raum, Rücken an Rücken	Sammelschienenlage	hinten-oben oder -unten	
	Bemessungsstrom	bis 7.010 A	
	Kabel-/Schienenführung	von unten, von oben	
	Sammelschienensystem	3-/4-polig	
Doppelfront Aufstellung frei im Raum	Sammelschienenlage	mittig-oben oder -unten, oben und unten	
	Bemessungsstrom	bis 4.000 A	
	Kabel-/Schienenführung	von oben, von unten	
	Sammelschienensystem	3-/4-polig	
Doppelfront Aufstellung frei im Raum	Sammelschienenlage	mittig-oben oder -unten	
	Bemessungsstrom	bis 7.010 A	
	Kabel-/Schienenführung	von unten, von oben	
	Sammelschienensystem	3-/4-polig	

Geräte-/Funktionsraum
 Sammelschienenraum
 Kabel-/Schienenanschlussraum
 Querverdrahtungsraum
 Bedienfronten

Tab. 10/3: Feldtypen und Anordnung der Sammelschienen in den Feldern

[zurück zu Seite 220](#)

10.2 Planungshinweise

Aufstellung – Abstände und Gangbreiten

Bei der Aufstellung von Niederspannungs-Schaltanlagen sind vom Hersteller vorgegebene Mindestabstände der Schaltanlagen zu Hindernissen zu beachten (Abb. 10/4). Mindestabmessungen von Bedien- und Wartungsgängen sind nach IEC 60364-7-729 (VDE 0100-729) bei der Planung des Platzbedarfs zu berücksichtigen (Abb. 10/5, Abb. 10/6).

Aufstellung – Abstände und Gangbreiten

Besonders folgende Punkte sollten bei einer Planung der NSHV beachtet werden:

- Maximal zulässige Bestückung eines Feldes (zum Beispiel Anzahl von NH-Leisten unter Beachtung der Leistengröße und Belastung; die Herstellervorgaben sind zu beachten!)
- Minimale Feldbreite unter Berücksichtigung der Bestückungsdichte, der Kabelanschlussquerschnitte sowie der Anzahl der Kabel (eventuell muss ein breiterer Anschlussraum gewählt oder ein zusätzliches Feld eingeplant werden)
- Die Reduktionsfaktoren der Geräte sind entsprechend den Herstellerangaben zu beachten! Hierbei spielen der Einbauort, die Umgebungstemperatur und der Nennstrom eine wesentliche Rolle (Besondere Beachtung bei Strömen größer 2.000 A!)
- Die Dimensionierung von Kompensationsanlagen richtet sich stark nach Einsatzort (Büro, Fertigung, ...) und Netzverhältnissen (Oberschwingungsanteil, VNB-Vorgaben, Tonfrequenz etc.). Als grobe Abschätzung kann mit bis zu etwa 30% (in der Industrie) der Transformatorenleistung gerechnet werden, wenn keine konkreten Anhaltspunkte für die Planung gegeben sind. Bei verstärktem Einsatz von Schaltnetzteilen, wie zum Beispiel beim IKT-Equipment in Büroräumen, kann es vorkommen, dass der Leistungsfaktor sogar kapazitiv wird. Dabei ist zu beachten, dass diese Netzteile häufig Netzurückwirkungen in Form von Oberschwingungen verursachen, die durch passive oder aktive Filter reduziert werden können (siehe Kap. 5)
- Die Entscheidung zwischen zentralem oder dezentralem Einsatz der Kompensation (siehe Kap. 5) richtet sich nach dem Netzaufbau (Schwerpunkt der Blindstromverursacher). Bei dezentraler Anordnung der Kompensationsanlagen sind entsprechende Abgänge (NH-Leisten, Leistungsschalter etc.) in der NSHV vorzusehen

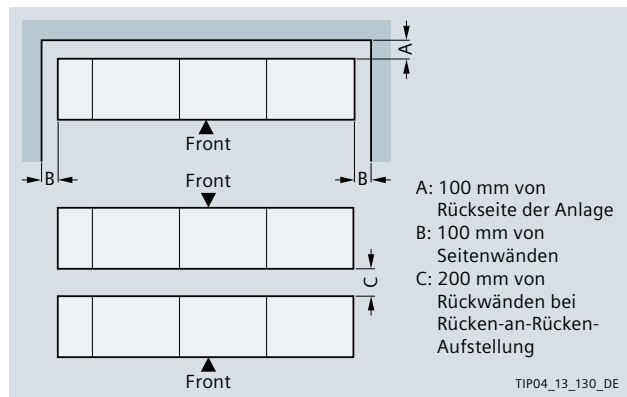


Abb. 10/4: Abstände zu Hindernissen

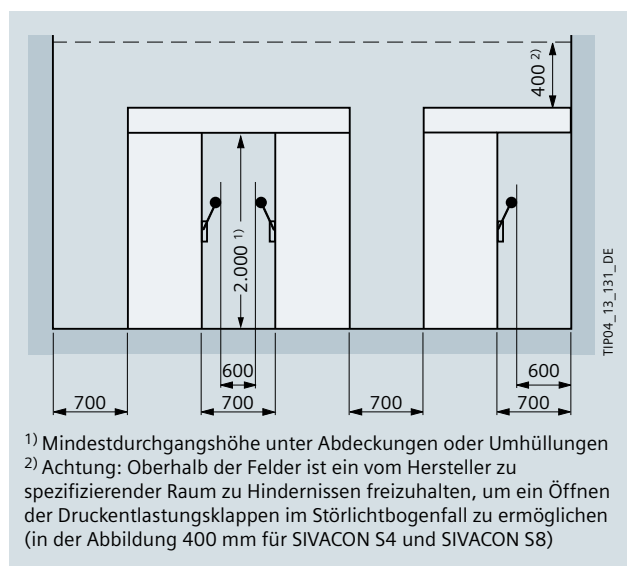


Abb. 10/5: Reduzierte Gangbreiten im Bereich offener Türen in mm

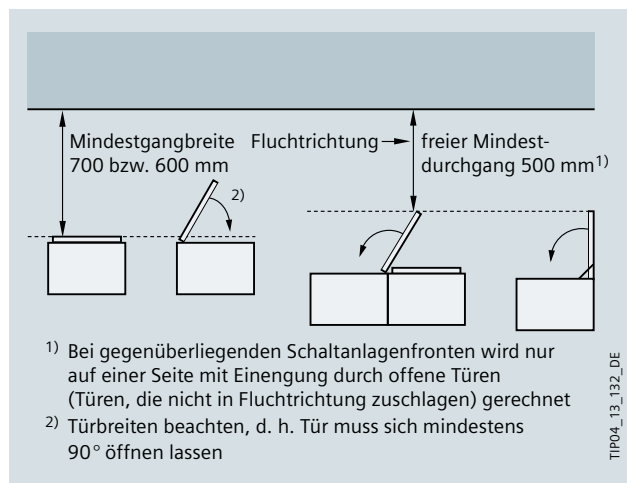


Abb. 10/6: Mindestgangbreite nach IEC 60364-7-729 (VDE 0100-729)

- Generatorgespeiste Netze dürfen nicht kompensiert werden, wenn es durch eine Kompensationsregelung zu Problemen in der Generatorsteuerung kommen kann (Abschalten der Kompensation bei Umschaltung auf Generatorbetrieb oder feste, auf den Generator abgestimmte Kompensation sind möglich)
- Die Verdrosselung einer Kompensationsanlage hängt von den Anforderungen des Netzes, des Kunden und auch des VNB ab

Transporteinheiten

Je nach vorhandenen Einbringwegen im Gebäude können ein oder mehrere Felder zu Transporteinheiten (TE) zusammengefasst werden. Die maximale Länge einer TE sollte 2.400 mm nicht überschreiten. Für den Transport sowie die Dimensionierung von Gebäudekonstruktionen wie Doppel- oder Kabelboden sind die Feldgewichte heranzuziehen.

Achtung! Bei Verwendung eines Hubwagens zum Einsetzen von Leistungsschaltern oder Einschüben sind die Mindestgangbreiten auf den Hubwagen abzustimmen!

Doppelfrontanlagen

In der Doppelfrontanlage stehen die Felder in einer Reihe neben- und hintereinander. Wesentliche Eigenschaft einer Doppelfrontanlage ist der extrem wirtschaftliche Aufbau: die Abzweige auf beiden Bedienfronten werden aus nur einem Hauptsammelschienensystem versorgt. Dabei ist für die Zuordnung bestimmter Bausteine die Anlagenstruktur „Doppelfronteinheit“ notwendig.

Eine Doppelfronteinheit (Abb. 10/7) besteht aus mindestens zwei, maximal vier Feldern. Die Breite der Doppelfronteinheit wird durch das breiteste Feld (1) innerhalb der Doppelfronteinheit bestimmt. Dieses Feld kann auf der Vorder- oder Rückseite der Doppelfronteinheit platziert werden. Auf der gegenüberliegenden Seite können bis zu drei weitere Felder (2), (3), (4) platziert werden. Die Summe der Feldbreiten der Felder (2) bis (4) muss gleich der Feldbreite des breitesten Feldes (1) sein. Die Feldzusammenstellung innerhalb der Doppelfronteinheit ist bis auf nachfolgende Ausnahmen für alle Techniken möglich.

Ausnahmen! Nachfolgende Felder bestimmen die Breite der Doppelfronteinheit und dürfen nur mit einem Leerfeld kombiniert werden!

- Längskupplung (BCL)
- Einspeisung / Abgang 5.000 A
- Einspeisung / Abgang 6.300 A

Umweltbedingungen für Schaltanlagen

Das Außenklima und die äußeren Umweltbedingungen (natürliche Fremdstoffe, chemisch aktive Schadstoffe, Kleintiere) können verschieden stark auf die Schaltanlage einwirken. Die Wirkung ist abhängig von der klimatischen Ausrüstung des Schaltanlagenraums. Bei höheren Schadstoffkonzentrationen sind reduzierende Maßnahmen erforderlich, zum Beispiel:

- Ansaugen der Luft für den Betriebsraum von einer Stelle mit geringer Belastung
- Betriebsraum unter leichten Überdruck setzen (zum Beispiel durch Einblasen von unbelasteter Luft in die Schaltanlage)
- Schaltraumklimatisierung (Temperaturreduzierung, relative Luftfeuchte < 60 %, gegebenenfalls Schadstofffilter einsetzen)
- Reduzierung der Erwärmung (Überdimensionieren von Schaltgeräten beziehungsweise Komponenten wie Sammelschienen und Verteilschienen)

Störlichtbogensicherheit

Wie für Transformator und Mittelspannungs-Schaltanlagen kann ein in der Niederspannungs-Schaltanlage auftretender Störlichtbogen zu gefährlichen und folgenschweren Störungen führen und auch benachbarte Abgänge, Felder oder sogar die gesamte Anlage schädigen. Störlichtbögen können durch falsche Bemessung, Isolationsminderungen wie Verschmutzungen aber auch durch Handhabungsfehler entstehen. Hoher Druck und extrem hohe Temperaturen können fatale Folgen für den Bediener und die Anlage bis hin zum Gebäude haben.

Die Prüfung von Niederspannungs-Schaltanlagen unter Störlichtbogenbedingungen ist eine Sonderprüfung nach IEC/TR 61641 (VDE 0660-600-2 Beiblatt 1). Für die SIVACON Schaltanlagen von Siemens wurde der Nachweis der Personensicherheit durch die Prüfung unter Störlichtbogenbedingungen erbracht.

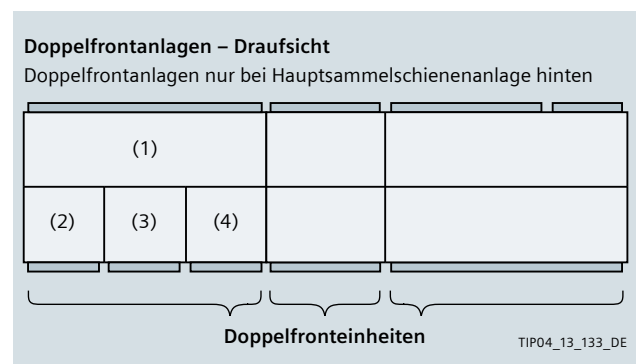


Abb. 10/7: Feldanordnung für Doppelfrontanlagen

Aktive Schutzmaßnahmen wie hochwertige Isolierungen von spannungsführenden Teilen, zum Beispiel der Sammelschienen, einheitliche und einfache Bedienung, integrierter Bedienfehlerschutz und richtige Anlagendimensionierung verhindern Störlichtbögen und somit Personenschäden. Passive Schutzmaßnahmen erhöhen die Personen- und Anlagensicherheit um ein Vielfaches. Dazu gehören störlichtbogensichere Scharnier- und Verschlussysteme, sichere Bedienung von Einschüben oder Leistungsschaltern hinter geschlossener Tür und Rückschlagklappen (SIVACON Schaltanlagen nutzen ein patentiertes System von hoher Zuverlässigkeit) hinter frontseitigen Lüftungsöffnungen, Lichtbogenbarrieren oder ein Störlichtbogenerfassungssystem verbunden mit der schnellen Abschaltung von Störlichtbögen. Die Wirksamkeit dieser Maßnahmen belegen unzählige, umfangreiche Störlichtbogenprüfungen unter „worst case“-Bedingungen an verschiedensten Feldtypen und Funktionseinheiten.

Die Störlichtbogenstufen (Abb. 10/8) beschreiben die Klassifizierung entsprechend der Eigenschaften unter Störlichtbogenbedingungen und die Begrenzung der Auswirkungen eines Störlichtbogens auf die Anlage beziehungsweise Anlagenbereiche.

Reduktion der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Störlichtbogens

In der intensiven Diskussion um die Störlichtbogen-erkennung beziehungsweise -abschaltung werden gern technisch aufwendige und teure Lösungen propagiert. Siemens bevorzugt dagegen bereits seit langem, einen Störlichtbogen durch vollständige Isolation (siehe Abb. 10/9) aller stromführenden Teile innerhalb der Anlage (Sammelschienen, Anschlüsse, Übergänge etc.) zu verhindern. Durch solche passiven Vorkehrungen wird ein Lichtbogen ausgeschlossen und braucht somit weder detektiert noch gelöscht werden.

Aktive Systeme zur Detektion und Abschaltung eines Störlichtbogens als Folge eines Fehlers müssen gewartet werden und schaffen hinsichtlich der Verfügbarkeit der Anlage keine Vorteile. Die Auswirkungen eines Störlichtbogens (Verunreinigungen, Metallspritzer etc.) mögen zwar gering sein, müssen aber in der Regel doch beseitigt werden. Zudem muss die Abschalteinrichtung des aktiven Systems getauscht werden. Dies kann eine aufwendige, zeitraubende Arbeit sein. Schaltanlagen sind zu 80 % an der Wand aufgestellt. Bei einer entsprechenden Form der inneren Unterteilung sind die Sammelschienen separat geschottet, was Ausfallzeit und Arbeitsaufwand für eine einfache Reinigung oder für den Austausch (Demontage des betroffenen Felds, gegebenenfalls Demontage der Anlage, um an die Hauptsammelschienen zu kommen) in die Höhe treibt.

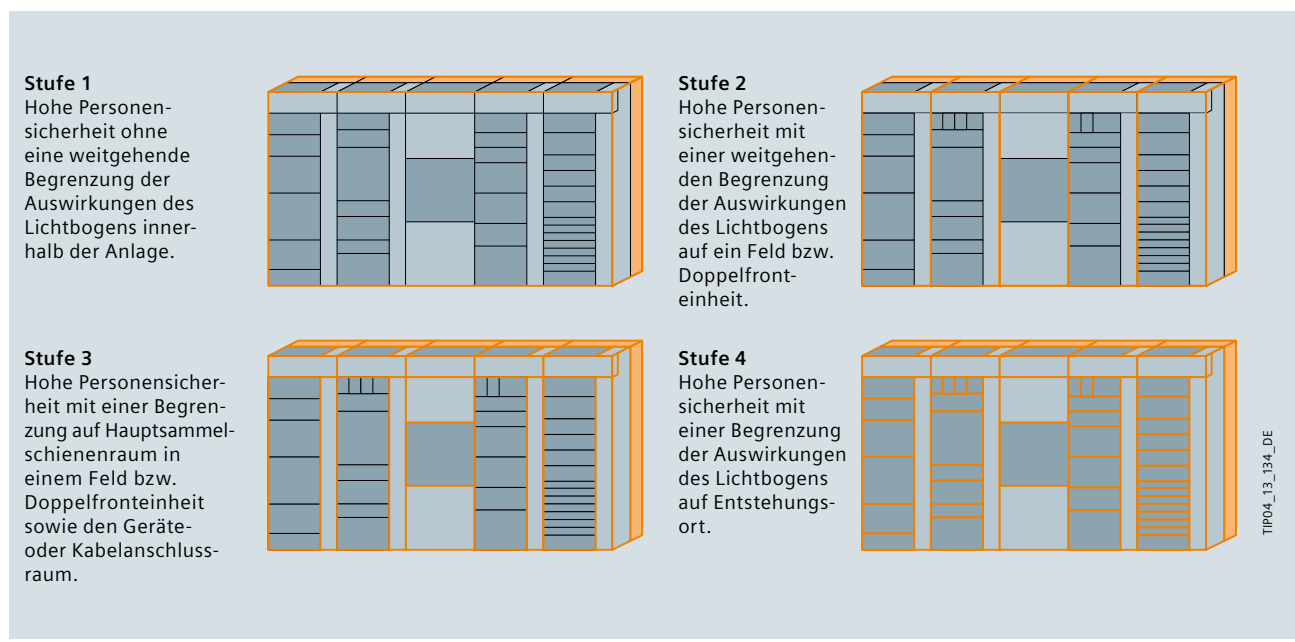


Abb. 10/8: Störlichtbogenstufen (Anlagensegmente, auf die der Lichtbogen begrenzt wird, sind orange gekennzeichnet)

Eine Überwachung der Abgangsbereiche in der Schaltanlage wird beim aktiven System aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht empfohlen, da Störlichtbögen in diesem Bereich durch das vorgeordnete Schutzgerät abgeschaltet werden sollten. Andernfalls würde ein solcher Fehler zur kompletten Abschaltung der Anlage führen.

Für die Überwachung der Einspeisung (Anschlussraum) muss das System auf das vorgeordnete Schutzgerät einwirken. Damit geht der Vorteil einer schnellen Abschaltung durch das aktive System bei diesem Fehler verloren. Zwar bietet Siemens auch ein aktives System zur Störlichtbogendetektion und -abschaltung an, favorisiert aber das für den Kunden vorteilhaftere passive System (vollständige Isolierung der Sammelschienen und Anschlüsse), da:

- Wirtschaftliche Aspekte, wie Investitions- und Servicekosten, sind sehr viel günstiger
- Verfügbarkeit der Anlage, verbunden mit Ausfallzeiten nahe Null, wird erhöht
- Personensicherheit wird verbessert
- Betriebliche Zuverlässigkeit ist höher als die eines funktionsgesteuerten, aktiven Systems
- Einspeise-, Abgangsbereiche (inklusive der Fächer bei Einschubtechnik) und Sammelschienenräume können isoliert ausgeführt werden
- Langjährige, nur positive Erfahrungen mit dem passiven Schutzsystem bestehen

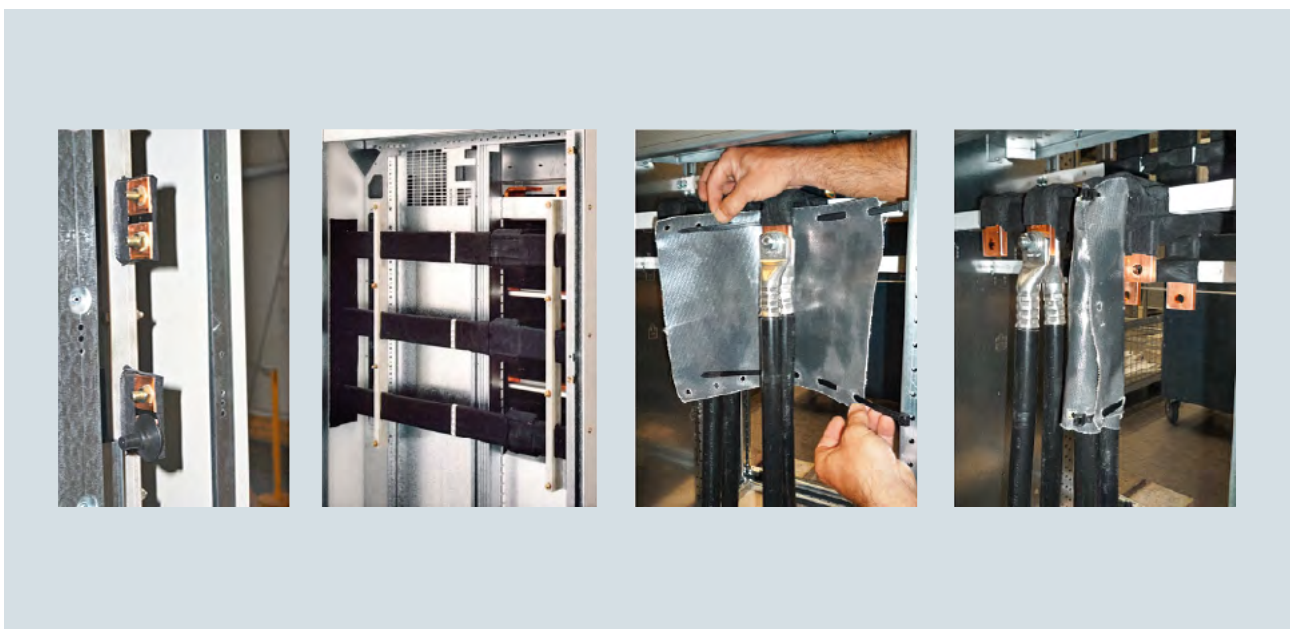


Abb. 10/9: Passives System zur Verhinderung eines Störlichtbogens mit isolierter Sammelschiene, Feldverbinder, Einspeisung und Abgang

[zurück zu Seite 226](#)

10.3 Motor-Control-Center

Sind motorische Antriebe vorhanden, werden Niederspannungs-Schaltanlagen als Motor-Control-Center (MCC) eingesetzt. Die Felder eines MCC werden in Festeinbau- oder Einschubtechnik ausgeführt und sind mit türverriegelndem Hauptschalter und Motor-Starter-Kombination ausgerüstet. Jeder Hauptschalter hat Motorschaltvermögen (das 6- bis 8-Fache des Bemessungsstroms I_r des Motors) und Trenneigenschaft, sodass ein Öffnen der Fachtür vor dem Einschub erst nach dem Ausschalten möglich ist.

Wegen der hohen Schalthäufigkeit von Motorabzweigen werden für das betriebsbedingte Ein- und Ausschalten der Motoren Leistungsschütze verwendet. Zum Einsatz kommen:

- Direktschütze für Normalanlauf
- Schützkombinationen für Wendeschaltungen
- Schützkombinationen für Stern-Dreieck-Anlaufschaltungen

Der Überlast- und Kurzschlusschutz der Motorabzweige lässt sich sowohl in sicherungsloser als auch in sicherungsbehafteter Technik ausführen:

- Sicherungslose Technik
 - mit Leistungsschalter für Kurzschluss- und Überlastschutz
 - mit Leistungsschalter (für den Kurzschlusschutz) und Überlastrelais (thermisch oder elektronisch für den Überlastschutz)

- Sicherungsbehaftete Technik mit Sicherungslasttrennschalter (die Sicherungen übernehmen den Kurzschlusschutz) und Überlastrelais (thermisch und elektronisch für den Überlastschutz)

10.4 Installationsverteiler

Entsprechend der IEC 61439-3 (VDE 0660-600-3) sind Installationsverteiler als Schaltgerätekombinationen der elektrischen Energieverteilung für eine Bedienung durch Laien definiert (DBO, en: distribution boards intended to be operated by ordinary persons). Sie sollen folgenden Kriterien genügen:

- Eine Bedienung durch Laien ist möglich, zum Beispiel beim Einsatz im Wohnbereich
- Die Abgangsstromkreise enthalten KurzschlussSchutz-einrichtungen
- Die Bemessungsspannung U_n gegen Erde ist maximal 300 V AC
- Der Bemessungsstrom I_n der Abgänge ist maximal 125 A und I_n der Schaltgerätekombinationen maximal 250 A
- Ein geschlossenes, ortsfestes Gehäuse ist für den Einsatz in der elektrischen Energieverteilung vorgesehen
- Innenraum- oder Freiluftaufstellung ist möglich
- Sie müssen mindestens der Überspannungskategorie III (siehe IEC 60439-1; VDE 0660-600-1) genügen

Unterschieden wird zwischen

- DBO Typ A mit einer Sammelschienenanordnung zur Aufnahme 1-poliger Betriebsmittel
- DBO Typ B mit einer Sammelschienenanordnung zur Aufnahme 1- und /oder mehrpoliger Betriebsmittel

Bemessungsbelastungsfaktor

Für DBO soll der Hersteller von Schaltgerätekombinationen Bemessungsbelastungsfaktoren (RDF, en: rated diversity factor) angeben. Der RDF ist in IEC 61439-1 (VDE 0660-600-1) definiert als „vom Hersteller der Schaltgerätekombination angegebener Prozentwert des Bemessungsstroms, mit dem die Abgänge einer Schaltgerätekombination dauernd und gleichzeitig unter Berücksichtigung der gegenseitigen thermischen Einflüsse belastet werden können“. Dadurch soll berücksichtigt werden, dass mehrere Funktionseinheiten des DBO wechselseitig oder nicht gleichzeitig belastet werden.

Wird vom Hersteller kein RDF angegeben, kann er entsprechend der Norm IEC 61439-3 (VDE 0660-600-3) abhängig von der Anzahl der Abgangsstromkreise angenommen werden (Tab. 10/4).

Für die Projektierung sind insbesondere folgende Punkte von Bedeutung:

Umgebungs- und Aufstellbedingungen, mechanische Beanspruchung

- Schutzart nach EN 60529 (VDE 0470-1) Berührungsschutz, Staub- und Wasserschutz
- Umgebungstemperatur und Klimabedingungen
- Korrosionsbeanspruchung
- Art der Aufstellung und Befestigung (zum Beispiel frei stehend, Wandbefestigung)
- Deckel beziehungsweise Türen (gegebenenfalls durchsichtig oder undurchsichtig)
- Abmessungen, Gewicht
 - maximal zulässige Außenabmessungen der Schaltanlage
 - maximal zulässige Abmessungen und Gewicht der Schaltanlage für Transport und Aufstellung am Einbauort
- Kabelkanal (gegebenenfalls Sockelverkleidung)
- Kabeleinführungen
- Art der Kabelverlegung (Kabelkanal, Pritschen und dergleichen)
- Geräteeinbau (fest oder Einsätze beziehungsweise Einschübe für schnellen Austausch)
- Zugänglichkeit der Geräte:
Im Betrieb bedienbare Teile wie Sicherungen, Leitungsschutzschalter etc. sind innerhalb der Schaltgerätekombinationen so zusammenzufassen und anzuordnen, dass sie für sich zugänglich sind (zum Beispiel über einen Schnellverschlussdeckel). Schütze und Sicherungen sind in getrennten Kästen unterzubringen

Anzahl der Abgangsstromkreise	Bemessungsbelastungsfaktor (RDF)
2 und 3	0,8
4 und 5	0,7
6 bis einschließlich 9	0,6
10 und mehr	0,5

Tab. 10/4: Bemessungsbelastungsfaktoren (RDF) für DBO gemäß IEC 61439-3 (VDE 0660-600-3) [zurück zu Seite 228](#)

Art der Aufstellung, Zugänglichkeit

Damit immer die wirtschaftlichste Bauweise gewählt werden kann, sollten vor dem Festlegen baulicher Maßnahmen die charakteristischen Merkmale der Schaltanlagen und Verteiler gegeneinander abgewogen und dann eine Entscheidung getroffen werden. Solche Merkmale sind:

- Offene oder geschlossene Bauweise (Art der Betriebsstätte)
- Selbsttragende Aufstellung: frei stehend im Raum, an einer Wand oder in einer Mauernische
- Nicht selbsttragende Aufstellung: zum Befestigen an der Wand, an einem Traggestell oder in einer Mauernische
- Art der Zugänglichkeit für die Montage, Wartung und Bedienung
- Abmessungen (Bauhöhe, Bautiefe, Baubreite)
- Hinweise über Baumaßnahmen

Auswahl der elektrischen Betriebsmittel

Für die in Schaltgerätekombinationen einzubauenden Betriebsmittel müssen berücksichtigt werden:

- Die für sie geltenden Gerätebestimmungen
- Die Eignung hinsichtlich Nenndaten, insbesondere Kurzschlussfestigkeit und Ausschaltvermögen
- Gegebenenfalls ist der Einbau von strombegrenzenden Schutzeinrichtungen erforderlich

Schutzmaßnahmen

- Schutz gegen direktes Berühren bei geöffneter Tür im Installationsverteiler durch Berührungsschutzabdeckungen, Schutzart IP30
- Schutz bei indirektem Berühren an allen Rahmen- und Verkleidungsteilen durch
 - Schutzklasse I (Schutzleiteranschluss) Kapselungen und Teile der tragenden Konstruktion aus Metall sind durch einen hochwertigen Oberflächenschutz gegen Korrosion geschützt. Metallteile von Schaltanlagen und Verteilern sind in die Schutzmaßnahme mit Schutzleiter einzubeziehen.
 - Schutzklasse II (Schutzisolierung) Werden Schaltanlagen oder Verteiler der Schutzklasse II eingesetzt, so ist darauf zu achten, dass die fabrikmäßig vorgesehene Schutzisolierung auf keinen Fall durch leitfähige Metallteile wie Schalterachsen, metallene Leitungsstützen, Schrauben etc. durchbrochen wird. Die inaktiven Metallteile innerhalb der Schutzisolierung, wie

Grundbleche und Gehäuse von Geräten, dürfen grundsätzlich nicht mit dem PE-Leiter beziehungsweise PEN-Leiter verbunden werden, auch wenn sie eine PE-Anschlussklemme haben. Sind Deckel oder Türen ohne Werkzeug oder Schlüssel zu öffnen, müssen alle inneren berührbaren leitfähigen Teile hinter einer Isolierstoffabdeckung in Schutzart IP2X angeordnet werden. Diese Abdeckungen dürfen nur mithilfe eines Werkzeugs abnehmbar sein. Das Durchschleifen von PE-Leitern ist gestattet.

Platzbedarf für Einbaugeräte, Sammelschienen und Klemmen

Beim Projektieren von Einbauten in gekapselten Schaltanlagen und Verteilern, insbesondere bei Kastenverteilern, muss über den reinen Platzbedarf der Geräte hinaus ausreichender Raum vorgesehen werden für

- Den Spannungsabstand (Luftstrecke) zur Kapselung
- Die Wärmeabfuhr der einzelnen Geräte
- Eventuell erforderlichen Ausblasraum bei Schaltgeräten
- Das Verdrahten
- Das Anschließen der äußeren Zu- und Ableitungen (Anschlussraum)
- Die Gerätezeichnung

Sowohl in der Projektdokumentation als auch in den fertigen Schaltgerätekombinationen ist eine klare Bezeichnung der zusammengehörigen Geräte zu verwenden. Dies gilt auch für die Zugehörigkeit der Sicherungen zu den Stromkreisen.

Zähler und Messgeräte sollten in Augenhöhe liegen. Alle Geräte, die manuell zu bedienen sind, sollten in Griffweite liegen (etwa auf einer Höhe zwischen 0,6 und 1,8 m). Unter Umständen sind Einschränkungen zu beachten, die sich aus dem Gebrauch eines Geräts in einer Kapselung ergeben, zum Beispiel für den Nennstrom und das Schaltvermögen.

Installationsverteiler werden als Unterputz-, Aufputz- und Standverteiler ausgeführt (siehe Abb. 10/10). Die Installation der Unterverteilungen erfolgt oft in beengten Nischen/Fluren. Daraus folgt häufig eine hohe Packungsdichte der Geräte. Damit es nicht zu Ausfällen der Geräte oder sogar Bränden durch Übertemperatur kommt, ist besonderes Augenmerk auf die zulässige Verlustleistung, bezogen auf die Verteilergröße, Schutzart und Umgebungstemperatur, zu legen.

Anschlussräume

Für den rationellen Ablauf der Anschlussarbeiten nach dem Aufstellen der Schaltanlagen und Verteiler ist der innerhalb oder auch außerhalb verfügbare Anschlussraum für abgehende Kabel und Leitungen entscheidend. Eine besonders kleine Kapselung erscheint wegen der kostengünstigen Anschaffung zunächst sehr wirtschaftlich. Wegen des beengten Anschlussraumes kann aber der Montageaufwand beim erstmaligen und auch späteren Anschließen von Kabeln und Leitungen so hoch sein, dass die Wirtschaftlichkeit dadurch verloren geht. Bei Kabeln mit großem Querschnitt ist darauf zu achten, dass genügend Platz für das Aufspreizen der Adern sowie das Rangieren vorhanden ist.

Wesentlich für die Auswahl und Anordnung der Unterverteilungen sind Anzahl und Lage, die sich aus den Planungsmodulen (siehe Kap. 3) ergeben, da sie für die Kosten für die Verkabelung eine Rolle spielen. Als Alternative zur Kabelverlegung und der Auftrennung in Unterverteilungen können Schienenverteilersysteme eingesetzt werden.

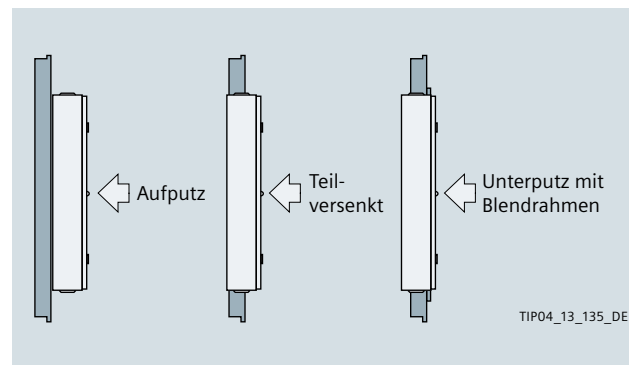


Abb. 10/10: Montagemöglichkeiten der Wandverteiler

10.5 Schienenverteilersysteme

Schienenverteilersysteme (BTS, en: busbar trunking system) gehören als Linienverteiler (siehe Abb. 10/11) ebenso zu der in der Normenreihe IEC 61439 (VDE 0660-600) erfassten Gruppe der Schaltgerätekombinationen. Neben den allgemeinen Festlegungen der IEC 61439-1 (VDE 0660-600-1) werden die geforderten Produkteigenschaften der BTS speziell in der IEC 61439-6 (VDE 0660-600-6) beschrieben. Die Bemessungsspannung darf bei Wechselspannung 1.000 V und bei Gleichspannung 1.500 V nicht übersteigen. BTS dürfen nicht nur gemeinsam mit den anderen Komponenten der elektrischen Energieverteilung betrieben werden, sondern können auch mit der Erzeugung, Übertragung und Umwandlung elektrischer Energie und mit der Steuerung elektrischer Verbraucher in Verbindung gebracht werden. Ausgenommen von der IEC 61439-6 (VDE 0660-600-6) sind unter anderem elektrische Stromschienensysteme für Leuchten (nach IEC 60570; VDE 0711-300). Dabei können aber Beleuchtungssysteme an BTS angeschlossen werden und kommunikationsfähige Abgangskästen zum Steuern von Verbrauchern und zum Schalten von Leuchten genutzt werden (siehe Abb. 10/11).

Für die Planung werden neben den Einspeiseleistungen (zum Beispiel Bemessungs- und Kurzschlussströme der einspeisenden Transformatoren) und Anschlusswerten der BTS folgende Angaben herangezogen:

- Zulässiger Spannungsfall
- Erforderliche Schutzart
- Netzform
- Abwägen zwischen den Versorgungskonzepten Kabel- oder Schienenverteilersystem
- Kurzschlussfestigkeit
- Überlast- und Kurzschlusschutz

Aufbau

Je nach Projektgegebenheiten können unterschiedliche Schienenverteilersysteme gewählt werden:

- Sandwich-Bauweise für kompakte Abmessungen
- Belüfteter Schienenaufbau für eine sehr gute Wärmeabfuhr (Achtung: Bei Steigleitungen kann der Kamineffekt eines geschlossenen Kastensystems Vorteile bieten)
- Vergossenes Schienenverteilersystem, wenn in kritischen Umgebungen höchste Anforderungen an die Schutzart gestellt werden

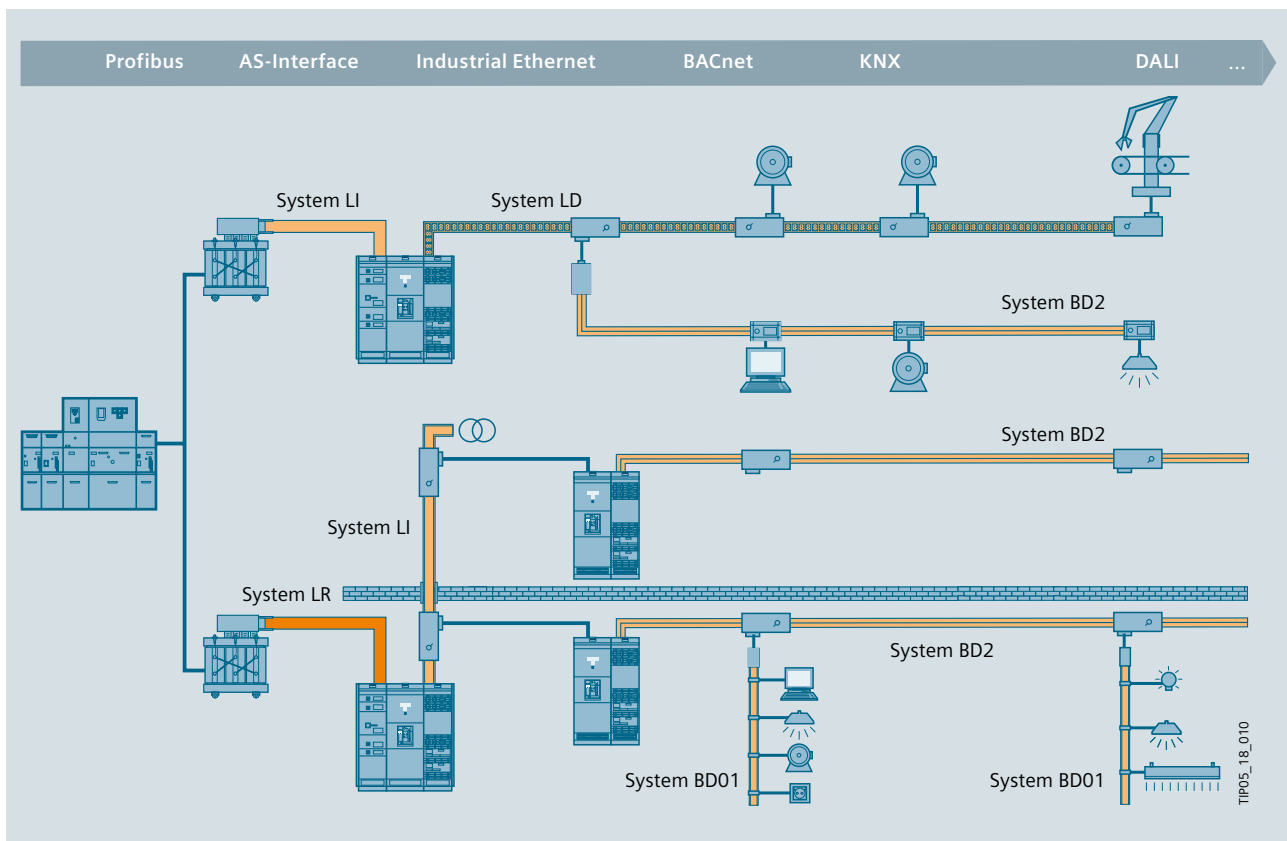


Abb. 10/11: Schienenverteilersysteme für unterschiedliche Anforderungen und Lasten

Die verschiedenen Systeme können eine unterschiedliche Anzahl von Leitern führen. Der PE-Leiter kann als eigene Schiene oder als Gehäuse realisiert werden. Der N-Leiter kann einfach oder doppelt ausgeführt werden. Wie in Kap. 5 gezeigt, können zur Verbesserung der EMV die Leiter in einem Gehäuse doppelt geführt werden.

Leitermaterial

Beim Leitermaterial kann zwischen Aluminium und Kupfer gewählt werden. Der Kupferpreis stieg in den drei Jahren von 2010 bis 2012 von rund 4.000 auf 6.000 Euro pro Tonne, der für Aluminium von etwa 1.300 auf 1.600 Euro pro Tonne¹⁾. Soll Aluminium als Leitermaterial verwendet werden, schlagen jedoch die um rund 60% größeren Leiterquerschnitte zu Buch, die wegen der gegenüber Kupfer geringeren Leitfähigkeit nötig sind. Andererseits ist Aluminium rund 35% leichter als Kupfer.

Bei der Verwendung von Aluminium benötigen die erforderlichen größeren Leiterquerschnitte mehr Platz. Während dies bei Hochspannungsleitungen keine Rolle spielt, kann es in einem dicht bestückten Schaltschrank oder bei der Führung von Schienenverteilersystemen im Gebäude schon das K.-o.-Kriterium sein. Kein Kriterium dagegen ist die Oxidationsfähigkeit von Aluminium, da die Aluminiumschienen von Siemens verzinkt sind und so kein Kontakt Aluminium-Luft besteht oder die berüchtigte Fließneigung von Aluminium, die zu einer Lockerung von Schraubverbindungen führen kann.

Einen groben Anhalt für die Anwendung der beiden Materialien bieten die Abschätzungen der materialspezifischen Relationen als Verhältnis:

- Marktpreis Rohmaterial Cu zu Al
verhält sich wie 3 : 1
- Gewicht Cu zu Al
verhält sich wie 3 : 1
- Volumenbezogener spezifischer Widerstand (1 / Leitfähigkeit)
verhält sich wie 3 : 5
- Massenbezogener spezifischer Widerstand (1 / Leitfähigkeit)
verhält sich wie 2 : 1
- Leistungsbezogene Kosten pro Ampere (übertragener Strom)
verhält sich wie 5 : 1

Energietransport

Für den Energietransport werden Schienenkästen ohne Abgangsstellen eingesetzt. Diese sind in Standardlängen und Passlängen erhältlich. Neben den Standardlängen kann der Anwender innerhalb von mehreren Längenbereichen beliebige Längen auswählen, um den baulichen Gegebenheiten gerecht zu werden.

Ab einem Nennstrom von etwa 1.600 A haben Stromschienen in der Regel deutliche Vorteile gegenüber Kabel und Leitungen bei Material- und Montagepreisen sowie bei den Kosten für Hilfsmaterial wie zum Beispiel Endverschlüsse oder bei Mauerdurchführungen. Sowohl diese Kosten als auch die Zeitvorteile bei der Installation nehmen mit steigendem Nennstrom zu. [Tab. 10/6](#) fasst die wesentlichen Unterschiede zwischen Kabelinstallationen und Schienenverteilersystemen zusammen.

Variable Energieverteilung

Bei Schienenverteilersystemen kann der Strom, anders als bei der Kabelinstallation, nicht nur an ein für alle Mal festgelegten Stellen entnommen werden. Stromabgänge können vielmehr in der gesamten mit Energie zu versorgenden Anlage beliebig variiert werden. Zur Energieabnahme genügt es, einen Abgangskasten an der Abgangsstelle auf das Schienensystem zu stecken. Es entsteht eine variable Verteileranlage für eine linien- und /oder flächendeckende, dezentrale Energieverteilung. Die Abgangsstellen sind ein- oder beidseitig an den geraden Schienenkästen angebracht. Zur Energieentnahme und zum Anschluss der Verbraucher steht je nach Schienenverteilersystem eine breite Auswahl an Abgangskästen zur Verfügung.

Brandschutz

Beim Brandschutz beachtet man

- Die Minderung der Brandlast
- Die Verhinderung der Brandausbreitung

Dabei muss die gesamte Länge betrachtet werden, da sich die elektrischen Trassierungen durch das ganze Gebäude ziehen können und zur Versorgung besonderer Anlagen und Systeme dienen wie:

- Personenaufzüge mit Evakuierungsschaltung
- Brandmeldeanlagen
- Notstromanlagen
- Lüftungsanlagen von Sicherheitstreppten, Fahrstschächten und Triebwerksräumen von Feuerwehraufzügen
- Wasserdruckerhöhungsanlagen zur Löschwasserversorgung
- Sicherheitsbeleuchtungen

¹⁾ E-Installation, 2. Ausgabe 2012; Siemens AG

Damit „der Entstehung und der Ausbreitung von Feuer und Rauch vorgebeugt wird, und bei einem Brand wirksame Löscharbeiten und die Rettung von Menschen und Tieren möglich sind“ (Landesbauordnungen in Deutschland) darf weder Feuer noch Rauchgas von einem Geschoss oder Brandabschnitt in einen anderen übertragen werden. Bei Schienenverteilersystemen können die Brandschottungen zwischen verschiedenen Brandabschnitten im Gebäude entsprechend den Feuerwiderstandsklassen S60, S90 und S120 nach DIN 4102-9, je nach Ausführung und Typ, mitbestellt werden. Die Brandabschottungen müssen mindestens die gleiche Feuerwiderstandsklasse wie die betroffene Wand oder Decke besitzen.

Für den Funktionserhalt kann es nötig sein, die Trasse mit einer zusätzlichen Schutzeinhausung zum Raum hin abzusichern. Abhängig von der geforderten Klasse des Funktionserhalts und dem geplanten Tragesystem werden unterschiedliche Ausführungsvarianten mit Promatect-Platten angeboten (2-, 3- oder 4-seitige Umbauung, siehe Abb. 10/12). In späteren Planungsschritten sind wegen der schlechteren Belüftung / Temperaturableitung durch die Schutzeinhausung die von den Herstellern angegebenen Reduktionsfaktoren zu berücksichtigen, um die maximal zulässigen Ströme zu bestimmen. Für eine erste Abschätzung kann ein Reduktionsfaktor von 0,5 angenommen werden.

Im Gegensatz zu kostengünstigen Kabeln und Leitungen enthalten die in BTS eingesetzten Isolierstoffe keine Werkstoffe, die im Brandfall korrosive oder giftige Gase freisetzen. Außerdem kommt es nicht zu einem Abbrand von Material der BTS, so dass die Räume sauber bleiben und keine Beeinträchtigung der Fluchtwege erfolgt.

Wie für Niederspannungs-Schaltanlagen kann für die BTS ein Bauartnachweis geführt werden. Der Bauartnachweis wird, abhängig vom untersuchten Merkmal, durch Prüfung, Berechnung und Konstruktionsnachweis geführt (siehe Tab. 10/5).

Im Vergleich mit der klassischen Kabelinstallation bieten BTS viele netz- und anlagentechnische Vorteile, wie die Gegenüberstellung in Tab. 10/6 zeigt.

Zur Veranschaulichung werden in Abb. 10/13 die Leitungsführungen für einfache elektrische Energieverteilungssysteme gezeigt. Änderungen und Umbau der elektrischen Energieverteilung bedeuten bei Kabelinstallationen in der Regel einen zeitlich wie auch finanziell deutlich höheren Aufwand als für BTS.

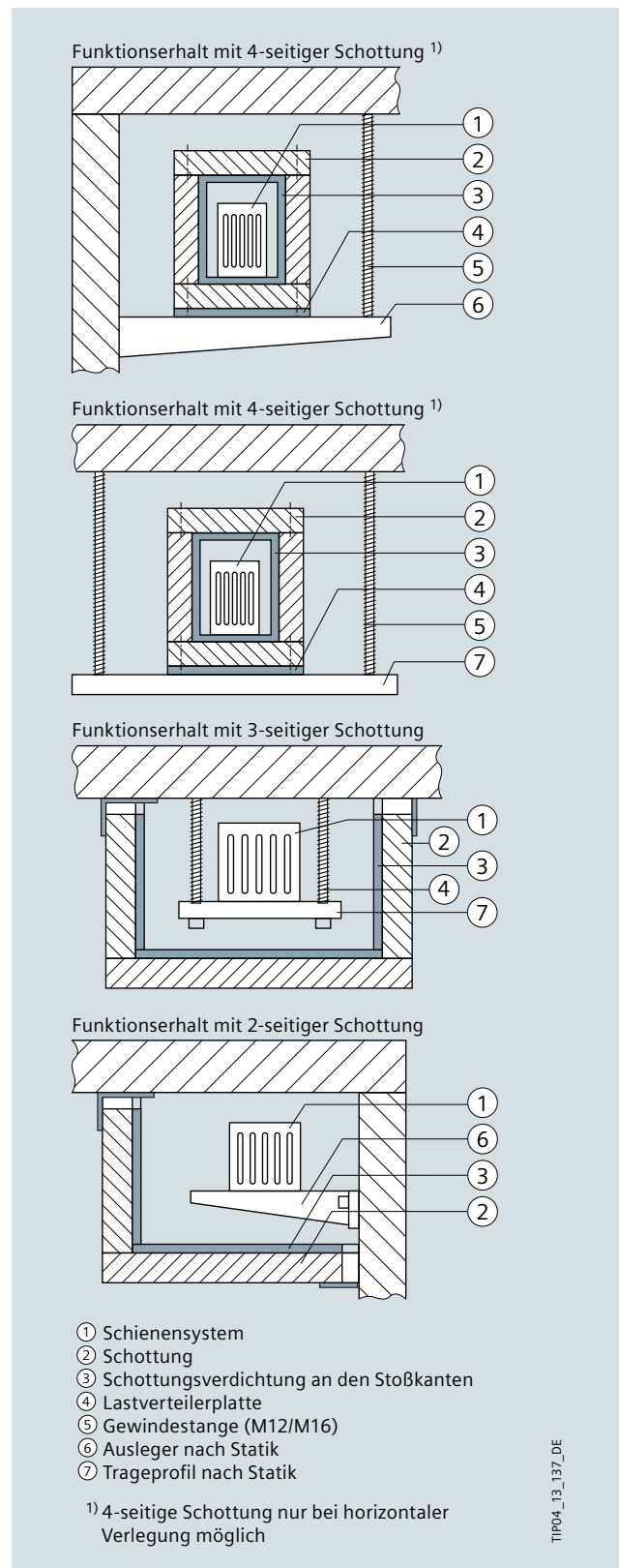


Abb. 10/12: Funktionserhalt durch Abschottung

	Nachzuweisende Merkmale	Nachweis durch ...		
		Prüfung	Berechnung	Konstruktionsregeln
Festigkeit von Werkstoffen und Teilen:				
	Korrosionsbeständigkeit	Ja	Nein	Nein
Eigenschaften von Isolierwerkstoffen:				
	Widerstandsfähigkeit von Isolierstoffen gegen Wärme	Nein	Nein	Ja
	Wärmebeständigkeit	Ja	Nein	Nein
	Widerstandsfähigkeit gegen außergewöhnliche Wärme und Feuer aufgrund von inneren elektrischen Auswirkungen	Ja	Nein	Ja
	Beständigkeit gegen UV-Strahlung	Ja	Nein	Ja
	Schlagprüfung	Ja	Nein	Nein
	Aufschriften	Ja	Nein	Nein
	Widerstandsfestigkeit gegen mechanische Belastung	Ja	Nein	Nein
	Prüfungen mit thermischen Zyklen	Ja	Nein	Nein
	Schutzart von Umhüllungen	Ja	Nein	Ja
	Luftstrecken	Ja	Nein	Ja
	Kriechstrecken	Nein	Nein	Ja
Schutz gegen elektrischen Schlag und Durchgängigkeit von Schutzleiterkreisen:				
	Durchgängigkeit der Verbindung zwischen Körpern des BTS und Schutzleiterstromkreises	Ja	Nein	Nein
	Kurzschlussfestigkeit des Schutzleiterkreises	Ja	Nein	Nein
	Einbau von Betriebsmitteln	Nein	Nein	Ja
	Innere elektrische Stromkreise und Verbindungen	Nein	Nein	Ja
	Anschlüsse für von außen eingeführte Leiter	Nein	Nein	Ja
Isolationseigenschaften:				
	Betriebsfrequente Spannungsfestigkeit	Ja	Nein	Nein
	Stoßspannungsfestigkeit	Ja	Nein	Ja
	Erwärmungsgrenzen	Ja	Ja	Nein
	Kurzschlussfestigkeit	Ja	Ja	Nein
	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	Ja	Nein	Ja
	Mechanische Funktion	Ja	Nein	Nein
	Widerstand gegen Brandausbreitung	Ja	Nein	Nein
	Feuerwiderstandsdauer von Schienenverteilereinheiten mit Brandabschottung	Ja	Nein	Nein

Tab. 10/5: Bauartnachweis für BTS nach IEC 61439-6 (VDE 0660-600-6)

[zurück zu Seite 233](#)

Merkmal	Schienenverteilersystem	Kabelinstallation
Netzaufbau	linienförmiger Aufbau mit seriell angeordneten Verbraucherabgängen über Abgangskästen	große Kabelhäufung am Einspeisepunkt aufgrund sternförmiger Versorgung der Verbraucher
Betriebs-sicherheit	Bauartprüfung nach IEC 61439-6 (VDE 0660-600-6)	abhängig von der jeweiligen Ausführungsqualität
Flexibilität	Variabel einsetzbare Abgangskästen, die ergänzt und getauscht werden können; Montagearbeiten auch unter Spannung möglich	hoher Aufwand durch Spleißungen, Klemmstellen, Muffen, Parallelleitungen etc.; Montagearbeiten nur im spannungsfreien Zustand möglich
Brandlast	sehr geringe Brandlast	PVC-Kabel: bis 10-fach höhere Brandlast als bei BTS PE-Kabel: bis 30-fach höhere Brandlast als bei BTS
Elektro-magnetische Beeinflussung	Stahlblechkapselung	starke Beeinflussung bei Standardkabeln; bei Einleiterkabeln stark abhängig von der Art der Bündelung
Strom-belastbarkeit	hohe Strombelastbarkeit	Verlegeart, Häufung und Betriebsbedingungen bestimmen Grenzwerte
Halogen-/PVC-Freiheit	Schienenkästen sind grundsätzlich halogenfrei	Standardkabel sind nicht halogen- und PVC-frei; halogenfreie Kabel sind teuer
Platzbedarf	kompakte Bauweise durch hohe Strombelastbarkeit, standardmäßige Winkel- und Versatzelemente	viel Platzbedarf durch Biegeradien, Verlegeart, Häufung sowie Strombelastbarkeit
Gewicht	im Vergleich zum Kabel Gewichtsreduktion auf die Hälfte oder sogar ein Drittel	bis zu 3-faches Gewicht eines vergleichbaren BTS
Montage	unkomplizierte Montage ist mit einfachen Hilfswerkzeugen und kurzen Montagezeiten möglich	aufwendige Montage ist nur mit zahlreichen Hilfswerkzeugen möglich; deutlich längere Montagezeiten

Tab. 10/6: Vergleich charakteristischer Merkmale von BTS und klassischer Kabelinstallation

[zurück zu Seite 232](#)

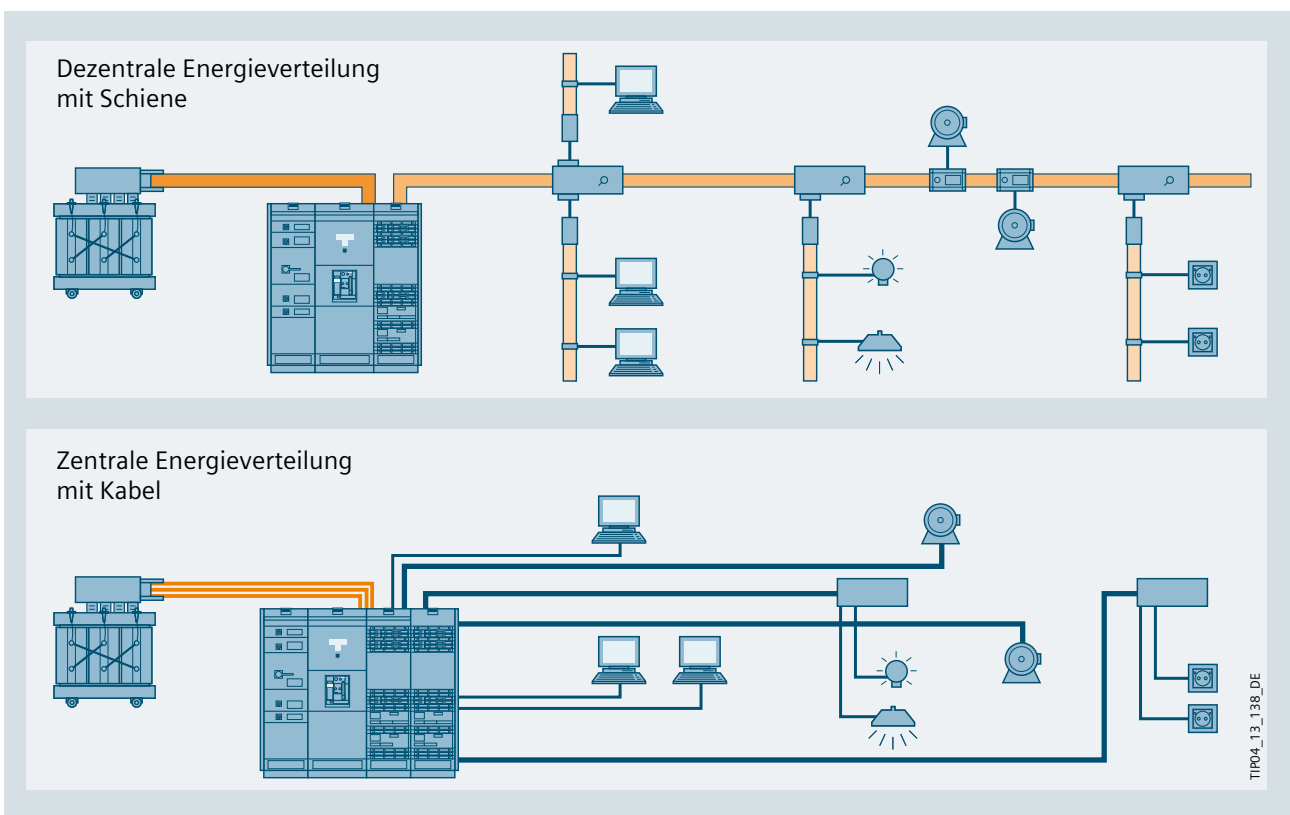


Abb. 10/13: Vergleich Leitungsführungen für Kabelinstallation und BTS

[zurück zu Seite 233](#)

Inhalt
Einleitung
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17



Kapitel 11

Niederspannungs- Schutz- und Schaltgeräte

11.1 Stromkreise und Gerätezuordnung	240
11.2 Anforderungen an die Schutzgeräte in den drei Stromkreisarten	241
11.3 Fehlerstrom- und Brandschutzschalter	244

11 Niederspannungs-Schutz- und Schaltgeräte

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Bei der Parametrierung und Koordination des Niederspannungs-Netzschutzes stehen das schnelle und zuverlässige Erkennen von Fehlerart und Fehlerort sowie das selektive Heraustrennen der gestörten Netz- und Anlagenteile aus dem Netzverband im Vordergrund. Die Niederspannungs-Schutz- und Schaltgeräte müssen daher folgende Funktionen erfüllen:

- Schutz bei Überstrom,
 - Schutz bei Kurzschluss
 - Schutz bei Überlast
- Schutz bei Übertemperatur

Die Geräte müssen (Abb. 11/1) entsprechend den völlig unterschiedlichen Aufgaben wie zum Beispiel Leitungs-, Personen- und Brandschutz, Blitzstrom- und Überspannungsschutz sowie für den Geräte- und Anlagenschutz ausgewählt werden:

- Leistungsschalter übernehmen den Überlast- und Kurzschlusschutz von Anlagen, Motoren, Generatoren und Transformatoren im Fehlerfall. Sie werden auch als Einspeise- und Abzweigschalter in Verteilern eingesetzt sowie als Hauptschalter und NOT-AUS-Schalter in Verbindung mit abschließbaren Drehantrieben
- Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen und Brandschutzschalter werden für den Personen- und Brandschutz eingesetzt:
 - Personenschutz
Beschädigungen der Isolierung können zu Fehlerzuständen führen, die zusätzliche Maßnahmen entsprechend der Norm IEC 60364-1 (VDE 0100-100) gegen zu hohe Körperströme erfordern. Den optimalen Schutz vor gefährlichen Körperströmen bei indirektem und weitestgehend bei direktem Berühren (mit Bemessungsfehlerstrom ≤ 30 mA) erreicht man mit Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen
 - Brandschutz
Bei Kurzschlüssen beziehungsweise Erdschlüssen besteht vor allem dann Brandgefahr wenn an der Lichtbogenstelle relativ hohe Widerstände im Fehlerstromkreis auftreten. Eine Abschaltung des Fehlers durch vorgeschaltete Überstrom-Schutzeinrichtungen, wie Sicherung oder Leitungsschutzschalter, ist bei relativ kleinen Strömen nicht immer sicher gegeben. Bereits eine Wärmeleistung von 60 W kann bei Vorhandensein von Sauerstoff oder Luft dazu führen, dass der Zündpunkt erreicht wird. Auch hier bietet eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit einem Bemessungsfehlerstrom ≤ 300 mA oder besser noch ein Brandschutzschalter einen umfassenden Schutz

- Leitungsschutzschalter und Sicherungen werden vorwiegend als Kabel- und Leitungsschutz verwendet. Bediensicherheit und Montagesicherheit sind Grundvoraussetzung für ihren Einsatz und der Anbau eines Fehlerstrom-Schutzschalterblocks ermöglicht zusätzlich die Integration der Fehlerstrom-Schutzfunktion
- Trenner erlauben das sichere Freischalten nachgeordneter Anlagenteile und Verbraucher. Sie werden zum Beispiel als NOT-AUS- und Reparaturschalter in Verteilern eingesetzt. Daher steht der Personenschutz im Vordergrund. Sie erfüllen in der Offen-Stellung die für die Trennfunktion festgelegten Bedingungen
- Abgestimmte Kombinationen von Leistungsschaltern, Sicherungen, Leitungsschutz- und Fehlerstrom-Schutzschaltern bewirken einen umfassenden Anlagenschutz in Bezug auf Kurzschluss-, Überlast- und Brandschutz. Darüber hinaus kann die elektrische Anlage durch den koordinierten Einsatz von Blitzstrom- und Überspannungsableitern gegen Überspannungen infolge elektrostatischer Entladungen, Schaltüberspannungen und Blitzeinschlägen geschützt werden. Ein in diesen Anwendungsfeldern optimaler Anlagenschutz wird durch die Abstimmung der einzelnen Komponenten gewährleistet. Schäden an den immer teureren und empfindlicheren Geräten und Anlagen werden so zuverlässig verhindert

Siemens Schalt- und Schutzgeräte (Auszug aus dem Portfolio)

Leistungsschalter

	Offene Leistungsschalter 3WL
	Kompaktleistungsschalter 3VA, 3VL
	Motorschutzschalter 3RV

Leitungsschutzschalter, Schütz und Überspannungsableiter

	Leitungsschutzschalter 5SL
	Insta-Schütz 5TT5
	Überspannungsableiter 5SD7

Fehlerstrom- und Brandschutzeinrichtungen

	FI-Schutzschalter 5SM3, 5SV
	Brandschutzschalter 5SM6

Sicherungssysteme

	Sicherungssystem NEOZED
	Sicherungssystem DIAZED
	NH-Sicherungssystem
	Halbleiterschutzsicherungen SITOR

Lasttrennschalter mit/ohne NH-Sicherungen

	NOT-AUS-Schalter 3LD
	Lasttrennschalter ohne NH-Sicherungen 3KA, 3KD
	Lasttrennschalter mit NH-Sicherungen 3NJ6, Leistenbauform
	NH-Sicherungs-Lasttrennschalter 3NP
	NH-Sicherungs-Lasttrennschalter 3NJ4, Leistenbauform

TIP05_18_015_DE

Abb. 11/1: Übersicht Schalt- und Schutzgeräte

zurück zu Seite 238

11.1 Stromkreise und Gerätezuordnung

Den in Kap. 6 beschriebenen Stromkreisen einer Niederspannungs-Energieverteilung lassen sich die Schutz- und Schaltgeräte entsprechend ihren Kernfunktionen und technischen Möglichkeiten zuordnen. Dies ist in Tab. 11/1 zusammengefasst. Der Personenschutz ist für alle Stromkreise zu beachten. Abb. 11/2 zeigt mit Piktogrammen die Zuordnung der Schutz- und Schaltgeräte zu den Stromkreisen.

Die wichtigsten Auswahlkriterien für die Schalt- und Schutzgeräte in den einzelnen Stromkreisen sind:

- Art der Anwendung
zum Beispiel Anlage, Motor, Trenner
- 3- oder 4-polige Ausführung
- Einbautechnik,
zum Beispiel Festeinbau-, Steck- oder Einschubtechnik
- Nennstrom I_n
zum Beispiel ACB: 6.300 A; MCCB: 1.600 A; Sicherung: 630 A

Stromkreis	Aufgabe	Schutzgerät
Einspeisestromkreis	Anlagenschutz	Offener Leistungsschalter (ACB)
Verteilerstromkreis	Anlagenschutz	Offener Leistungsschalter (ACB) Kompaktleistungsschalter (MCCB) Sicherungslasttrennschalter (Si-LT) Lasttrennschalter mit Sicherung (LT-Si)
Endstromkreis	Motor-schutz, Geräte-schutz	Leistungsschalter für Motorschutz (MCCB) Sicherungslasttrennschalter (Si-LT) Lasttrennschalter mit Sicherung (LT-Si) Schutz für den Motorstart (MSP: motor starter protection)

Tab. 11/1: Aufteilung der Schutz- und Schaltgeräte in der Niederspannungs-Energieverteilung entsprechend der Stromkreise

- Bemessungsgrenzkurzschlussausschaltvermögen I_{cu}
- Typ des Auslösers
zum Beispiel L, S oder I (siehe Kap. 6); elektronisch oder thermomagnetisch; beeinflusst Selektivität und Schutzeinstellung
- Kommunikationsmöglichkeiten und Datentransfer

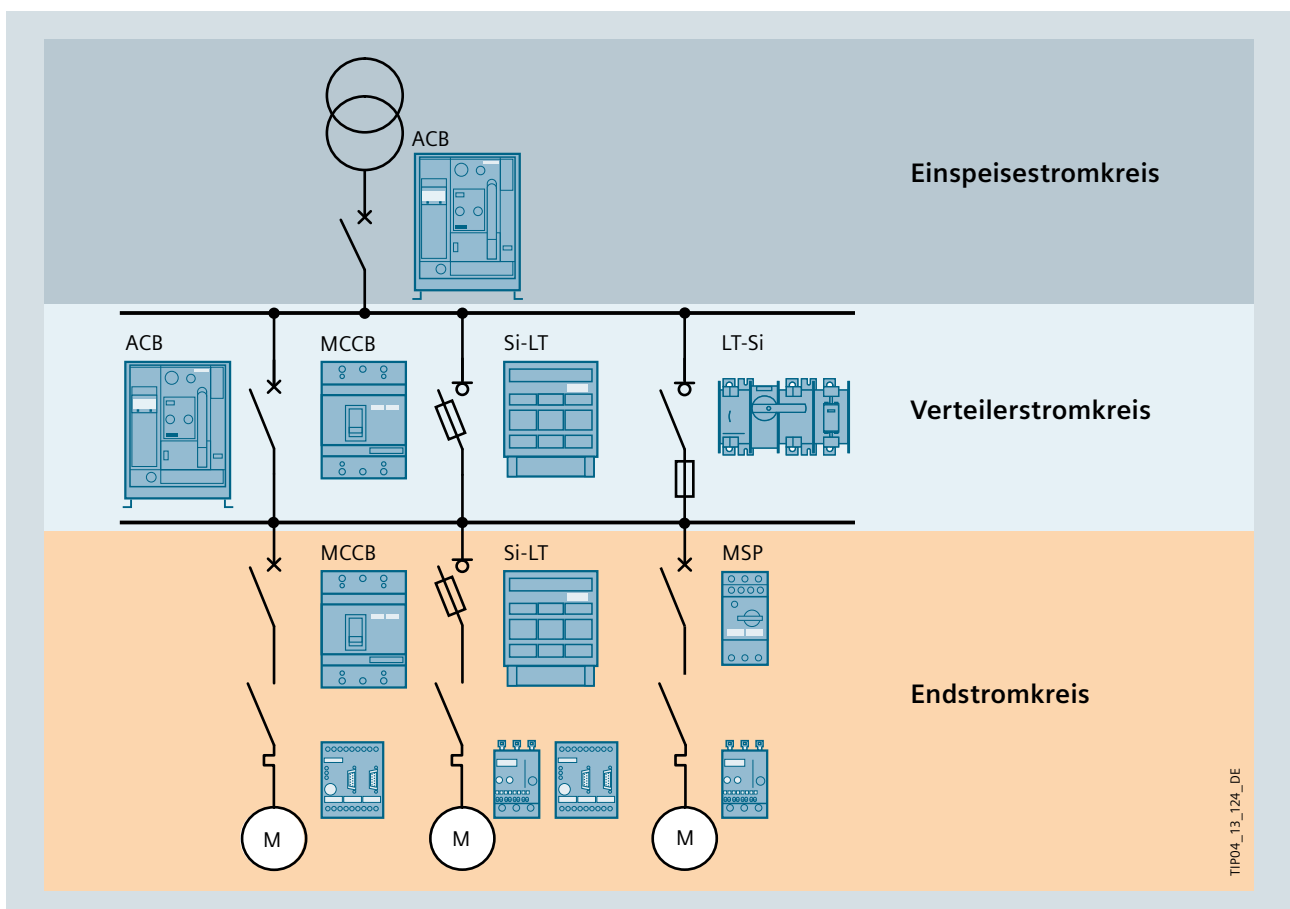


Abb. 11/2: Aufteilung der Schutzgeräte entsprechend den Stromkreisarten

11.2 Anforderungen an die Schutzgeräte in den drei Stromkreisarten

11.2.1 Einsatz im Einspeisestromkreis

Die Einspeisung ist der „sensibelste“ Stromkreis in der gesamten Energieverteilung. Bei einem Ausfall an dieser Stelle würde das gesamte Netz und damit das Gebäude oder die Produktion stromlos sein. Dieses Worst-Case-Szenario ist in die Planung einzubeziehen. Redundante Einspeisungen und selektive Schutzeinstellung sind wichtige Voraussetzungen zur sicheren Netzgestaltung. Einige wichtige Dimensionierungsdaten zur richtigen Auswahl der Schutzgeräte werden nachfolgend angesprochen.

Bemessungsstrom

Der Einspeiseleistungsschalter in der Niederspannungshauptverteilung (NSHV) ist für die maximale Belastung des Transformators/Generators auszulegen. Bei der Verwendung von belüfteten Transformatoren ist der höhere Betriebsstrom von bis zu $1,5 \cdot I_r$ des Transformators zu berücksichtigen.

Kurzschlussfestigkeit

Die Kurzschlussfestigkeit des Einspeiseleistungsschalters wird bei Transformatoren mit gleichen elektrischen Kenndaten bestimmt über

$$(n-1) \cdot I_{k \max} \text{ des beziehungsweise der Transformatoren} \\ (n = \text{Anzahl der Trafos})$$

Das heißt, der maximal auftretende Kurzschlussstrom an der Einbaustelle muss bekannt sein, um die entsprechende Kurzschlussstromfestigkeit (I_{cu}) des Schutzgeräts festzulegen. Exakte Kurzschlussstromberechnungen inklusive Dämpfungen der Mittelspannungsebenen oder der verlegten Kabel können mithilfe der Dimensionierungssoftware SIMARIS design (siehe Kap. 15) angestellt werden. SIMARIS design ermittelt die maximalen und minimalen Kurzschlussströme und dimensioniert automatisch die korrekten Schutzgeräte.

Gebrauchskategorie

Bei der Dimensionierung eines selektiven Netzes ist es meist unabdingbar, auf eine zeitliche Staffelung der Schutzgeräte zurückzugreifen. Bei Anwendung der zeitlichen Staffeln bis zu 500 ms muss der ausgewählte Leistungsschalter in der Lage sein, den auftretenden Kurzschlussstrom über die eingestellte Zeit zu füh-

ren. Die Ströme sind in Transformatornähe sehr hoch. Diese Stromtragfähigkeit gibt der I_{cw} -Wert (Bemessungskurzzeitstromfestigkeit) des Leistungsschalters an; das heißt, dass das Kontaktsystem in der Lage sein muss, den maximalen Kurzschlussstrom, sprich die darin enthaltene Energie, bis zur Abschaltung zu führen. Diese Anforderung wird von Leistungsschaltern der Gebrauchskategorie B nach IEC 60947-2 (VDE 0660-101) erfüllt (zum Beispiel offene Leistungsschalter, ACB). Strombegrenzende Leistungsschalter (Kompaktleistungsschalter, MCCB) schalten im Stromanstieg ab. Deshalb können sie kompakter gebaut werden.

Auslöser

Bei selektiver Netzgestaltung muss der Auslöser (en: trip unit) der Einspeiseleistungsschalter LSI-Charakteristik aufweisen. Der unverzögerte Auslöser (I) muss deaktivierbar sein. Je nach Kennliniencharakteristik der vor- und nachgeordneten Schutzgeräte sollten die Kennlinien des Einspeiseleistungsschalters im Überlastbereich (L) als auch im verzögerten Kurzschlussbereich (S) optional umschaltbar sein (I^4t - beziehungsweise I^2t -Kennlinienverlauf). Die Anpassung von vor- und nachgeordneten Geräten wird damit erleichtert.

Inneres Zubehör

Abhängig von der jeweiligen Steuerung werden sowohl Spannungsauslöser (früher: Arbeitsstromauslöser) als auch Unterspannungsauslöser benötigt.

Kommunikation

Besonders von den sehr sensiblen Einspeisestromkreisen werden zunehmend Daten der aktuellen Betriebszustände, Wartungsinformationen, Fehlermeldungen und Analysen etc. gefordert. Gegebenenfalls ist Flexibilität hinsichtlich späterer Auf- beziehungsweise Umrüstung auf die gewünschte Art der Datenübertragung gefordert.

11.2.2 Einsatz in Kupplungen einer Schaltanlage

Wenn eine Kupplung (Verbindung von Sammelschienenabschnitten) offen betrieben wird, hat der Leistungsschalter nur die Funktion eines Trenners oder Hauptschalters. Eine Schutzfunktion (Auslöser) ist nicht unbedingt erforderlich. Die nachfolgenden Betrachtungen gelten für den geschlossenen Betrieb.

Bemessungsstrom

Ist für den maximal möglichen Betriebsstrom (Lastausgleich) zu dimensionieren.

1

Kurzschlussfestigkeit

Die Kurzschlussfestigkeit des Kuppelschalters wird bestimmt durch die Summe der Kurzschlussanteile, die über die Kupplung fließen. Dies ist abhängig vom Aufbau der Teilschienen und deren Einspeisung.

2

3

Gebrauchskategorie

Auch hier ist wie bei der Einspeisung die Gebrauchskategorie B für die Stromtragfähigkeit (I_{cw} -Wert) notwendig.

4

5

Auslöser

Für die Versorgungssicherheit ist die selektive Abschaltung mit den Kupplungen zu betrachten. Da ähnlich wie beim Parallelbetrieb zweier Transformatoren im Fehlerfall Kupplungs- und Einspeiseschalter die gleichen Stromanteile sehen, ist die LSI-Charakteristik erforderlich. Bei größeren Netzen und/oder schwierig zu ermittelnden Schutzeinstellungen ist die Zusatzfunktion der zeitverkürzten Selektivitätssteuerung (ZSI) einzusetzen.

6

7

8

11.2.3 Einsatz im Verteilerstromkreis

Der Verteilerstromkreis bekommt die Energie von der übergeordneten Ebene (Einspeisestromkreis) und speist diese in die nächste Verteilerebene (Endstromkreis) ein. Je nach Land, Gewohnheiten etc. können hier Leistungsschalter und Sicherungen für den Anlagenschutz eingesetzt werden, also grundsätzlich alle in diesem Kapitel genannten Schutzgeräte. Es müssen die Vorgaben der Stromkreisdimensionierung erfüllt werden. Ist volle Selektivität gefordert, bietet der offene Leistungsschalter (ACB, en: air circuit breaker) Vorteile. Aus preislichen Gründen wird der ACB im Verteilerstromkreis aber häufig erst ab einem Nennstrom von mehr als 630 A oder 800 A eingesetzt. Da der ACB kein strombegrenzendes Gerät ist, unterscheidet er sich wesentlich von allen anderen Schutzeinrichtungen wie Kompaktleistungsschalter (MCCB, en: molded case circuit breaker), Leitungsschutzschalter (MCB, en: miniature circuit breaker) und Sicherungen. [Tab. 11/2](#) gibt die wesentlichen Unterschiede und Grenzen der jeweiligen Schutzgeräte wieder.

10

11

12

13

14

15

11.2.4 Geräteeinsatz im Endstromkreis

Der Endstromkreis bekommt die Energie vom Verteilerstromkreis und führt diese zum Endverbraucher (zum Beispiel Motor, Lampe, ortsveränderlicher Verbraucher über eine Steckdose etc.). Die Schutzgeräte müssen die jeweiligen Bedingungen der zu schützenden Endverbraucher erfüllen.

16

17

Hinweis: Alle Schutzeinstellungen, Kennlinienvergleiche etc. beginnen immer von der Last aus. Das heißt, im Endstromkreis werden keine Schutzgeräte mit einstellbaren zeitlichen Staffelungen benötigt.

		ACB Offener Leistungs- schalter	MCCB Kompakt- leistungs- schalter	Sicherungs- lasttrenn- schalter	Lasttrenn- schalter mit Sicherungen	MCB Leitungsschutz- schalter	Bezugswert, Vorgaben
Normen	IEC	ja	ja	ja	ja	ja	Region
Anwendung	Anlagen- schutz	ja	ja	ja	ja	ja	Netzsystem
Einbau	Festeinbau	ja	ja	ja	ja	ja	Verfügbarkeit
	steckbar	–	bis 800 A	–	teilweise	–	
	Einschub	ja	ja	–	–	–	
Nennstrom	I_n	bis 6.300 A	bis 1.600 A	bis 630 A	bis 630 A	bis 125 A	Betriebsstrom I_B
Kurzschluss- ausschalt- vermögen	I_{cu}	bis 150 kA	bis 150 kA	bis 120 kA	bis 120 kA	bis 25 kA	Maximaler Kurzschluss- strom I_{kmax}
Polzahl	3-polig	ja	ja	ja	ja	ja	Netzsystem
	4-polig	ja	ja	–	teilweise	–	
Auslöse- charakteristik	ETU ¹⁾	ja	ja	–	–	–	Netzsystem
	TMTU ²⁾	–	teilweise	ja	ja	ja	
Auslösefunktion	LI	ja	ja	ja	ja	ja	Netzsystem
	LSI	ja	ja	–	–	–	
	N	ja	ja	–	–	ja (2-/4-polig)	
	G	ja	ja	–	–	–	
Kennlinien	fix	–	ja	ja	ja	ja	Netzsystem
	einstellbar	ja	ja	–	–	–	
	optional	ja	ja	–	–	–	
Kommunikation (Daten- übertragung)	hoch	ja	–	–	–	–	Kunden- vorgabe
	mittel	ja	ja	–	–	–	
	niedrig	ja	ja	ja	ja	ja	
Einschalten	vor Ort	ja	ja	ja	ja	ja	Kunden- vorgabe
	Ferne (Motor)	ja	ja	–	teilweise	–	
Derating	voller Nenn- strom bis	60 °C	50 °C	30 °C	30 °C	30 °C	Schaltanlage
Netz- synchronisation		ja	bis 800 A	–	–	–	Netzsystem
Selektivität		ja	bedingt (abhängig vom Netzaufbau und den auf- tretenden Kurz- schlussströmen)	ja (eingeschränkter Einsatz durch begrenzten Nennstrom und Komfort)	ja (eingeschränkter Einsatz durch begrenzten Nennstrom und Komfort)	bedingt (abhängig vom Netzaufbau und den auftretenden Kurzschluss- strömen; zusätzlich ist der Nennstrom begrenzt)	Kunden- vorgabe, Netzsystem

¹⁾ ETU: Elektronische Auslöseeinheit (en: electronic trip unit) ²⁾ TMTU: Thermomagnetische Auslöseeinheit (en: thermomagnetic trip unit)

Tab. 11/2: Auswahlkriterien für Schalt- und Schutzgeräte

[zurück zu Seite 242](#)

11.3 Fehlerstrom- und Brandschutzschalter

Bei der Schutztechnik für die Elektroinstallation eines Gebäudes ist beim Personen- und Anlagenschutz auch auf den Fehler- und Brandschutz zu achten. Der Schutz gegen elektrischen Schlag unter Fehlerbedingungen wird als Fehlerschutz (früher Schutz bei indirektem Berühren) bezeichnet. Für den Schutz eines Menschen bei Kontakt mit einem unter Spannung stehenden Teil, das betriebsmäßig nicht unter Spannung steht, wird gefordert, dass die automatische Abschaltung der Stromversorgung erfolgt, wenn durch einen Fehler wegen der Größe und Dauer der auftretenden Berührungsspannung ein Risiko entsteht.

Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCD, en: residual current protective device) erkennen einen Ableitstrom, der durch Isolationsfehler oder unbeabsichtigten Kontakt spannungsführender Teile entsteht und tragen so zum Personen- und Brandschutz bei. Mittels eines Summenstromwandlers erfolgt ein Vergleich der Ströme im stromdurchflossenen Leiter oder der Differenz zwischen dem Strom in Phase und Neutralleiter mit einem Auslöseschwellenwert.

Den überwiegenden Anteil von elektrischen Unfällen verursachen Fehler im Endstromkreis. Gründe hierfür sind sowohl eine hohe Beanspruchung der Leitungen zu den Endgeräten (fehlende Zugentlastungen, Biegeradien etc.) als auch unsachgemäßer Umgang und fehlende Wartung. Der Einsatz von Fehlerstrom-Schutzschaltern und den von Siemens neu entwickelten Brandschutzschaltern erhöhen die Sicherheit für Personen und für das bauliche Umfeld wesentlich.

11.3.1 Fehlerstrom-Schutzschalter

Die Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag beschreibt IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410). Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen können in allen Netzsystemen (TN-, TT-, IT-System) eines Wechsel- oder Drehstromnetzes eingesetzt werden. Dabei sind Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen den weiteren zugelassenen Schutzeinrichtungen in ihrer Schutzwirkung überlegen, da sie neben dem Fehlerschutz (Schutz bei indirektem Berühren) bei Verwendung von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen mit $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ auch zusätzlichen Schutz (Schutz bei direktem Berühren) bieten und mit $I_{\Delta n} \leq 300 \text{ mA}$ elektrisch gezündeten Bränden durch Erdfehlerströme wirksam vorbeugen.

Abb. 11/3 zeigt die in Stromstärkebereiche zusammengefassten physiologischen Reaktionen des menschlichen Körpers bei Stromfluss entsprechend IEC/TS 60479-1

(VDE V 0140-479-1). Gefährlich sind Strom-Zeit-Werte im Bereich 4, da sie Herzkammerflimmern auslösen können, was zum Tod des Betroffenen führen kann. Der Auslösbereich der FI-Schutzeinrichtung mit Bemessungsfehlerstrom 30 mA ist eingezeichnet.

Im IT-Netz ist eine Abschaltung beim ersten Fehler nicht gefordert. Es sind aber Maßnahmen zu treffen, dass beim Auftreten des zweiten Fehlers das Risiko gefährlicher physiologischer Einwirkungen auf Personen vermieden wird. Abhängig von den unterschiedlichen Anforderungen der Norm IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410) für TN- und TT-Netze müssen geeignete Schutzeinrichtungen ausgewählt werden (siehe Tab. 11/3).

Im täglichen Einsatz werden überwiegend Fehlerstrom-Schutzschalter des Typs A (Wechselstrom und pulsierende Gleichströme) verwendet. Durch verstärkten Einsatz von Verbrauchern mit Leistungshalbleitern (zum Beispiel Computernetzteile, Ladegeräte, Frequenzumformer) bietet jedoch dieser Typ keinen ausreichenden Schutz.

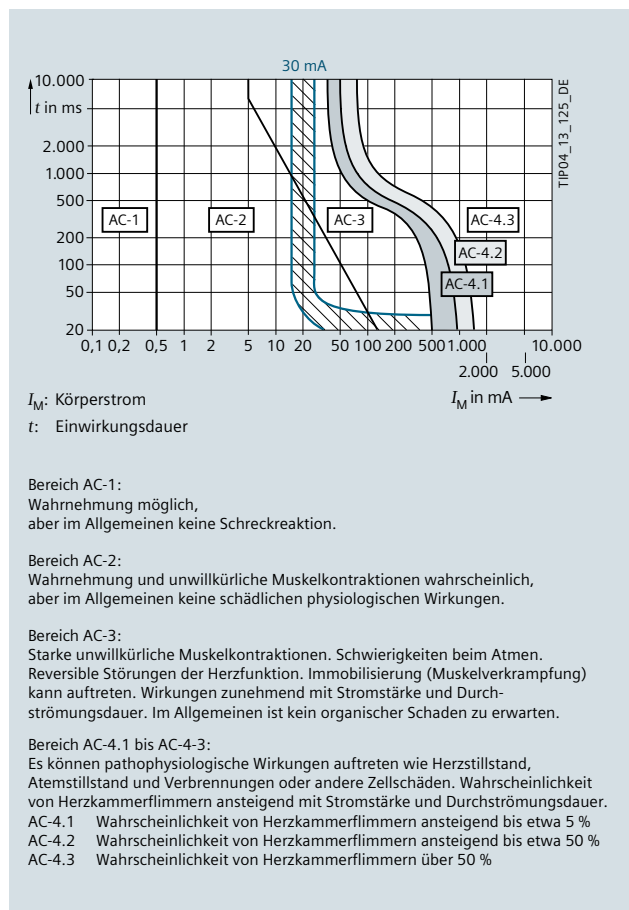


Abb. 11/3: Wirkungsbereiche von Wechselstrom 50/60 Hz auf den Menschen

	TN-System			TT-System		
maximal zulässige Abschaltzeit nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410)	0,4 s (120 V < U ₀ ≤ 230 V)			0,2 s (120 V < U ₀ ≤ 230 V)		
Abschaltströme I _a von Überstrom-Schutzeinrichtungen zur Sicherstellung der geforderten Abschaltzeit t _a	I _a ≤ U ₀ /Z _s			I _a ≤ U ₀ /Z _s		
	Schutzeinrichtung	I _a	t _a ¹⁾	Die notwendigen Abschaltströme I _a von Überstrom-Schutzeinrichtungen werden durch die Fehlerströme I _F im Allgemeinen nicht erreicht		
	LS-Schalter Typ B	≥ 5 I _{Δn}	< 0,1 s			
	LS-Schalter Typ C	≥ 10 I _{Δn}	< 0,1 s			
Schmelzsicherung gG	ca. > 14 I _{Δn}	< 0,4 s				
Abschaltbedingungen von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen zur Sicherstellung der geforderten Abschaltzeit t _a	I _a ≤ U ₀ /Z _s			I _{Δn} ≤ 50 V/R _A		
	Im TN-System sind die Fehlerströme I _F wesentlich höher als 5 I _{Δn}			Für den Auslösestrom I _a gilt bei U ₀ = 230 V im Fehlerfall: I _a = (230 V / 50 V) · I _{Δn} = 4,6 I _{Δn}		
	Typ	I _a	t _a ¹⁾	Typ	I _a	t _a ¹⁾
	RCD allgemein	> 5 I _{Δn}	≤ 0,04 s	RCD allgemein	> 2 I _{Δn}	≤ 0,15 s
	RCD selektiv	> 5 I _{Δn}	≤ 0,15 s	RCD selektiv	> 2 I _{Δn}	≤ 0,2 s

¹⁾ Die Werte für t_a beziehen sich auf die Festlegungen in den relevanten Produktnormen.
 I_{Δn} Bemessungsdifferenzstrom der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung in A
 R_A Summe der Widerstände des Erders und des Schutzleiters der Körper
 U₀ Nennwechselspannung Außenleiter gegen Erde
 Z_s Impedanz der Fehlerschleife

Tab. 11/3: Auswahl der Schutzeinrichtungen im TN- und TT-Netz mit Nennspannungen 230/400 V AC

[zurück zu Seite 244](#)

Stromart	Stromform	Typ					Typ	Auslösestrom
		AC	A	F	B	B+		
Wechselstrom		■	■	■	■	■		0,5 ... 1,0 I _{Δn}
Pulsierende Gleichfehlerströme (pos. oder neg. Halbwellen)			■	■	■	■		0,35 ... 1,4 I _{Δn}
Angeschnittene Halbwellenströme			■	■	■	■		Anschnittswinkel 90°: 0,25 ... 1,4 I _{Δn}
			■	■	■	■		Anschnittswinkel 135°: 0,11 ... 1,4 I _{Δn}
Halbwellenstrom bei Überlagerung mit glattem Gleichstrom			■ + 6 mA	■ + 10 mA	■ + 0,4 I _{Δn}	■ + 0,4 I _{Δn}		max. 1,4 I _{Δn} + DC
Fehlerstrom aus Mischfrequenz				■	■	■		0,5 ... 1,4 I _{Δn}
Glatte Gleichstrom					■	■		0,5 ... 2,0 I _{Δn}

TIPO4_13_126_DE

Tab. 11/4: Typen der Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen und deren Auslösebereiche

[zurück zu Seite 247](#)

Geeigneter RCD-Typ	Schaltung	Laststrom	Fehlerstrom
B 			
F 			
A 			
AC 			
B+ 			

TIP04_13_127_DE

Tab. 11/5: Typen von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen und mögliche Fehlerstromformen

zurück zu Seite 247

Je nach Anforderungen muss ein Typ gemäß Tab. 11/4 ausgewählt werden, da sonst die Gefahr besteht, dass keine Abschaltung des Fehlers oder zumindest nicht innerhalb der vorgegebenen Werte erfolgt. Neben dem Typ B ist jetzt auch der Typ F Abb. 11/4) bei Siemens verfügbar, der zusätzlich Mischfrequenzen, wie sie beim Einsatz von Frequenzumrichtern im Einphasenwechselstromnetz vorkommen, sicher erkennt und abschaltet. Eine Einteilung der Typen entsprechend den unterschiedlichen Formen von Fehlerströmen, die auftreten können, ist in Tab. 11/5 gegeben.

FI-Schutzeinrichtungen werden entsprechend ihrer unterschiedlichen Ausführung unterteilt (siehe Abb. 11/5):

- **RCD** ist der Oberbegriff für alle Arten von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen
- **RCCB** sind die in Deutschland unter dem Namen Fehlerstrom-Schutzschalter (FI-Schutzschalter) bekannten Geräte ohne eingebaute Überstrom-Schutzeinrichtung
- **RCBO** sind Geräte, die neben dem Schutz vor Fehlerströmen auch eine eingebaute Überstrom-Schutzeinrichtung für den Überlast- und Kurzschlusschutz in einem Gerät vereinen (FI/LS-Schalter). Eine weitere Version in dieser Gerätegruppe sind die Fehlerstrom-Blöcke (FI-Blöcke oder RCU, en: residual current unit). An



Abb. 11/4: Fehlerstrom-Schutzeinrichtung Typ F

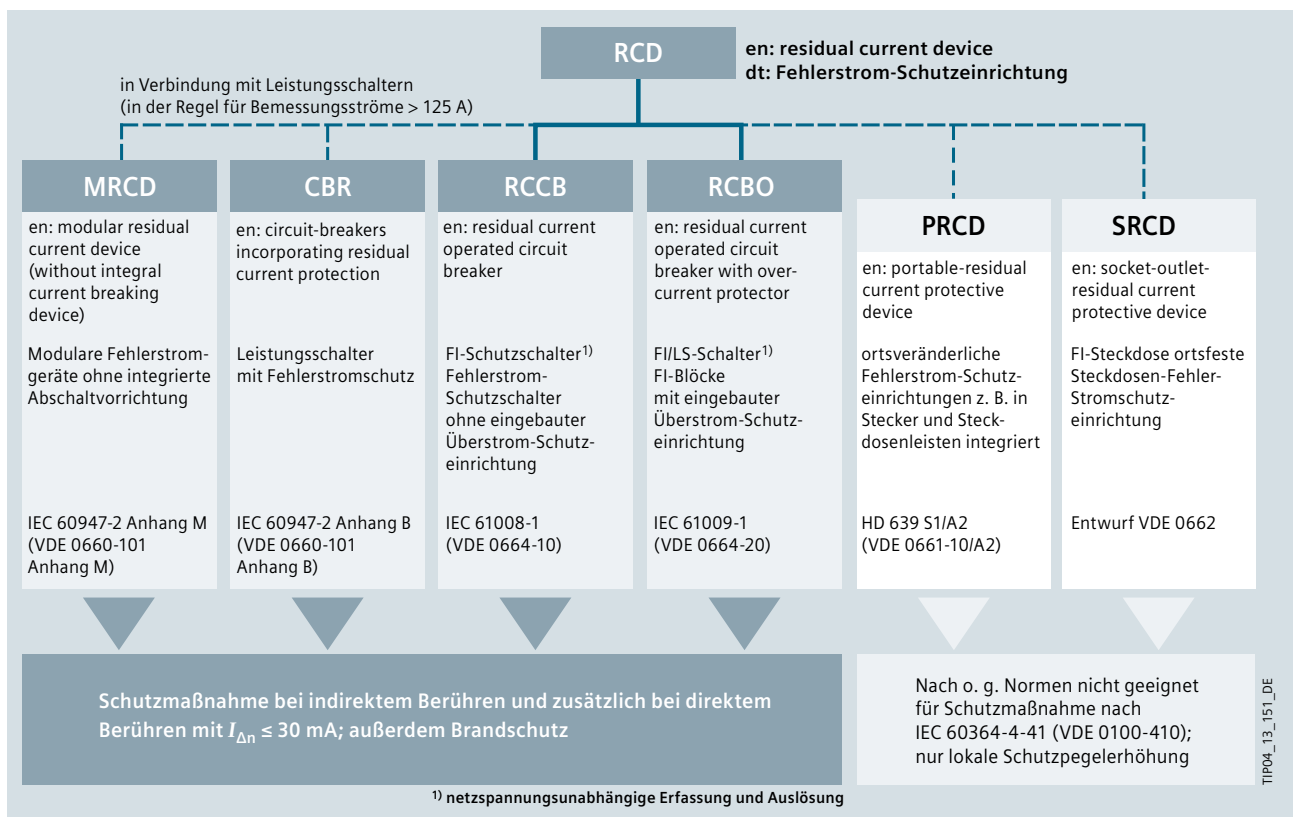


Abb. 11/5: Einteilung der Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCDs)

diese FI-Blöcke können dann vom Kunden die für den Anwendungsfall gewünschten Ausführungen von Leitungsschutzschaltern (Charakteristik, Bemessungsstrom, Schaltvermögen) angebaut werden. Nach diesem Zusammenbau bieten diese Geräte die gleichen Funktionen wie die FI/LS-Schalter. Dabei beinhaltet der FI-Block die Fehlerstromerfassung aber keine eigenen Kontakte, sondern löst über die Kopplung im Fehlerfall den Leitungsschutzschalter aus, der die Kontakte öffnet und den Stromkreis trennt. RCCBs und RCBOs sind bezüglich der Auslösebedingungen für wechsel- und pulsierende Fehlerströme (Typ A) in den meisten europäischen Ländern für die Schutzmaßnahme mit Abschaltung nur in netzspannungsunabhängiger Ausführung zugelassen

- **CBRs** sind Leistungsschalter mit Fehlerstromschutz nach IEC 60947-2 (VDE 0660-101) Anhang B. Hier wird die Fehlerstromerfassung fest an einen Leistungsschalter angebaut und stellt so den Fehlerstromschutz sicher
- **MRCDs** sind Geräte, die modular aufgebaut sind, das heißt, Fehlerstromerfassung (über Wandler), Auswertung und Auslösung (über Leistungsschalter) erfolgen in getrennten Baugruppen (entsprechend IEC 60947-2, VDE 0660-101 Anhang M)

CBRs und MRCDs sind insbesondere für Anwendungen mit höheren Bemessungsströmen (> 125 A) vorgesehen.

- **PRCDs** nach HD 639 S1/A2 (VDE 0661-10/A2) sind ortsveränderliche Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen, die zum Beispiel in Stecker oder in Steckdosenleisten integriert sind
- **SRCDs** nach VDE 0662 (Entwurf) sind ortsfeste Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen, die in eine Steckdose eingebaut sind beziehungsweise mit einer Steckdose eine Baueinheit bilden

PRCDs und SRCDs sind zur Schutzpegelerhöhung bei Anwendungen, in denen die geforderte Schutzmaßnahme auf andere Weise sichergestellt ist, einsetzbar. Für die Realisierung einer Schutzmaßnahme mit Abschaltung sind sie nicht zugelassen.

11.3.2 Brandschutzschalter

Mehr als hunderttausend Brände werden jährlich in Europa gemeldet. Die erschreckende Bilanz: viele Tote und Verletzte sowie Sachschäden in Milliardenhöhe. Mehr als ein Viertel dieser Brände sind auf Störlichtbögen zurückzuführen – verursacht meist durch Mängel in der Elektroinstallation. Ein Störlichtbogen kann unter anderem bei beschädigten Kabelisolierungen, gequetschten Leitungen, abgeknickten Steckern oder losen Kontaktstellen in der Elektroinstallation entstehen. Die Folge ist eine starke Erhitzung, die schließlich zum Kabelbrand und letztlich auch zum Brand des Gebäudes führen kann.

Glimmende Verbindungen oder Störlichtbögen können mit konventionellen Schutzgeräten nicht erkannt werden, da sie wenig Einfluss auf den Laststrom haben. Um diese zu erkennen, misst der Brandschutzschalter permanent das Hochfrequenzrauschen (Abb. 11/6) von Spannung und Strom sowie deren Intensität, Dauer und den dazwischen liegenden Lücken. Integrierte Filter mit intelligenter Software werten diese Signale aus und veranlassen bei Auffälligkeiten innerhalb von Bruchteilen einer Sekunde das Abschalten des angeschlossenen Stromkreises.

Harmlose Störquellen, wie sie zum Beispiel der Betrieb von Bohrmaschinen oder Staubsaugern darstellen, unterscheidet der Brandschutzschalter zuverlässig von gefährlichen Lichtbögen. Als Ergänzung zu Fehlerstrom- und Leitungsschutzschaltern erhöht der Brandschutzschalter 5SM6 (Abb. 11/7) die Sicherheit von Personen und Vermögenswerten und schließt eine Lücke beim Schutz vor elektrisch verursachten Bränden. Diese Lücke wird zukünftig auch im Normenwerk der IEC durch den Entwurf für die IEC 62606 (Entwurf VDE 0665-10) geschlossen.

Der Brandschutzschalter reagiert auf folgende Fehler:

- Serieller Fehlerfall mit Störlichtbogen
- Paralleler Fehlerfall mit Störlichtbogen
- Überspannung (allerdings Eigenschutz bei einer Spannung größer 275 V)

Wird ein solcher Fehler erkannt, so löst der Brandschutzschalter den angebauten Leitungsschutzschalter LS beziehungsweise kombinierten Fehlerstrom-/Leitungsschutzschalter FI/LS aus. Die Status-LED des Brandschutzschalters zeigt den detektierten Fehler an. Die Fehleranzeige kann über ein Ein-Aus-Ein-Schalten des Geräts zurückgesetzt werden.

Mehr Informationen: www.siemens.de/sentron

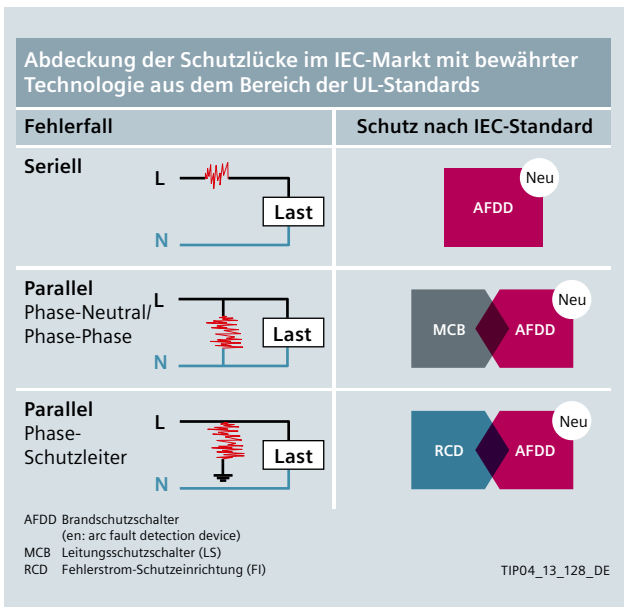


Abb. 11/6: Schutzkonzept mit Brandschutzschalter [zurück zu Seite 248](#)



Abb. 11/7: Brandschutzschalter 5SM6 [zurück zu Seite 248](#)

Inhalt
Einleitung
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17



Kapitel 12

Starten, Schalten und Schützen von Motoren

12.1	Schützen von Elektromotoren	252
12.2	Schalten von Elektromotoren	253
12.3	Schaltungsvergleich für Motoranlauf	260
12.4	Sicherheit von Maschinen	262

12 Starten, Schalten und Schützen von Motoren

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Bei Planung und Auswahl der Ansteuerung und des Schutzes von Motoren sind die einschlägigen Normen und Vorschriften zu beachten. Dies sind im Wesentlichen die Normen IEC 60947-4-1 (VDE 0660-102) und IEC 60947-4-2 (VDE 0660-117) sowie die Normenreihe IEC 60364 (VDE 0100) und die EMV-relevante Normenreihe IEC 61000. Die Schutzgeräte müssen bei einem Motorabzweig den Schutz der Leitung und des Motors gewährleisten. Dies kann durch getrennte Geräte erreicht werden oder durch eine Kombination mit beiden Funktionen (siehe Kap. 7).

12.1 Schützen von Elektromotoren

Der Motorschutz kann erfolgen durch

- Überstromauslöser (Motorschutz nach IEC 60947-4-1; VDE 0660-102)
- Temperatursensoren (immer in der Motorwicklung)
- elektronische Motorschutzgeräte (SIMOCODE)

Beim Aufbau des Motorschutzes ist eine Kombination aus zentralen und dezentralen Komponenten durchaus sinnvoll. Bei einer räumlich dichten Anordnung der zu schaltenden Motoren bietet der zentrale Aufbau Vorteile. Bei der Verdrahtung von Schaltgeräten und Motoren sind Geräte mit standardisierter Anschlusstechnik, wie in ISO 23570-2 und -3 beschrieben, eine wartungsfreundliche Lösung. Die einzelnen Komponenten können schnell installiert und ausgetauscht werden. Genormte Schnittstellen reduzieren die Fehlerquote bei der Montage erheblich. Im Betrieb verringern sich die Stillstandszeiten.

Die Motorleistung wird im Wesentlichen durch den Strom und damit eigentlich durch die maximale Wicklungstemperatur begrenzt. Hauptaufgabe des Motorschutzes ist es deshalb, eine Erwärmung über die Grenztemperatur in der Ständer- und Läuferwicklung hinaus zu verhindern. Bei der Bemessung des Motorschutzes ist zwischen läuferkritischen und ständerkritischen Motoren zu unterscheiden.

- Läuferkritisch:
Die Grenztemperatur wird zuerst im Läufer erreicht
- Ständerkritisch:
Die Grenztemperatur wird zuerst im Ständer erreicht

Hinweis: Faustregel – Kleine und mittlere Motoren sind meist ständerkritisch. Je größer ein Motor und je höher seine Drehzahl, desto höher sein Anlaufstrom und umso läuferkritischer ist er.

Die Auslöseklassen des Motorschutzes (IEC 60947-4-1; VDE 0660-102) richten sich nach den Auslösezeiten beim 7,2-fachen Einstellstrom I_g aus kaltem Zustand. Die Auslösezeiten liegen bei

- CLASS 5 zwischen 0,5 und 5 s
- CLASS 10A zwischen 2 und 10 s
- CLASS 10 zwischen 4 und 10 s
- CLASS 20 zwischen 6 und 20 s
- CLASS 30 zwischen 9 und 30 s

In der Praxis werden für Standardanwendungen meist Geräte der Auslöseklassen CLASS 5, 10 und 10A verwendet. Diese werden auch als Klassen für den Normalanlauf bezeichnet. Für Anwendungen, bei denen ein hoher Anlaufstrom über längere Zeit erforderlich ist, stehen die Kombinationen für CLASS 20 und CLASS 30 zur Verfügung. Standardgeräte der CLASS 5 und CLASS 10 würden hier beim Anlauf zu einem ungewollten Auslösen führen. CLASS 20 wird als Schweranlauf und CLASS 30 als Schwerstanlauf bezeichnet. Ein Beispiel für diese Anwendungen sind große Lüftermotoren.

Neben den Überlastschutzgeräten selbst müssen auch die Schütze und die Kurzschlussabsicherungen für diese langen Anlaufzeiten ausgelegt sein. Deshalb sind die Kombinationen nach CLASS 5 und CLASS 10 in der Regel etwas wirtschaftlicher. CLASS 20 und CLASS 30 werden meist nur dann eingesetzt, wenn die Anwendung es auch wirklich erfordert.

Es gibt unterschiedliche Arten des Schutzes:

- Sicherungsbehäftet mit Sicherungen:
Sicherung – Schütz – Überlastrelais
- Sicherungslos mit Leistungsschalter zum Starterschutz:
Leistungsschalter – Schütz – Überlastrelais
- Sicherungslos mit Leistungsschalter zum Motorschutz:
Leistungsschalter – Schütz

Bezüglich der Schaltgeräte gibt es elektronische, stromabhängige Schutzrichtungen; auch als Kombination von Sicherungen und Schütz, Leistungsschalter mit Schütz sowie als Bestandteil von Leistungsschaltern. Darüber hinaus gibt es temperaturabhängige Schutzrichtungen wie zum Beispiel den Thermistor-Motorschutz.

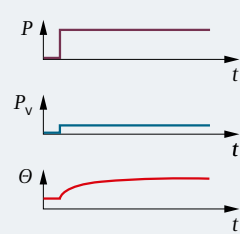
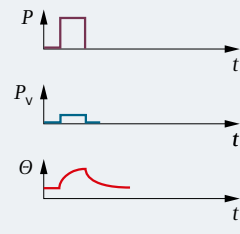
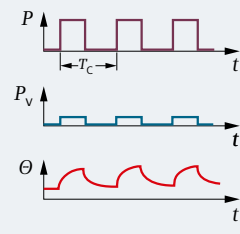
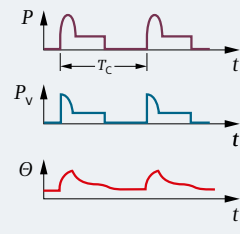
12.2 Schalten von Elektromotoren

Das Anlauf- und Betriebsverhalten des Drehstrom-Asynchronmotors bestimmen zwei physikalische Größen: das Drehmoment und der aufgenommene Strom. Zum Schalten von Elektromotoren gibt es elektromechanische Lösungen (Direktstart, Stern-Dreieck) und elektronische Lösungen (Sanftstarter, Frequenzumrichter, Halbleiterschaltgeräte).

Zehn Betriebsarten entsprechend IEC 60034-1 (VDE 0530-1) unterscheiden die jeweiligen Einsatzschwerpunkte von Elektromotoren (siehe Tab. 12/1).

Dabei kann eine Einteilung in drei Gruppen getroffen werden:

- Dauerbetrieb S1 und Betrieb mit einzelnen konstanten Belastungen S10
- S2, S3, S6 sind Betriebsarten, die gegenüber dem Dauerbetrieb S1 eine Leistungserhöhung zulassen; die Folge ist, dass der Motor nicht überlastet wird
- S4, S5, S7, S8, S9 sind Betriebsarten, die gegenüber dem Dauerbetrieb S1 eine Leistungsreduzierung erfordern; die Folge ist, dass der Motor wahrscheinlich überlastet wird und deshalb stärker ausgelegt werden sollte

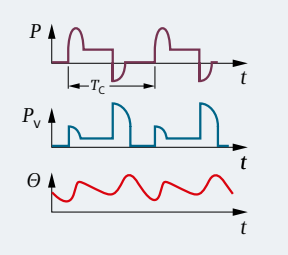
<p>S1 – Dauerbetrieb</p> <ul style="list-style-type: none"> • Konstanter Belastungszustand mit Bemessungsleistung • Thermischer Beharrungszustand wird erreicht 	
<p>S2 – Kurzzeitbetrieb (KB)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Konstanter Belastungszustand • Thermischer Beharrungszustand wird nicht erreicht • Pause lang genug für Systemabkühlung bis $(\Theta - \Theta_0) < 2K$ • Grenztemperatur der Komponenten wird nicht erreicht $\rightarrow t_B$, entsprechend kurz gewählt • (Belastungsstrom $\uparrow \geq$ Belastungszeit \downarrow) 	
<p>S3 – Periodischer Aussetzbetrieb (AB)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Konstanter Belastungszustand • Folge identischer Schaltspiele (Belastungs- und Pausenzeiten können variieren) • Thermischer Beharrungszustand wird nicht erreicht • Thermisches Gleichgewicht der Anlagenkomponenten wird weder bei Erwärmung noch bei Abkühlung erreicht 	
<p>S4 – wie S3 mit Einfluss des Anlaufvorgangs</p> <ul style="list-style-type: none"> • Folge identischer Schaltspiele mit erheblicher Anlaufzeit t_A, konstanter Belastung und Pause 	

P Belastung P_V elektrische Verluste Θ Temperatur t Zeit T_C Spieldauer

Tab. 12/1: Betriebsarten nach IEC 60034-1 (VDE 0530-1)

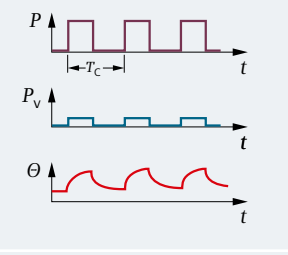
S5 – wie S4 mit elektrischer Bremsung

- Folge identischer Schaltspiele mit erheblicher Anlaufzeit t_A , konstanter Belastung und Pause
- Schaltspiel beinhaltet elektrische Bremsung



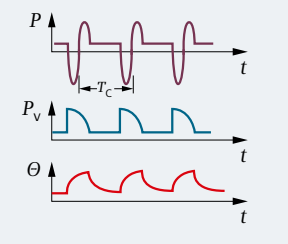
S6 – ununterbrochener periodischer Betrieb

- Folge identischer Schaltspiele
- Konstante Belastung
- Leerlaufzeit t_L
- Keine Pause
- Thermischer Beharrungszustand wird nicht erreicht



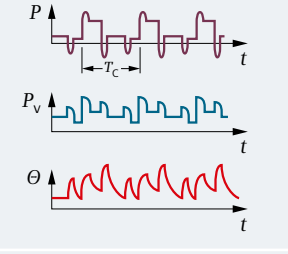
S7 – wie S6 mit elektrischer Bremsung

- Folge identischer Schaltspiele
- Anlaufzeit t_A und elektrische Bremsung t_{Br}
- Keine Pause



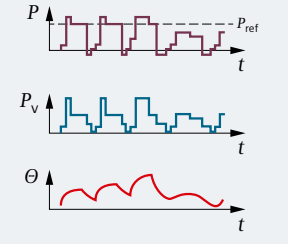
S8 – wie S6 mit Last-/Drehzahländerung

- Konstanter Belastungszustand
- Folge identischer Schaltspiele (Belastungs- und Pausenzeiten können variieren)
- Thermischer Beharrungszustand wird nicht erreicht
- Thermisches Gleichgewicht der Anlagenkomponenten wird weder bei Erwärmung noch bei Abkühlung erreicht



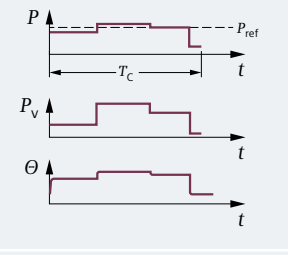
S9 – Betrieb mit nicht-periodischer Last-/Drehzahländerung

- Nichtperiodische Last-/Drehzahländerung im zulässigen Betriebsbereich
- Häufige Belastungsspitzen über Bemessungsleistung
- Passend gewählte Dauerbelastung als Bezug für Lastspiel nötig
- Mischung von KB, AB und Dauerbetrieb



S10 – Betrieb mit einzelnen konstanten Belastungen und Drehzahlen

- Thermischer Belastungszustand wird erreicht
- Referenzwert für eine konstante Belastung muss gegeben sein



P Belastung P_v elektrische Verluste Θ Temperatur t Zeit T_c Spieldauer

Direkt- und Reversierstarter

Diese Geräte sind eine kostengünstige Lösung für das Schalten von Motoren. Sie gewährleisten eine kurze Beschleunigungszeit und ein hohes Anzugmoment.

Es gibt zwei Varianten:

- Elektromechanische Schaltgeräte (IEC 60947-4-1; VDE 0660-102)
- Elektronische (Halbleiter-)Schaltgeräte (IEC 60947-4-2; VDE 0660-117)

Bei elektromechanischen Schaltern ist die Betriebsart (siehe Tab. 12/1) bei der Auswahl mit zu beachten, da typ- und betriebsartabhängig unterschiedliche Belastungen entstehen. Ist die Einschaltdauer des Motors kurz gegenüber der Anlaufzeit, liegt eine höhere Belastung vor, und das Schaltgerät muss größer dimensioniert werden. Da bei elektromechanischen Schaltgeräten die Lebensdauer von der Anzahl der Schaltspiele abhängt, empfiehlt es sich, bei einer hohen Anzahl von Schaltspielen (dauerhafte Schalthäufigkeit > 200 Schaltspiele je Stunde) elektronische Schaltgeräte zu verwenden. Da mit diesen Geräten (sowohl elektromechanisch als auch elektronisch) die Einschaltströme beim Anlauf von größeren Motoren groß sind, werden für Drehstrommotoren auch Stern-Dreieck-Anläufe verwendet. Dazu wird der Motor im Hochlauf in Sternschaltung betrieben und danach auf Dreieckschaltung umgeschaltet. Der Anlaufstrom wird im Vergleich zur Direkteinschaltung auf 1/3 begrenzt. Es muss darauf geachtet werden, dass der Motor die nötige Spannungsfestigkeit für die Dreieckschaltung besitzt.

Direktstart mit Schütz

Im Gegensatz zum Motor sind beim Schütz weniger die Gesamtenergie (Erwärmung) zu berücksichtigen als vielmehr die Ein- und Ausschaltströme. Die unterschiedlichen Schaltspiele je Gebrauchskategorie sind meist in den Katalogen angegeben. Die Dimensionierung der Schütze im Hauptstromkreis beziehungsweise die Gebrauchskategorie lässt sich aus der IEC 60947-1 (VDE 0660-100) ermitteln. Dort sind auch die zugehörigen Gerätenormen aufgeführt.

Hinweis: In Bezug auf die Dimensionierung im Steuerstromkreis sollte der Überspannungsbedämpfung beim Abschalten von Schützspulen Aufmerksamkeit geschenkt werden. Vor allem beim Abschalten ergeben sich Spannungsspitzen mit großer Steilheit bis 4 kV für circa 250 µs (Schauerentladungen). Daraus ergeben sich möglicherweise Fehlsignale in elektronischen Steuerungen oder ein Defekt beziehungsweise ein starker Abbrand der Kontakte, die die Spule schalten.

Auch lange Steuerleitungen beeinflussen das Schaltverhalten von Schützen beim Einschalten. Sind für Steuerstromkreise von Schützen oder Relais lange Steuerleitungen erforderlich, kann es beim Schalten unter bestimmten Bedingungen zu Fehlfunktionen kommen. Diese können bewirken, dass die Schütze nicht ein- oder ausschalten.

Einschalten:

Aufgrund des Spannungsabfalls in langen Steuerleitungen ist es möglich, dass die anliegende Steuerspannung am Schütz unter den Schwellwert sinkt, bei dem das Schütz einschaltet. Dies betrifft sowohl gleichstrom- als auch wechselstrombetätigte Schütze. Folgende Gegenmaßnahmen können hier ergriffen werden:

- Änderung der Schaltungstopologie, sodass kürzere Steuerleitungen eingesetzt werden können
- Erhöhung des Leitungsquerschnitts
- Erhöhung der Steuerspannung
- Einsatz eines Schützes mit geringerer Anzugsleistung der Magnetspule

Ausschalten:

Beim Ausschalten von wechselstrombetätigten Schützen kann es aufgrund einer zu großen Leitungskapazität der Steuerleitung dazu kommen, dass das Schütz nicht mehr ausschaltet, wenn der Steuerstromkreis unterbrochen wird. Folgende Gegenmaßnahmen können hier erfolgen:

- Änderung der Schaltungstopologie, sodass kürzere Steuerleitungen eingesetzt werden können
- Einsatz von gleichstrombetätigten Schützen
- Verringerung der Steuerspannung
- Einsatz eines Schützes mit größerer Halteleistung der Magnetspule
- Parallelschaltung eines ohmschen Widerstands zur Erhöhung der Halteleistung (Zusatzverbraucherbaustein)

Stern-Dreieck-Start

Nach wie vor wird der Stern-Dreieck-Anlauf zum Einschalten von Drehstrom-Asynchronmotoren verwendet, insbesondere um Netzurückwirkungen durch stoßartig auftretende Ströme zu begrenzen. Bei dieser Schaltungsart reduziert sich der Anlaufstrom auf 1/3 des Stroms gegenüber dem bei Direkteinschaltung, was auch zu einer entsprechenden Reduktion des Anlaufmoments führt. Wegen dieser Verringerung des Drehmoments beim Stern-Dreieck-Start ist meist nur ein Anlaufvorgang mit gering bleibendem Lastmoment (zum Beispiel beim Hochlauf leerlaufender Werkzeugmaschinen) möglich. Der Überlastschutz des Motors muss sowohl in Stern- als auch in Dreieckschaltung wirksam sein.

1

Hinweis: Bei der Umschaltung von Stern in Dreieck können aber, verstärkt durch eine ungünstige Konstellation von Netzfrequenz und Läuferfeld, Ausgleichsvorgänge im Motor auftreten (Läuferfeld induziert eine Restspannung), die zu größeren Stromspitzen führen als beim direkten Zuschalten des stehenden Motors in Dreieckschaltung.

2

3

4

5

Im ungünstigen Fall ergeben sich folgende Probleme:

- Kurzschlusseinrichtungen lösen aus
- Das Dreieckschütz verschleißt beziehungsweise unterliegt hohem Kontaktabbrand
- Der Motor unterliegt einer hohen dynamischen Beanspruchung

6

Durch Vorzugsschaltung können Stromspitzen beim Umschaltvorgang minimiert werden.

7

Tipp: Eine optimierte Verdrahtung des Dreieckschützes sorgt für eine günstige Vektorlage der induzierten Restspannung bezüglich der Netzspannung, folglich wird die Differenzspannung reduziert.

8

Halbleiterschaltung

Halbleiterschaltgeräte sind für sehr hohe Schalzhäufigkeiten ausgelegt. Sie haben keine mechanischen, bewegten Teile und damit eine fast endlose Lebensdauer.

Weitere Vorteile sind:

- Sie schalten lautlos
- Sie sind unempfindlich gegen Schock, starke Schwingungen und elektromagnetische Felder
- Sie können in feuchten und stark verunreinigten Umgebungen eingesetzt werden
- Sie schalten ohne einen Störlichtbogen und haben somit eine geringe Störaussendung

10

11

12

Sanftstarter

Eine andere Möglichkeit, den Anlaufstrom zu begrenzen, ist der Einsatz von Sanftanlaufgeräten. Der Sanftanlauf hat folgende Vorteile gegenüber einem Verbraucherabzweig/Motorstarter:

- Stromspitzen beim Anlauf werden abgebaut
- Stoßfreier Anlauf
- Geringere mechanische Belastung für die Last

15

16

17

Im Motorabzweig zwischen Sanftstarter und Motor dürfen keine kapazitiven Elemente enthalten sein (zum Beispiel keine Blindleistungskompensationsanlage). Um Störungen in der Kompensationsanlage und/oder im Sanftstarter zu vermeiden, dürfen weder statische Systeme zur Blindleistungskompensation noch eine

dynamische Leistungsfaktorkorrektur (PFC, en: power factor correction) während des An- und Auslaufs des Sanftstarters betrieben werden.

Für die Auswahl der Sanftstarter ist es wichtig, die Applikation genau zu betrachten und dabei die Anlaufzeit des Motors zu berücksichtigen. Lange Anlaufzeiten bedeuten eine thermische Belastung für das Sanftanlaufgerät. Mit der Auswahl- und Simulations-Software „STS“ (Simulation Tool for Soft Starters) können die Sanftstarter von Siemens unter Berücksichtigung verschiedener Parameter wie Netzbedingungen, Motordaten, Lastdaten, spezielle Applikationsanforderungen simuliert und ausgewählt werden.

Tab. 12/2 gibt beispielhafte Einstellwerte und Gerätedimensionierungen an; sie dienen ausschließlich der Information und sind nicht verbindlich. Die Einstellwerte sind applikationsabhängig und müssen bei der Inbetriebnahme optimiert werden. Abhängig vom Drehmomentverlauf der Last beim Anfahren (zum Beispiel konstant, linear steigend, quadratisch steigend oder umgekehrt proportional wie bei Mühlen) und der Motordrehmomentkurve können Auswahl und Einstellungen des Sanftstarters vorgenommen werden. Dabei unterstützt die Software „STS“.

Zur besseren Steuerung besitzen Sanftstarter wie die Siemens Geräte SIRIUS 3RW das patentierte Ansteuerverfahren „Polarity Balancing“. Dadurch werden bei einer 2-phasigen Ansteuerung während des Anlaufvorgangs Gleichstromkomponenten eliminiert, die durch den Phasenanschnitt und die Überlagerung der Phasenströme hervorgerufen werden und die zu einer stärkeren Geräusentwicklung am Motor führen können. Es ermöglicht einen in Drehzahl, Drehmoment und Stromanstieg gleichmäßigen Motorhochlauf. Deshalb erreicht die akustische Qualität des Anlaufvorgangs nahezu die Qualität eines 3-phasig gesteuerten Anlaufvorgangs. Möglich wird dies durch die fortlaufende dynamische Angleichung beziehungsweise Ausbalancierung von Stromhalbwellen unterschiedlicher Polarität während des Motorhochlaufs. „Polarity balancing“ verhindert zwar nicht die vollständige Asymmetrie, aber Gleichstromkomponenten, die hörbare Geräusche und Abwärme während der Hochlaufphase erzeugen, werden eliminiert.

Normalanlauf CLASS 10 (bis 20 s mit 350% I_{nMotor})
 Leistung des Sanftstarters kann genauso groß gewählt werden wie die Leistung des eingesetzten Motors

Applikation	Förderband	Rollenförderer	Kompressor	kleiner Ventilator	Pumpe	Hydraulikpumpe
Anlaufparameter						
• Spannungsrampe und Strombegrenzung						
– Startspannung	% 70	60	50	30	30	30
– Anlaufzeit	s 10	10	10	10	10	10
– Strombegrenzungswert	Deaktiviert	Deaktiviert	$4 \cdot I_M$	$4 \cdot I_M$	Deaktiviert	Deaktiviert
• Drehmomentrampe						
– Startmoment	% 60	50	40	20	10	10
– Endmoment	% 150	150	150	150	150	150
– Anlaufzeit	s 10	10	10	10	10	10
• Losbrechimpuls	Deaktiviert (0 ms)	Deaktiviert (0 ms)	Deaktiviert (0 ms)	Deaktiviert (0 ms)	Deaktiviert (0 ms)	Deaktiviert (0 ms)
Auslaufart	Sanftauslauf	Sanftauslauf	Freier Auslauf	Freier Auslauf	Freier Auslauf	Freier Auslauf

Schweranlauf CLASS 20 (bis 40 s mit 350% I_{nMotor})
 Der Sanftstarter muss eine Leistungsklasse größer gewählt werden als der eingesetzte Motor

Applikation	Rührwerk	Zentrifuge	Fräsmaschine
Anlaufparameter			
• Spannungsrampe und Strombegrenzung			
– Startspannung	% 30	30	30
– Anlaufzeit	s 30	30	10
– Strombegrenzungswert	$4 \cdot I_M$	$4 \cdot I_M$	$4 \cdot I_M$
• Drehmomentrampe			
– Startmoment	% 30	30	30
– Endmoment	% 150	150	150
– Anlaufzeit	s 30	30	30
• Losbrechimpuls	Deaktiviert (0 ms)	Deaktiviert (0 ms)	Deaktiviert (0 ms)
Auslaufart	Freier Auslauf	Freier Auslauf	Freier Auslauf oder DC-Bremsen

Schweranlauf CLASS 30 (bis 60 s mit 350% I_{nMotor})
 Der Sanftstarter muss zwei Leistungsklassen größer gewählt werden als der eingesetzte Motor

Applikation	großer Ventilator	Mühle	Brecher	Kreissäge/Bandsäge
Anlaufparameter				
• Spannungsrampe und Strombegrenzung				
– Startspannung	% 30	50	50	30
– Anlaufzeit	s 60	60	60	60
– Strombegrenzungswert	$4 \cdot I_M$	$4 \cdot I_M$	$4 \cdot I_M$	$4 \cdot I_M$
• Drehmomentrampe				
– Startmoment	% 20	50	50	20
– Endmoment	% 150	150	150	150
– Anlaufzeit	s 60	60	60	60
• Losbrechimpuls	Deaktiviert (0 ms)	80 %, 300 ms	80 %, 300 ms	Deaktiviert (0 ms)
Auslaufart	Freier Auslauf	Freier Auslauf	Freier Auslauf	Freier Auslauf

Tab. 12/2: Beispiele für Anlaufarten und Einstellwerte bei unterschiedlichen Applikationen

[zurück zu Seite 256](#)

Da der Sanftstarter ein reduziertes Anlaufmoment beim Hochlauf hat, ist er nicht für alle Applikationen geeignet. Das Anlaufmoment der Last muss kleiner oder darf höchstens gleich dem Anlaufmoment des Motors sein. Typische Anwendungen sind:

- Förderbänder, Transportanlagen:

- Ruckfreies Anfahren
- Ruckfreies Abbremsen

- Kreiselpumpen, Kolbenpumpen:

- Vermeidung von Druckstößen
- Verlängerung der Lebensdauer des Rohrsystems

- Rührwerke, Mischer:

- Reduzierung des Anlaufstroms

- Große Lüfter:

- Schonung der Getriebe und Keilriemen

Dementsprechend sind auch unterschiedliche Anlauf- und Auslaufarten für den Sanftstarter zu wählen (siehe Tab. 12/3 und Tab. 12/4).

Beim Einsatz von Sicherungen als vorgeschaltetem Schutzorgan können Halbleitersicherungen verwendet werden, um die Anforderungen der Zuordnungsart 2 nach IEC 60947-4-2 (VDE 0660-117) zu erfüllen. Bei einer erhöhten Schalthäufigkeit sind die technischen Daten des Herstellers in jedem Fall zu beachten. Die mittlere Schalthäufigkeit beträgt etwa 20 Schaltspiele je Stunde. Bei der Planung sind die spezifischen Vorschriften des Geräteherstellers zu beachten. Diese beziehen sich auf Installationshinweise und die Auswahl der Schalt- und Schutzgeräte.

Frequenzumrichter

Frequenzumrichter werden zur Anpassung der Drehzahl eingesetzt, um wie beim Sanftstarter die Mechanik zu schonen oder Stromspitzen zu reduzieren. Frequenzumrichter eignen sich bei dynamischen Vorgängen besser als Sanftstarter. Über die Variation von Spannung und Frequenz kann die Drehzahl des angeschlossenen Motors kontinuierlich und nahezu verlustfrei verändert werden. Mit einem Frequenzumrichter kann ein Motor außerdem über der Nenn Drehzahl betrieben werden, ohne dass das Drehmoment absinkt. Ein weiterer Vorteil von Frequenzumrichtern ist die Möglichkeit zur Rückspeisung ins Netz.

Hinweis: Frequenzumrichter gibt es auch für 1- und 2-phasige Wechselstrommotoren.

Besonderheiten bei Frequenzumrichtern sind Netzurückwirkungen und die Beeinflussung der EMV. Wie in Kap. 5 beschrieben, erzeugen Umrichter Oberschwingungsströme und -spannungen. Da die anderen Verbraucher im Netz auf sinusförmige Spannungen ausgelegt sind, kann eine Verzerrung der Spannung zu Beeinträchtigung

gen und sogar zur Zerstörung von Verbrauchern und elektrischen Betriebsmitteln führen.

Wegen des stetig steigenden Einsatzes von drehzahlveränderbaren Antrieben gewinnt auch die Beurteilung von Netzurückwirkungen an Bedeutung. Sowohl die Betreiber von Versorgungsnetzen als auch die Betreiber von drehzahlveränderbaren Antrieben fordern in zunehmendem Maße Aussagen vom Hersteller über das Oberschwingungsverhalten der Antriebe ein, damit sie bereits im Stadium der Planung und Projektierung überprüfen können, ob die in den Normen angegebenen Grenzwerte eingehalten werden. Zur Begrenzung der Netzurückwirkung sind Netzdrosseln beziehungsweise aktive Filter vorzusehen. Netzdrosseln sind im Allgemeinen erforderlich bei:

- Netzen mit hoher Kurzschlussleistung (kleine Impedanz)
- Mehreren Umrichtern an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt
- Umrichtern im Parallelbetrieb
- Umrichtern mit Netzfiltern zur Funkentstörung

Frequenzumrichter mit Einspeise-Rückspeiseeinheit AFE (en: active front end, wie zum Beispiel bei SIMOVERT und DYNAVERT Umrichtern von Siemens verfügbar) erzeugen nahezu keine Netzurückwirkungen. Sie sind eine ideale Lösung für Energieversorger und Betreiber mit hohen Netzanforderungen. Mit der AFE ist ein Vierquadrantenbetrieb (Antreiben und regeneratives Bremsen in beiden Drehrichtungen) möglich. Mittels des aktiven Eingangstromrichters lässt sich nicht nur ein Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ realisieren, sondern man kann im Rahmen der Leistungsreserven noch zusätzlich Blindleistung anderer Verbraucher im Netz kompensieren. Wird die AFE mit einem Eingangsfiler ausgerüstet, ist darüber hinaus, ein fast Oberschwingungsfreier Betrieb am Netz möglich.

Die elektromagnetische Verträglichkeit beschreibt gemäß der Definition des deutschen EMV-Gesetzes (EMVG von 2016 basierend auf der EMV-Richtlinie 2014/30/EU) die „Fähigkeit eines Betriebsmittels, in der elektromagnetischen Umgebung zufriedenstellend zu arbeiten, ohne elektromagnetische Störungen zu verursachen, die für andere in dieser Umgebung vorhandene Geräte unannehmbar wären“. Damit die einschlägigen EMV-Bestimmungen eingehalten werden, müssen die Geräte zum einen eine genügend hohe Störfestigkeit aufweisen, zum anderen muss die Störaussendung auf verträgliche Werte begrenzt werden.

Die Norm IEC 61800-3 (VDE 0160-103) „Drehzahlveränderbare elektrische Antriebe – Teil 3: EMV-Anforderungen einschließlich spezieller Prüfverfahren“ definiert die EMV-Anforderungen an drehzahlveränderbare elektrische

Anlaufart	Bedeutung
Direkt	Bei der eingestellten Anlaufart „Direkt“ wird die Spannung am Motor bei erfolgtem Startbefehl sofort annähernd auf Netzspannung erhöht. Dies entspricht in etwa dem Startverhalten mit einem Schütz.
Spannungsrampe	Die Klemmenspannung des Motors wird innerhalb einer einstellbaren Anlaufzeit von einer parametrierbaren Startspannung bis auf Netzspannung angehoben.
Drehmomentregelung	Bei der Drehmomentregelung erfolgt ein lineares Anheben des im Motor erzeugten Drehmoments von einem parametrierbaren Startmoment bis zu einem parametrierbaren Endmoment innerhalb einer einstellbaren Drehmoment-Startzeit.
Spannungsrampe + Strombegrenzung	In Kombination mit der Startart „Spannungsrampe“ misst der Starter bei der Strombegrenzung mittels integrierter Stromwandler kontinuierlich den Phasenstrom. Es kann ein Strombegrenzungswert (I_B) während des Motorhochlaufs am Sanftstarter eingestellt werden. Wird dieser erreicht, wird die Motorspannung durch den Sanftstarter soweit geregelt, dass der Strom den eingestellten Wert nicht übersteigt. Die Strombegrenzung überlagert die Startart Spannungsrampe.
Drehmomentrampe + Strombegrenzung	In Kombination mit der Startart „Drehmomentregelung“ misst der Starter bei der Strombegrenzung mittels integrierter Stromwandler kontinuierlich den Phasenstrom. Es kann ein Strombegrenzungswert während des Motorhochlaufs am Sanftstarter eingestellt werden. Wird dieser erreicht, wird die Motorspannung durch den Sanftstarter soweit geregelt, dass der Strom den eingestellten Wert nicht übersteigt. Die Strombegrenzung überlagert die Startartart „Drehmomentregelung“.
Motorheizung (unterstützende Funktion)	Werden IP54-Motoren im Außenbereich eingesetzt, kommt es bei Abkühlung zu Kondenswasserbildung im Motor (zum Beispiel über Nacht oder im Winter). Hierdurch kann es beim Einschalten zu Leckströmen oder Kurzschlüssen kommen. Um die Motorwicklung zu erwärmen, wird in diese ein „pulsierender“ Gleichstrom eingespeist, ohne dass sich der Motor dreht.

Tab. 12/3: Anlaufarten bei Sanftstartern und ihre Bedeutung

[zurück zu Seite 258](#)

Auslaufart	Bedeutung
Freier Auslauf	Beim freien Auslauf wird bei Wegnahme des Ein-Befehls am Sanftstarter die Energiezufuhr zum Motor über den Sanftstarter unterbrochen. Der Motor läuft, nur von der Massenträgheit (Schwungmasse) des Läufers und der Last getrieben, frei aus.
Drehmomentrampe	Bei der Drehmomentrampe wird der freie Auslauf verlängert. Diese Funktion wird eingestellt, wenn ein abruptes Stillsetzen der Last verhindert werden soll. Typisch ist dies bei Applikationen mit kleiner Massenträgheit oder hohem Gegendrehmoment (zum Beispiel Förderbänder).
Pumpenauslauf	Pumpenauslauf wird eingestellt, wenn der Wasserschlag beim Abschalten der Pumpe verhindert werden soll. Geräuschbelästigung und mechanische Beanspruchung auf das Rohrleitungssystem und zum Beispiel darin befindliche Klappen werden vermindert.
Gleichstrom-(DC-)Bremsen	Beim DC-Bremsen wird der freie Auslauf verkürzt. Gleichstrom-Bremsen wird bei Applikationen mit größerem Massenträgheitsmoment empfohlen. Das Massenträgheitsmoment der Last sollte aber den 5-fachen Wert des Massenträgheitsmoments des Motors nicht übersteigen: $J_{last} \leq 5 \cdot J_{Motor}$
Dynamisches Gleichstrom-(DC-)Bremsen / Kombiniertes Bremsen	Beim DC-Bremsen wird der freie Auslauf verkürzt. Kombiniertes Bremsen wird bei Applikationen mit kleinerem Massenträgheitsmoment empfohlen: $J_{last} \leq J_{Motor}$

Tab. 12/4: Auslaufarten bei Sanftstartern und ihre Bedeutung

[zurück zu Seite 258](#)

Antriebe. Ein drehzahlveränderbares Antriebssystem (PDS, en: power drive system) im Sinne dieser Norm besteht aus dem Antriebsstromrichter und dem Elektromotor einschließlich Verbindungsleitungen. Die angetriebene Arbeitsmaschine ist nicht Bestandteil des Antriebssystems.

Zur Reduzierung der Abstrahlungen werden Netzfilter eingesetzt. Diese begrenzen auch die Netzurückwirkungen. Damit die Netzfilter auch die höchste Wirkung erzielen, ist auf eine EMV-gerechte Installation zu achten. Damit die Störströme wieder auf einem niederinduktiven Weg zum Umrichter zurückfließen können, ist eine geschirmte Leitung zwischen Umrichter und Motor notwendig. Die Motorleitung sollte dazu einen symmetrischen Leiteraufbau besitzen.

Die wichtigsten Einflussfaktoren hinsichtlich hochfrequenter Ableitströme sind:

- Höhe der Zwischenkreisspannung
- Zwischenkreisspannung U_{ZK} des Umrichters
- Spannungsanstiegsgeschwindigkeit du/dt beim Schalten
- Pulsfrequenz f_p des Wechselrichters
- Umrichterausgang mit oder ohne Motordrossel beziehungsweise Motorfilter
- Wellenwiderstand Z_W (Leitungsimpedanz) beziehungsweise Kapazität C der Motorleitung
- Induktivität des Erdungssystems und aller Erdungs- und Schirmverbindungen

Auch auf die Länge der Motorleitung sollte geachtet werden. Die Leitungskapazitäten nehmen besonders bei geschirmten Leitungen mit der Länge zu und verursachen zusätzliche Stromspitzen. Dieser Strom muss dann ebenfalls vom Frequenzumrichter geliefert werden, was zur Überlastung und damit zur Abschaltung des Umrichters führen kann.

Folgende Regeln zum EMV-gerechten Aufbau sind zu beachten:

- Störquellen und Störsenken im Schaltschrank räumlich voneinander trennen (Zonenkonzept)
- Signalleitungen und Leistungskabel getrennt voneinander verlegen; Mindestabstand 20 cm
- Signalleitungen und Leistungsleitungen möglichst nur von jeweils einer Seite in den Schrank führen
- Leitungen nahe an geerdeten Blechen und nicht frei im Schrank verlegen
- Funkentstörfilter immer in der Nähe der Störquelle anbringen
- Die Schirme von digitalen Signalleitungen beidseitig großflächig und gut leitend auf Erde legen (eventuell auch mehrmals)
- Die Schirme von analogen Signalleitungen bei gutem Potentialausgleich beidseitig auf Erde legen. Falls niederfrequente Störungen auftreten, Schirmanbindung einseitig am Umrichter vornehmen. Die andere Seite des Schirms sollte über einen Kondensator geerdet werden
- Schirme dürfen keine Unterbrechungen aufweisen (zum Beispiel durch Zwischenklemmen, Filter, Sicherungen, Schütze)
- Alle drehzahlveränderbaren Motoren mit geschirmten Leitungen anschließen
- Alle metallischen Teile des Schaltschranks flächig und gut leitend miteinander verbinden
- Potenzialausgleich mit möglichst kurzen und dicken Leitungen (10 mm²) ausführen
- Reserveadern an beiden Enden erden. Unnötige Leitungslängen vermeiden
- Die ungeschirmten Signalleitungen des gleichen Stromkreises (Hin- und Rückleiter) verdrillen
- Schütze, Relais etc. im Schaltschrank mit RC-Gliedern, Dioden, Varistoren beschalten

12.3 Schaltungsvergleich für Motoranlauf

Für die vorher beschriebenen Anlaufschaltungen ergeben sich unterschiedliche Verhalten beim Motoranlauf, die in Abb. 12/1 grafisch durch einen Vergleich von Spannungs-, Strom- und Drehmomentverlauf deutlich werden.

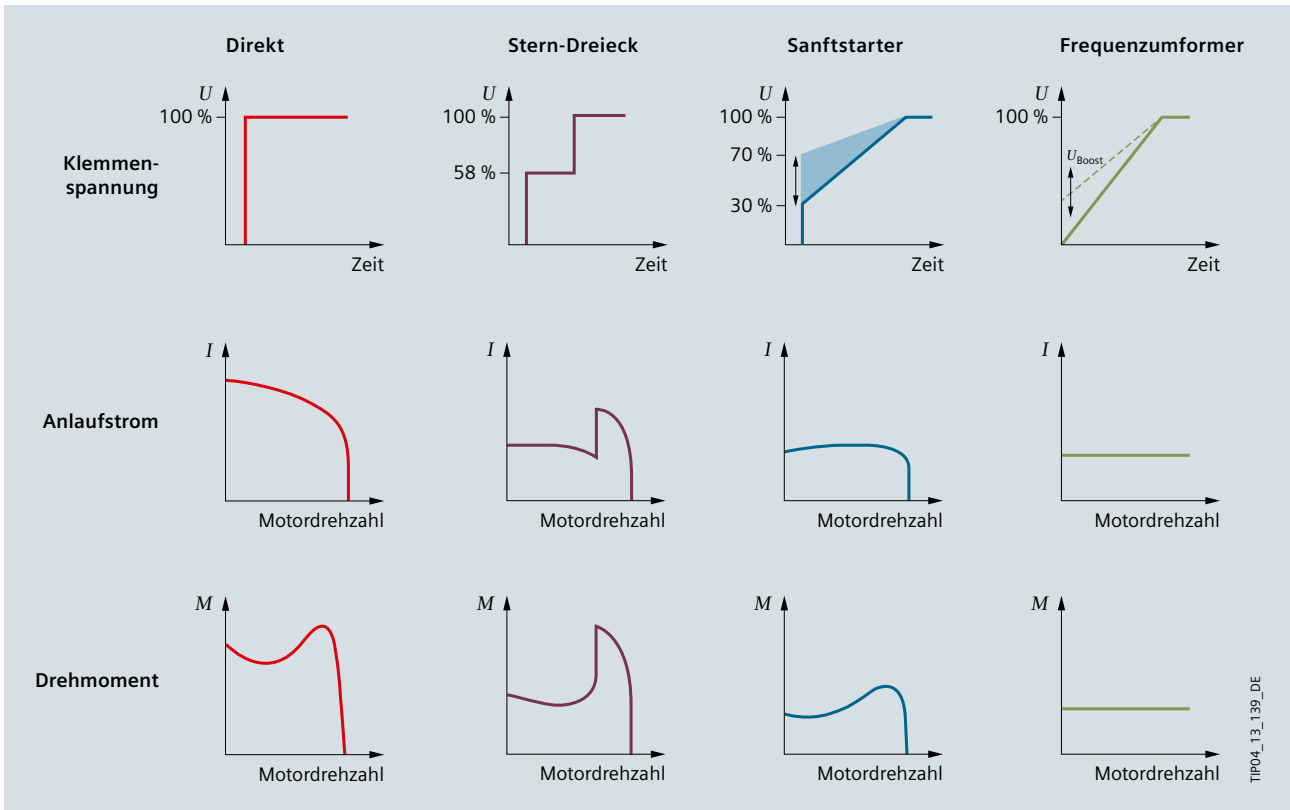
Beim Direktstarter werden die Motoren durch den hohen Strom, der unmittelbar anliegt, sowohl thermisch als auch mechanisch stark belastet. Außerdem werden im speisenden Netz Spannungsänderungen induziert. Um diese Störungen im Netz zu begrenzen werden zum Beispiel in den TAB der deutschen VNBs Scheinleistungsgrenzwerte für den Direktstart festgelegt. Zulässig sind bei gelegentlich anlaufenden Motoren (zweimal am Tag):

- Wechselstrommotoren mit einer Scheinleistung von nicht mehr als 1,7 kVA oder
- Drehstrommotoren mit einer Scheinleistung von nicht mehr als 5,2 kVA oder
- Bei höheren Scheinleistungen, Motoren mit einem Anlaufstrom (Effektivwert von Strom-Halbperioden) von nicht mehr als 60 A

Beim Stern-Dreieck-Starter wird in der Sternschaltung die Spannung über eine Motorwicklung auf das $(1/\sqrt{3} = 0,58)$ -fache der verketteten Netzspannung begrenzt, wodurch auch der Anlaufstrom verringert wird. Die Umschaltung führt zu mechanischen Belastungen, da Strom und Drehmoment sprunghaft ansteigen.

Der Sanftstarter erhöht die Motorspannung innerhalb einer gegebenen Anlaufzeit. Die Startspannung sollte entsprechend dem Losbrechmoment für den Motoranlauf gewählt werden. Beim Sanftstarter SIRIUS 3RW44 kann zum Beispiel der Losbrechimpuls eingestellt werden. Durch die „Wurzel-3-Schaltung“ (Abb. 12/2) bei Sanftstartern kann der Bemessungsstrom auf den $(1/\sqrt{3} = 0,58)$ -fachen Wert des Motornennstroms beschränkt werden.

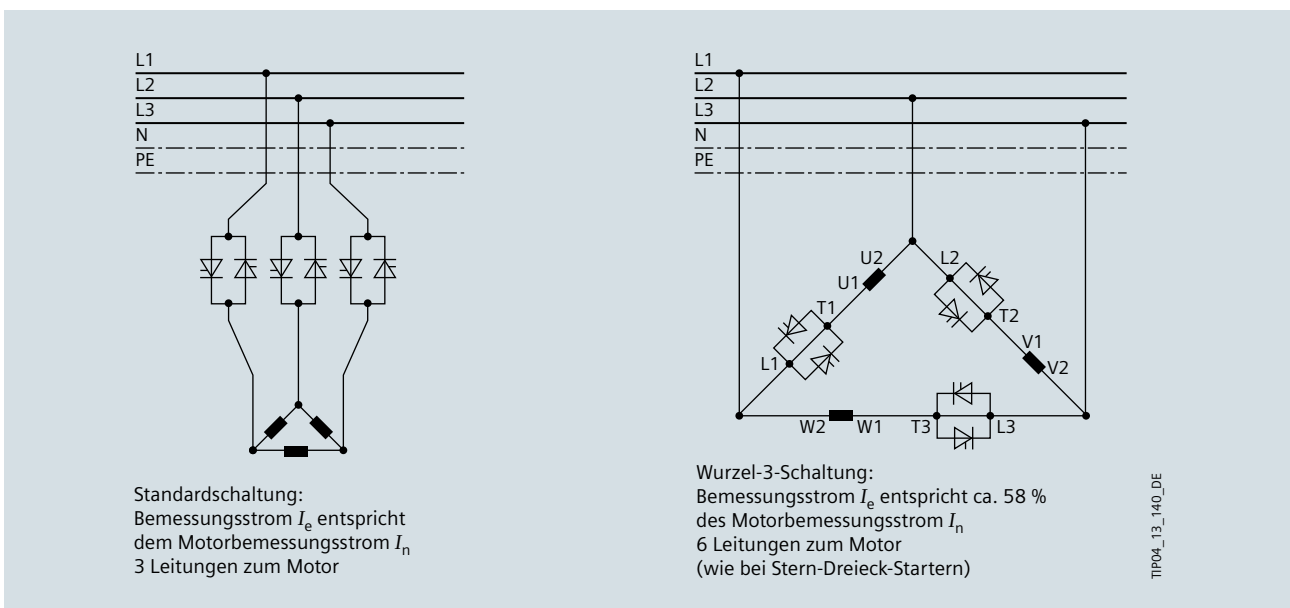
Beim Frequenzumrichter kann der Antrieb mit Nennstrom kontrolliert hochgefahren werden, da die Anlaufcharakteristik einstellbar ist. Im weiteren Betrieb ermöglicht die Regelung eine stufenlose Drehzahländerung über die Variation der Frequenz, wodurch der Antrieb selbst bei niedrigen Drehzahlen mit Nennmoment betrieben werden kann. Die Drehzahlregulierung kann zu Effizienzverbesserungen im Betrieb genutzt werden. Auswahl und Dimensionierung von Motor und Frequenzumrichter unterstützt die Projektierungssoftware SIZER for Siemens (näheres im Internet unter www.siemens.de/sizer).



TIP04_13_139_DE

Abb. 12/1: Charakteristisches Verhalten der unterschiedlichen Schaltungen beim Motoranlauf

[zurück zu Seite 260](#)



Standardschaltung:
Bemessungsstrom I_e entspricht dem Motorbemessungsstrom I_n
3 Leitungen zum Motor

Wurzel-3-Schaltung:
Bemessungsstrom I_e entspricht ca. 58 % des Motorbemessungsstrom I_n
6 Leitungen zum Motor (wie bei Stern-Dreieck-Startern)

TIP04_13_140_DE

Abb. 12/2: Schaltungsvergleich für Sanftstarter zwischen Standardschaltung und Wurzel-3-Schaltung

[zurück zu Seite 260](#)

12.4 Sicherheit von Maschinen

Hersteller und Betreiber von Maschinen sind gesetzlich verpflichtet, die Sicherheit von Mensch und Umwelt zu gewährleisten. Mit anderen Worten: Maschinen, die in Europa hergestellt oder betrieben werden, müssen sicher sein – unabhängig davon, ob sie neu oder gebraucht sind. Auch aus wirtschaftlichen Gründen sollte jedes Risiko, das von einer Maschine ausgehen kann, von vornherein weitestgehend vermieden werden. Die Sicherheit von Maschinen und Anlagen kann bereits in der Planung integriert werden. Mit Safety Integrated bietet Siemens für die Antriebs- und Automatisierungstechnik ein vollständiges Produkt- und Dienstleistungsportfolio zur funktionalen Sicherheit, das im Internet näher beschrieben ist unter www.siemens.de/safety-integrated.

Safety Integrated bietet die nahtlose Integration von Sicherheitstechnik in die Standardautomatisierung. Dies gilt auch für verbaute Komponenten wie Schaltgeräte, Schutztechnik, Steuerungen, Sensoren, Kommunikationseinrichtungen etc. und bringt nicht nur Vorteile bei der funktionalen Sicherheit, sondern auch:

Mehr Wirtschaftlichkeit

- Minimierung der Typenvielfalt
- Minimierung der Kosten durch nur ein Bus- sowie ein Engineeringssystem
- Einfacher reproduzierbare Serienmaschinen durch intelligente Softwarelösungen

Mehr Standardisierung

- Einfachere Bedienbarkeit durch einheitliche Bedienoberflächen
- Erhöhte Wiederverwendbarkeit durch Einsatz von Bibliotheken
- Weniger Schaltschrankvarianten an Maschinen
- Vereinfachte Installation durch Bussysteme

Mehr Produktivität

- Schnelle Inbetriebnahme durch vorverdrahtete und zertifizierte Komponenten
- Verkürzte Stillstandzeiten durch schnelle Fehlerlokalisierung und umfangreiche Diagnosefunktionen
- Rascher Wiederanlauf nach Anlagenmodifikationen
- Produktion ohne Stillstand durch zusätzlich verfügbare sichere, fehlertolerante Systeme
- Platz, Zeit und Kosten sparender Aufbau

Mehr Flexibilität

- Maßgeschneiderte Lösungen aus einem modularen Systembaukasten
- Einfache Erweiterbarkeit und Integration in die Welt von Totally Integrated Automation
- Verbesserung der weltweiten Marktchancen durch Einhaltung erforderlicher Zulassungen und Konformität mit EU-Richtlinien
- Vereinfachte Wartung und Anlagenerweiterung durch lange Produkt- und Systemverfügbarkeit

In Europa sind Maschinenhersteller (Produktsicherheit) und Maschinenbetreiber (Arbeitssicherheit) seitens des Gesetzgebers verpflichtet, die Sicherheit von Mensch und Umwelt zu gewährleisten. In vielen weiteren Ländern ohne entsprechende gesetzliche Vorgabe wächst das Bewusstsein für dieses Thema stetig. In Europa „bereitgestellte“ Maschinen müssen sicher sein – unabhängig davon, ob diese neu oder gebraucht sind. Dabei versteht man unter „Bereitstellung“ Folgendes: Die Maschine wird in Europa hergestellt oder erheblich umgebaut – oder, sie wird nach Europa importiert und dort betrieben.

Europäische Richtlinien – wie Niederspannungsrichtlinie, Maschinenrichtlinie, EMV-Richtlinie etc. (siehe [Abb. 12/3](#)) – beschreiben die grundlegenden Anforderungen für Maschinenhersteller oder Anlagenbetreiber, die ihre Maschinen selbst wesentlich modernisieren und verändern.

Die Einhaltung der Maschinenrichtlinie kann auf unterschiedliche Weise gewährleistet werden:

- In Form einer Maschinenabnahme durch eine Prüfstelle
- Durch Erfüllung der harmonisierten Normen
- Durch den alleinigen Sicherheitsnachweis mit erhöhtem Prüf- und Dokumentationsaufwand

In jedem Fall ist die CE-Kennzeichnung mit entsprechendem Sicherheitsnachweis der sichtbare Beweis für den Inhalt der Maschinenrichtlinie. Laut EU-Rahmenrichtlinie für Arbeitsschutz ist sie verbindlich.

Damit die Konformität mit einer Richtlinie sichergestellt ist, empfiehlt es sich, die entsprechend harmonisierten europäischen Normen anzuwenden. Dies löst die so genannte „Vermutungswirkung“ aus (siehe [Abb. 12/3](#)) und gibt Herstellern und Betreibern Rechtssicherheit bezüglich der Erfüllung nationaler Vorschriften wie auch

der EG-Richtlinie. Mit der CE-Kennzeichnung dokumentiert der Hersteller einer Maschine die Einhaltung aller zutreffenden Richtlinien und Vorschriften im freien Warenverkehr. Da die europäischen Richtlinien weltweit anerkannt sind, hilft deren Anwendung beispielsweise auch beim Export in Länder des europäischen Wirtschaftsraums (EWR). Die für die funktionale Sicherheit wichtigsten Normen sind ebenfalls in Abb. 12/3 aufgeführt.

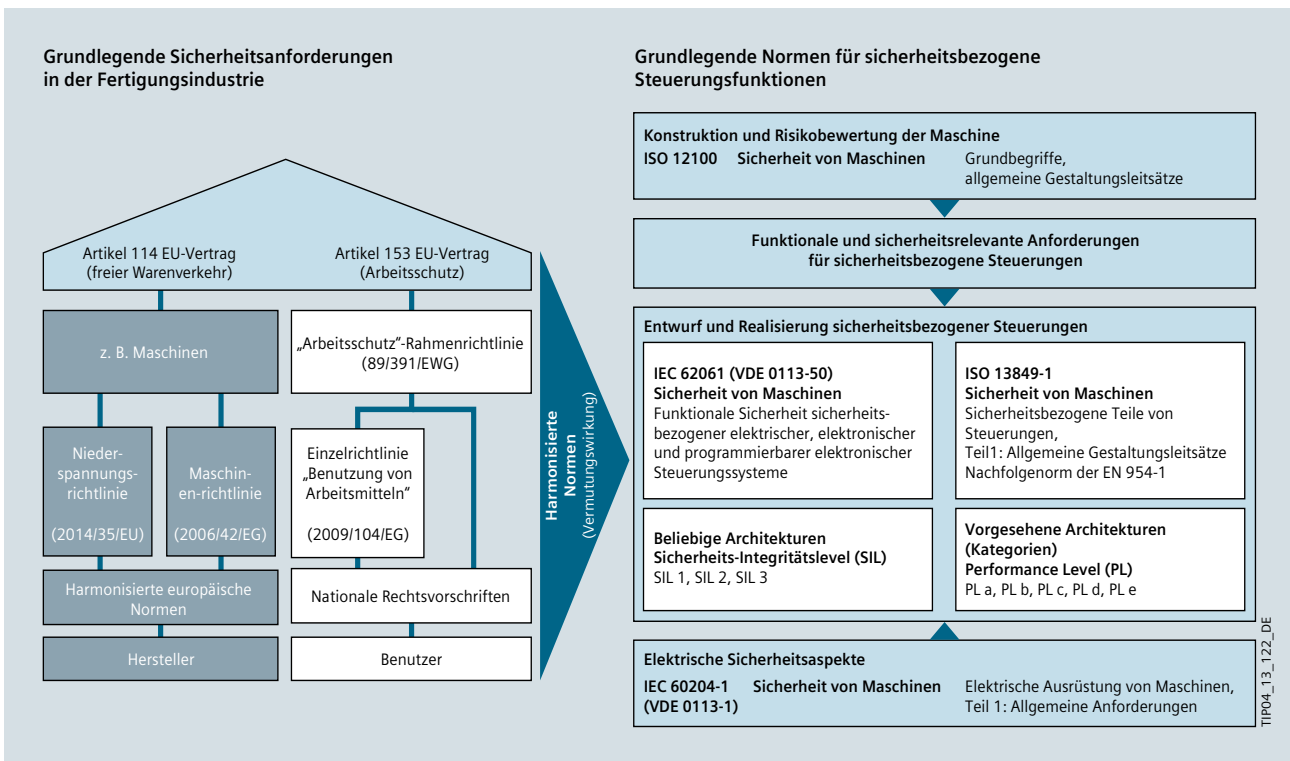


Abb. 12/3: Richtlinien und Normen zur funktionalen Sicherheit von Maschinen

[zurück zu Seite 262](#)

Inhalt
Einleitung
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17



Kapitel 13

Einspeisung über Umrichter und Generatoren

13.1	USV-Anlagen	267
13.2	Eigenerzeugungsanlagen	270

13 Einspeisung über Umrichter und Generatoren

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Bei den Richtlinien für den Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen werden zum einen die Notstromaggregate als solche betrachtet, zum anderen wird nach der Anbindung an das Versorgungsnetz unterschieden. Als Stromquellen für Sicherheitszwecke sind nach IEC 60364-5-56 (VDE 0100-560) definiert:

- Wiederaufladbare Batterien
- Primärelemente
- Generatoren, deren Antriebsmaschine unabhängig von der allgemeinen Stromversorgung ist
- Eine separate Einspeisung (für Deutschland ergänzt um ein „duales System“) aus dem Versorgungsnetz, die von der normalen Einspeisung tatsächlich unabhängig ist

In der VDEW-Richtlinie „Notstromaggregate – Richtlinie für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten“ (Ausgabe 2004) werden die Anschlussbedingungen für USV-Anlagen beschrieben und die Betriebsweisen von Notstromaggregaten im Falle unterschiedlicher Netzformen erläutert (Näheres zu Netzersatzanlagen (NEA) und USV-Anlagen siehe Kap. 13.1 und 13.2).

Elektronische Bauelemente spielen nicht nur als Verbraucher (Sanftstarter und Frequenzumrichter, siehe Kap. 14) eine Rolle in der elektrischen Energieverteilung, sondern auch als Energiequelle. Bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen erfolgt die Einspeisung der erzeugten Leistung über netzkonforme Wechselrichter, deren Rückwirkungen die Netzumgebung beeinflussen können.



13.1 USV-Anlagen

Durch den Einsatz einer USV-Anlage sollen empfindliche Verbraucher vor Störungen in der allgemeinen Stromversorgung (AV) geschützt und bei Netzausfällen sicher weiter betrieben werden können (siehe Abb. 2/6). Für die Verfügbarkeit des gesamten Stromversorgungssystems ist die richtige Einbindung des USV-Systems in das Netzkonzept von entscheidender Bedeutung. Hinsichtlich der USV sollten bei der Planung folgende allgemeine Punkte beachtet werden:

- Selektivität für die Schalt- und Schutzfunktionalität in Verbindung mit dem USV-System
- Abschaltbedingungen (Personenschutz nach IEC 60364-4-41, VDE 0100-410) in Verbindung mit dem USV-System
- Berücksichtigung der Kurzschlussenergie I^2t und des Kurzschlussstromes I_k für den statischen Bypass
- Einfach strukturierten Netzaufbau beachten (Kurzschlussverhalten siehe Anhang 17.1)
- Schutz der USV-Hauptverteilung (möglicher SPOF) am USV-Ausgang; insbesondere bei USV-Parallelschaltung

Grundlegend wird zwischen „dynamischen“ und „statischen“ USV-Anlagen unterschieden. Zu beachten ist dabei, dass es sich auch um eine statische USV-Anlage handelt, wenn ein rotierender Energiespeicher bei Spannungsproblemen zur Versorgung der kritischen Lasten über einen elektronischen Umrichter genutzt wird.

13.1.1 Dynamische USV-Anlagen

DIN 6280-12 beschreibt die unterschiedlichen Systeme dynamischer USV-Anlagen (Abb. 13/1). Die beiden wesentlichen Bestandteile einer dynamischen USV sind der Elektromotor und der Generator, aufeinander abgestimmt als Maschinensatz. Nach der Norm werden die kritischen Verbraucher über den Generator versorgt.

Der Maschinensatz besitzt zwar einen kleinen kinetischen Energieinhalt für eine Überbrückung von Spannungsausfällen im Millisekundenbereich. Diese kurze Zeitdauer kann durch den Einsatz von Schwungmassenspeichern und/oder Batteriesystemen auf eine begrenzte Zeit, meist im Sekunden- oder Minutenbereich, erweitert werden. Die Überbrückungszeit kann durch Ankopplung eines Dieselmotors verlängert werden, wobei die Zwischenspeicher den Generator solange mit Energie versorgen müssen, bis der Dieselmotor hochgelaufen ist (Abb. 13/2).

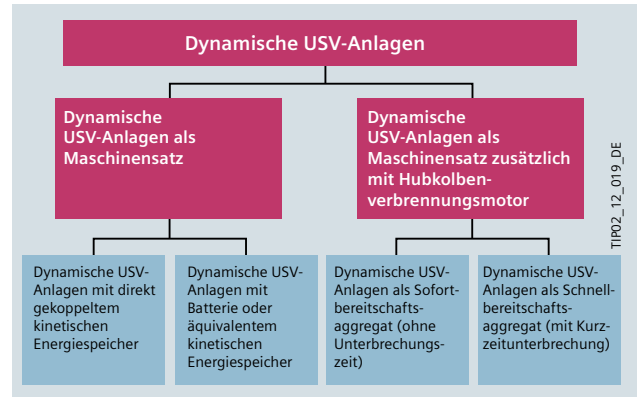


Abb. 13/1: Übersicht möglicher dynamischer USV-Systeme entsprechend DIN 6280-12

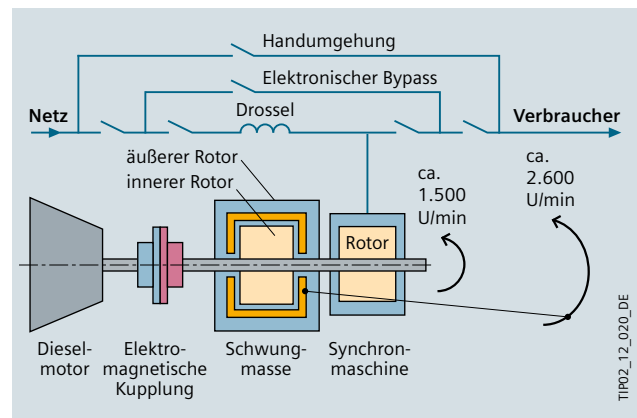


Abb. 13/2: Schematische Darstellung einer dynamischen USV-Anlage mit einer Kombination aus Dieselmotor, Schwungmasse und generatorischer Stromerzeugung

Die Betriebsweisen von dynamischen USV-Anlagen entsprechend DIN 6280-12 führen zur weiteren Unterscheidung:

- Aktiver Bereitschaftsbetrieb (Schnellbereitschaft – short break: 2 bis 500 ms Unterbrechungsdauer)
- Durchlaufbetrieb (galvanisch vom Netz getrennte Lastversorgung über USV: Sofortbereitschaft – no break)
- Aktiver Mitlaufbetrieb (unterbrechungsfreie Übergänge zwischen Lastversorgung über Netz und Lastversorgung über mitlaufende USV: Sofortbereitschaft – no break)

Zu beachten ist, dass diese Unterscheidung nicht mit der Klassifizierung von statischen USV-Anlagen (siehe Abb. 13/3) korreliert. Denn auch beim Durchlaufbetrieb kann eine Frequenzabhängigkeit der dynamischen USV gegeben sein, wenn die Netzspannung nicht durch einen Wechselrichter in eine quasi eigenständige Versorgungsspannung für den Motor gewandelt wird.

Beispielsweise ist für die IT-Komponenten in Rechenzentren der aktive Bereitschaftsbetrieb nicht möglich, da seitens der Hersteller von Netzteilen die in Kap. 5 beschriebene ITIC-Kurve [5] erstellt wurde, in der die zulässigen Spannungsverhältnisse (siehe Abb. 5/2) für die Energieversorgung von IT-Komponenten beschrieben werden. Eine Spannungsunterbrechung ist nach der ITIC-Kurve maximal für 20 ms zulässig. Die Kurve wurde für einphasige 120-V-Geräte mit einer AC-Frequenz von 60 Hz eingeführt. Sie wird allerdings heute in ähnlicher Form auch für viele weitere Produktreihen genutzt.

13.1.2 Statische USV-Anlagen

Bei der statischen USV werden zur Beeinflussung der Versorgungsspannung Bauteile der Leistungselektronik wie Dioden, Thyristoren und Transistoren verwendet. Abhängig von der Einflussnahme klassifiziert die Norm IEC 62040-3 (VDE 0558-530) die statischen USV-Anlagen entsprechend der Qualität der USV-Ausgangsspannung und dem Verhalten bei Netzstörungen (siehe Tab. 13/1).

Die vereinfachten Schaltschemata in Abb. 13/3 machen deutlich, dass die Doppelwandlertechnik (VFI, en: voltage and frequency independent) eine eigenständige Versorgungsqualität für die Verbraucher bereitstellt. Bei der voltage independent (VI)-USV wird die Spannung unabhängig von der USV-Eingangsspannung eingestellt, während bei einer Off-line-Schaltung (VFD, en: voltage and frequency dependant) sowohl die Spannung als auch die Frequenz am USV-Ausgang von den Verhältnissen am Eingang abhängen. In jedem Fall ist bei der Planung zu beachten, dass die Rückwirkungen und Lastanforderungen der Verbraucher auf die Versorgung am USV-Eingang Einfluss haben.

Wenn eine räumliche Trennung der elektrischen Verbraucher von den Komponenten der elektrischen Energieversorgung gewünscht ist, werden in der Regel größere USV-Leistungseinheiten mit 3-phasigem Anschluss und Doppelwandlertechnik (On-line-USV-Systeme) eingesetzt. Die Systeme aus USV und Batterie sollten aus Gründen der Belüftung, der EMV, der Geräusche, der Wartung, des Brandschutzes etc. in eigenen Betriebsräumen untergebracht sein.

Zur Leistungserhöhung und zur Verbesserung der Verfügbarkeit können parallel geschaltete USV-Systeme genutzt werden. Zu beachten ist, dass sich mit zunehmender Anzahl von Bauteilen der Serviceaufwand erhöht und die gestiegene Systemkomplexität zu neuen Fehler-

Netzstörungen	Zeit	z. B.	IEC 62040-3	USV-Lösung	Anbieter-Lösung
1. Netzausfälle	> 10 ms		VFD Voltage + Frequency Dependent	Klassifizierung 3 Passiver Standby- Betrieb (Off-line)	–
2. Spannungsschwankungen	< 16 ms				–
3. Spannungsspitzen	4 ... 16 ms				–
4. Unterspannungen	kontinuierlich		VI Voltage Independent	Klassifizierung 2 Line-Interactive- Betrieb	–
5. Überspannungen	kontinuierlich				–
6. Spannungsstöße (Surge)	< 4 ms		VFI Voltage + Frequency Independent	Klassifizierung 1 Double- Conversion- Betrieb (On-line)	–
7. Blitzeinwirkungen	sporadisch				Blitz- und Überspannungs- schutz (IEC 60364-5-53)
8. Spannungsverzerrung (Burst)	periodisch				–
9. Spannungsüberschwingungen	kontinuierlich				–
10. Frequenzschwankungen	sporadisch				–

Tab. 13/1: Arten von Netzstörungen und die passenden USV-Lösungen nach IEC 62040-3 (VDE 0558-530) [13]

ursachen führen kann. Aus Gründen der Nutzungseffizienz sollte der lastabhängige USV-Wirkungsgrad auch beim Redundanzkonzept berücksichtigt werden. Daher kann unter Umständen eine (2+1)-Redundanz eine etwas höhere Verfügbarkeit, günstigere Wartungskosten und geringere Verluste im Betrieb realisieren als zum Beispiel eine (6+1)-Redundanz.

Ein aktueller Trend, der für die Planung einer sicheren Stromversorgung von Bedeutung sein kann, ist die Aus- und Umbaufähigkeit durch modulare USV-Systeme. Bei einem modularen USV-System können Erweiterungsmodule bei steigendem Leistungsbedarf in eine vorhandene Anlage integriert werden. Dafür sollte bereits zu Betriebsstart ein mögliches Endausbauszenario gegeben sein. Vielfach wird argumentiert, dass zwar die Anfangsinvestitionen etwas höher seien, aber durch die niedrigeren Kosten für die Erweiterungsmodule die Gesamt-

investitionen verringert werden können. Zudem soll durch eine einfache Erweiterbarkeit und den schnellen Austausch der Module bei einer Störung die USV-Ausfalldauer im Störfall verringert werden, sodass auch die Verfügbarkeit höher als bei einer gewöhnlichen USV-Lösung sein soll.

Hierbei ist zu beachten, dass zunächst in eine Überdimensionierung von Teilen der modularen Anlage investiert werden muss, die sich meist nur lohnt, wenn der tatsächliche Ausbau dem geplanten Umfang entspricht. Außerdem bindet sich der Anlagenbetreiber an ein bestimmtes USV-Modell, sodass die Randbedingungen für den Nachkauf von Modulen am besten bereits vor dem Kauf berücksichtigt werden. Modellwechsel erschweren und verteuern den Nachkauf zumeist ungemein.

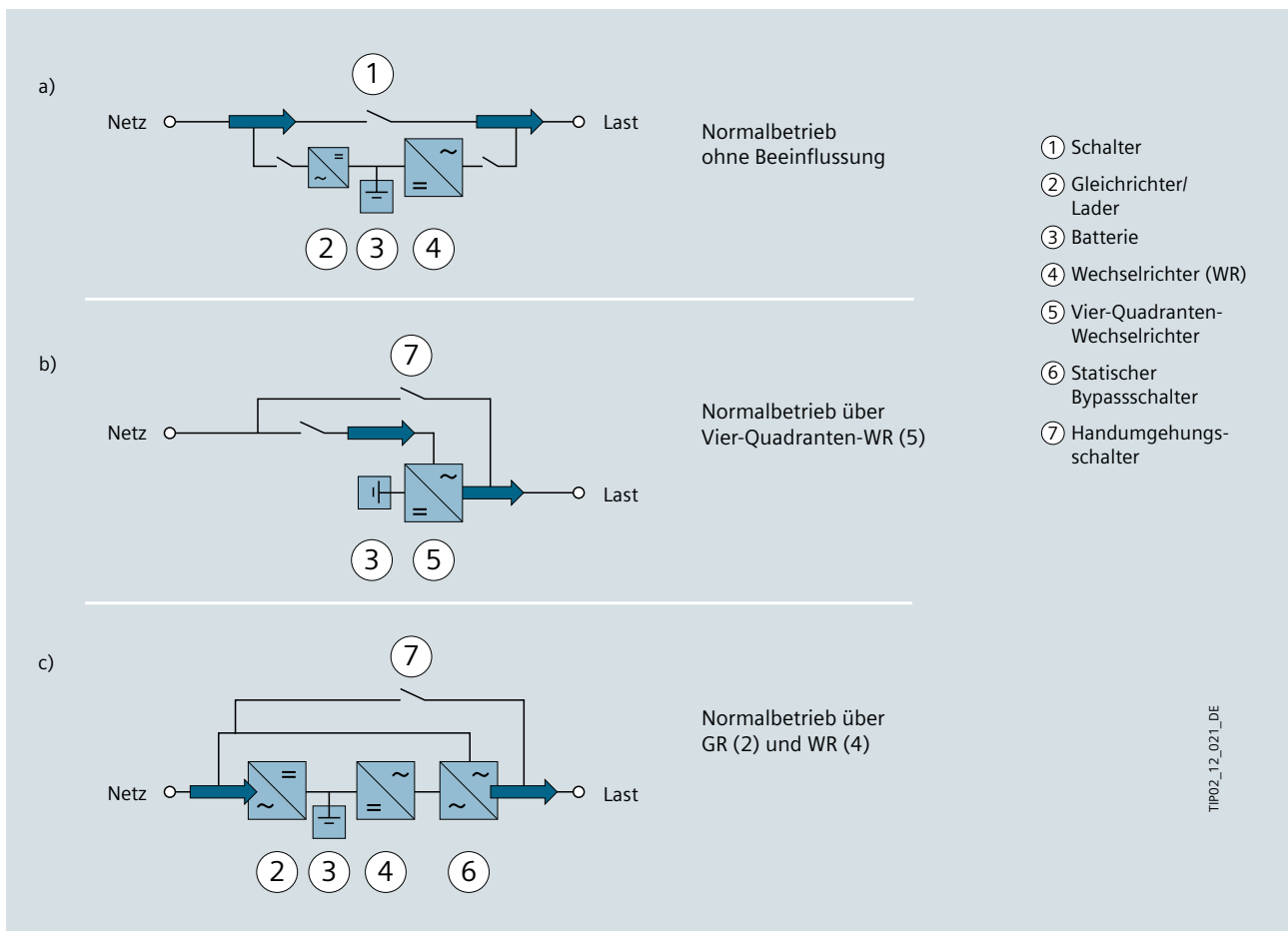


Abb. 13/3: USV-Systeme mit Energiefluss bei Normalbetrieb:

- a) Off-line-USV-Anlage (VFD)
- b) Line-interactive-USV-System (VI)
- c) On-line-USV-System (VFI)

zurück zu Seite 268

13.2 Eigenerzeugungsanlagen

Beim Anschluss einer Eigenerzeugungsanlage für elektrische Energie an das Niederspannungsnetz des VNB ist in Deutschland die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 heranzuziehen. Daneben ist die TAR Niederspannung (VDE-AR-N 4100) für den Anschluss an das Niederspannungsnetz zu beachten.

Eigenerzeugungsanlagen mit einer Nennscheinleistung bis 4,6 kVA können 1-phasig je Außenleiter angeschlossen werden, darüber 3-phasig. Vorzusehen ist eine dem Personal des VNB jederzeit zugängige Schaltstelle mit Trennfunktion. Alternativ kann eine „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“ (DIN VDE V 0126-1-1) genutzt werden. Durch einen Kuppelschalter muss eine allpolige, galvanische Trennung sichergestellt werden. Beim Betrieb der Eigenerzeugungsanlage müssen die Anforderungen sowohl der IEC 61000-3-2 (VDE 0838-2) oder der IEC 61000-3-12 (VDE 0838-12) bezüglich Oberschwingungen als auch der IEC 61000-3-3 (VDE 0838-3) oder der IEC 61000-3-11 (VDE 0838-11) bezüglich Flicker erfüllt sein.

Ist ohnehin eine Ersatzstromversorgungsanlage geplant, ist immer zu prüfen, ob im Hinblick auf ein Gesamtenergiekonzept ein Blockheizkraftwerk (BHKW) wirtschaftlich betrieben werden kann. Eine Investition lohnt sich in der Regel dann, wenn die Amortisationszeit sieben Jahre, im begründeten Einzelfall zehn Jahre, nicht überschreitet. Dabei sollte sich im Betrieb langfristig ein hoher Erlös für überschüssigen Strom und / oder überschüssige Wärme erzielen lassen.

Eine zusätzliche Verbesserung der Auslastung lässt sich durch die Kombination eines BHKW mit einer Absorptionskältemaschine erreichen. Da hierbei keine Chlorfluorkohlenwasserstoffe (CFKW) eingesetzt werden, kann dies auch eine umweltfreundliche Alternative zu konventionellen Kältemaschinen sein.

Zur Einschätzung der Rentabilität des BHKW-Betriebs sind neben den Kapitalkosten mindestens folgende Punkte abzuklären:

- Der Standort des BHKW
- Die Voraussetzungen für die gleichzeitige Nutzung von Wärme / Kälte und Strom
- Die Regelung der Brennstoffversorgung
- Das Wärme- / Kältemanagement für Reserve- und Spitzenlastabdeckung
- Das Strommanagement für Reserve- und Grundlastabdeckung
- Wartung und Instandhaltung
- Eigenes qualifiziertes Personal

13.2.1 Netzersatzanlage

Eine Netzersatzanlage (NEA) liefert elektrische Energie bei Ausfall der öffentlichen Versorgung. Sie kann erforderlich sein zur

- Erfüllung gesetzlicher Vorschriften bei baulichen Anlagen für Menschenansammlungen, Krankenhäusern oder Ähnlichem
- Erfüllung behördlicher oder gesetzlicher Forderungen zum Betrieb von Hochhäusern, Geschäftshäusern, Arbeitsstätten, Großgaragen oder Ähnlichem
- Aufrechterhaltung des Betriebs von sicherheitstechnischen Systemen wie Sprinkleranlagen, Entrauchungsanlagen, Leit- und Überwachungseinrichtungen oder Ähnlichem
- Aufrechterhaltung des Betriebs von IT-Anlagen
- Absicherung von Produktionsprozessen in der Industrie
- Abdeckung von Spitzenlasten, beziehungsweise zur Ergänzung der Netzversorgung

Auslegung der Aggregate

Maßgebend für die Auslegung und Fertigung von Netzersatzaggregaten ist die Normenreihe ISO 8528 (dazu in Deutschland die Normenreihe DIN 6280) und insbesondere die ISO 8528-12 (DIN 6280-13) für die Notstromversorgung von Sicherheitseinrichtungen. Hieraus ergibt sich entsprechend den Verbraucheranforderungen die Ausführungsklasse des Aggregats. Für die Auslegung der Aggregate-Nennleistung sind unter anderem folgende Faktoren bedeutsam:

- Summe der angeschlossenen Verbraucher = Verbraucherleistung (etwa 80 % der Nennleistung des Aggregats, kritische Verbraucher wie zum Beispiel Pumpen beachten)
- Betriebsverhalten der Verbraucher (zum Beispiel Schaltnetzteile, Frequenzumrichter und statische USV-Geräte mit hohen Stromverzerrungen, Oberwellenanteil $\leq 10\%$ für Standardaggregate beachten)
- Gleichzeitigkeitsfaktor $g = 1$
- Einschaltverhalten der Verbraucher
- Dynamisches Verhalten und Lastaufschaltverhalten des Aggregats (Standardwert für 1. Laststufe ist etwa 60 % der Aggregateleistung)
- Umgebungsbedingungen am Aufstellungsort des Aggregats
- Reserven für Erweiterungen
- Kurzschlussverhalten (siehe Anhang 17.1)

Allgemeines

Zunächst wird zwischen Stromerzeugungsaggregat und Stromerzeugungsstation unterschieden. Das Stromerzeugungsaggregat stellt den eigentlichen Maschinensatz, bestehend aus Antriebsmotor, Generator, Kraftübertragungselementen und Lagerelementen dar. Die Strom-

erzeugungsstation umfasst auch die Hilfseinrichtungen wie Abgasanlage, Kraftstoffsystem, Schaltanlage sowie den Aufstellungsraum (Abb. 13/4). Hier kann dann von einer vollständigen Netzersatzanlage gesprochen werden. Der Einsatzzweck und die Ausführung bleiben dabei noch unberücksichtigt.

Einbindung ins Netzkonzept

Durch die verbraucherabhängigen Randbedingungen der SV wie Leistungsanforderungen, Stromverteilungskonzept, Gleichzeitigkeitsfaktor und Erweiterungsreserven sind folgende Auswahlkriterien für die Netzersatzanlage zu betrachten:

- Netzeinspeisung auf Mittelspannungs- oder Niederspannungsebene
- Verteilung der SV-Last auf mehrere parallel geschaltete NEAs oder Versorgung über eine große NEA
- Zentrale Aufstellung oder Verteilung einzelner Anlagen nahe bei den SV-Verbrauchern

Bei der Auswahl und Konzeption ist zu beachten, dass die Unterschiede bei der Verkabelung der Sicherheitsstromversorgung, die Störanfälligkeit der Steuerung, der Aufwand für Schalt- und Schutzmaßnahmen sowie die Versorgung der „notstromberechtigten“ Verbraucher während Wartung und Reparatur berücksichtigt werden. Für die Wahl zwischen Mittel- und Niederspannungsebene werden im Folgenden einige Entscheidungskriterien aus Sicht der Mittelspannung gegeben:

Die Mittelspannung hat folgende Vorteile:

- Größere Leistungen lassen sich besser über längere Strecken transportieren
- Bessere Netzqualität bei ausgedehnten Netzen (Spannungsfall)
- Günstigerer Energiebezugspreis für den Stromverbrauch (Anhaltspunkt: etwa 20% Vorteil gegenüber Niederspannung)
- Bei Schutzmaßnahme „Schutz durch Abschaltung“ im TN-S-Netz ist der erforderliche Kurzschlussstrom wesentlich leichter zu erreichen

Die Mittelspannung hat folgende Nachteile:

- Ab einem Leistungsbedarf kleiner etwa 400 kVA ist die Wirtschaftlichkeit zu prüfen
- Bei umfangreichen Netzen steigt der Aufwand für das Schutzkonzept
- Es sind auch im Netz der Sicherheitsstromversorgung (zusätzliche) Transformatoren mit den zugehörigen Schaltanlagen und entsprechendem Schutz erforderlich
- Es sind mehr Geräte und Materialien erforderlich
- Es ist eine höhere Qualifikation des Schaltpersonals erforderlich

Allgemein ist eine Mittelspannungsversorgung nur dann wirtschaftlich, wenn hohe Leistungen über größere Entfernungen zu transportieren sind.

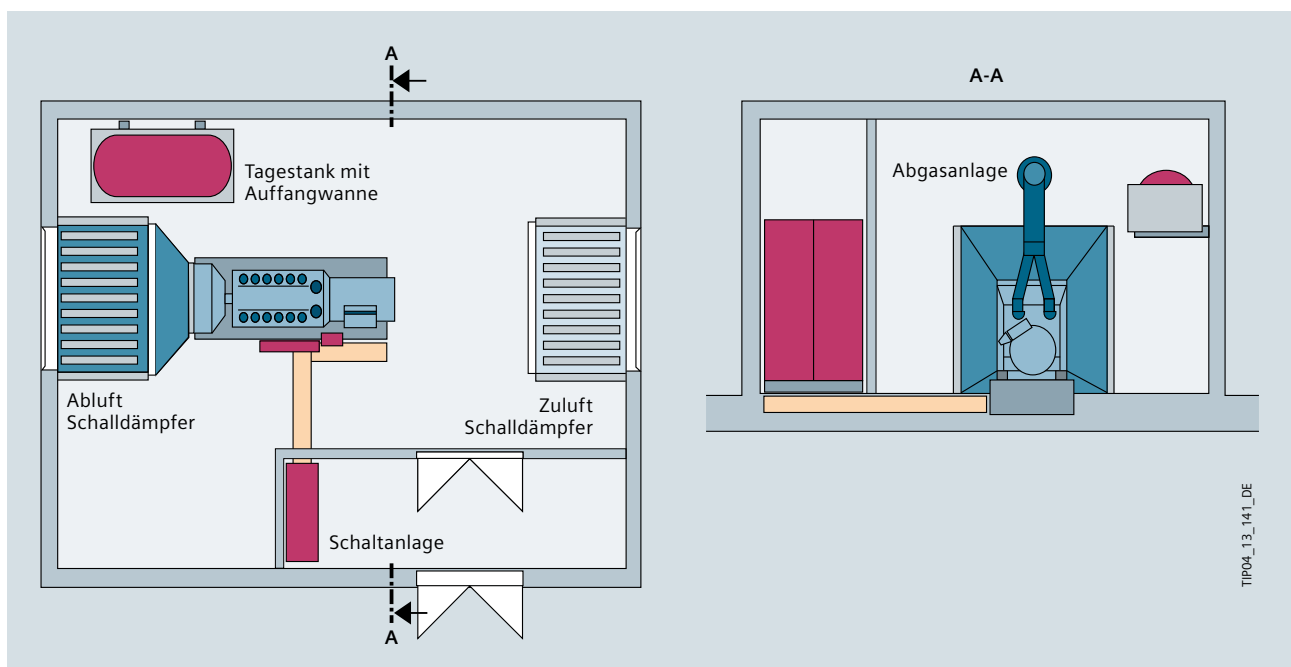


Abb. 13/4: Typische Anordnung einer stationären Netzersatzanlage

Einschalt- und Betriebsverhalten von Verbrauchern

Das Anlauf- beziehungsweise Einschaltverhalten von Elektromotoren, Transformatoren, großen Beleuchtungsanlagen mit Glühlampen oder Ähnlichem hat entscheidenden Einfluss auf die Aggregateleistung. Besonders bei einem hohen Anteil von kritischen Verbrauchern im Verhältnis zur Aggregateleistung muss eine individuelle Prüfung erfolgen. Die Möglichkeit einer zeitlich gestaffelten Zuschaltung von Verbrauchern oder Verbrauchergruppen kann die erforderliche Aggregateleistung deutlich begrenzen. Bei Verwendung von Turboladernmotoren muss die Last in Stufen zugeschaltet werden.

Alle verfügbaren Möglichkeiten zur Verringerung der Anlaufleistungen von installierten Verbrauchern sollten ausgeschöpft werden. Auch der Betrieb einiger Verbraucherarten kann auf die Aggregateleistung und Aggregateausführung entscheidenden Einfluss haben. Insbesondere bei der Versorgung von Verbrauchern mit Leistungselektronischen Bauteilen (Frequenzumrichter, Stromrichter, USV-Anlagen) muss eine besondere Prüfung erfolgen.

Dynamisches Verhalten

Das dynamische Verhalten des Aggregats bei Volllastzuschaltung und bei den zu erwartenden Lastwechseln ist auf die zulässigen Werte der Verbraucher abzustimmen. Durch die Art der Verbraucher oder durch entsprechende Vorschriften in Bezug auf Spannungs- und Frequenzverhalten ergibt sich die Ausführungsklasse des Aggregats gemäß ISO 8528-5. Die Einhaltung der geforderten Werte kann eine Überdimensionierung von Motor, Generator oder beiden Komponenten bedingen.

Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass moderne Dieselmotoren mit Turboladern und gegebenenfalls Ladeluftkühlung meist nicht für Lastzuschaltungen von größer etwa 60 % in einem Laststoß geeignet sind. Werden keine besonderen verbraucherbedingten Anforderungen an das Aggregat gestellt, muss die Lastzuschaltung in mehreren Laststufen erfolgen.

Kurzschlussverhalten

Werden keine besonderen Maßnahmen getroffen, erbringen die Generatoren von Aggregaten einen 3-poligen Dauerkurzschlussstrom von etwa 3 bis $3,5 \cdot I_n$ an den Generatorklemmen. Aufgrund dieser kleinen Kurzschlussströme ist besonderes Augenmerk auf das Abschaltverhalten zu legen (Personenschutz IEC 60364-4-41; VDE 0100-410). In solchen Fällen kann eine Überdimensionierung des Generators notwendig sein. Da im Kurzschlussfall die Wirkleistung über den Wert der Aggre-

gate-Nennleistung ansteigen kann, ist gegebenenfalls auch hier der Dieselmotor größer zu dimensionieren.

Raumplanung und Anlagenbestandteile

Bei der Planung des Aggregaterraums sind die örtlichen Vorschriften der Bauaufsicht zu beachten. Auch können bereits bei der Planung des Aggregaterraums die Anschaffungskosten einer NEA in hohem Maße beeinflusst werden. Die Auswahl des Aufstellungsraums sollte nach folgenden Kriterien erfolgen:

- Kurze Kabelwege zur einspeisenden Stelle (Niederspannungs-Hauptverteilung)
- Lage des Raumes so weit wie möglich entfernt von bewohnten Räumen, Büroräumen o. Ä. (Lärmbelästigung)
- Problemlose Zu- und Abluftführung der erforderlichen Luftmengen

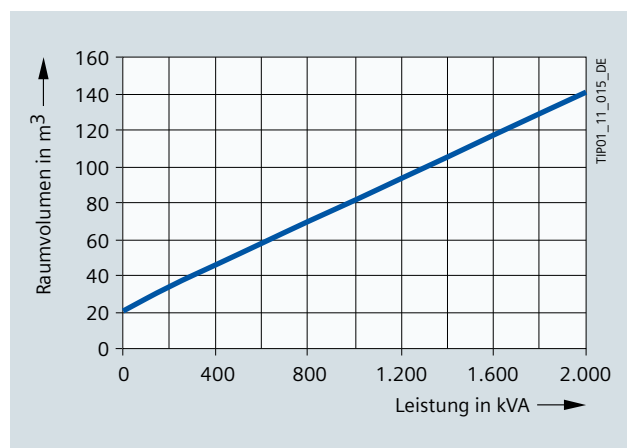


Abb. 13/5: Raumbedarf einer kompletten Netzersatzanlage einschließlich Schalldämmung

[zurück zu Seite 273](#)

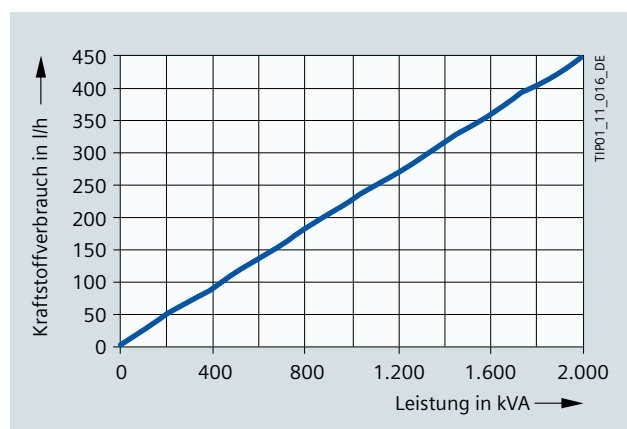


Abb. 13/6: Stündlicher Kraftstoffverbrauch im Verhältnis zur Nennleistung

[zurück zu Seite 273](#)

- Anordnung der Belüftungsöffnungen unter Beachtung der Hauptwindrichtung
- Problemlose Führung der erforderlichen Abgasleitung
- Einfacher Transportweg bei der Einbringung

Der spätere Aggregaterraum muss so groß sein, dass alle Anlagenteile gut untergebracht werden können. Um das Aggregat herum sollte je nach Anlagengröße ein zugänglicher Bereich von 1 bis 2 m erhalten bleiben. Eine Temperierung des Aggregaterraums von mindestens +10 °C sollte in jedem Fall gegeben sein, um Kondensatbildung und Korrosion zu verhindern sowie die Motorvorheizung zu entlasten (Abb. 13/5).

Tankanlage

Als Kraftstoff für Dieselaggregate kann Dieselkraftstoff oder Heizöl (EL) eingesetzt werden. Die jeweilige Aggregate-Tankanlage sollte eine Kapazität für 8 Stunden Volllastbetrieb besitzen (Abb. 13/6). Anlagen, die unter die IEC 60364-7-710 (VDE 0100-710) fallen, müssen für mindestens 24 Stunden Volllastbetrieb ausgelegt werden. Bei Anlagen zur Notstromversorgung ist es erforderlich, dass sich das Kraftstoffniveau mindestens 0,5 m über der Einspritzpumpe des Dieselmotors befindet. In vielen Fällen, insbesondere bei Anlagen im Dauerbetrieb, kann es vorteilhaft sein, die Tankanlage in einen Tages- und einen Vorrattank zu trennen. Im Aggregaterraum verbleibt dann der Tagestank mit einer dem verfügbaren Platz angepassten Kapazität. Der Vorrattank kann in einem anderen Raum aufgestellt werden oder zum Beispiel als oberirdischer Tank für Außenaufstellung oder als Erdtank ausgeführt werden. Der Tagestank wird mit einer automatischen Umfülleinrichtung nachgetankt.

13.2.2 Windenergieanlage

Eine Windenergieanlage (WEA) besteht im wesentlichen aus dem Rotorsystem, der Maschinengondel mit Generator (getriebelos oder mit Getriebe), dem Frequenzumrichter und der Turmanlage. Eine zertifizierte Überwachungs-, Regel- und Steuerungstechnik ist entscheidend für die permanente Anpassung der Betriebsparameter an die aktuellen Windverhältnisse. Jede WEA benötigt eine zuverlässige Hilfsenergieversorgung, um die vielen Nebenstromkreise (zum Beispiel für die elektrische Steuerung, Klimatisierung, Flugsicherung, Hebezeuge, Beleuchtung und den Aufzug) zu versorgen (Abb. 13/7).

In nur 20 Jahren wurde der Ertrag von WEAs um das 50-Fache gesteigert. Wenn heute im Onshore-Bereich Leistungen von etwa 3 MW installiert werden, werden die Anlagen im windreicheren Offshore-Bereich heute mit etwa 6 MW dimensioniert. Die Entwicklungszentren der Hersteller arbeiten bereits an 10 bis 15-MW-Anlagen, womit sich eine weitere Vervielfachung des Ertrags ergibt (Abb. 13/8).

Die elektrischen Netzbedingungen für den Betrieb von WEAs sind in der Normenreihe IEC 61400 (VDE 0127) angegeben. Kenngrößen sind unter anderem:

- Die Spannung entspricht dem Nennwert nach IEC 60038 (VDE 0175-1) $\pm 10\%$ (für kleine Windenergieanlagen KWEA mit einer Rotorfläche $\leq 200 \text{ m}^2$ gelten unter Extrembedingungen $\pm 20\%$)
- Die Frequenz entspricht dem Nennwert $\pm 2\%$ (für KWEA unter Extrembedingungen $\pm 10\%$)

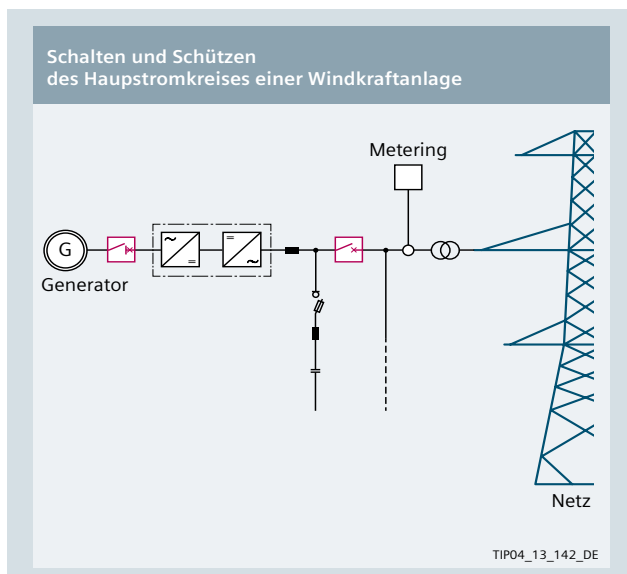


Abb. 13/7: Schaltbild für die Ankopplung der Windenergieanlage an das Versorgungsnetz

- Die Phasenasymmetrie (Verhältnis der Negativsequenzkomponente der Spannung zu der Positivkomponente) soll 2 % (für KWEA unter Extrembedingungen 15 %) nicht überschreiten
- Automatische Wiedereinschaltzeitdauer(n) muss (müssen) für die erste Wiedereinschaltung zwischen 0,1 und 5 s (für KWEA zwischen 0,2 und 5 s) und für eine zweite Wiedereinschaltung zwischen 10 und 90 s liegen

Die Auslegung der elektrischen Anlage einer WEA muss den Anforderungen an die Sicherheit von Maschinen nach IEC 60204-1 (VDE 0113-1) genügen. Ortsfeste Einrichtungen, nicht die Maschineninstallationen, müssen den Anforderungen der Normenreihe IEC 60364 (VDE 0100) genügen. Der Hersteller muss angeben, welche Norm(en) er angewendet hat. Bei der Auslegung der elektrischen Anlage der WEA muss der schwankenden Leistungsabgabe der WEA Rechnung getragen werden.

Es muss möglich sein, die elektrische Anlage der WEA von allen elektrischen Spannungsquellen derart zu trennen, dass eine Wartung oder Prüfung gefahrlos durchgeführt werden kann. Halbleitergeräte dürfen nicht allein als Trenneinrichtungen eingesetzt werden. Zum Beispiel kann ein offener Leistungsschalter den Hauptstromkreis bei Überlast und Kurzschluss schützen. Er kommt auch zur sicheren Trennung vom Netz bei Wartungsarbeiten zum Einsatz. Abschließvorrichtungen gegen unbefugtes Wiedereinschalten garantieren einen optimalen Schutz des Wartungspersonals. Mit Kommunikationsoptionen kann der offene Leistungsschalter optimal in die elektronischen Leitsysteme der WEA integriert werden. Der Blitzschutz einer WEA muss nach IEC 62305-3 (VDE 0185-305-3) ausgelegt werden. Der Überspannungsschutz einer WEA muss entsprechend den Anforderungen der IEC 62305-4 (VDE 0185-305-4) aufgebaut werden. Die Auswahl und Installation der Ausrüstung der Erdungsanlage (Erder, Erdleiter, Erdungshauptanschlussklemmen und -schielen) müssen in Übereinstimmung mit IEC 60364-5-54 (VDE 0100-540) ausgeführt werden.

Wichtige Komponenten für die Einkopplung der WEA in die elektrischen Energieversorgungsnetze der VNB sind Transformatoren (für die Wandlung von der Niederspannung zur Mittelspannung), Mittelspannung-Schaltanlagen, Leitsysteme, Zähler und Umspannstationen, wie in Abb. 13/9 dargestellt. Ergänzend müssen meist lokale Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiber erfüllt werden, wie beispielsweise die TAR Niederspannung (VDE-AR-N 4100), die TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) und die technischen Richtlinien der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) [14]. Internationale Bedeutung bei der Zertifizierung von Onshore- und Offshore-WEA haben die Anforderungen des Germanischen Lloyd [15, 16].

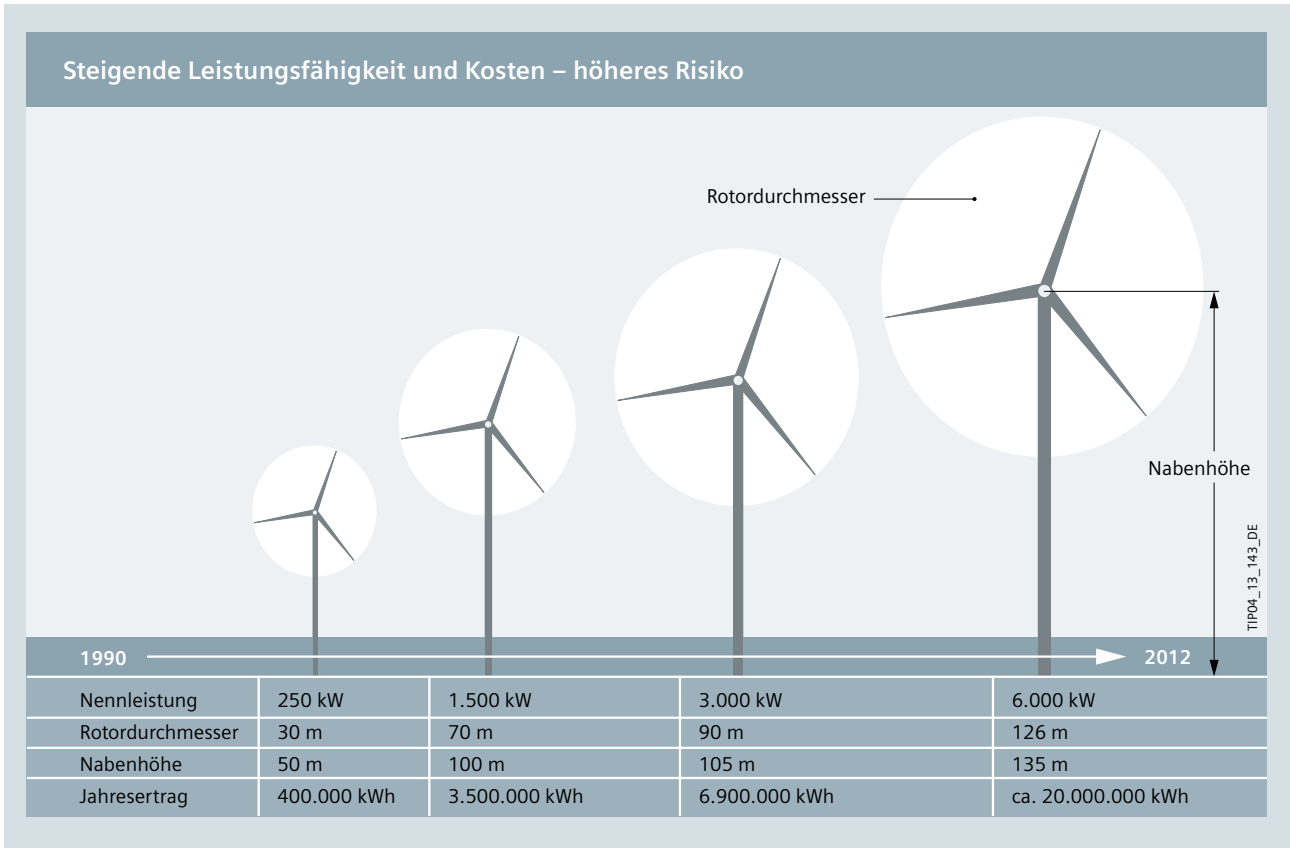


Abb. 13/8: Technische Entwicklung der Windenergieanlagen von 1990 bis 2012

[zurück zu Seite 274](#)

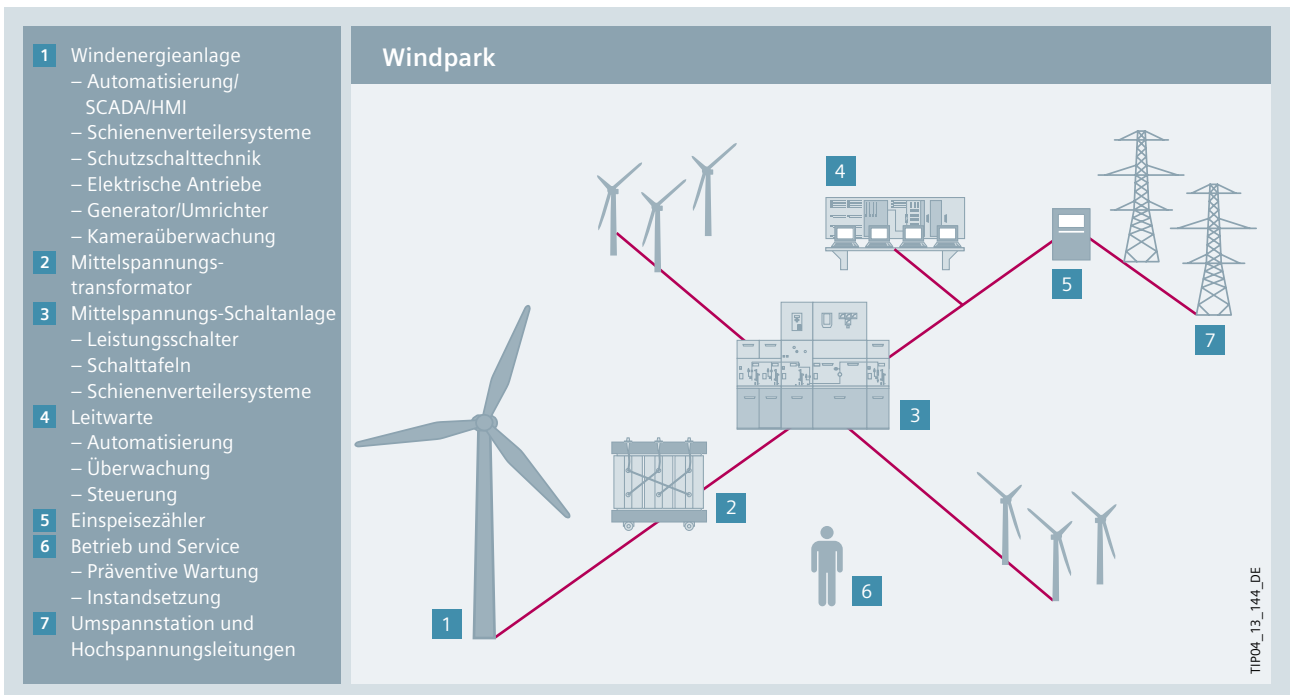


Abb. 13/9: Einbindung von Windenergieanlagen in das elektrische Energieverteilungsnetz

[zurück zu Seite 274](#)

13.2.3 Energiespeicher SIESTORAGE

Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist ein Schlüsselement für die Umstrukturierung einer stark brennstoff-orientierten Energiewirtschaft hin zu mehr Nachhaltigkeit. Neben der Wasserkraft spielen dabei Wind- und Solarenergie die entscheidende Rolle. Die Nutzung erneuerbarer Energien in größerem Umfang führt jedoch zu neuen Herausforderungen im Bereich der Netzstabilität: Erzeuger auf Basis von Wind- und Solar-energie können in der Regel keine Kurzschlussleistung zur Verfügung stellen, die ein Maß für die Netzstabilität ist. Bei der Einspeisung dezentral erzeugter Energie kann es dazu kommen, dass der Energiefluss sich umkehrt. Daraus können in nicht dafür ausgelegten Verteilnetzen Schäden an Betriebsmitteln sowie Stromausfälle resultieren. Die naturgemäß teilweise erheblichen Schwankungen der Erzeugungsleistung regenerativer Quellen führen überdies zu häufigen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Last. Das beeinträchtigt die Stabilität des Netzes. Betreiber von Verteilnetzen stehen also verstärkt vor der Frage, wie sich ausreichend Regelenergie zur Verfügung stellen lässt, um eine gleichbleibend hohe Qualität der Stromversorgung sicherzustellen.

Für Industriebetriebe sowie Gebäude- und Infrastrukturunternehmen ist energieeffizientes Wirtschaften von großer Bedeutung, um ihre Energiekosten auf einem möglichst niedrigen Niveau zu halten. Schon das einma-

lige Überschreiten der mit dem Energieversorger vereinbarten Maximalleistung kann hohe Kosten zur Folge haben. Darüber hinaus kann selbst die kürzeste Unterbrechung der Energieversorgung zu einem Totalausfall der Produktionsanlagen führen. Ein solcher Ausfall bedeutet einen enormen Qualitäts- und Zeitverlust und damit spürbare finanzielle Einbußen.

Speichercharakteristik

Klassische Energiespeicher (Abb. 13/10) können einen stabilen Netzbetrieb in den unteren Verteilnetzebenen heute nicht mehr ohne weiteres gewährleisten. Gefragt ist vor allem eine Speicherlösung, die Regelenergie bis zum Anlaufen der Kraftwerke für die Primärregelung praktisch unverzüglich, dezentral und mit ausreichender Leistung zur Verfügung stellt. Wichtige Charakteristiken des Versorgungsnetzes, die durch Energiespeicher positiv beeinflusst werden, sind:

- Erhöhung der Netzstabilität
- Integration dezentraler erneuerbarer Energiequellen ins Netz
- Bereitstellung von Regelenergieserven
- Verbesserung der Spannungs- und Versorgungsqualität
- Flexibilität beim Lastspitzenmanagement

Ein weiteres wichtiges Einsatzgebiet von Energiespeichern ist die Notstromversorgung sensibler industrieller Produktionsprozesse sowie von Rechenzentren und

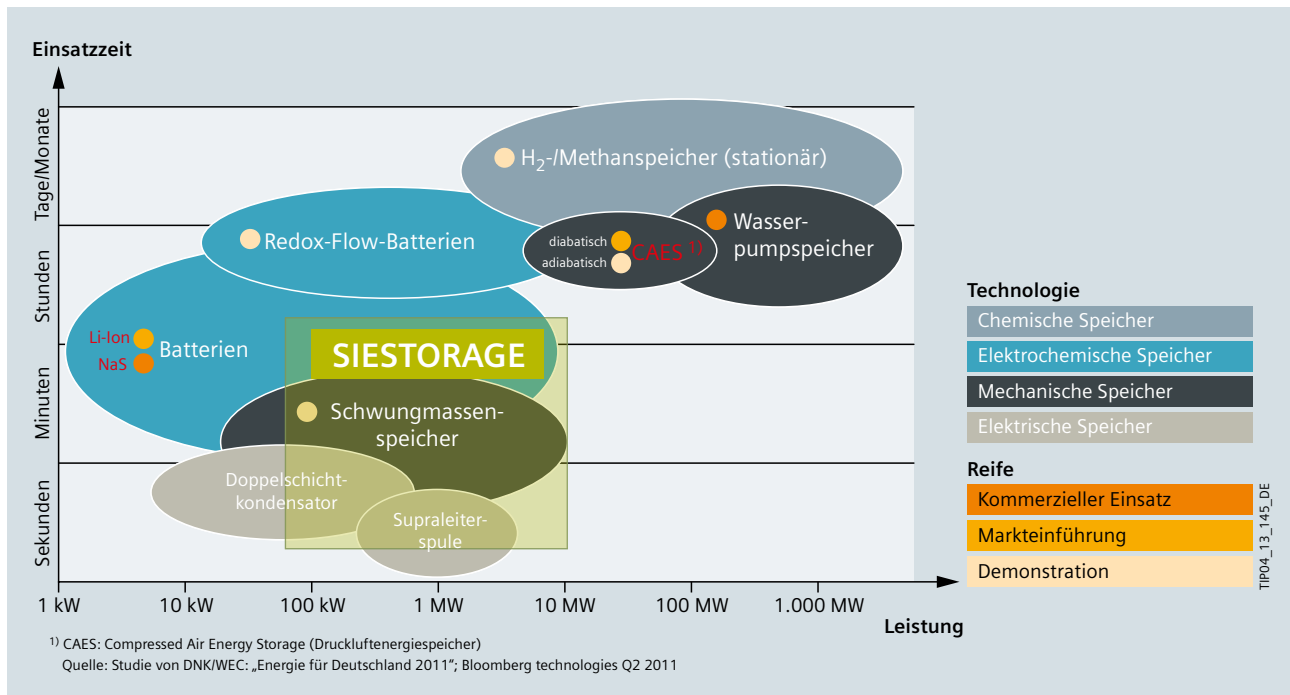


Abb. 13/10: Vergleich der Einsatzzeiten von Energiespeichertechnologien

diese Aufgabe erschwert. Aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen werden immer mehr dezentrale Energieerzeuger in die Netze integriert. Um den erneuerbaren Energien einen höheren Stellenwert beizumessen, wurde einerseits die Verpflichtung für die Netzbetreiber zur Abnahme dieser Energiemengen eingeführt, andererseits wird die Erzeugung zum Eigenverbrauch gefördert. Gleichzeitig aber tragen die Netzbetreiber das Risiko für die Folgen von Lastschwankungen im Stromnetz. Deshalb erstellen die Netzbetreiber zur Risikominimierung Prognosen, zum Beispiel für Großverbraucher und zusammengefasst auch für ganze Städte. Neben diesen heute schon gängigen Prognosen kommt der Prognostizierbarkeit von Einspeisungen durch erneuerbare Energiequellen eine immer stärkere Bedeutung zu. Doch jede Vorhersage beinhaltet für die Netzbetreiber nach wie vor das Risiko der Fehleinschätzung des tatsächlichen Verbrauchs.

Übernimmt der Kunde das Risiko solcher Schwankungen, wird sich dies durch eine bessere Preisstellung bemerkbar machen. Die als Fahrplanklausel in den 1/4-h-Stromlieferverträgen geforderte Energieprognose gewinnt dabei immer mehr an Bedeutung (Abb. 13/12). Der Kunde liefert seinem VNB eine Prognose seines Energiebedarfs (EU-weit immer donnerstags), wobei kurzfristige Opti-

mierungen mit 24 Stunden Vorlauf erlaubt sind. Die Beschaffung der prognostizierten Energiemengen obliegt dem Stromlieferanten. Je nachdem, was vertraglich fixiert wurde, sind dem Kunden Abweichungen zum Beispiel von ± 5 % oder ± 10 % gestattet. Bisher sind Prognosen für den Kunden noch optional und haben günstigere Preiskonditionen zur Folge. Doch mit den kommenden Smart Grids werden diese auf lange Sicht zur Pflicht.

Beispiel für das Zusammenwirken von Energieerzeugung durch eine Photovoltaikanlage und Energiespeicher

In Zukunft wird die Rentabilität einer Photovoltaik(PV)-Anlage mit dem Anteil an selbstverbrauchtem Solarstrom steigen. Daher wird es das Ziel einer Kombination aus PV-Anlage und Energiespeicher sein, den erzeugten PV-Strom komplett selbst zu nutzen und gleichzeitig eine gute Vorhersagbarkeit der vom VNB bezogenen Leistung zu erreichen (Abb. 13/13).

Zwei wesentliche Größen, die es bei der Planung eines kombinierten Systems zu beachten gilt, sind die Größenrelation zwischen Energieerzeugung und Speicher sowie

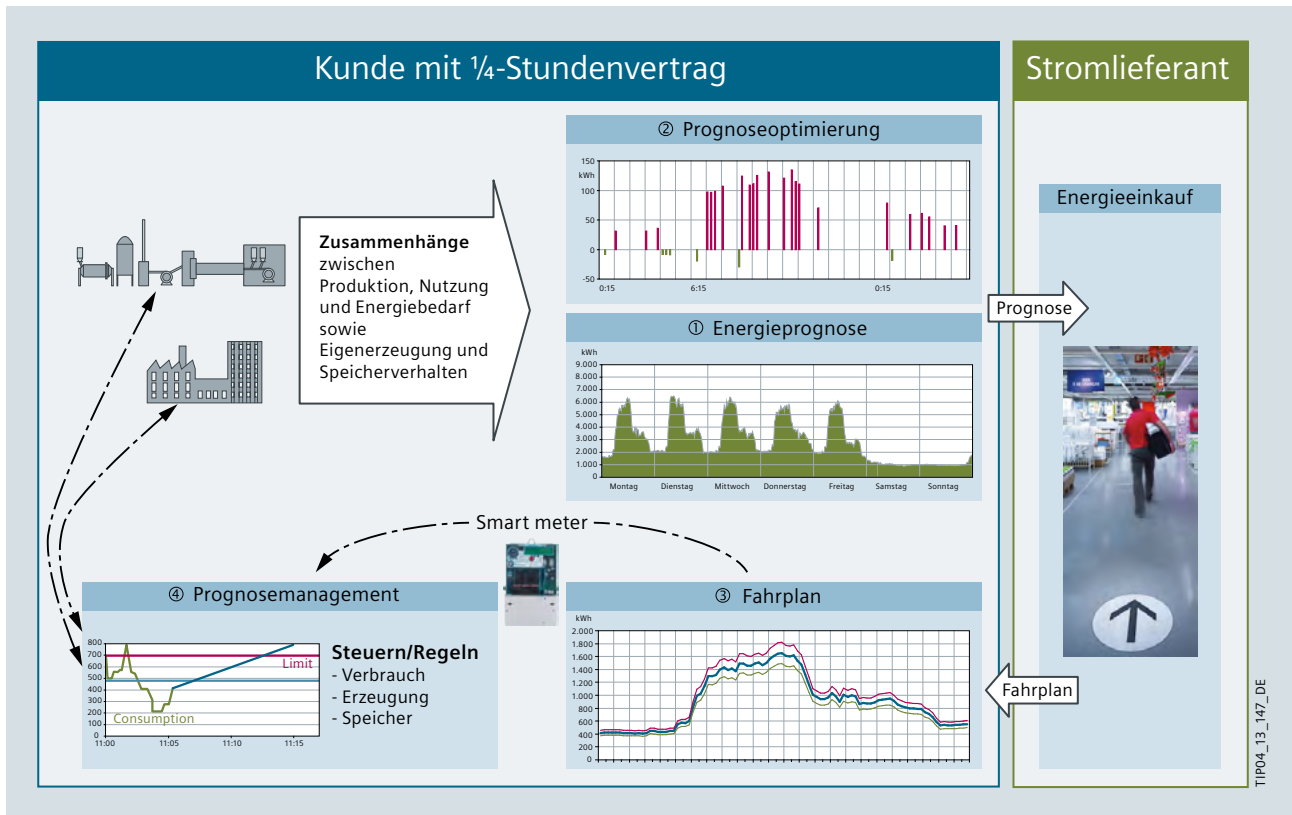


Abb. 13/12: Transparenz der Energieflüsse

der sogenannte C-Faktor für die Lade-/Entladecharakteristik des Speichers. Der C-Faktor ist als Quotient aus Strom und Kapazität eines Akkumulators definiert:

$$\text{C-Faktor} = \text{Strom} / \text{Ladung}$$

$$= 1 / \text{Zeit (Leistung / Kapazität des Akkus in h-1)}$$

Beispiel: Bei der Entladung eines Speichers mit der Kapazität von 400 Ah besagt ein C-Faktor von 2 C, dass ein Strom von 800 A abgegeben werden kann. Umgekehrt kann bei einem C-Faktor von 6 C für das Aufladen ein gleichmäßiger Ladestrom von etwa 2.400 A angenommen werden. Für die Ladedauer muss ein Ladewirkungsgrad (oder auch Ladefaktor genannt) berücksichtigt werden, der die ladestromabhängige Wärmeentwicklung beim Ladevorgang einbeziehen soll.

Exemplarisch wird eine sonnenreiche Wochenganglinie für die Leistungsbereitstellung durch eine PV-Anlage mit 1.000 kWp Spitzenleistung (Index p für Spitzenwert; en: peak) wie in Abb. 13/14 angenommen. Ein möglicherweise realisierbares Szenario beruht auf der Einspeisung mit einer idealen PV-Ganglinie, deren Leistungsspitze täglich an die prognostizierte Mittagsspitze für die Sonneneinstrahlung angepasst wird. Die Differenz zwi-

schen der Energieerzeugung durch die PV-Anlage und der Einspeiseganglinie des Szenarios definiert die Auslegung des Energiespeichers SIESTORAGE. Es wird davon ausgegangen, dass der Speicher am Beginn des Betrachtungszeitraums komplett entladen ist (Speicherinhalt 0 kWh).

Für die Auswertung werden die Differenzmengen zwischen Energieerzeugung und Einspeisung im Stundenmittel gebildet. Eine positive Differenz besagt, dass der Speicher während der betrachteten Stunde geladen wird, während er bei einem negativen Ergebnis entladen wird. Die benötigte Speicherkapazität von SIESTORAGE ergibt sich jeweils aus der Differenz zwischen Maximal- und Minimalwert dieser Wochenkurve. Es werden hier keine Aussagen zu Kosten und C-Faktoren gemacht, da dies immer eine projektspezifische Aufgabe ist.

Im betrachteten Szenario wird von einer Prognose für die Sonneneinstrahlung ausgegangen. Die Peak-Leistung für die Einspeisekurve wird dann tagesspezifisch so berechnet, dass sich zusammen mit dem idealen PV-Kurvenverlauf die prognostizierte Energiemenge ergibt, die identisch ist mit der Energiemenge aus der PV-Leistungskurve für den einzelnen Tag. Damit variiert zwar die

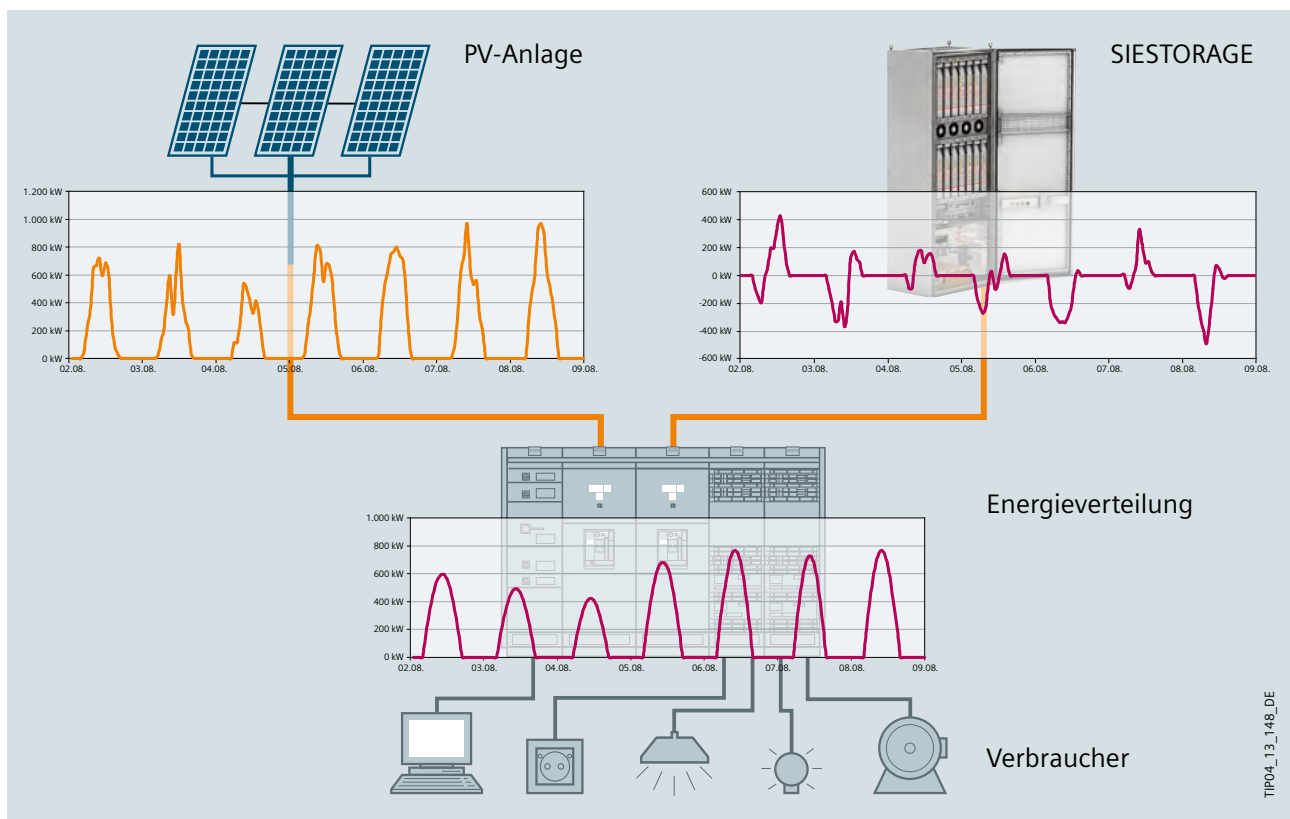


Abb. 13/13: Energieversorgungskonzept mit Photovoltaik und Energiespeicher SIESTORAGE

[zurück zu Seite 278](#)

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17

Spitze der idealen PV-Ganglinie in der Höhe (Abb. 13/14), aber die Energiebilanz ist um Mitternacht immer ausgeglichen (Abb. 13/15).

In diesem Fall liegt der Speicherbedarf bei ungefähr 900 kWh, so dass zwei Standardcontainer mit insgesamt 1 MWh Speicherkapazität ausreichen. Die maximale Ladeleistung, die dem Speicher pro Stunde von der PV-Anlage zugeführt wird, beträgt 350 kW und die maximal gezogene Leistung ist 200 kW. Damit genügt ein C-Faktor von 3 C. In diesem Szenario halten sich die Investitionen in Grenzen, sodass sich hierfür eine betriebswirtschaftliche Betrachtung lohnen könnte.

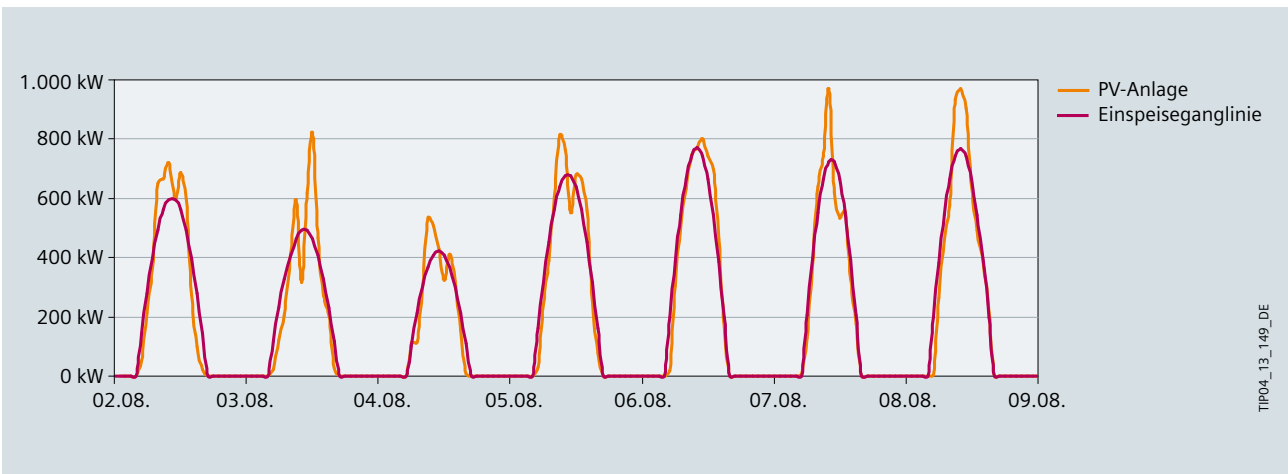


Abb. 13/14: Wochenverlauf der PV-Leistung und der gewünschten Einspeiseleistung entsprechend einer jeweils am Vortag abgegebenen Prognose für die Sonneneinstrahlung

[zurück zu Seite 279](#)

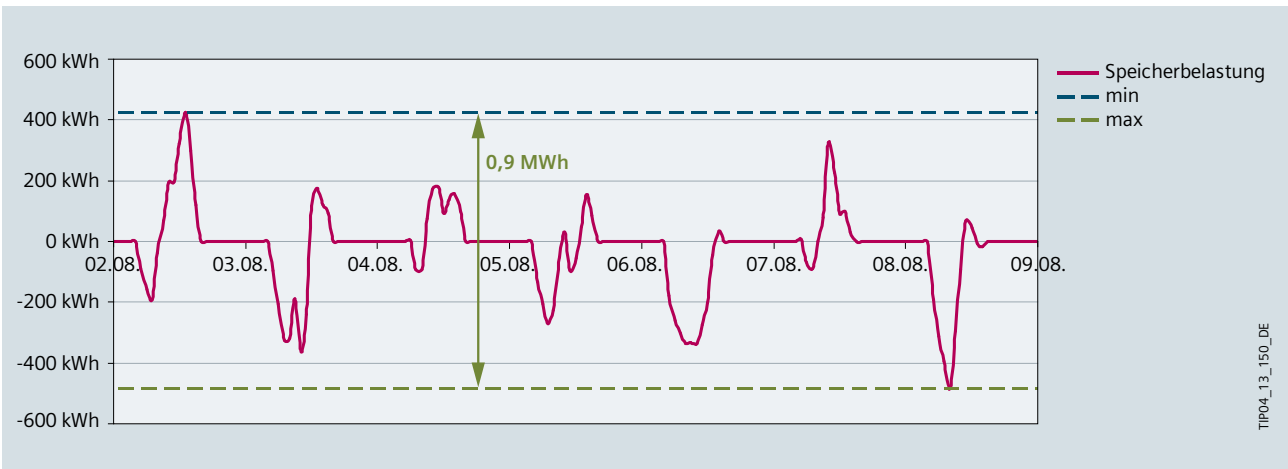
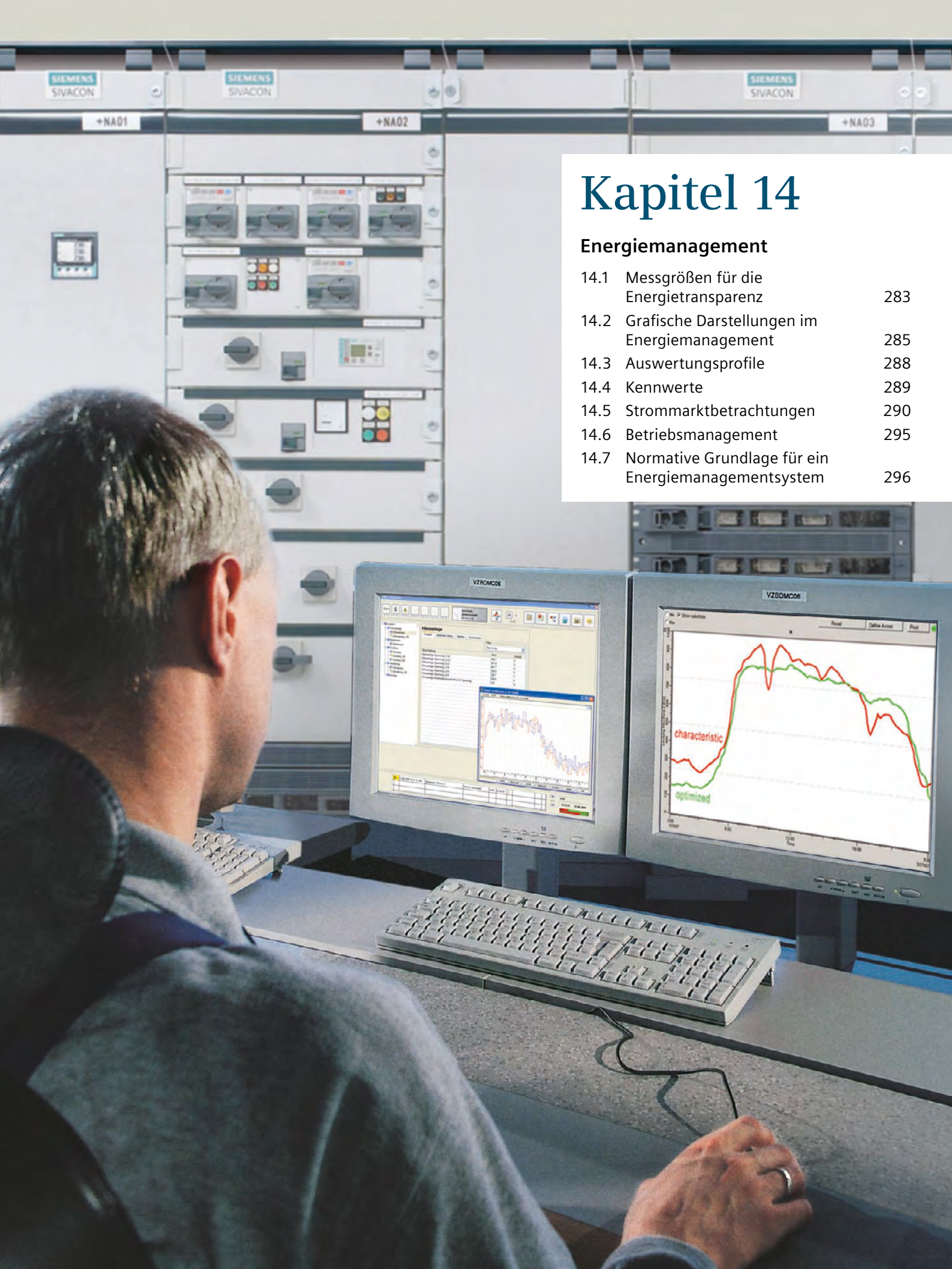


Abb. 13/15: Wochenverlauf der benötigten Energie, die ein Speicher, entsprechend den Leistungsverhältnissen aus Abb. 13/14, abgeben beziehungsweise aufnehmen soll



Kapitel 14

Energiemanagement

14.1	Messgrößen für die Energietransparenz	283
14.2	Grafische Darstellungen im Energiemanagement	285
14.3	Auswertungsprofile	288
14.4	Kennwerte	289
14.5	Strommarkt Betrachtungen	290
14.6	Betriebsmanagement	295
14.7	Normative Grundlage für ein Energiemanagementsystem	296

14 Energiemanagement

1

Hohe Versorgungs- und Betriebssicherheit sowie flexible Nutzbarkeit sind wesentliche Eckpunkte jeder modernen Energieverteilung. Wegen des zunehmenden Anteils der Energiekosten an den Gesamtbetriebskosten eines Gebäudes ist die Betriebskostenoptimierung ein nicht zu vernachlässigendes Planungskriterium. Wesentliche Bestandteile sind dabei eine ökologisch und ökonomisch ausgerichtete Optimierung des Energieverbrauchs und somit der Energiekosten. Für die Planung werden bereits in der Entwicklungsphase Energiebetrachtungen gefordert. Bei der Grundlagenermittlung und Vorplanung entsprechend den Leistungsphasen 1 und 2 nach der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) in Deutschland, sind Zielvereinbarungen zum Energieeinsatz und den zugehörigen Messsystemen zu treffen und ein Energiekonzept zu erstellen.

2

3

4

5

6

7

8

9

Auf der Basis der Energieflüsse im Gebäude greifen Energietransparenz, Energiemanagement und Energieeffizienz ineinander. Datensammlung und -aufbereitung sorgen für Energietransparenz, so dass ein Energiemanagement als Prozess funktionieren kann. Die Energieeffizienz wird durch die Planung von Automatisierungssystemen und die Festlegung der Effizienz der eingesetzten Geräte gemäß den Vorgaben des Auftraggebers beeinflusst (Abb. 14/1).

Energieeffizienz

Die Energieeffizienz beschreibt das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand. Dabei sind unterschiedliche Effizienzbetrachtungen möglich, wie zum Beispiel hinsichtlich des Energieverbrauchs, der Zeit, der Gesamtkosten, der Betriebskosten, der Umweltbelastungen und Vielem mehr. Nicht selten werden bei Effizienzbetrachtungen bewusst einzelne Kriterien kombiniert, um eine Schlussfolgerung belegen zu können. Ebenso können Relationen zwischen unterschiedlichen Größen gezogen werden. Zum Beispiel kann für eine Ökobilanz das Verhältnis zwischen Materialeinsatz bei der Herstellung und dem Energieverbrauch beim Betrieb betrachtet werden. Der Wirkungsgrad ist physikalisch eindeutig als das Verhältnis Wirkleistung für die Nutzung zur gesamten aufzuwendenden Wirkleistung definiert und darf daher nicht mit der Energieeffizienz gleichgesetzt werden.

Energietransparenz

Die Energietransparenz schafft die Informationsbasis für Aktionen, Reaktionen, Handlungsanleitungen und Verbesserungsmaßnahmen. Grundsätzlich gehört die Energietransparenz zum Betriebsmanagement, da erst im Betrieb die Energieflüsse konkret durchleuchtet werden können. Es wird aber gern vergessen, dass die Mess-, Auswerte- und Datenverwaltungssysteme die Basis für Energietransparenz bilden.

10

11

12

13

14

15

16

17

Energiemanagement

Die Richtlinie VDI 4602 Blatt 1 definiert Energiemanagement wie folgt: „Energiemanagement ist die vorausschauende, organisatorische und systematisierte Koordination von Beschaffung, Wandlung, Verteilung und Nutzung von Energie zur Deckung der Anforderungen unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Zielsetzungen.“ Alle Hilfsmittel, die diese Koordination ermöglichen, definiert die Richtlinie als Energiemanagementsysteme: „Energiemanagementsysteme umfassen die zur Verwirklichung des Energiemanagements erforderlichen Organisations- und Informationsstrukturen einschließlich der hierzu benötigten technischen Hilfsmittel (zum Beispiel Soft- und Hardware).“

Sollen bei der Planung der Energieverteilung neben dem Anlagen- und Personenschutz noch Energiemanagementanforderungen berücksichtigt werden, sind Messgeräte innerhalb der elektrischen Energieverteilung einzuplanen. Dies ist erforderlich, um zumindest einen Nachweis für die Implementierung und den Betrieb eines Energiemanagementsystems führen zu können, wie ISO 50001 es fordert. Für die Planung bedeutet dies, dass frühzeitig Messpunkte festgelegt werden, der Messumfang definiert wird und Messgeräte spezifiziert werden. Ohne Messtechnik ist keine Energietransparenz und darauf aufbauend kein Energiemanagement möglich.

Immer häufiger wird vom Planer bereits beim Planungsvorgang eine Betrachtung der Lebenszykluskosten erwartet. Für betriebsnahe Verlustkostenermittlungen sind allerdings die Grenzwerte unbrauchbar, die bei der Dimensionierung der elektrischen Energieverteilung bestimmt werden. Bei der Berechnung der Lebenszykluskosten spielen die Verlustleistungen von Transformatoren, Schienenverteilern und Kabeln unter den vorgesehenen Betriebsbedingungen eine Rolle. Dabei geht der Strom quadratisch in die Rechnung ein.

Für einen ohmschen Verbraucher berechnet man die Verlustleistung P_V aus (Strom I , Wirkwiderstand R):

$$P_V = I^2 \cdot R$$

Die Verlustkosten sind das Produkt aus Strompreis und Energieverlusten. Doch ohne einen realistischen Lastgang für den betrachteten Zeitraum erhält man keine betriebsnahe Abschätzung des Energieverbrauchs. Denn zur Ermittlung der Energieverluste werden die durch den Lastgang charakterisierten, zeitspezifischen Verlustleistungen über den Betrachtungszeitraum aufintegriert und in Verbindung mit den Strompreisen der Beitrag zu den Lebenszykluskosten bestimmt.

Im Durchschnitt werden innerhalb der elektrischen Energieverteilung 5 % der bezogenen Energie als Energieverluste in Wärme umgesetzt. Durch die verbrauchsoptimierte Dimensionierung der einzelnen Verteilungselemente wie Transformatoren, Schienenverteiler und Kabel entsprechend dem Lastverlauf ergeben sich Energieeinsparpotenziale bis 1 % absolut (bezogen auf die 5 % Energieverlust der Energieverteilung insgesamt sind dies 20 % Einsparung relativ), was bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren eine nicht zu vernachlässigende Größe ist. Die Optimierung von Transformatoren, Schienenverteilern und Kabeln unter dem Gesichtspunkt der Lebenszykluskosten sollte bei heutigen Planungen zum Standardumfang gehören und entsprechend gefordert beziehungsweise angeboten werden.

14.1 Messgrößen für die Energietransparenz

Die Dimensionierung von Einspeisung, Transformatoren und Generatoren erfolgt nach ihrer Scheinleistung S in kVA. Für die Schienen, Kabel, Schutz- und Schaltkomponenten der elektrischen Verteilung sind die Ströme I in A ausschlaggebend. Verbraucher gehen grundsätzlich mit ihrer Wirkleistung P in kW und dem zugehörigen Leistungsfaktor $\cos \phi$ in die Verteilungsdimensionierung ein. Sollen diese Größen der Planungsgrundlagen während des Betriebs nachgewiesen werden, sind entsprechende Messeinrichtungen vorzusehen. Bei der Verrechnung der verbrauchten Energie auf diverse Kostenstellen ist zusätzlich die Arbeit beziehungsweise Energie W in kWh innerhalb der Einspeisung und bei dem jeweils zu verrechnenden Verbraucher zu erheben.

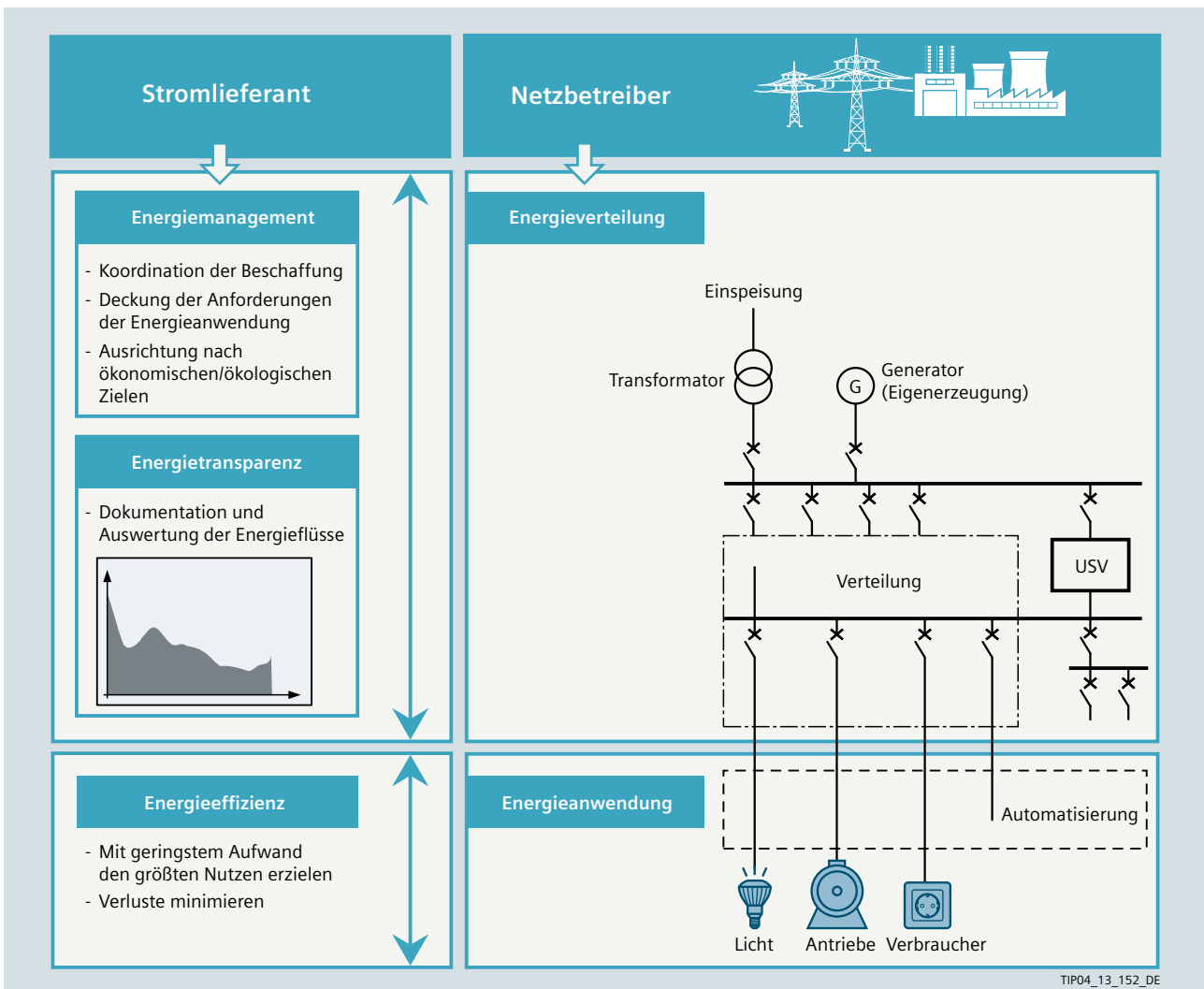


Abb. 14/1: Durch Energiemanagement mit Hilfe von Energietransparenz zu Energieeffizienz

zurück zu Seite 282

Für die Transparenz beim Anlagenbetrieb ist es sinnvoll, am Transformator, zusätzlich zu der oben bereits erwähnten Scheinleistung, die Spannung U in V, den Strom I in A, den Leistungsfaktor und die gesamten harmonischen Verzerrungen THD (en: total harmonic distortion) als Summe aller Oberschwingungen, jeweils für die Spannung und für den Strom, zu messen (Abb. 14/2). Ein Generator wird wie ein Transformator behandelt, wobei zusätzlich die erzeugte Arbeit W in kWh zu messen ist.

Bei vermieteten Flächen wird nach Energieverbrauch W in kWh abgerechnet. Ein Energiezähler erfasst den Verbrauch, wobei bereits bei der Planung geklärt werden sollte, inwieweit der Zähler ein geeichter Verrechnungszähler sein muss. Erfolgt die Verrechnung nur intern über Kostenstellen, ist ein nicht zertifizierter Zähler ausreichend. Für eine Rechnungslegung ist zwingend ein MID-konformes Messgerät gemäß der europäischen Messgeräterichtlinie 2014/32/EU (MID, en: measurement instruments directive) einzusetzen.

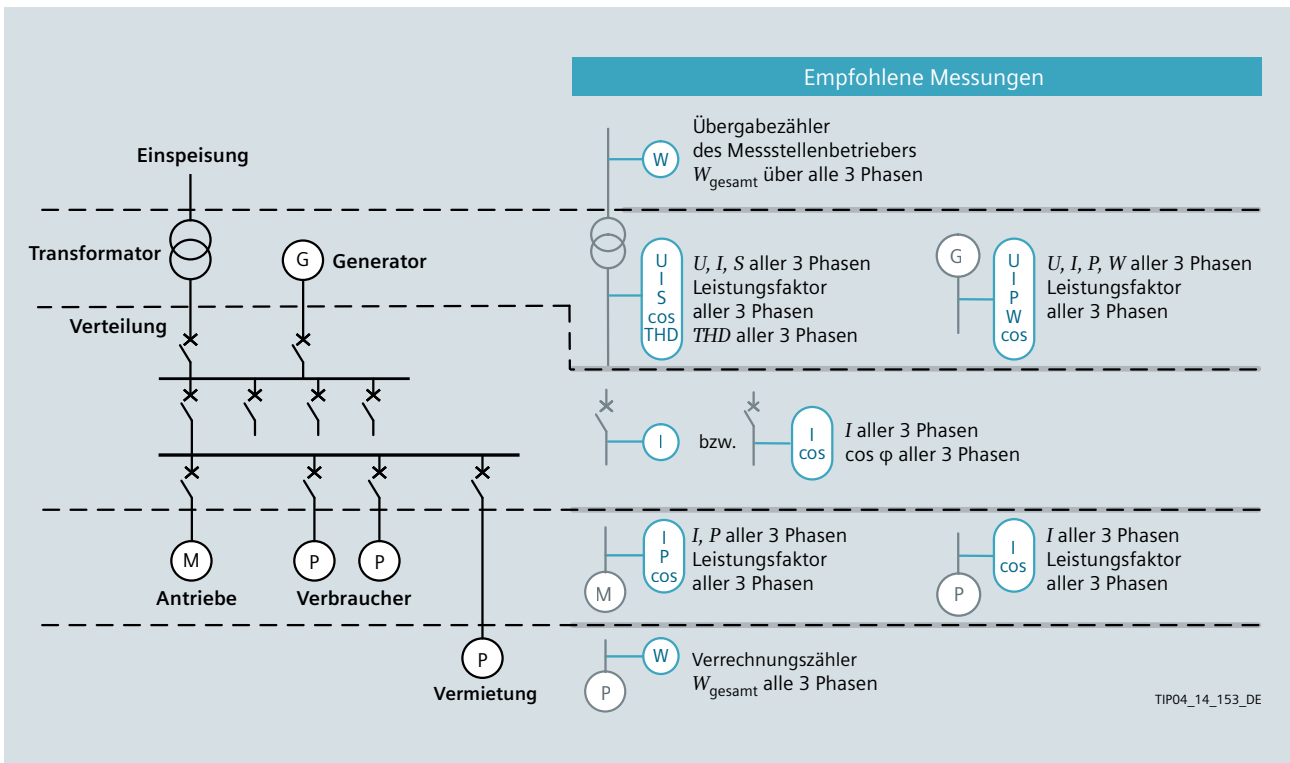


Abb. 14/2: Empfohlene Messungen für die einzelnen Versorgungsbereiche

Zulässiger Spannungsfall	für Beleuchtung	für andere elektrische Verbrauchsmittel
Niederspannungsanlage, unmittelbar versorgt vom öffentlichen Netz	3 %	5 %
Niederspannungsanlage, versorgt von einem privaten Energieversorgungsnetz *)	6 %	8 %

*) der Spannungsfall soll möglichst die Werte für öffentliche Netze nicht überschreiten

Tab. 14/1: Zulässiger Spannungsfall nach IEC 60364-5-52 (VDE 0100-520) vom Schnittpunkt Verteilungsnetz-Verbraucheranlage bis zum Anschlusspunkt eines Verbrauchsmittels (Hauptleitungsanlagen bis 100 m Länge)

14.2 Grafische Darstellungen im Energiemanagement

In einem Energiemanagementsystem bilden die Messwerte als Zahlenreihen die Grundlage für die verschiedenen grafischen Darstellungen. In der Regel kann der Nutzer erst durch die Analyse der grafischen Darstellungen von Messreihen das Verhalten einzelner Komponenten und die Zusammenhänge zwischen Nutzung und entsprechendem Energiebedarf erkennen.

Anmerkung: Durch den Zeitbezug können Leistung und Energieverbrauch bei einer Mittelwertbestimmung im 15-Minuten-Intervall wechselseitig voneinander abgeleitet werden.

- Messung: Mittlere Wirkleistung P in kWh im 15-Minuten-Intervall
mittlerer Energieverbrauch $E = P \cdot 0,25$ h
- Messung: Mittlerer Energieverbrauch E in kWh im 15-Minuten-Intervall
mittlere Wirkleistung $P = E / 0,25$ h

Ganglinien

Ganglinien sind die grafische Darstellung von Messwerten in ihrer zeitlichen Reihenfolge. Auf der x-Achse wird die Zeit, auf der y-Achse werden die Messwerte aufgetragen.

Eine Jahresganglinie (Abb. 14/3) beginnt mit dem Messwert des ersten Tages des Jahres um 0:15 Uhr und endet mit dem Wert für den letzten Tag des betrachteten Jahres um 24:00 Uhr. Aufgetragen werden die Mittelwerte im 15-Minuten-Raster, beginnend mit der vollen Stunde. Für Leistungsganglinien wird die mittlere Leistung eines 15-Minuten-Intervalls über dem zugehörigen Zeitraum aufgetragen. Typische Auswertungen, die eine Gangliniendarstellung ermöglicht, sind:

- Wann wurden hohe Bezugsleistungen benötigt?
- Zeigt sich ein typisches Verhalten des Energieverbrauchs (zum Beispiel ein typisches Zeit-Leistungs-Muster)?
- Gibt es zeitliche Zusammenhänge mit starken Änderungen bei den Leistungsmesswerten?
- Wie hoch ist die Grundlast?

Zu beachten ist, dass bei einer Mischnutzung im Gebäude die spezifischen Ganglinien für die unterschiedlichen Applikationen ausgewertet werden sollten. Solche Auswertungen können als Dienstleistung den Mietern und Nutzern des Gebäudes angeboten werden. Je nach Auflösung der zeitlichen Achse werden dabei immer spezifischere Aussagen möglich, beispielsweise zum Verhalten bei Sondersituationen oder Trendaussagen.

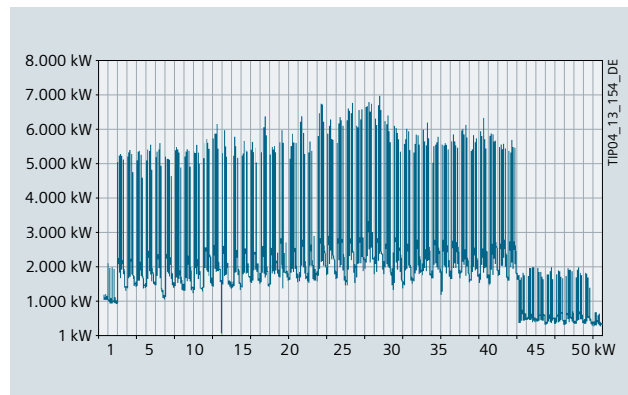


Abb. 14/3: Jahresganglinie für eine Messstelle

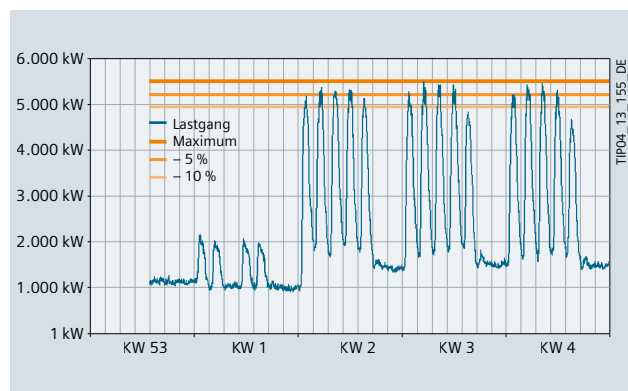


Abb. 14/4: Monatsganglinie für eine Messstelle

Die Auswertung von Jahresganglinien ist geeignet einen Überblick zu erzeugen über:

- Lastverhalten
- Kontinuität über Monate
- Stromspitzen an einzelnen Zeitpunkten im Jahr
- Saisonale Schwankungen
- Betriebsferien und weitere Betriebsbesonderheiten
- Mindestleistungsanforderungen als Leistungssockel

Die grafische Darstellung einer Monatsganglinie (Abb. 14/4) kann zur Verdeutlichung eines möglicherweise typischen Verhaltens genutzt werden:

- Ähnlichkeit des Leistungsbezugs
- Kontinuität an den Wochenenden
- Leistungsbezug in den Nächten
- Grundlast
- Feiertage/Brückentage/Wochenenden und weitere Betriebsschließungstage

Bei der Wochenganglinie (Abb. 14/5) werden tagesspezifische Unterschiede deutlich:

- Tagesbedarf
- Tagesschwankungen
- Typisches Schichtverhalten
- Bedarfsspitzen

Bei den Tagesganglinien (Abb. 14/6) werden einzelne 15-Minuten-Intervalle aufgetragen, damit zum Beispiel folgende Punkte erkennbar werden:

- Genaue Darstellung des Tagesbedarfs und Änderungszeitpunkte
- Pausen
- Schichtwechsel

Synthetische Ganglinien

Immer häufiger werden bereits während der Planungsphasen eines Gebäudes Aussagen zu den Lebenszykluskosten erwartet, die aus Planungssicht weit in der Zukunft liegen, da sie mit dem Betrieb verknüpft sind. Für die Planung der elektrischen Energieverteilung bedeutet dies, dass die möglichen Energiekosten für die Strom-Wärme-Verluste von zum Beispiel Transformatoren, Schienenverteilersystemen, Schaltanlagen und Kabeln beachtet werden sollten. Mit den Abschätzungen für die maximalen Betriebsströme, wie sie zur Auslegung der Geräte benötigt werden, erhält man in der Regel unrealistische Maximalwerte für die Energiekosten, so als würde man von einem Dauerbetrieb mit Maximalleistung ausgehen. Da aber in den Planungsphasen keine Ganglinien für einen realen Leistungsfluss bekannt sind, bleibt nur der Weg über einen theoretisch ermittelten Verlauf des zeitabhängigen Leistungsbedarfs und des daraus ermittelten Energieverbrauchs. Synthetische Ganglinien bilden den Kern solcher theoretischer Abschätzungen und basieren auf einer möglichst guten Annäherung an das für den Betrieb zu erwartende Verbrauchsverhalten.

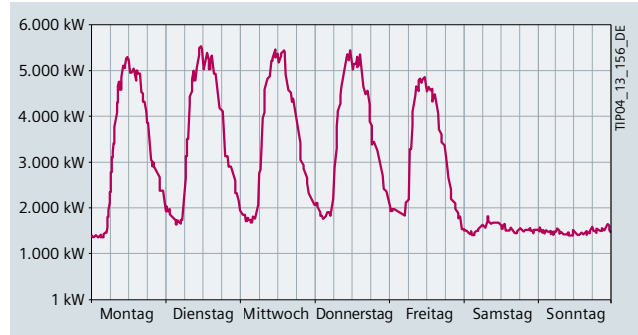


Abb. 14/5: Wochenganglinien für eine Messstelle

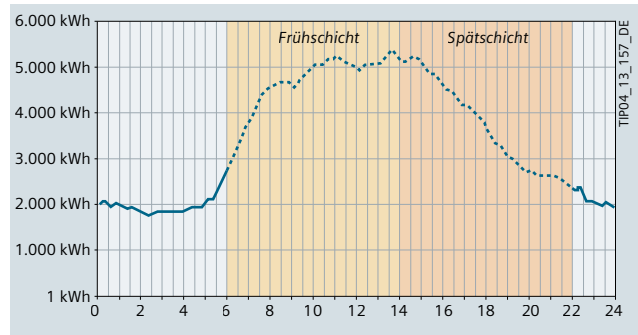


Abb. 14/6: Tagesganglinie für eine Messstelle

Beim Ansatz der synthetischen Ganglinien geht man davon aus, dass Gewerke oder Gebäude mit vergleichbarer Nutzung sich auch beim Energieverbrauch ähnlich verhalten, insbesondere, dass sich das Verhalten der zeitabhängigen Änderungen gleicht. Durch die Abstimmung von Erwartung für die Zukunft mit den Erfahrungen aus der Vergangenheit wird eine systematische Bestimmung des Energieverbrauchs und damit eines Teils der Lebenszykluskosten möglich.

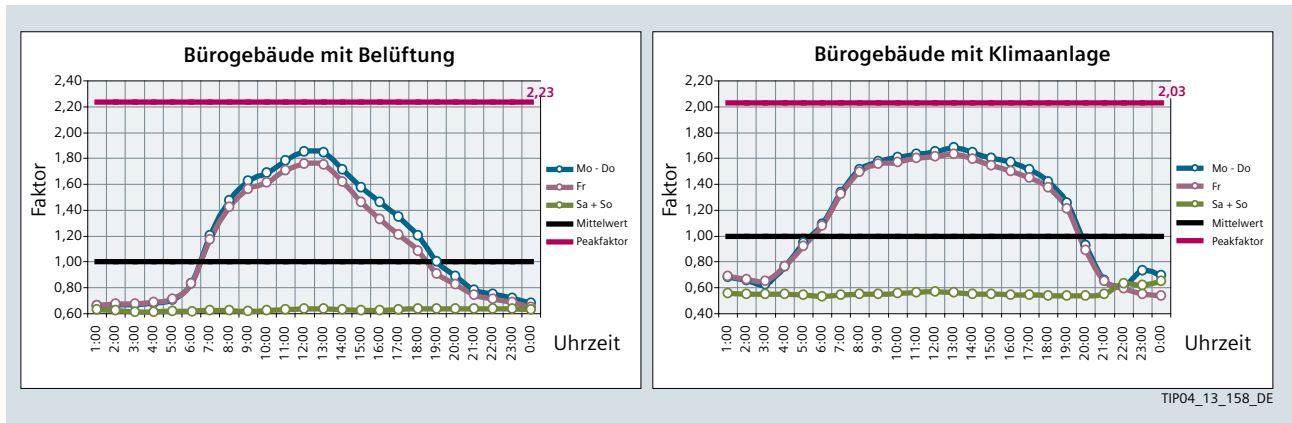


Abb. 14/7: Beispiele für synthetische Ganglinien zur Beschreibung des Energieverbrauchs in Bürogebäuden

[zurück zu Seite 287](#)

Anmerkung: Für die Lebenszykluskosten gilt es zudem die Abschreibung beziehungsweise die Ersatzinvestitionen für den Austausch sowie Service und Wartung einzuplanen. Hierfür spielen nicht nur technische, sondern auch wirtschaftliche Aspekte eine wichtige Rolle.

Für eine planerische Abschätzung von Energieverlusten kann die Verlustleistung mit Hilfe der synthetischen Ganglinien über die Betriebsdauer integriert werden. Voraussetzung ist die zyklische Wiederholung des Kurvenverlaufs zum Beispiel für einen Tag während des vorgesehenen Betriebsverhaltens. Selbstverständlich können abhängig von den Nutzungsgewohnheiten unterschiedliche tagesspezifische Ganglinien berücksichtigt werden, zum Beispiel die Unterschiede zwischen Büroarbeitstagen und Wochenenden und Feiertagen sowie eventuell die Urlaubszeit.

Selbstverständlich kann auch eine Verfeinerung der Modellierung für die Gebäudenutzung erfolgen. Zum Beispiel unterscheiden sich die synthetischen Tagesganglinien eines Büroraums mit Klimatisierung von denen eines Büroraums mit Belüftung (siehe Abb. 14/7). Ebenso können für Räume mit unterschiedlicher Nutzung im Gebäude, wie zum Beispiel für Räume ausschließlich mit Schreibtischarbeitsplätzen oder für Kantinen und Küchen in Bürogebäuden verschiedene Kurven angesetzt und ausgewertet werden. Für Industrieprozesse können prozessspezifische Zyklen, wie zum Beispiel Schicht-, Chargen- oder Batchprozessdauern gewählt werden.

Die in Abb. 14/7 ausgewiesenen Spitzenwerte (Peakfaktor) repräsentieren die jeweils größten anzunehmenden Leistungswerte und dienen als Grundlage für die Dimensionierung der elektrischen Energieverteilung. Dabei wird für den Peakfaktor in der Regel ein zusätzlicher Sicherheitszuschlag berücksichtigt. Die synthetischen Ganglinien sind auf den mittleren Wert für die betrachtete Zyklusperiode normiert. In Abb. 14/7 wird ein Wochenzyklus ausgewählt und jeder Wochentag wird einzeln für den Mittelwert berücksichtigt. Die synthetischen Ganglinien der Wochentage Montag bis Donnerstag und des Wochenendes Samstag und Sonntag sind gemittelt, so dass für den Wochenzyklus mit nur drei synthetischen Ganglinien gerechnet werden kann.

Hinweis: In Richtlinien und Normen werden Energieverbrauchswerte festgelegt, die für die Einordnung der Mittelwerte genutzt werden könnten. Während in der deutschen VDI-Richtlinie 3807-4 der gesamte elektrische Energieverbrauch für Gebäude betrachtet wird, berücksichtigen die Werte aus der EnEV 2009 nur den Strombedarf für die Gewerke Heizung, Lüftung und Klimatisierung in den Gebäuden und lassen somit den Strombedarf für die Gebäudenutzung an sich außer Acht.

Eine persönliche Planungsunterstützung bei den Verlustbetrachtungen für Transformatoren und Schienenverteilernsystemen bieten die TIP Ansprechpartner an. Mit Hilfe gegebener synthetischer Ganglinien können sie mit den in SIMARIS ermittelten Werten und den ausgewählten Produkten eine Verlust- und Kostenbetrachtung durchführen. Anschließend kann der TIP-Promotor noch einen Energie- und Kostenvergleich mit Produkten aus dem Siemens Portfolio anstellen. Zur Veranschaulichung des Sachverhalts werden in Abb. 14/8 die Verlustleistungen ausgewählter GEAUFOL Transformatoren aufgetragen, so dass ein direkter Vergleich bei verschiedenen Leistungen möglich ist. Durch die synthetischen Belastungsprofile (dabei wird die Anzahl der Betriebsstunden mit einem bestimmten Leistungsbedarf über dem zugehörigen Leistungswert aufgetragen, siehe Kap. 14.3) für einen identischen Leistungsbereich, die sich aus den synthetischen Ganglinien für die verschiedenen Gebäudetypen ergeben, lässt sich veranschaulichen, dass manchmal eine Leistungsanhebung durch Zwangsbelüftung des Transformators sinnvoll sein kann oder aber die Wahl eines größeren Transformators mit höheren Investitionen im Betrieb Vorteile bietet. Im SIMARIS Tool, das dem TIP Promotor zur Verfügung steht, erfolgt ein solcher Vergleich rechnerisch.

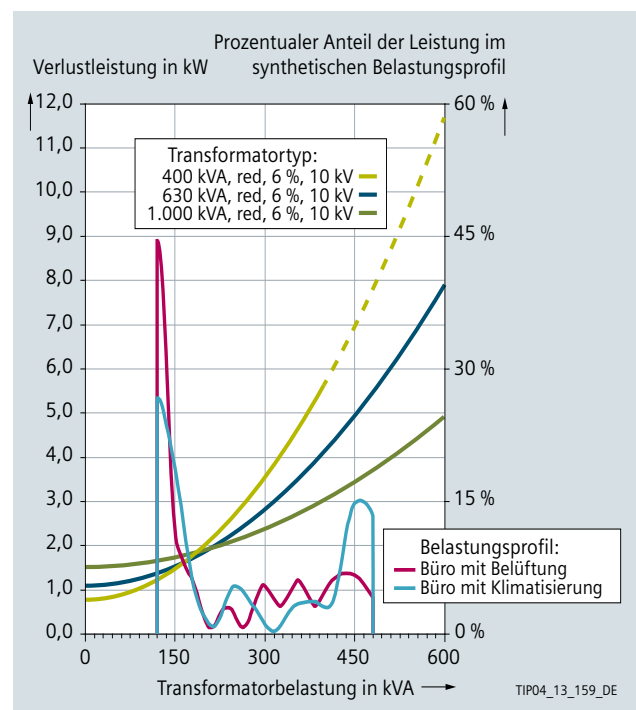


Abb. 14/8: Vergleich der Verlustleistungen verschiedener GEAUFOL Transformatortypen (Oberspannung 10 kV, red = reduzierte Verluste, Bemessungskurzschlussspannung $u_{zr} = 6\%$) und synthetische Belastungsprofile für Bürogebäudetypen

Achtung: Wird mit Festlegung eines größeren Transformators in SIMARIS design neu gerechnet, können andere, in der Regel größere Geräte dimensioniert werden.

Durch die Verwendung von synthetischen Ganglinien für die einzelnen Teilbereiche einer elektrischen Energieverteilung können in SIMARIS design Gleichzeitigkeitsfaktoren aus der Addition der untergeordneten synthetischen Ganglinien bestimmt werden – mit dem zusätzlichen Vorteil, dass bei einem Ansatz mit einfachen Faktoren die Auslegung besser für die spätere Nutzung geeignet ist.

14.3 Auswertungsprofile

Zur Verdeutlichung von Zusammenhängen, charakteristischen Leistungswerten und Verhältnissen durch Grafiken werden die Messwerte in unterschiedlichen Auswertungsprofilen verarbeitet. Dies sind zum Beispiel

- Belastungsprofil
- Häufigkeitsverteilung
- Maxima-Auswertung

Belastungsprofil

Beim Belastungsprofil werden auf der x-Achse die Leistungswerte angezeigt, auf der y-Achse wird die Anzahl der Stunden aufgetragen, an denen der jeweilige Leistungswert gemessen wurde. Das Leistungsprofil, basierend auf den 15-Minuten-Leistungsmesswerten, beginnt mit der Grundlast und endet mit der maximalen bezogenen Leistung. Durch das Belastungsprofil können Leistungsschwerpunkte identifiziert werden; also die meistgeforderten Leistungswerte einer Anlage oder eines Systems (Abb. 14/9).

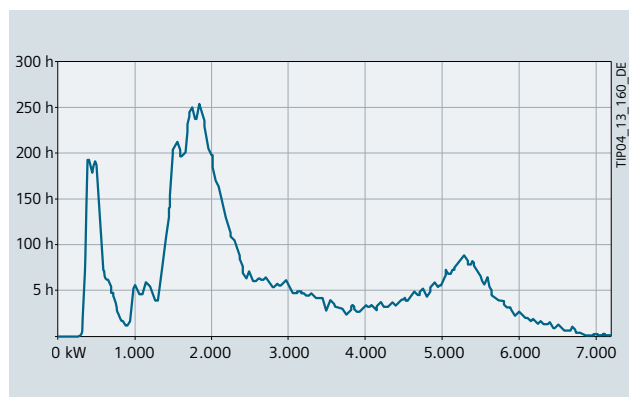


Abb. 14/9: Belastungsprofil einer Messstelle für ein Jahr

Häufigkeitsverteilung

Die Häufigkeitsverteilung ist eine statistische Ergänzung des Belastungsprofils durch die Darstellung kumulierter Werte. Aus der Häufigkeitsverteilung (Abb. 14/10) kann abgelesen werden, für wie viele Betriebsstunden ein Leistungsbereich abgerufen worden ist. Dabei wird auf der x-Achse die Anzahl der Stunden aufgetragen und die Kurve spiegelt den Leistungsbereich von 0 bis zur jeweils angegebenen Leistungsobergrenze (y-Achse) wider. In (Abb. 14/10) zum Beispiel wurde an etwa 4.800 Stunden im Jahr eine Leistung von etwa 2.000 kW oder kleiner abgerufen. Umgekehrt war der Leistungsbedarf an etwa 3.760 Stunden größer als 2.000 kW.

Da die Stundenzahl ansteigend aufgetragen wird, beginnt die Kurve der Häufigkeitsverteilung mit der maximalen bezogenen Leistung und endet mit der Grundlast. Die Häufigkeitsverteilung lässt Rückschlüsse auf die Kontinuität des Bezuges zu. Insbesondere die Abweichungen vom mittleren Kurvenverlauf lassen derartige Rückschlüsse zu. Typische Auswertungen, die sich durch Häufigkeitsverteilungen realisieren lassen, sind:

- Ausprägung der Lastspitzen
- Abnahmekontinuität
- Schichtmodell
- Grundlast

Maxima-Auswertung

Bei der Maxima-Darstellung (Abb. 14/11) werden die größten Leistungsmesswerte mit zugehörigem Datum und Uhrzeit in einer absteigenden Rangfolge aufgetragen. Häufig werden zwei Hilfslinien eingezeichnet, um eine Spitzenlastminderung um 5% beziehungsweise 10% kenntlich zu machen. Bei der Maxima-Darstellung der Leistung wird deutlich, in wie vielen 15-Minuten-Intervallen ein Lastmanagement mit welchen Leistungsreduzierungen

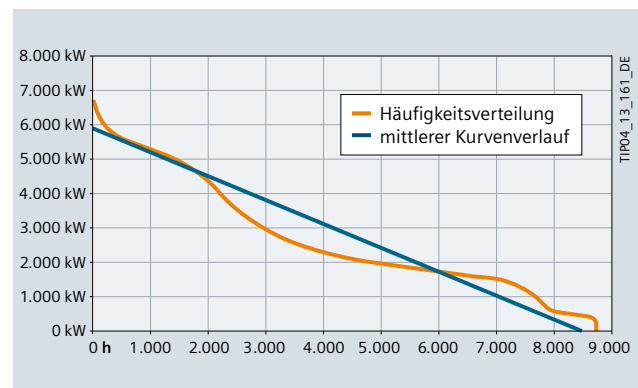


Abb. 14/10: Häufigkeitsverteilung für ein Jahr und mittlerer Kurvenverlauf

hätte eingreifen müssen, um einen angenommenen Spitzenwert nicht zu überschreiten. Varianten der Maxima-Darstellung bilden die tageszeitspezifische Verteilung von Leistungsspitzen ab oder zeigen die Monatsmaxima auf, um Ansatzpunkte für ein Lastmanagement oder für eine geänderte Betriebsführung identifizieren zu können.

14.4 Kennwerte

Kennwerte sollen einen Überblick geben und Vergleiche ermöglichen. Typische Kennwerte werden als monatsbeziehungsweise jahresbezogene Summen-, Maximal-, Mittel- und/oder Minimalwerte ausgewertet. Sie können die Ansatzpunkte für ein Energiemanagement sein, da sie zum Beispiel die Spreizungen der zeitabhängig benötigten Leistung deutlich machen. Charakteristische Größen sind:

- Arbeit (wichtig für Arbeitspreis)
- Leistungshöchstwert (wichtig für Leistungspreis)
- Nutzungsdauer (wichtig für Preise)
- Volllaststunden
- Gleichzeitigkeitsfaktor
- Einheitsspezifische Energiewerte wie zum Beispiel Schichtwerte, Stückwerte, zeitspezifische Arbeitswerte
- Maximal-, Mittel- und Minimalwerte von Strom, Spannung, Leistungsfaktor, Leistung, Arbeit etc.

Hinweis: Solche direkt ausgewiesenen Kennwerte können die Basis für weitere Analysen sein, die zur Gebäudebeschreibung (Energie pro Nutzfläche, Energiebedarf bezogen auf den Kältebedarf, umgebungsspezifische Abhängigkeiten von Extremwerten etc.) genutzt werden können. Näheres zu Kennwerten, Datenauswertungen und -interpretationen ist in [17] zu finden.

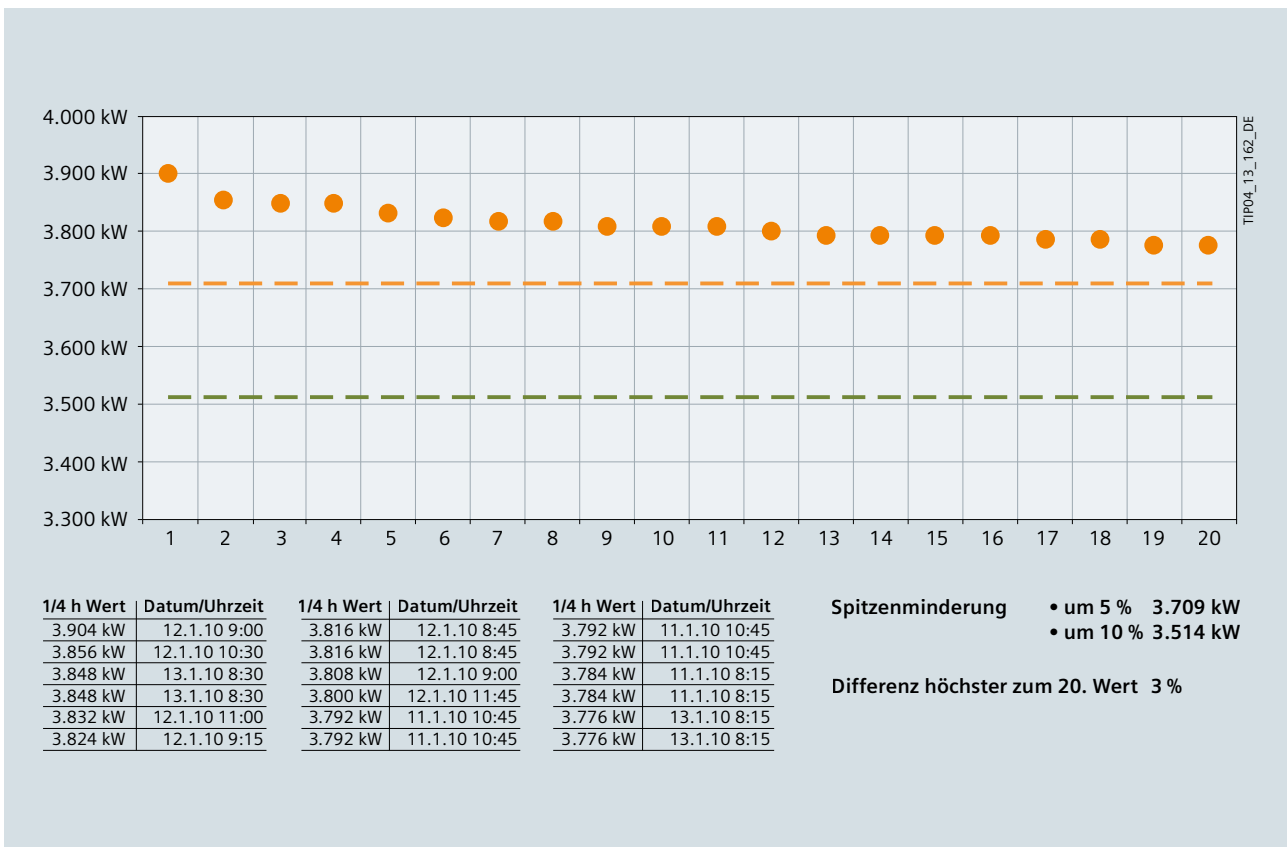


Abb. 14/11: Maxima-Darstellung als Rangfolge der Spitzenlastwerte

[zurück zu Seite 288](#)

14.5 Strommarkt Betrachtungen

Die Wirtschaftlichkeit der elektrischen Energieverteilung ist bei der Planung ein Hauptkriterium neben Sicherheit und Verfügbarkeit. Den Rahmen bildet der Strommarkt mit Preisgestaltung, Versorgungs- und Verbrauchssteuerung. Zunächst werden die Einflussfaktoren auf den Strompreis vorgestellt, um daran die Rahmenbedingungen für Smart Grid und den liberalisierten Energiemarkt aufzuzeigen.

14.5.1 Strompreis

Der Strompreis setzt sich zusammen aus Arbeitsanteil, Leistungsanteil, Steuern und Abgaben: Der Arbeitsanteil steht dem Stromlieferanten für die gelieferte elektrische Energie zu. Der Arbeitsanteil am Strompreis ist das Produkt aus Energieverbrauch in kWh und Arbeitspreis in Cent/kWh. Der Leistungsanteil steht dem Verteilnetzbetreiber (VNB) für die Bereitstellung der Infrastruktur zu. Er ist das Produkt aus der höchsten Viertel-Stunden-Bezugsleistung in kW beziehungsweise aus dem Mittelwert

von n Viertel-Stunden-Bezugsleistungen in kW (n ist eine vereinbarte Anzahl von Maximalwerten) und dem Leistungspreis in €/kW. Die Steuern und Abgaben sind an den Staat abzuführen. Zu den Steuern zählen die Mehrwertsteuer, die Ökosteuer, die Abgabe für erneuerbare Energien sowie gegebenenfalls für die Kraft-Wärme-Kopplung. Die Konzessionsabgabe wird für die Nutzung des öffentlichen Raumes erhoben und kommt den Kommunen zugute. Steuern und Abgaben werden prozentual aus dem Arbeits- und Leistungspreis errechnet.

Betriebsintern wird der Strompreis normalerweise nur aus Arbeits- und Leistungspreis berechnet. Die Steuern und Abgaben bleiben unberücksichtigt. Der aktuelle Strompreis in €/kWh wird in der Regel im vertraglich vereinbarten Raster aktualisiert. Der durchschnittliche Strompreis (DSP) berechnet sich aus der Summe aus Arbeits- und Leistungsanteil dividiert durch die gelieferte Strommenge:

$$\text{DSP [Cent/kWh]} = \frac{(\text{Arbeitsanteil [€]} + \text{Leistungsanteil [€]})}{\text{Strommenge [kWh]}}$$

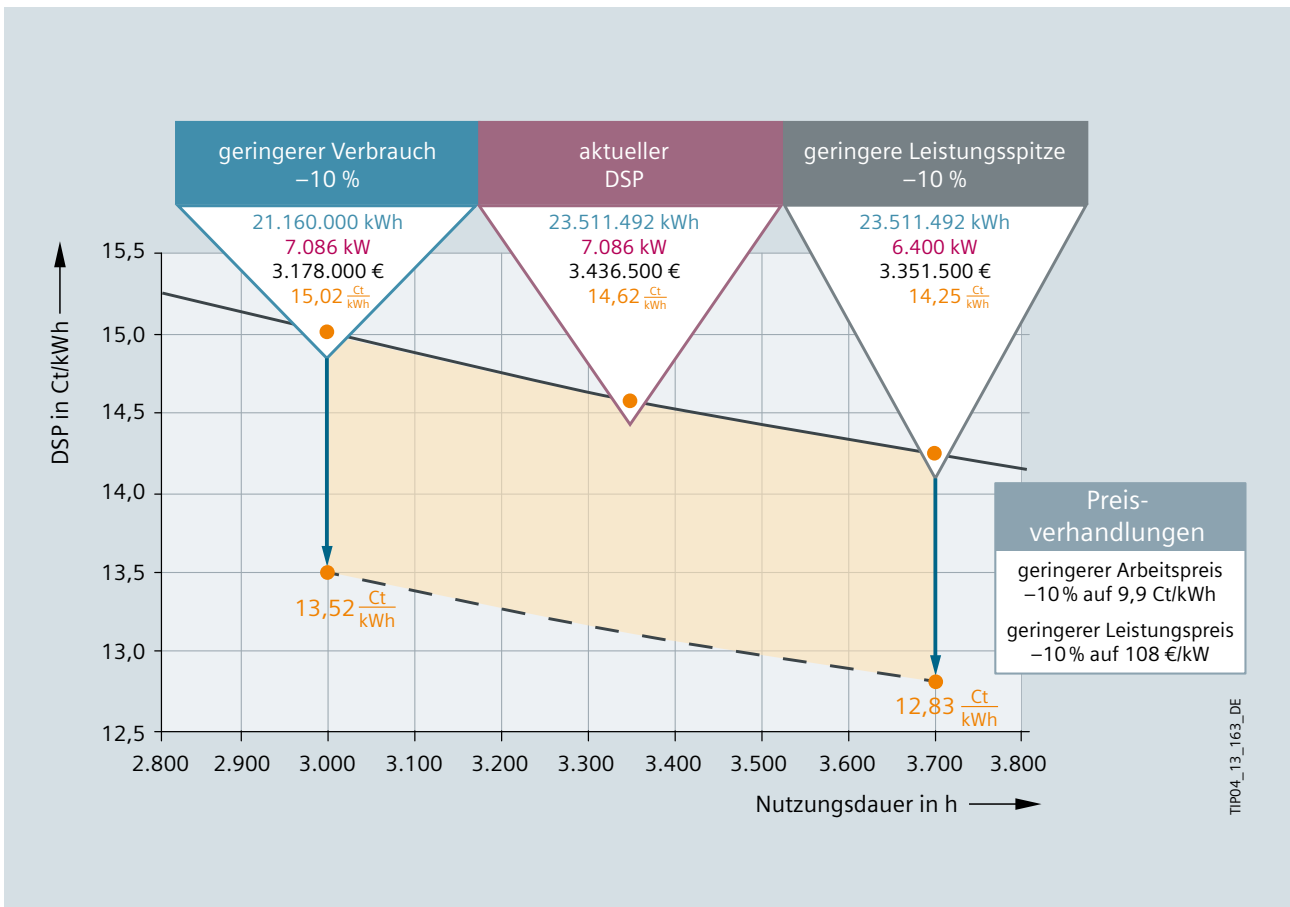


Abb. 14/12: Beispiel für ein „Optimierungsfenster“ des durchschnittlichen Strompreises

Das Verhalten des Strompreises in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer lässt sich grafisch darstellen. Die unterschiedlichen Optimierungsmöglichkeiten durch die Varianzen von Arbeits- und Leistungspreis sowie durch spezifische Zeitvorgaben können so verdeutlicht werden.

In **Abb. 14/12** ist auf der x-Achse die Nutzungsdauer als Quotient aus verbrauchter Arbeit pro Jahr und maximaler Viertelstundenleistung innerhalb des Jahres und auf der y-Achse der DSP aufgetragen. Dabei können folgende Eckpunkte definiert werden:

- Aktueller DSP
- Mögliche Energieeinsparung unter Beibehaltung der maximalen Bezugsleistung
- Mögliche Bezugsleistungseinsparung unter Beibehaltung der verbrauchten Energiemenge
- Möglicher neuer Arbeitspreis
- Möglicher neuer Leistungspreis

Dabei wird für die gestrichelte Kurve in der Darstellung von einer Preissenkung bei Arbeits- und Leistungspreis von jeweils 10 % ausgegangen. In den drei Reitern über dem „Optimierungsfenster“ sind Arbeitspreis (120 €/kW) und Leistungspreis (11 Cent/kWh) fix. Durch Variationen des Verbrauchs beziehungsweise der benötigten Leistungsspitze ändern sich jeweils die Nutzungsdauer und der DSP. Zu beachten ist, dass im „Optimierungsfenster“ nicht die absoluten Stromkosten abzulesen sind, sondern ein mittlerer Strompreis je verbrauchter Kilowattstunde Energie.

Die Variation von Verbrauch und Leistungsspitze kann, abhängig von der jeweiligen Angebotssituation bei Stromlieferant und Netzbetreiber, zu unterschiedlichen Voraussetzungen für Preisverhandlungen führen. Selbstverständlich können weitere Kennwerte, Verteilungen und Auswertungen hierauf Einfluss nehmen.

14.5.2 Smart Grid

Der Begriff Smart Grid (intelligentes Netz) beschreibt das intelligente Zusammenspiel von Energieerzeugung, -speicherung, -verteilung und -verbrauch als ein energie- und kosteneffizientes Gesamtsystem (**Abb. 14/13**). In einem dezentralisierten und differenzierten Energiesystem muss die Balance von Energieerzeugung und Verbrauch so aufeinander abgestimmt werden, dass die heutigen Qualitätsnormen (EN 60150) weiter Gültigkeit besitzen. Die Modernisierung und Optimierung der Netze steht für Smart Grid im Vordergrund und betrifft in erster Linie die Verteilnetze. Die im Folgenden beschriebenen Anforderungen an deren Betreiber haben Auswirkungen auf die Schnittstelle zwischen Smart Grid und Verbraucher.

Der bis heute übliche Energiefluss von großen Kraftwerken über die Übertragungs- und Verteilnetze zum Verbraucher wird immer mehr durch die dezentrale Energieerzeugung in kleinen Einheiten innerhalb des Verteilnetzes ersetzt. Es kann sogar vorkommen, dass der Energiefluss sich umkehrt und aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz eingespeist wird. In Deutschland wurden Ende 2012 97 % der dezentral erzeugten regenerativen Energiemenge in die Verteilnetze eingespeist, wobei die installierte Leistung bei 83 GW lag. Im Zuge der Energiewende wird sich voraussichtlich die dezentral erzeugte Leistung wesentlich erhöhen.

Innerhalb von Smart Grid wird über die direkte Steuerung von Endgeräten sowie die Lenkung des Verbraucherverhaltens durch spezielle Tarife nachgedacht, um den Verbrauch an die Erzeugung anzupassen. Die Stromerzeugung in vielen kleinen bis mittleren Anlagen, die in den meisten Fällen auch noch aus regenerativen Energiequellen gespeist werden, erfordert einen hohen Planungsaufwand. Die wichtigsten regenerativen Stromerzeuger sind vom Wetter abhängig (PV-Anlagen von der orts- und zeitabhängigen Sonneneinstrahlung, Windkraftanlagen von den orts- und zeitabhängigen Windverhältnissen). Ohne eine detaillierte Wetterprognose sind hier keine Erzeugungsprognosen möglich. Im Weiteren müssen die Verbräuche der vielen Stromkunden innerhalb des Verteilnetzes als Prognose vorliegen. Nur so ist eine Balance zwischen Erzeugung und Bedarf möglich. Eine leistungsfähige Kommunikation der Beteiligten untereinander ist zwingend notwendig.

• Last- und Speichermanagement

Um maximale Netzstabilität zu gewährleisten, müssen Lastspitzen mit spezialisierten Lastmanagementlösungen reduziert oder verlagert werden. Ein gutes Lastmanagement schaltet nicht nur (Zu- und Abschalten von Lasten), sondern plant auch die Verschiebung der Lasten auf andere Zeitfenster. Auch deshalb wird der Einsatz von dezentralen Speicherlösungen zunehmend wichtiger. Das Speichermanagement umfasst das gezielte Laden und Entladen des Speichers auf der Basis einer bedarfs- und erzeugungsgerechten Prognose. Dazu wird eine breite Informationsbasis benötigt und es bleiben, wie immer bei Prognosen, Restunsicherheiten, wenn die Speicherlösung aus Kostengründen nicht beliebig groß werden soll

• Automatische Ausfallvermeidung und Wiederherstellung der Versorgung

Smart Grids erlauben durch intelligente Vernetzung eine Echtzeitüberwachung und Systemselbstkontrolle. Schutzrelais, Sicherungen und Sensorsysteme prognostizieren Überlastungen und schalten automatisch Komponenten ab, bevor Schaden entstehen kann.

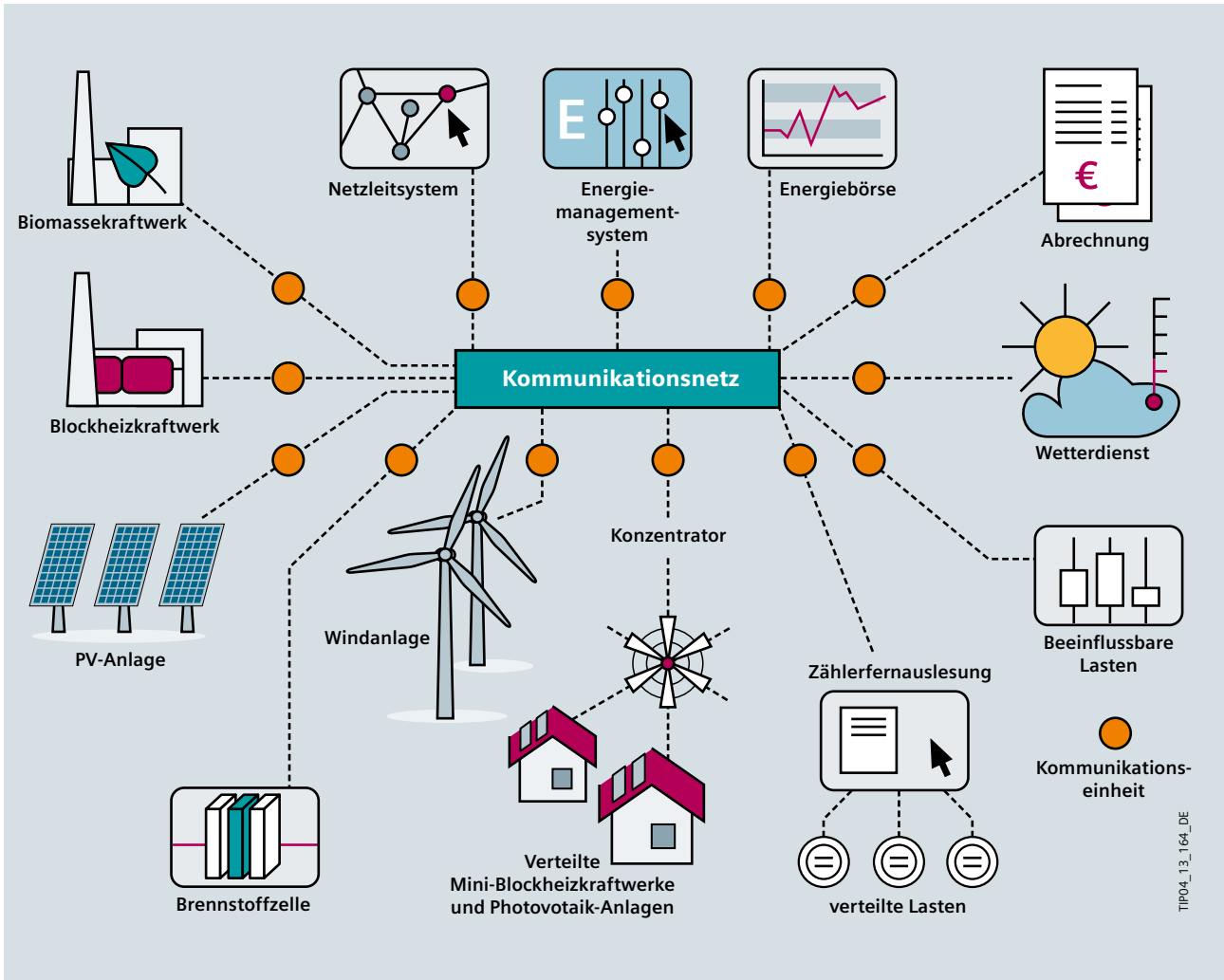


Abb. 14/13: Energiemanagement im Smart Grid durch Kommunikation über alle Energienetze hinweg

[zurück zu Seite 291](#)

TIP04_13_164_DE

14.5.3 Liberalisierter Energiemarkt

Die Liberalisierung der Energiemärkte führt zu einem freien Stromhandel mit einem stärkeren Wettbewerb und wurde durch die Trennung von Erzeugung, Verteilung und Verkauf initiiert. Um einen marktgerechten Stromhandel zu ermöglichen, wurde eine Strombörse etabliert. Die Liberalisierung trennt den Strommarkt in eine physikalische und eine kaufmännische Sicht (Abb. 14/14). Ziel der Liberalisierung war eine Verbesserung der Transparenz und Schaffung von Wettbewerbsanreizen bei den Teilnehmern im Strommarkt:

- **Stromerzeuger**
Die Kraftwerke des Stromerzeugers produzieren den Strom, der in das Übertragungsnetz gespeist wird. Bei der dezentralen Stromerzeugung wird der Strom in der Nähe der Verbraucher, zum Beispiel durch Heizkraftwerke, Industriekraftwerke, Biomasseanlagen, dezentrale Wind- oder Solaranlagen, erzeugt und häufig in das Verteilnetz eingespeist

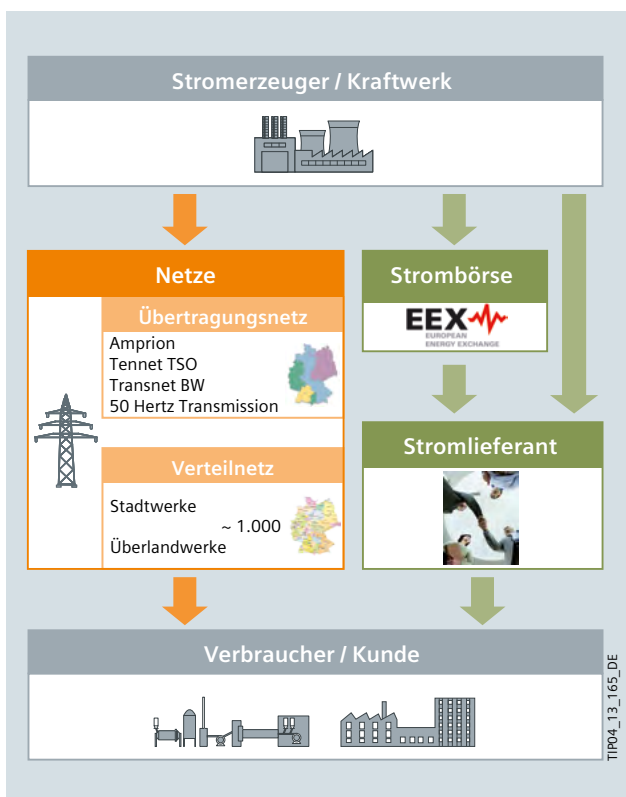


Abb. 14/14: Struktur des Energiemarkts in Deutschland stellvertretend für die EU

- **Übertragungsnetz**
Übertragungsnetze sind die überregionalen Stromnetze mit Höchstspannung (zum Beispiel 220 kV, 380 kV), die große Energiemengen über lange Strecken transportieren. Die zugehörigen Dienstleistungsunternehmen, die die Infrastruktur der Übertragungsnetze betreiben, sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Sie sorgen für die Spannungs- und Frequenzstabilität im Rahmen der EN 50160 und müssen bei Bedarf die notwendige Regelleistung für die Frequenz- und Spannungsregelung auf dem Strommarkt beschaffen. Sie müssen dafür sorgen, dass die Stromhändler/Stromlieferanten die benötigten Strommengen über die Netze leiten können. Auf Basis der EU-Verordnungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen 2016/631 und für den Lastanschluss 2016/1388 sind für Deutschland die technischen Anschlussregeln für die Mittelspannung im Entwurf E VDE-AR-N 4110 beschrieben
- **Verteilnetz**
Das Verteilnetz übernimmt die Versorgung der Fläche mit Strom. Der Strom selber wird aus dem Übertragungsnetz oder von dezentralen Energieerzeugern bezogen. Der Betrieb obliegt dem Verteilnetzbetreiber (VNB). Dabei ist er auch für die Messung verantwortlich (Ausnahme: In Deutschland müssen die Messungen von einem Messstellenbetreiber durchgeführt werden). Der VNB sorgt ebenfalls für die Einhaltung der Energiequalität entsprechend EN 50160 und liefert den Strom an die Verbraucher auf der Niederspannungs- oder auf der Mittelspannungsebene. Die Aufgaben und Pflichten der VNB in Deutschland sind als Regelwerk im „Distribution Code“ hinterlegt
- **Messstellenbetreiber**
Der Messstellenbetreiber betreibt die Messeinrichtungen zwischen VNB und Verbraucher. Er sorgt für den fehlerfreien Betrieb der Messstelle und stellt die Messwerte dem Verbraucher sowie dem VNB zur Verfügung. Seit 2010 besteht in Deutschland die Pflicht bei Neubauten und Modernisierungen Smart Meter („intelligente“ Stromzähler) einzubauen. Der Verbraucher kann den Messstellenbetreiber frei wählen
- **Strombörse**
Die Energiebörse EEX (en: European Energy Exchange) ist ein Marktplatz für Energie und energienahe Produkte und entstand mit Hauptsitz Leipzig und Büros in Brüssel, London und Paris aus der Fusion der Strombörsen Frankfurt und Leipzig. Gegenwärtig sind Handels Teilnehmer aus 22 Ländern an der Börse aktiv. Die EEX unterliegt als öffentlich-rechtliche Institution dem deutschen Börsenrecht. Gehandelt werden Spotmarkt- und Terminmarkt-Produkte, wie „Base“ für Grundlast

1

oder „Peak“ für Spitzenlast. Im Spotmarkt für die Marktgebiete Deutschland/Österreich, Frankreich und Schweiz unterscheidet man zwischen Day-Ahead- und kontinuierlich mögliche Intraday-Auktionen. Im Day-Ahead-Markt werden Stunden- und Blockgebote für den Folgetag gehandelt, im Intraday-Markt einzelne Stunden (Einzelkontrakte) zur Lieferung bis 45 Minuten vor Lieferbeginn

2

- Stromhändler

An der Börse dürfen nur zugelassene Händler agieren. Sie setzen die Aufträge der Stromlieferanten an der Börse um

4

- Stromlieferant

Der Stromlieferant bildet die Brücke zwischen Stromerzeugern und Stromverbrauchern. Er prognostiziert seinen Strombedarf und deckt diesen direkt bei den Stromerzeugern und der Strombörse ab. Der Stromhändler schließt mit seinen Kunden Stromlieferverträge ab. Teilweise werden auch Energiedienstleistungsverträge angeboten, die neben der Stromlieferung auch die Verträge mit dem VNB (Netzanschlussvertrag, Netznutzungsvertrag) einbeziehen

5

6

7

8

9

- Verbraucher

Der Verbraucher kauft elektrische Energie, um damit seine Anwendungen betreiben zu können. Kaufmännisch schließt er dazu einen Vertrag mit dem Stromlieferanten ab, während die Lieferung physikalisch über den VNB erfolgt

10

11

12

13

14

Da der Energiemarkt, wie jeder Wirtschaftsmarkt, von der Vorausschau für Angebot und Nachfrage lebt, werden Prognosen für den Verbrauchsbedarf und das Energieerzeugungsangebot sowie deren Einhaltung immer wichtiger. Smart Grid als Klammer vieler Kleinkraftwerke, Großkraftwerke und der Börse ist zwingend auf belastbare Prognosen angewiesen. Sind Smart Meter flächendeckend eingeführt, ist eine Online-Überwachung der Prognosen des Verbrauchers möglich. Die dem Stromlieferanten entstehenden Kosten bei Abweichungen von der Prognose können so dem Verursacher direkt zugeordnet werden. Da auf Verbraucherseite keine 100-prozentige Prognose möglich ist, Abweichungen von der Prognose aber zu Mehrkosten führen, muss auf der Verbraucherseite ein Lastmanagement existieren, welches den tatsächlichen Verbrauch mit der Prognose in Einklang bringt.

15

16

17

Durch Steuern und Regeln von Erzeugern, Speichern und Lasten innerhalb eines Viertelstundenzklus wird der aktuelle Bedarf an den Fahrplan angepasst:

- Der Verbraucher ist Teil des Smart Grids und besitzt eine Schnittstelle zum Smart Grid. Durch die Abgabe von Prognosen und deren Einhaltung wird er zukünftig seine Kosten wesentlich beeinflussen können
- Der Stromlieferant liefert den Strom, erwartet aber eine Woche im Voraus eine Prognose des Energiebezugs in 15-Minuten-Schritten. Die Verrechnung erfolgt anhand des vom Verbraucher bestellten Energiefahrplans, multipliziert mit dem ausgehandelten Arbeitspreis
- Der VNB stellt die Verbindung zum Versorgungsnetz zur Verfügung und erwartet eine Aussage zur maximalen Leistung, die er an der Schnittstelle zum Verbraucher entsprechend vorzuhalten hat. Die Verrechnung erfolgt anhand des ausgehandelten Leistungspreises multipliziert mit der größten 15-Minuten-Leistung innerhalb des Betrachtungszeitraums (Monat oder Jahr). Im Smart Grid wird dem VNB zunehmend eine Steuerungsrolle zugeschrieben und möglicherweise die Verantwortung für den Betrieb des Smart Grids zugewiesen werden

Durch die Zunahme dezentraler Energieerzeuger im VNB-Netz muss deren Beitrag zur Netzstabilisierung (zum Beispiel die Bereitstellung von Blindleistung und/oder Regelleistung) geklärt werden. Die immer größere Einspeisung aus volatilen Energiequellen hat den Bedarf an Regelleistung stark erhöht, gleichzeitig aber die Wirtschaftlichkeit ihrer Erzeugung negativ beeinflusst.

14.6 Betriebsmanagement

Aufbauend auf dem Energiemanagementsystem setzt in der Betriebsebene eines Gebäudes das technische Betriebsmanagement an. Unter dem Aspekt der Energieversorgung ist das effektive Überwachen des Betriebs und des Energieverbrauchs mittels Statusanzeigen und Meldeeinrichtungen entsprechend den angedachten Nutzungsmöglichkeiten zu planen. Bereits bei der Gebäudekonzeption sollte die zugehörige Mess-, Steuer- und Regelungstechnik für die Gebäudeautomation vorgesehen werden. Diese sollte folgende funktionelle Schichten umfassen:

- Erfassung von Status und Messungen; Verarbeitungsebene für die Erfassung
- Bedienen und Beobachten mit Visualisierung, Archivierung, Berichte, Steuern von Schaltgeräten, Zustandsüberwachung/Messstellen

Für die Implementierung eines technischen Betriebsmanagementsystems sprechen folgende Gründe:

- Schnelle und einfache Online-Übersicht der Zustände, des Energieverbrauchs/-flusses im Gebäude (Abb. 14/15)
- Plausibilitätsprüfung von erfassten Werten, Vermeiden von Ablesefehlern
- Optimierung der Bezugsverträge abgestimmt auf die einzelnen Nutzungsanteile
- Präzisierung und höhere Wirtschaftlichkeit des Energiebezugs durch genaue Kenntnis des Bedarfsprofils
- Kostentransparenz im Energiebereich
- Benchmarking (Vergleich von Orientierungswerten)

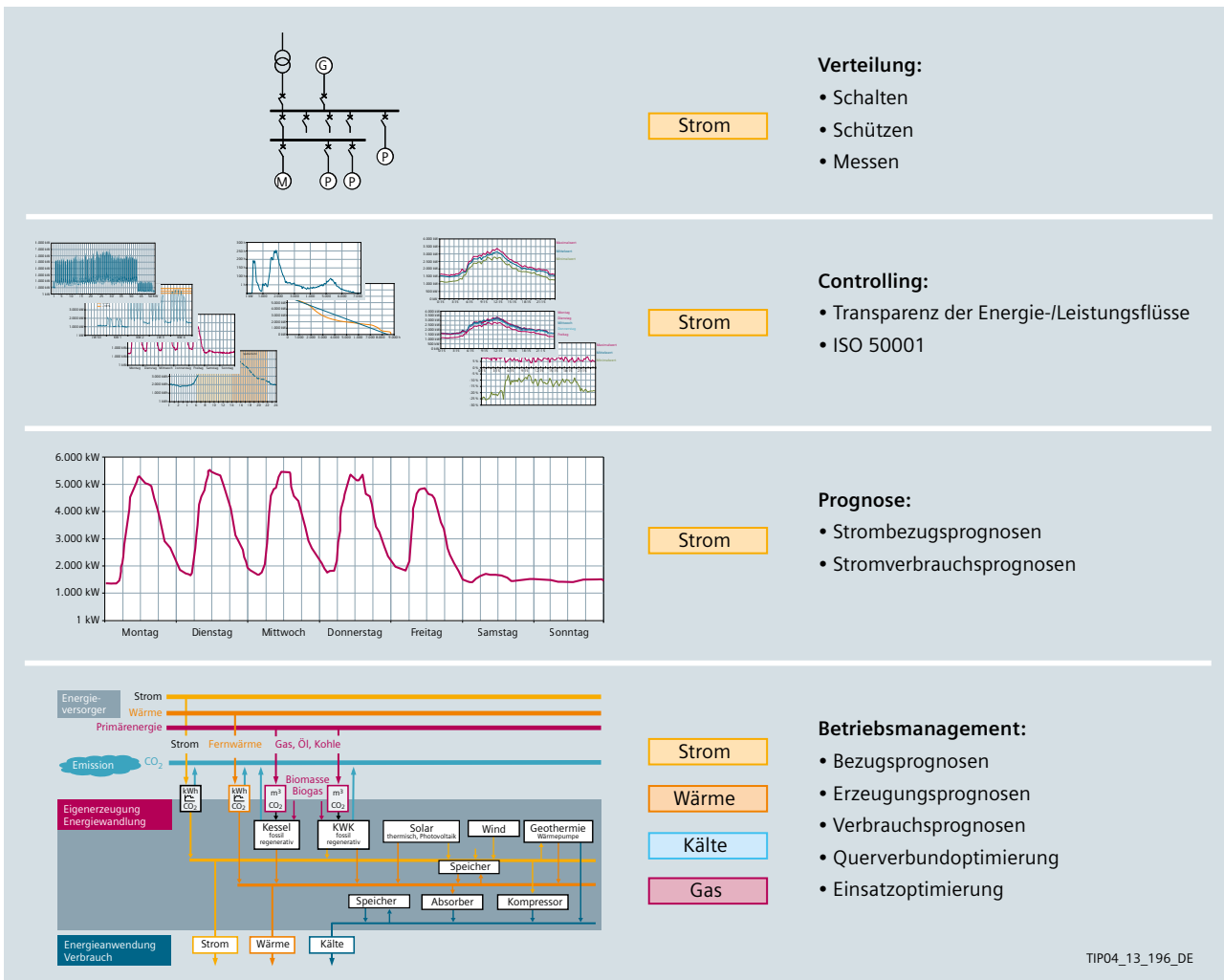


Abb. 14/15: Betriebssicht auf die elektrische Energieverteilung und Einbindung ins Betriebsmanagement

14.7 Normative Grundlage für ein Energiemanagementsystem

Um im wirtschaftlichen Wettbewerb konkurrenzfähig zu bleiben, müssen Unternehmen ständig ihre Wettbewerbsposition und damit ihren Energieverbrauch einer kritischen Betrachtung und Optimierung unterziehen. Ein weiterer Impuls dazu stammt von Staatsregierungen, die zunehmend dafür sorgen müssen und wollen, dass die Treibhausgasemissionen ihres Landes reduziert werden. Dies hat zur Folge, dass immer häufiger gesetzliche Auflagen beschlossen werden, die auf eine Emissionsreduzierung abzielen.

Der Energieverbrauch spielt dabei eine zunehmend wichtigere Rolle, was die politischen und gesellschaftlichen Vorgaben rund um das Thema Energie und Umwelt belegen. Die Notwendigkeit den Energieverbrauch zu optimieren ist deshalb für Unternehmen mit einer ganzen Reihe von Bestrebungen verknüpft. Dazu gehören:

- Kosten zu reduzieren
- Die Zukunftsperspektive des Unternehmens durch eine vorausschauende Berücksichtigung steigender Energiekosten zu stärken
- Emissionsziele einzuhalten, die entweder staatlich vorgegeben oder selbst auferlegt sind
- Die Nachhaltigkeit bei der Energienutzung zu fördern und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren
- Das Ansehen des Unternehmens hinsichtlich der gesellschaftlichen Verantwortung zu verbessern

14.7.1 Definition von Energiemanagement und Energiemanagementsystem

Eine wichtige Aufgabe bei der Senkung des Energieverbrauchs wird dem Energiemanagement zugeschrieben. Ein Energiemanagementsystem (EnMS) ist nach VDI-Richtlinie 4602 Blatt 1 ein Regelkreis zur Erfüllung einer Energieaufgabe, mit Definition von Zielaufgaben sowie Überprüfung und Bewertung der Ergebnisse. Mit den Bewertungsergebnissen hat eine Überprüfung und Anpassung der Zielvorgaben zu erfolgen, sodass der Kreis geschlossen wird.

Nach ISO 50001 ist ein EnMS definiert als „Gesamtheit miteinander zusammenhängender und interagierender Elemente zur Einführung einer Energiepolitik und strategischer Energieziele, sowie Prozesse und Verfahren zur Erreichung dieser strategischen Ziele“.

Treibende Staaten bei der Einführung einer Normung für Energiemanagementsysteme waren China, Dänemark, Irland, Japan, Südkorea, Niederlande, Schweden, Thailand und USA. Diese Länder entwarfen Standards, Spezi-

fikationen und Vorschriften rund um das Energiemanagement. In der Folge veröffentlichte das Europäische Komitee für Normung (CEN; fr: Comité Européen de Normalisation) die EN 16001:2009 Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung als erste europäische Energiemanagementnorm. Die im Juli 2009 veröffentlichte Norm wurde im Jahr 2011 durch die internationale Norm ISO 50001 ersetzt. In der ISO 50001 werden ebenfalls die Anforderungen an Energiemanagementsysteme beschrieben und eine Anleitung für deren Anwendung gegeben. In der Norm wird der Begriff Organisation allgemein für Betriebe, Unternehmen, Institutionen etc. verwendet. Die ISO 50001:2011 befand sich bereits seit 2008 in der Entwicklung durch die amerikanische Stelle zur Normung industrieller Verfahrensweisen – zusammen mit dem brasilianischen Partner ABNT. Unterstützt wurden sie von Experten aus über 40 Staaten. Dank der engen Zusammenarbeit mit den europäischen ISO-Mitgliedsstaaten konnten viele Themen und Inhalte aus der Vorgängernorm EN 16001 übernommen werden.

14.7.2 Ziele und Aufbau der ISO 50001

Die Anwendung der Norm beim Aufbau von Systemen und Prozessen für das Energiemanagement soll eine kontinuierliche Verbesserung der energiebezogenen Leistung und der Energieeffizienz ermöglichen, sodass ungenutzte Energieeffizienzpotenziale erschlossen, CO₂-Emissionen dauerhaft reduziert und Energieeinsparungen erzielt werden können. Das aktuelle Energiekonzept der Bundesregierung sieht zudem vor, dass für Organisationen ein Energiemanagementsystem die Voraussetzung für steuerliche Vergünstigungen darstellt. Die Mitarbeiter und speziell die Führungsebene einer Organisation sollen durch die Norm für ein durchgängiges und langfristig ausgelegtes Energiemanagement sensibilisiert werden. Auf diesem Weg können Einsparpotenziale ausgeschöpft sowie Wettbewerbsvorteile und ein merklicher Imagegewinn für das Unternehmen erzielt werden.

Da die Struktur der ISO 50001 ähnlich wie bei anderen Managementstandards (zum Beispiel ISO 9001 und ISO 14001) aufgebaut ist, kann ein EnMS leicht in andere Managementsysteme – zum Beispiel für das Qualitätsmanagement – integriert werden. Aber auch eine eigenständige Betrachtung des Energiemanagements im Unternehmen ist möglich, weshalb ein EnMS von Organisationen jeder Art und Größe eingeführt werden kann. Die Norm ist unabhängig von der Energieart abgefasst, sodass alle Energiearten, wie zum Beispiel Strom, Kälte, Wärme und die zugehörigen Primärenergieträger Kohle, Öl und Gas oder regenerative Energiequellen, im EnMS berücksichtigt werden können. Die Umsetzung der

Anforderungen der ISO 50001 kann durch spezielle Institute oder Organisationen zertifiziert und die Zertifizierung durch wiederkehrende Audits bestätigt werden. Gegenwärtig mangelt es jedoch noch vielfach an der Transparenz und den spezifischen Kenntnissen darüber, wie die Energieströme fließen und sich anteilig aufgliedern. Zudem fehlen häufig Vergleichswerte zur Ableitung quantifizierbarer Aussagen, auf deren Basis dann Entscheidungen getroffen werden können. Mit der Einführung eines EnMS verdeutlichen die Organisationen, dass sie durch einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess beim nachhaltigen Energieeinsatz eine Reduzierung des Energieverbrauchs erreichen wollen. Seit 2013 sind EnMS eine notwendige Voraussetzung für energieintensive Organisationen, wenn sie von Steuerermäßigungen profitieren wollen.

14.7.3 Managementprozess

Die ISO 50001 beschreibt einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess zur effizienteren Energienutzung, -überwachung und -analyse. Der prinzipielle Aufbau folgt dem PDCA-Zyklus, wie er beispielsweise beim ISO 9001 Standard angewendet wird und dem Tagesgeschäft einer Organisation angepasst sein soll: Planung (Plan), Ausführung/Umsetzung (Do), Kontrolle/Überprüfung (Check), Verbesserung/Optimierung (Act). Ausgehend von diesem Zyklus wird ein Modell für das EnMS beschrieben (Abb. 14/16), anschließend werden die Anforderungen spezifiziert.

Dabei wird besonders auf die Verantwortung des Managements einer Organisation eingegangen.

Die Energiepolitik gibt den energiewirtschaftlichen Rahmen vor und legt die von der Organisation anzustrebenden strategischen Ziele bei der Energienutzung fest. Ebenso werden die Kommunikation darüber und das erwartete Verhalten der in der Organisation beschäftigten Personen beschrieben. Ziel der Energiepolitik muss selbstverständlich auch die kontinuierliche Verbesserung im Umgang mit der Energie sein.

Der Energieplan beschreibt die Analyse des Energieeinsatzes, die Ermittlung relevanter Einflussgrößen und Einflussmöglichkeiten für den Energieeinsatz, die Umsetzung der Energiepolitik in Aktivitäten zur Verbesserung und die Überprüfung zum Erreichen der operativen Ziele. Explizit muss ein Plan für die Energiemessung festgelegt und verwirklicht werden. Aktionspläne zur Verbesserung der energetischen Leistung der Organisation müssen eingeführt und umgesetzt werden. Entsprechende Hilfsmittel, Schulungen und Informationen im Rahmen eines bidirektionalen Kommunikationsprozesses müssen bereit gestellt werden. Eine Dokumentation für die Kernelemente des EnMS und ihres Zusammenspiels muss vorhanden sein. Die Lenkung von Dokumenten und Abläufen orientiert sich an den entsprechenden Vorgaben für andere Managementprozesse wie dem Qualitätsmanagement- oder Umweltmanagementprozess und muss den Managementnormen genügen.

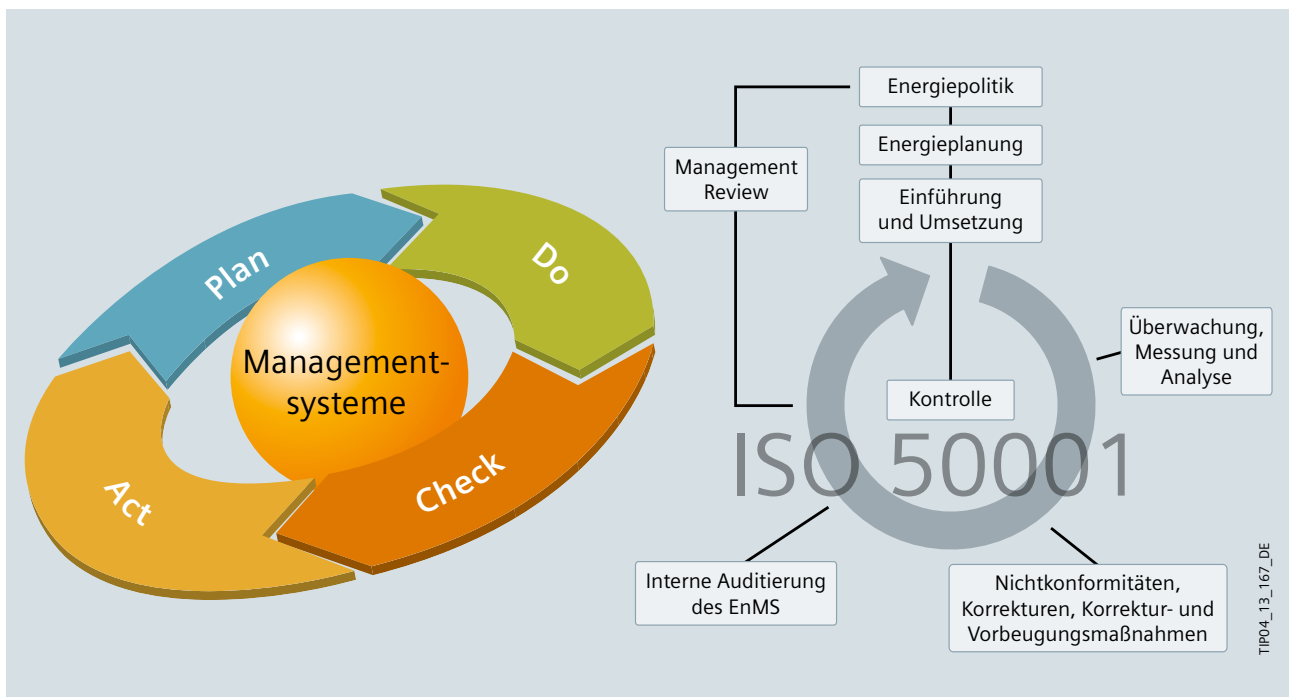


Abb. 14/16: Umsetzung des Managementzyklus PDCA für EnMS in der ISO 50001

1

Die ISO 50001 fordert die Überwachung, Messung und Analyse der energierelevanten Haupttätigkeiten einer Organisation in geplanten Zeitabständen. Die Verbesserung der energiebezogenen Leistung muss als Kriterium bei der Auslegung neuer, geänderter oder renovierter Gebäude, Systeme, Anlagen, Einrichtungen und Prozesse berücksichtigt werden. Dies gilt auch für die Energiemessung und die zugehörigen Auswerte- und Analysemöglichkeiten.

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

Organisationsrelevante Beratungsleistungen können etwa die Aufarbeitung und Darstellung von Messdaten sein, wie vorher in den Abschnitten 14.2 bis 14.4 beschrieben. Sie bilden die Grundlage für eine Analyse, die zu einer deutlicheren Transparenz führt. Diese Analyse kann ebenfalls Teil der Beratertätigkeit sein. Unterstützung für den Planer bietet hierbei der TIP-Promotor von Siemens.

www.siemens.de/tip-cs/kontakt

Bei der Beschaffung von Energie und Energiedienstleistungen sowie von Produkten und Einrichtungen zur Verbesserung der energiebezogenen Leistung einer Organisation kann eine Lieferantenbeurteilung durchgeführt werden. Mögliche Kriterien sind zum Beispiel Energiequalität, Kostenstruktur, Umweltauswirkungen und Einsatz erneuerbarer Energiequellen. Die beteiligten Lieferanten müssen über die Beurteilung und die Kriterien informiert werden.

Zum EnMS gehören eine Selbstbewertung bezüglich der Einhaltung rechtlicher Vorschriften und die Durchführung interner Audits in geplanten Zeitabständen. Beides muss dokumentiert und ein Bericht an das Top-Management abgefasst werden. Abweichungen und Nichtkonformitäten sind festzuhalten. Entsprechende Korrektur- und vorbeugende Maßnahmen werden definiert und auf ihre Wirksamkeit hin überprüft. Das Top-Management muss das EnMS in festgelegten Zeitabständen kontrollieren und die Ergebnisse der Überprüfung dokumentieren.

Bei der Planung, Realisierung und Durchführung von Maßnahmen rund um die Verbesserung der energetischen Leistungsfähigkeit werden Beratungsdienstleistungen durch den Planer zukünftig stärker nachgefragt werden. So ist die Formulierung operativer Ziele nur sinnvoll, wenn deren Erreichen durch Aktivitäten möglich wird, die der Organisation Vorteile bringen. Ein Berater kann durch eine Systemsicht mit Kenntnis über Abhängigkeiten zwischen Geräten, Anlagen und Systemen sowie durch aktuelle Marktkennntnisse das Machbare von Halbwahrheiten und von einseitigen Nutzenbetrachtungen unterscheiden und seinen Kunden kostengünstige Lösungen präsentieren. Zum Beispiel liefert die Messung des Stromverbrauchs einer Pumpe bei richtiger Messauslegung die gleichen Informationen wie eine wesentlich teurere Durchflussmessung. Eine Lösung mit den passenden Messgeräten und Datenübertragungsmöglichkeiten an den entscheidenden Stellen (siehe Abb. 14/2) kann die Kosten in Grenzen halten und insbesondere für einen zukünftigen Ausbau geeignet sein.

A man in a light blue shirt is shown in profile, looking at a computer monitor. The monitor displays a complex technical diagram with various lines and boxes, likely representing an energy distribution system. The man's hand is resting on his chin, suggesting he is in deep thought or concentration. The background is slightly blurred, showing what appears to be a control room or office environment.

Kapitel 15

Planungstools für eine effiziente Planung der Energieverteilung

15.1	Dimensionieren mit SIMARIS design	300
15.2	Platzbedarf ermitteln mit SIMARIS project	302
15.3	Kennlinien visualisieren mit SIMARIS curves	303
15.4	Effizienz der SIMARIS-Tools	303
15.5	Online-Tools für den Planer	304

15 Planungstools für eine effiziente Planung der Energieverteilung

Aufgrund der stetig wachsenden Anforderungen an die Ausstattung von Zweck- und Industriegebäuden sowie der gestiegenen Erwartungen bezüglich Sicherheit der Anlagen und Anlagendokumentation wird die Planung der elektrischen Energieverteilung immer aufwendiger und komplexer. Die SIMARIS Planungstools unterstützen Sie bei der Planung von Energieverteilungsanlagen in Gebäuden und lassen sich dank übersichtlicher Benutzeroberflächen und intuitiv zu nutzender Funktionen einfach und komfortabel bedienen. Zur Einarbeitung und Unterstützung bei der Arbeit mit den SIMARIS Planungstools sind Tutorials, Programmhilfen und ein technisches Handbuch in den Programmen hinterlegt, die aber auch unabhängig davon im Internet heruntergeladen werden können unter

www.siemens.de/simaris/hilfe

Zudem stehen die SIMARIS Planungstools in vielen Sprachen und mit vielen länderspezifischen Produktportfolien zur Verfügung, so dass auch die Planung von

Projekten im Ausland problemlos möglich ist. Eine entsprechende Liste (Länder und Sprachen) finden Sie unter

www.siemens.de/simaris/faq

15.1 Dimensionieren mit SIMARIS design

Anhand der Vorgaben, die sich aus den Anforderungen des Projekts ergeben, kann mit SIMARIS design eine Netzberechnung und damit eine Dimensionierung der Betriebsmittel von der Mittelspannungseinspeisung bis hin zu den Verbrauchern nach anerkannten Regeln der Technik und gültigen Normen (VDE, IEC) vorgenommen werden. SIMARIS design unterstützt die Berechnung von Kurzschlussströmen, Lastfluss und -verteilung, Spannungsfall und Energiebilanz. Außerdem hilft SIMARIS design bei der Auswahl der konkret benötigten Betriebsmittel, zum Beispiel von Mittelspannungs-Schalt- und -Schutzgeräten, Transformatoren, Generatoren, Nieder-

Stromkreis	Pv abs [W]	Pv rel [%]
LV1S-S 1.1B.1	12.771	1,548
LVMD 1.1A.1	10.354	1,227
LVMD 1.1B.1	5.573	1,299
LVSD 1.1A.1	3.702	0,403
L 1.1A.1.3	3.568	1,073
L 1.1B.1.1.7.1.3	3.381	1,301
Motore Bank	3.217	1,617
Coupling 1.1A.2	2.206	0,644
L 1.1C.1.2.2	2.279	0,685
Coupling 1.1A.1.2	1.822	0,491
L 1.1B.1.1.5	1.784	1,662
IVMD 1.1B.2	1.206	0,165
Compensation	1.070	0,535
L 1.1B.1.1.4	1.064	2,326
L 1.1B.1.1.2	1.002	1,157
M 1.1A.1.1.7	967	2,544
L 1.1B.1.1.1	845	0,952
L 1.1B.1.1.3	751	0,516
LVSD 1.1C.1.2.1	659	3,965
L 1.1C.1.3	547	0,164
Charging Units	477	0,614
M 1.1A.1.1.8	428	2,159
M 1.1A.1.1.10	353	1,229
M 1.1A.1.1.5	329	1,658
L 1.1C.1.4	297	1,339
L 1.1B.1.1.7.1.4	292	1,319
L 1.1C.1.2.3	288	1,299

Projekt

S = 1.993 kVA

Pv abs = 63,1 kW

Pv rel = 3,17 %

Stromkreis

Pv abs = 4.970 W
Gerät ändern...

Pv abs = 90,0 W
Gerät ändern...

Pv abs = 397 W
Gerät ändern...

Pv abs = 98,8 W
Gerät ändern...

Abb. 15/1: Verlustleistungen im geplanten Netz mit SIMARIS design professional [zurück zu Seite 301](#)

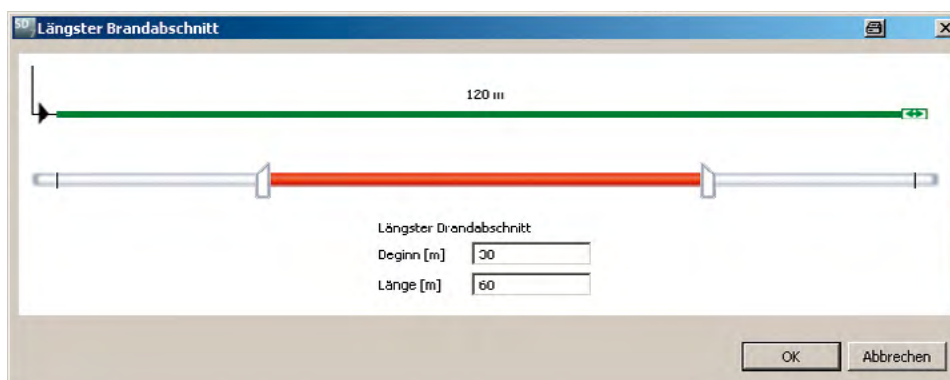


Abb. 15/2: Definition des längsten Brandabschnitts für ein Schienenverteilersystem in SIMARIS design

[zurück zu Seite 301](#)

spannungs-Schaltgeräten und -Schutzgeräten und bei der Leiterdimensionierung, also bei der Dimensionierung von Kabeln, Leitungen und Schienenverteilersystemen. Zudem kann der Blitz- und Überspannungsschutz in die Dimensionierung einbezogen werden. Mit der „professional“-Variante von SIMARIS design werden im Rahmen der Netzberechnung auch die Verlustleistungen der Betriebsmittel bestimmt. Dazu wird in SIMARIS eine Übersicht erstellt, an welchen Stellen des Netzes die größten Verluste auftreten. Durch Anpassungen in der Auswahl der Betriebsmittel können dann die Verlustleistungen verringert und somit die Energieeffizienz des Netzes optimiert werden (Abb. 15/1). Das zu planende Netz kann mithilfe der in der Bibliothek hinterlegten Elemente schnell, einfach und übersichtlich grafisch aufgebaut werden.

Falls der Funktionserhalt bei der Netzberechnung berücksichtigt werden soll, so kann dies durch Erfassung der relevanten Daten in SIMARIS design in die Dimensionierung einbezogen werden. Der für die Berechnung relevante längste Brandabschnitt kann bei der Erstellung der Netzstruktur sehr einfach definiert werden. Für Stromschienensysteme kann zum Beispiel ein Schieberegler eingestellt oder der Start- und Endpunkt des längsten Brandabschnitts innerhalb des Schienenstrangs eingegeben werden (Abb. 15/2).

Vor der Dimensionierung legt der Planer die für das Projekt erforderlichen Betriebsarten fest. Diese Festlegung kann je nach Größe des Projekts sowie nach Art und Anzahl der verwendeten Einspeisungen und Kupplungen mehr oder weniger komplex ausfallen. Sie ist jedoch mit SIMARIS design einfach zu treffen, da die relevanten

Geräte und deren für die jeweilige Betriebsart erforderlichen Schaltzustände übersichtlich grafisch dargestellt werden. Alle in der Praxis gängigen Schaltungsarten können durch die Möglichkeit zur Darstellung von gerichteten und ungerichteten Kupplungen, von Einspeisungen auf Unterverteilungsebene sowie von Inselnetzen abgebildet und berechnet werden. Die Dimensionierung des gesamten Netzes beziehungsweise von Teilnetzen erfolgt nach Vorgabe des Dimensionierungszieles „Selektivität“ oder „Backup-Schutz“ automatisch und die Berechnungsergebnisse lassen sich mit diversen Ausgabevarianten dokumentieren. Mit der „professional“-Variante der Software lässt sich unter anderem eine Selektivitätsbetrachtung des kompletten Netzes durchführen.

Erfahrungsgemäß ist jede Planung einer elektrischen Energieverteilung sowohl im Planungs- als auch im Realisierungszeitraum häufigen Veränderungen und Anpassungen unterworfen, beispielsweise auch durch kurzfristige Konzeptänderungen seitens des Auftraggebers. Mithilfe der Software lassen sich unter anderem Anpassungen bezüglich der Spannungsebene, der Verbraucherleistungen oder der technischen Einstellungen für die Mittel- beziehungsweise Niederspannung schnell und sicher in das Versorgungskonzept einarbeiten, inklusive automatischer Überprüfung der Zulässigkeit anhand der hinterlegten geltenden Normen (Abb. 15/3).

Eine Übersicht über die Funktionalitäten von SIMARIS design sowie die Zusatzfunktionen der kostenpflichtigen Variante SIMARIS design professional steht zur Verfügung unter

www.siemens.de/simarisdgign

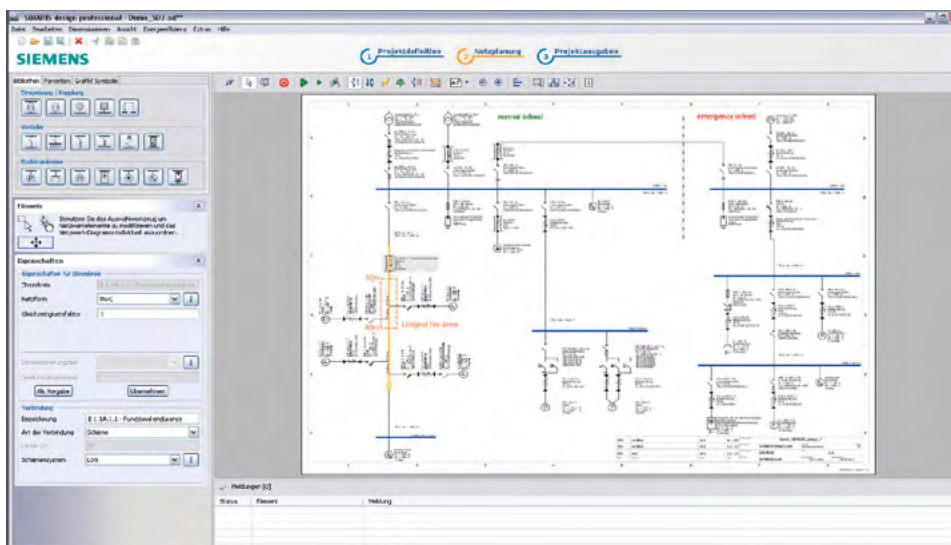


Abb. 15/3: Netzplanung mit SIMARIS design

15.2 Platzbedarf ermitteln mit SIMARIS project

Ist die Netzberechnung in SIMARIS design abgeschlossen, kann eine Exportdatei generiert werden, die alle relevanten Informationen zu den ermittelten Betriebsmitteln enthält. Diese kann im Rahmen des Planungsprozesses zur Weiterbearbeitung in SIMARIS project importiert werden. Hier lassen sich die ermittelten Geräte und sonstigen Betriebsmittel den konkreten Anlagen zuordnen. So kann der Platzbedarf der geplanten Anlagen festgestellt und das Budget abgeschätzt werden. Steht keine Exportdatei aus SIMARIS design zur Verfügung, kann der Planer anhand der gegebenen technischen Daten und der definierten Projektstruktur direkt in SIMARIS project die erforderlichen Mittelspannungs-Schaltanlagen, Transformatoren, Schienenverteiler und Geräte für die Niederspannungs-Schaltanlagen und Installationsverteiler bestimmen. Eine Übersicht über die Funktionalitäten von SIMARIS project steht zur Verfügung unter

www.siemens.de/simariproject

Die Anlagen werden je nach Anlagenart grafisch oder in Listenform geplant. So kann der Planer beispielsweise die für die Mittelspannungs-Schaltanlagen erforderlichen Felder direkt wählen und grafisch platzieren, während ausgewählte Transformatoren und die für die Schienenverteiler benötigten Komponenten als Liste dargestellt werden. Für die Schienenverteilersysteme speziell für den Energietransport ist auch die Berücksichtigung des gegebenenfalls erforderlichen Funktionserhalts möglich. Entsprechend der Klasse für den Funktionserhalt und der

Vorgabe ob eine 2-, 3- oder 4-seitige Promatierung gewünscht wird, werden automatisch die Menge und Dicke der zur Erreichung des Funktionserhalts erforderlichen Promatplatten berechnet.

Für die Niederspannungs-Schaltanlagen und Installationsverteiler werden in SIMARIS project zunächst die erforderlichen Geräte in einer Liste zusammengestellt und anschließend automatisch in den Anlagen platziert. Die so erzeugte Anordnung lässt sich in der Grafik noch nachbearbeiten. Für die Niederspannungs-Schaltanlagen gibt es zudem die Möglichkeit eines rein grafischen Aufbaus. Dabei können Felder und Geräte mit den passenden Einbausätzen aus der in SIMARIS project vorhandenen Bibliothek gewählt und per Drag-and-drop grafisch platziert werden.

Im weiteren Verlauf des Projekts kann die Planung immer wieder den aktuellen Erfordernissen angepasst und dem Projektfortschritt entsprechend immer detaillierter werden. Als Ergebnis erhält der Nutzer konkrete technische Daten sowie Maße und Gewichte zu allen Komponenten der Energieverteilung. Zur Dokumentation der geplanten Anlagen lassen sich mit SIMARIS project Ansichtszeichnungen, technische Beschreibungen, Stücklisten und auch Leistungsverzeichnisse erstellen. Die Budget-Ermittlung zu den geplanten Anlagen kann durch Einsenden der Projektdatei an den zuständigen Siemens-Ansprechpartner oder durch eine eigene Kalkulation erfolgen. Zur Unterstützung der Eigenkalkulation wird in SIMARIS project zusammenfassend eine Liste der projektierten Anlagen erzeugt, in der sich jede Anlage mit einem Preis sowie Zu- und Abschlägen versehen lässt (Abb. 15/4).

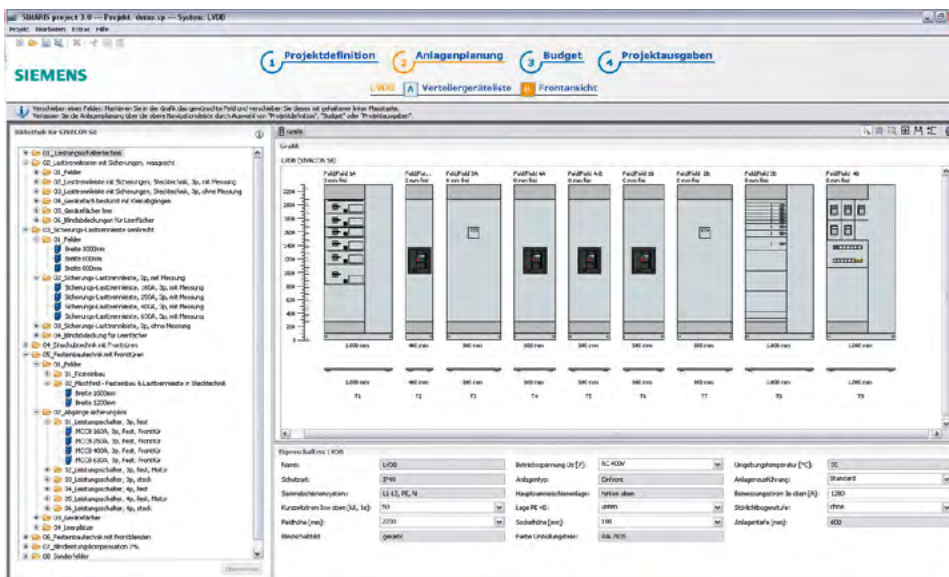


Abb. 15/4: Anlagenplanung mit SIMARIS project

15.3 Kennlinien visualisieren mit SIMARIS curves

Werden zur Vorbereitung der Planung oder zur Dokumentation Detailinformationen über das Auslöseverhalten einzelner Geräte benötigt, lassen sich mit SIMARIS curves Auslösekennlinien und deren Toleranzbereiche visualisieren und bewerten. Die Kennlinien können durch Simulation von Parametereinstellungen angepasst werden. Zudem können mit SIMARIS curves auch Durchlassstrom- und Durchlassenergiekurven zu den Geräten angezeigt und dokumentiert werden (Abb. 15/5). Eine Selektivitätsbeurteilung ist nicht implementiert. Sie ist in SIMARIS design durchzuführen.

Eine Übersicht über die Funktionalitäten von SIMARIS curves steht zur Verfügung unter

www.siemens.de/simariscurves

15.4 Effizienz der SIMARIS-Tools

Häufig benötigte Module, Geräte und Anlagen können als Favoriten hinterlegt und bei späteren Planungen wieder integriert werden. So lässt sich der Planungsaufwand durch die Nutzung der SIMARIS Planungstools weiter reduzieren. Per Online-Update kann der Anwender die hinterlegten Produktdaten unkompliziert aktualisieren, wobei die Angaben selbstverständlich zwischen den Programmen synchronisiert werden.

Link zum Thema

www.siemens.de/simaris

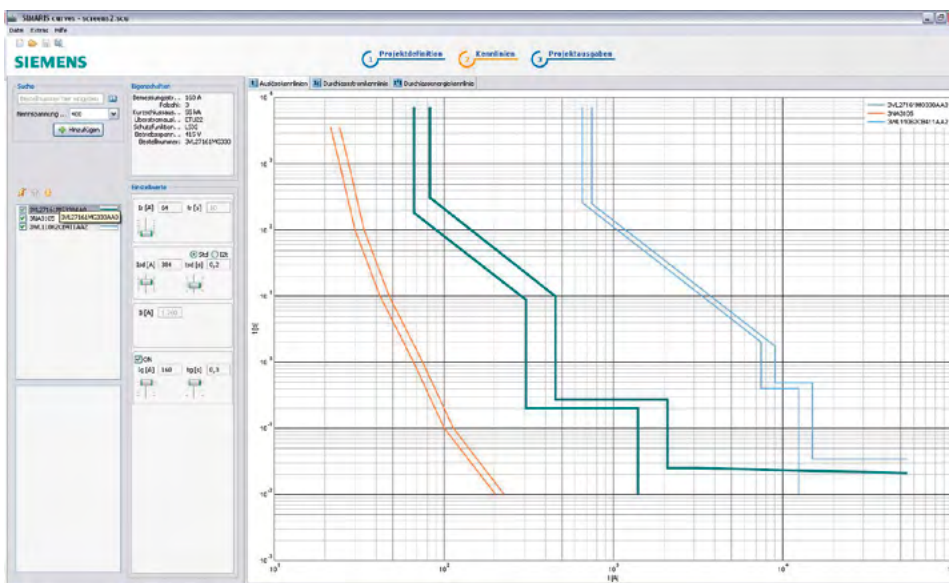


Abb. 15/5: Kennlinien (Sicherung, Kompaktleistungsschalter, offener Leistungsschalter) in SIMARIS curves

15.5 Online-Tools für den Planer

Die Digitalisierung beeinflusst zunehmend die Gebäudeplanung. Die Virtualisierung eines „Gebäude-Lebens“ – vom Konzept für die Erbauung bis zum Rückbau – durch digitale Datenerfassung, -speicherung und -übertragung sowie deren Verarbeitung wird immer stärker die Arbeitsweise des Elektrofachplaners im Planungsprozess beeinflussen. Die Prozessgrundlagen, der Informationsfluss und die digitale Datenstruktur, die zur Erstellung solcher „Bauwerksinformationsmodelle“ (kurz BIM, engl.: building information models) nötig sind, werden in der Normenreihe ISO 29481 beschrieben. Datenformate, Datenumfang, Datennutzung und Datenübergabe werden in den Normen beschrieben.

Durch die Standardisierung bei Sammlung, Verarbeitung, Ein- und Ausgabe von Daten sollen Qualität, Aktualität und Transparenz von Projektinformationen verbessert und damit zumindest die Sicherheit bezüglich Kosten, Terminen, Effizienz und Nachhaltigkeit eines Projekts erhöht werden. Das heißt, nicht nur Raumangaben und 3D-Darstellungen werden bei BIM zukünftig eine Rolle spielen, sondern zahlreiche physikalische, ökonomische und ökologische Kenngrößen müssen im Modellraum integriert werden. So gesehen, befindet sich BIM noch im Anfangsstadium der Entwicklung. Aber die Nutzung des BIM-Ansatzes für die Gebäudekonstruktion mit 3D-Modellen ist heute schon so weit, dass es bei der Projektbeauftragung des Planers zunehmend wichtiger wird.

Siemens bietet Systemdatenpakete zum Download an (z. B. für Mittelspannungs- und Niederspannungs-Schaltanlagen, GEAFOL Transformatoren, Schienenverteilersysteme), die im gängigen BIM-3D-Tool Revit genutzt werden können:

www.siemens.de/bim-elektroplanung

Auf den Internetseiten von Siemens für Planer (www.siemens.de/tip-cs) gibt es neben den Verlinkungen zu den SIMARIS Tools einen Verweis auf die Ausschreibungstextdatenbank, der auch über folgenden Kurzlink direkt zu erreichen ist:

www.siemens.de/auschreibungstexte

Dadurch können, unabhängig von SIMARIS project, einzelne Texte ausgewählt und aus der Datenbank exportiert werden. Für den Export kann zwischen Textformaten (.rtf und .txt) und GAEB-Formaten (Dateiendung .x81 für GAEB XML und .d81 für GAEB 90) gewählt werden.

Um das Druckverhalten bei einer schwerwiegenden Störung sowie die Belüftungsverhältnisse (Normalbetrieb) im Aufstellungsraum eines GEAFOL Transformators abschätzen zu können (siehe Kap. 9.8), finden Sie das Online-Tool SITRATO über:

www.siemens.de/sitrato



Kapitel 16

Beleuchtung im Gebäude

16.1	Grundlagenermittlung	306
16.2	Gebäudeanalyse	309
16.3	Normative Vorgaben	309
16.4	Normative Vorgaben zur Energieeffizienz	310
16.5	Gütemerkmale der Beleuchtung	312
16.6	Gestaltungsgrundlagen	316
16.7	Lichtwerkzeuge für eine gute Beleuchtung	320
16.8	Lichtberechnung	327
16.9	Notbeleuchtung	338

16 Beleuchtung im Gebäude

1

Menschen halten sich in Gebäuden auf und üben dort verschiedene Tätigkeiten aus. Die visuelle Wahrnehmung ist der am meisten genutzte Sinneseindruck der Menschen im Gebäude. Deshalb ist eine spezifische Beleuchtung notwendig, die Zusammenhänge zwischen Architektur, Tageslicht, Sehaufgabe, biologischer Wirkung, Energieeffizienz und den erforderlichen Lichtquellen in Gebäuden widerspiegelt. Licht ist letztlich die Energieform, die den Menschen und das Gebäude samt Einrichtung zusammenbringt. Der Planer steht vor einer vielseitigen Gestaltungsaufgabe, die weit darüber hinausgeht, Beleuchtung nur als Teil der Architektur zu betrachten.

2

3

4

5

6

16.1 Grundlagenermittlung

7

Grundvoraussetzung für eine gute Lichtlösung ist die Erfassung der baulichen und technischen Bedingungen sowie eine fundierte Ermittlung aller Parameter, an denen die Beleuchtung gemessen wird. Somit gleicht keine Beleuchtungsaufgabe der anderen und jede stellt eine neue Herausforderung dar. Die Vorgehensweise sollte angemessen gewählt sein und beinhaltet als ersten Planungsschritt die Grundlagenermittlung:

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

- Klären der Aufgabenstellung mit Auftraggeber und wichtigen beteiligten Fachplanern
- Erfassen der Bedürfnisse des Nutzers und der Anforderungen an die Nutzung und Raumfunktion (Wünsche, Bewertungskriterien, Erfahrungen, Normen)
- Berücksichtigen der Betriebsbedingungen (Staub, Feuchtigkeit)
- Erfassen der baulichen Vorgaben (Gebäude und Gebäudeaster, Raumgeometrie)
- Beachten der Grobstruktur des Gebäudes (Technikerschließung, Aufzüge, Treppenhaus, Büroebenen)
- Berücksichtigen von Fassadenansichten und Umgebung (Tageslichtquotient)
- Festlegen der Wertigkeit und des Qualitätsanspruchs des Gebäudes (Grad der Automatisierung sowie der Wertigkeit des Beleuchtungskonzepts und der eingesetzten Leuchten)
- Effizienz der Energienutzung (Optimierung durch geeignete Leuchten und deren Positionierung sowie durch abgestimmte Automatisierung)

Demzufolge müssen sowohl technische und architektonische Faktoren als auch rein subjektive Einflüsse wie Lichtfarbe, Helligkeitsverteilung, die biologische Wirkung der Lichtfarbe und ihr zeitlicher und kalendarischer Helligkeitsverlauf sowie die Sehfähigkeiten der Nutzer bei der Planung berücksichtigt werden. Beim wirtschaftlichen Aspekt der Beleuchtung muss sowohl auf die Leuchtkörper und -mittel als auch auf die Nutzung der

Lichtenergie und eine energetisch günstige Umsetzung von elektrischem Strom in Licht geachtet werden.

Grundlage der Planung ist die Abstimmung mit dem Anforderungsprofil der Nutzer und den architektonischen Vorgaben. Einen Anhaltspunkt für Innenräume bieten die Nennbeleuchtungsstärken aus der Norm EN 12464-1. Typische Kennwerte sind in zahlreichen Broschüren zu finden, die speziell auf diese Norm Bezug nehmen.

Die Angaben für den Wert der Beleuchtungsstärke (\bar{E}_m), für den Maximalwert des UGR-Grenzwerts (UGR_L ; en: unified glare rating limit) zur Bewertung der psychologischen Blendung, für den Minimalwert der Gleichmäßigkeit der Beleuchtungsstärke (U_0) sowie für den Mindestwert des Farbwiedergabeindex (R_a) sollten mit dem Auftraggeber abgestimmt sein. Diese Parameter müssen angesichts einer zunehmenden Beachtung der biologischen Wirkung des Lichts intensiv bei der Planung berücksichtigt werden.

Im Sinne einer integralen Planung sollte der Planer die Grundzüge der Aufgabenstellung von Lichtdesignern und Architekten kennen und sich mit diesen abstimmen können. Deshalb wird im Folgenden auf Kernpunkte bei der Erstellung eines Beleuchtungskonzepts eingegangen (siehe Abb. 16/1). Zunächst werden im Rahmen einer Gebäudeanalyse die Voraussetzungen für die normativen Abklärungen geschaffen. Anschließend wird das Beleuchtungskonzept entwickelt und die Lichtberechnungen nach lichttechnischen und architektonischen Gesichtspunkten sowie hinsichtlich des geplanten Lichtmanagements erstellt.

Um optimale Beleuchtungslösungen zu finden, müssen Wechselwirkungen zwischen Beleuchtung und Arbeitsaufgabe, Arbeitsabläufen, Arbeitsmittel und Werkzeuge, Möblierung, Arbeitsplatzanordnung, Raum- sowie Gebäudegestaltung beachtet werden (siehe Abb. 16/2). Dies macht sich sowohl bei Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit bemerkbar als auch bei „weichen“ Faktoren, wie Orientierung, Wohlbefinden und Natürlichkeit.

**16.1 Grundlagen-
ermittlung**

- Erstellen des Anforderungsprofils des Nutzers
- Erstellen des Anforderungsprofils des Architekten

**16.2 Gebäude-
analyse**

- Projektanalyse
- Zonierung im Detail
- erstes TGA-Technikkonzept besteht (Leittechnik, Bussysteme etc.)
- Fassadendetails sind bekannt (Tageslichtquotient)
- Deckensystematik ist bekannt

16.3/4 Normative Vorgaben

**Beleuchtung von
Arbeitsstätten**

Europäische Ebene
EN 12464-1

Deutschland
DIN 5035-8
DIN EN 12464-1 Bbl. 1 ³⁾
ASR A3.4

Energieeffizienz

Europäische Ebene
Richtlinie 2012/27/EU ¹⁾
Richtlinie 2010/31/EU ²⁾

Deutschland
EnEV 2014/
DIN V 18599-1, -4, -10, -11

**Biologische
Wirkung**

Deutschland
DIN Spec 67600
(siehe auch VDI 6008
Blatt 1 und Blatt 3)

**16.5 Güte-
merkmale
der Beleuchtung**

- Sehleistung
- Sehkomfort
- Visuelles Ambiente
- Wartungsfaktor

**16.6/7 Beleuchtungs-
konzept**

- Gestaltungsgrundlagen
- Human Centric Lighting, biologische Lichtwirkung
- Raumstrukturierung und Leuchtenpositionierung
- Berücksichtigung von Tageslicht und Lichtmanagement
- Auswahl der Leuchtmittel und Leuchten

**16.8 Lichtberechnung
und -management**

- Normgerechter Berechnungsnachweis
- Bestimmung des Wartungsfaktors
- Tools zur Lichtberechnung
- Schnittstellen für Lichtmanagementsysteme
- Effizienzbetrachtungen zu Beispielrechnungen

¹⁾ Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz; zur Änderung von 2009/125/EG und 2010/30/EU sowie zur Aufhebung von 2004/8/EG und 2006/32/EG

²⁾ Richtlinie 2010/31/EU zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden; zur Aufhebung von 2002/91/EG

³⁾ Dieses Beiblatt dient zur Interpretation der deutschen Fassung DIN EN 12464-1:2011-08

Abb. 16/1: Flussdiagramm für die Lichtplanung



Abb. 16/2: Aufgabenfeld der Lichtplanung

[zurück zu Seite 306](#)

16.2 Gebäudeanalyse

Die architektonische Umgebung und die Gestaltung der Gebäudestruktur haben großen Einfluss auf die Lichtplanung. Zur Verdeutlichung der Zusammenhänge wird nach Klärung der grundlegenden Vorgaben eine Gebäudeanalyse durchgeführt. Sie beinhaltet:

- Eine Analyse der bestehenden Beleuchtungsanlage (falls vorhanden) einschließlich der Erfassung von positiven und negativen Erfahrungen
- Analyse sämtlicher ermittelter Grundlagen, der Architektur, des Kundenwunsches und der Anforderungen des Nutzers
- Analyse erster Pläne (Grundrisse und Schnitte)
- Zoneneinteilung von Etagen, Räumen und Bereichen in Verkehrswege, Arbeitsplätze, Aufenthaltszonen etc.
- Analyse eines bestehenden Technikkonzepts (Lichtmanagementkonzept, integrales Gebäudemanagementsystem, Digitalisierung etc.)
- Erfassen der technischen Vorgaben (die zu berücksichtigende Gebäudeleittechnik, Einbindung weiterer Komponenten, Anforderung an Steuersysteme, Möglichkeiten der Datentechnik)
- Analyse der Deckensystematik
- Analyse der Montagemöglichkeiten und -beschränkungen (Unterzüge, Deckeneinbauten)
- Definition möglicher Montagepositionen anhand baulicher Gegebenheiten

16.3 Normative Vorgaben

Normen dienen der Rationalisierung, der Qualitätssicherung, dem Schutz der Anwender und der Umgebung sowie der Sicherheit und Verständigung. Da bei der Beleuchtung so unterschiedliche Aspekte wie die biologische Wirkung von Licht, der Energieeinsatz zur Erzeugung von Licht und die technischen Aspekte bei der Verteilung von Licht von Bedeutung sind, müssen bei der Planungsaufgabe auch verschiedene normative Vorgaben beachtet werden. An dieser Stelle sei auf die zahlreichen Richtlinien, Regeln und Anordnungen verwiesen, die es landes- oder verbandsspezifisch zu beachten gilt. Beispiele aus Deutschland sind:

- ASR A3.4
Technische Regeln für Arbeitsstätten in Bezug auf Beleuchtung
- DGUV 215-410
Berufsgenossenschaftliche Information für Bildschirm- und Büroarbeitsplätze
- VDI 6011-1
VDI-Richtlinie zur Optimierung von Tageslichtnutzung und künstlicher Beleuchtung

Hinsichtlich der Energieeffizienz und ökologischer Rahmenbedingungen für die Beleuchtung bilden die EU-Richtlinien ein Gerüst, das in der Gesetzgebung der Länder der Europäischen Gemeinschaft umgesetzt werden soll:

- Richtlinie 2009/125/EG:
Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte (ersetzt Richtlinie 2005/32/EG)
- Verordnung 244/2009 der Europäischen Kommission (plus Änderungen entsprechend EU-Verordnung 859/2009):
Durchführung der Richtlinie 2005/32/EG zur Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht
- Verordnung 245/2009 der Europäischen Kommission (plus Änderungen nach EU-Verordnung 347/2010):
Durchführung der Richtlinie 2005/32/EG zur Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Leuchtstofflampen ohne eingebautes Vorschaltgerät, Hochdruckentladungslampen sowie Vorschaltgeräte und Leuchten zu ihrem Betrieb
- Verordnung Nr. 1194/2012 der Europäischen Kommission (sogenannte Ökodesign-Verordnung):
Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG hinsichtlich der umweltgerechten Gestaltung von Lampen mit gebündeltem Licht, LED-Lampen und zugehörigen Geräten
- Richtlinie 2010/30/EU:
Angabe des Verbrauchs an Energie mit einheitlicher Etikettierung und Produktinformationen (ersetzt 92/75/EWG)
- Richtlinie 2010/31/EU:
Gesamteffizienz von Gebäuden (Nachfolger der Richtlinie 2002/91/EG)
- Richtlinie 2012/27/EU:
Energieeffizienz, zu Änderungen der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG

In Deutschland dient die Energieeinsparverordnung für Gebäude (EnEV 2014) der Umsetzung der Richtlinien 2010/31/EU und 2012/27/EU zur Einsparung von Energie in Gebäuden und damit zur Festlegung von Kriterien für die Energieeffizienz bei der Beleuchtung. Zusätzlich gilt in Deutschland das „Gesetz über die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte“ (EVPG, Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz) vom 25.11.2011 zur Umsetzung der Richtlinie 2009/125/EG. Es soll zur Verbesserung der Energieeffizienz und Umweltfreundlichkeit der davon betroffenen Produkte beitragen.

Die folgende Übersicht konzentriert sich auf relevante Normen für die Beleuchtung von Räumen im Inneren von Gebäuden:

- EN 12665
Licht und Beleuchtung – Grundlegende Begriffe und Kriterien für die Festlegung von Anforderungen an die Beleuchtung
- DIN 5035-8
Beleuchtung mit künstlichem Licht - Teil 8: Arbeitsplatzleuchten – Anforderungen, Empfehlungen und Prüfung. *Anmerkung: Das Beiblatt 1 zur deutschen Norm DIN EN 12464-1 enthält Inhalte der zurückgezogenen DIN 5035-7, die nicht in EN 12464-1 selbst behandelt werden*
- EN 12464-1
Beleuchtung von Arbeitsstätten in Innenräumen (in gebäudenahen Bereichen wie Anliegerstraßen, Parkplätzen und Fußwegen sind Beleuchtungsanforderungen gemäß den geltenden Normen zur Beleuchtung von Arbeitsstätten im Außenbereich nach EN 12464-2 beziehungsweise der Normenreihe EN 13201 im Bereich der Straßenbeleuchtung zu beachten)
- DIN EN 12464-1 Bbl 1
Beleuchtung von Arbeitsstätten in Innenräumen; Beiblatt 1: Beleuchtungskonzepte und Beleuchtungsarten für künstliche Beleuchtung von Beleuchtungsanlagen
Anmerkung: Erläuterungen zur Anwendung der DIN EN 12464-1 in Deutschland; enthält keine zusätzlichen genormten Festlegungen zur EN 12464-1
- EN 15193-1
Energetische Bewertung von Gebäuden – Energetische Anforderungen an die Beleuchtung Teil 1
- CEN/TR 15193-2
Energetische Bewertung von Gebäuden – Energetische Anforderungen an die Beleuchtung Teil 2: Technischer Bericht zu EN 15193-1
- Vornorm DIN V18599-1, -4, -10, -11
Energetische Bewertung von Gebäuden
Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger
Teil 4: Nutz- und Endenergiebedarf für Beleuchtung
Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten
Teil 11: Gebäudeautomation
- DIN SPEC 67600
Biologisch wirksame Beleuchtung – Planungsempfehlungen

Entsprechend dem Flussdiagramm von Abb. 16/2 werden im Folgenden die normativen Grundlagen zu Technik, Energieverbrauch und biologischer Wirkung der Beleuchtung in Gebäuden angerissen.

16.4 Normative Vorgaben zur Energieeffizienz

Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union haben in der inzwischen aufgehobenen Richtlinie 2006/32/EG angegeben, dass 78 % der Treibhausgasemission der Europäischen Gemeinschaft durch menschliche Tätigkeiten, die dem Energiebereich zuzuordnen sind, verursacht werden. Ziel der Richtlinie ist es, die Effizienz der Endenergienutzung in den Mitgliedstaaten kostenwirksam zu steigern.

Die EnEV 2009 [18] ist die Umsetzung der aufgehobenen Richtlinien 2002/91/EG und 2006/32/EG in eine deutsche Vorschrift gemäß den Vorgaben der Europäischen Union. Danach ist der Energieverbrauch in Nichtwohngebäuden für die eingebaute Beleuchtung zu ermitteln und in kWh pro Jahr und Quadratmeter Nettogrundfläche anzugeben. Zielgröße ist der jährliche Primärenergieverbrauch eines Gebäudes pro Quadratmeter Nettogrundfläche.

In der EnEV 2009 wird für die Berechnung des Energiebedarfs der Beleuchtung auf die DIN V18599-4: 2007-02 Bezug genommen und verschiedene Verfahren zur Planung einer Beleuchtungsanlage unter Beachtung einer bestimmten Beleuchtungsart und eines nutzungsspezifischen Wertes der Beleuchtungsstärke bereit gestellt. Als Anforderungsbasis für Nichtwohngebäude werden in der EnEV 2009 spezifische Ausführungen für Bauteile und Systeme eines Referenzgebäudes vorgegeben, darunter auch für die Beleuchtung:

- Glasdächer, Lichtbänder, Lichtkuppeln
- Fenster, Fenstertüren, Dachflächenfenster
- Tageslichtversorgung bei Sonnen- und/oder Blendenschutz, Sonnenschutzvorrichtung
- Beleuchtungsart, Regelung der Beleuchtung

Insbesondere bei der Regelung der Beleuchtung macht die EnEV 2009 Vorgaben entsprechend [Tab. 16/2](#) für die unterschiedlichen Nutzungsarten eines Gebäudes nach DIN V18599-10:2007-02.

Eine Überarbeitung der EnEV 2009 ist aus zwei Gründen notwendig gewesen:

1. Umsetzung der Richtlinie 2012/27/EU mit erhöhten Anforderungen in deutsches Recht
2. Bezug zu der erneuerten Reihe von Vornormen DIN V18599. Für die Beleuchtung ersetzte DIN V18599-4:2011-12 die DIN 18599-4:2007-02, auf die sich die EnEV 2009 bezieht (neue Vornorm DIN V18599-4: 2016-10 ist verfügbar)

Die Veröffentlichung der EnEV 2014 [19] erfolgte im Mai 2014.

Regelung der Beleuchtung		für Nutzungsarten nach DIN V18599-10:2007-02
Präsenzkontrolle	erfolgt durch Präsenzmelder	Besprechung, Sitzung, Seminar, Küche (Vorbereitung, Lager), WC und Sanitärräume in Nichtwohngebäuden, sonstige Aufenthaltsräume, Nebenflächen (ohne Aufenthaltsräume), Verkehrsflächen, Serverraum, Rechenzentrum, Turnhalle (ohne Zuschauerbereich)
	erfolgt manuell	ansonsten
Tageslichtabhängige Kontrolle	erfolgt manuell	alle
Konstantlichtregelung	vorhanden	Besprechung, Sitzung, Seminar, Küche (Vorbereitung, Lager), WC und Sanitärräume in Nichtwohngebäuden, sonstige Aufenthaltsräume, Nebenflächen (ohne Aufenthaltsräume), Verkehrsflächen, Serverraum, Rechenzentrum, Turnhalle (ohne Zuschauerbereich)
	nicht vorhanden	ansonsten

Tab. 16/1: Regelung der Beleuchtung nach EnEV 2009

Regelung der Beleuchtung		für Nutzungsarten nach DIN V18599-10:2011-12
Präsenzkontrolle	erfolgt durch Präsenzmelder	Einzel- und Gruppenbüro, Besprechung, Sitzung, Seminar, Klassenzimmer (Schule), Gruppenraum (Kindergarten), Hörsaal, Auditorium, Hotelzimmer, Küche (Vorbereitung, Lager), WC und Sanitärräume in Nichtwohngebäuden, sonstige Aufenthaltsräume, Verkehrsflächen, Serverraum, Rechenzentrum, Sport-/Turnhalle (ohne Zuschauerbereich), Parkhäuser (Büro- oder Privatnutzung), Labor, Untersuchungs- und Behandlungsräume, Arztpraxen und therapeutische Praxen
	erfolgt manuell	ansonsten
Konstantlichtkontrolle / tageslichtabhängige Kontrolle	Konstantlichtkontrolle erfolgt gemäß DIN V18599-4:2011-12 Abschnitt 5.4.6	Schalterhalle, Hörsaal, Auditorium, Bettzimmer, Küchen in Nichtwohngebäuden, gewerbliche und industrielle Hallen, Bibliothek – Freihandbereich, Parkhäuser öffentliche Benutzung, Fitnessraum, Untersuchungs- und Behandlungsräume, Spezialpflegebereiche, Flure des allgemeinen Pflegebereichs, Arztpraxen und therapeutische Praxen
	tageslichtabhängige Kontrolle in Verbindung mit Konstantlichtkontrolle erfolgt gemäß DIN V18599-4:2011-12 Abschnitt 5.5.4	Einzelbüro, Gruppenbüro (zwei bis sechs Arbeitsplätze), Großraumbüro (ab sieben Arbeitsplätze), Besprechungsraum, Sitzungsraum, Seminar, Klassenzimmer (Schule), Gruppenraum (Kindergarten), Kantine, Bibliothek – Lesesaal, Sport-/Turnhalle (ohne Zuschauerbereich), Labor
	erfolgt manuell	ansonsten

Tab. 16/2: Regelung der Beleuchtung nach EnEV 2014

zurück zu Seite 310

Daraus resultiert auch eine Abänderung von Tab. 16/1, da auf die DIN V18599-4:2011-12 referiert und für die Regelung der Beleuchtung eine tageslichtabhängige Kontrolle bei der Konstantlichtregelung berücksichtigt wird (Tab. 16/2). Eine Neufassung der EnEV steht aus.

Für die Planung einer energieeffizienten Beleuchtung entsprechend der EnEV findet die DIN V18599-4 Anwendung. Dabei werden die unterschiedlichen Nutzungszonen des Gebäudes, die spezifische elektrische Bewertungsleistung für Kunstlicht, die Berücksichtigung der Tageslichtnutzung und der Einfluss von Präsenzmeldesystemen ermittelt. Zukünftig wird auch die DIN V18599-11 zur Gebäudeautomation die EnEV beeinflussen.

Mit der EN 15193-1 gibt es eine europäische Norm, die einen ähnlichen Zweck wie die DIN V18599-4 erfüllt. Das

in der EN 15193-1 vorgestellte Berechnungsverfahren der „ausführlichen Methode“ für den Energiebedarf entspricht der DIN V18599-4.

Für die Berechnung stehen softwarebasierte Tools zur Verfügung, die alle Gewerke berücksichtigen. Der Planer kann zum Beispiel mit den Lichtberechnungsprogrammen DIALux oder RELUX den einzuhaltenden Referenzwert für den Energiebedarf berechnen. Die Lichtberechnungsprogramme sind in der Lage, unter Anwendung der in der DIN V18599-4 beschriebenen Formeln, den Wert für den Nutzenergiebedarf der Beleuchtung zu berechnen.

Mehr Informationen zu DIALux und RELUX finden Sie im Internet:

www.osram.de/ds/tools/dialux.jsp

16.5 Gütemerkmale der Beleuchtung

Die normativen Vorgaben für die Anforderungen an den Stand der Technik, denen Beleuchtungslösungen für Innenräume zumindest genügen müssen, sind auf europäischer Ebene in der EN 12464-1 beschrieben. Erstmals gelten in Europa einheitliche Kennwerte für die spezifischen Anforderungen an die Beleuchtung unterschiedlicher Gebäude, Räume und Nutzungen.

Die Norm zur Beleuchtung von Arbeitsstätten in Innenräumen versteht sich als Empfehlung für die technische Umsetzung guter Beleuchtung und stellt keine Anforderungen an die Beleuchtung von Arbeitsstätten im Hinblick auf Sicherheit und Gesundheit der Beschäftigten am Arbeitsplatz. Hierfür sind zum Beispiel in Deutschland Verordnungen und entsprechende Richtlinien, wie die Arbeitsstättenverordnung und die ASR A3.4 (oder speziell für Büro- und Bildschirmarbeitsplätze die DGUV 215-410) zu beachten.

Bei der Planung von Beleuchtungsanlagen ist in Abstimmung mit den Auftraggebern der gültige Stand der Technik anzuwenden wie er in der EN 12464-1 beschrieben wird. Es ist allerdings sinnvoll, bereits bei der Planung auf eine Erfüllung spezifischer Anforderungen (Arbeitsschutz, arbeitsstättenpezifische Forderungen wie für einen Bildschirmarbeitsplatz etc.) zu achten. Denn die Angaben zur Beleuchtungsstärke oder zum Farbwiedergabeindex in Kapitel 5 der EN 12464-1 können sich für einzelne Arbeitsräume, Arbeitsplätze oder Tätigkeiten zum Beispiel von den Angaben in der ASR A3.4 unterscheiden.

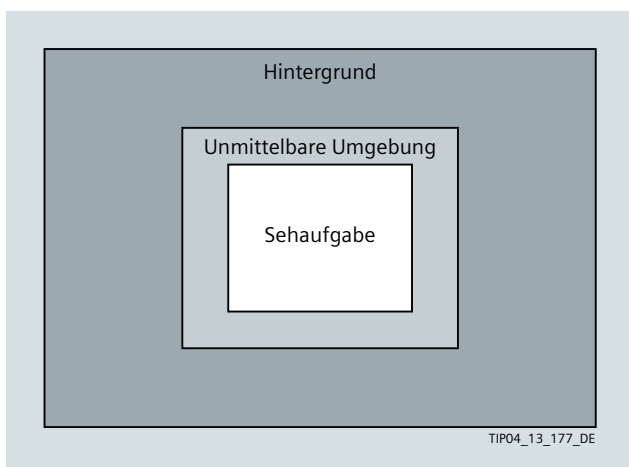


Abb. 16/3: Der Bereich der Sehaufgabe mit unmittelbarer Umgebung (Streifen von 0,5 m über den Sehbereich hinaus) und Hintergrundbereich (innerhalb der Raumgrenzen mindestens 3 m breit)

Die EN 12464-1 hebt mit ihren Empfehlungen vor allem die Bedeutung der Licht- und Beleuchtungsqualität hervor und identifiziert Sehkomfort, Sehleistung und Sicherheit als die wesentlichen Bestandteile guter Beleuchtung für Arbeitsstätten. Folgende Gütemerkmale der Beleuchtung werden dabei betrachtet:

- Leuchtdichtevertelung
- Beleuchtungsstärke
- Visuelles Ambiente
- Räumliche Ausleuchtung
- Niveau und Farbe des Lichts, über Variabilität und Wiedergabe des Lichts
- Störungen, wie Blendung und Flimmern

16.5.1 Sehleistung

Für die Sehleistung des Menschen sind Beleuchtungsstärke und Blendungsbegrenzung die ausschlaggebenden Kriterien:

- Beleuchtungsstärke (Beleuchtungsniveau)
Die technischen und ergonomischen Aspekte der Beleuchtung werden in der EN 12464-1 berücksichtigt. Darin werden für alle Applikationen die Wartungswerte der Beleuchtungsstärke \bar{E}_m angegeben; das heißt als Mindestwerte, die auch nach mehreren Betriebsjahren nicht unterschritten werden dürfen. Bei der Ausleuchtung wird zwischen drei Sehbereichen (siehe Abb. 16/3) unterschieden:
 - Bereich der Sehaufgabe
 - Bereich der unmittelbaren Umgebung
 - Hintergrund

Für diese Bereiche empfiehlt die Norm abgestufte Beleuchtungsstärken. Der Zusammenhang zwischen der minimalen Beleuchtungsstärke des unmittelbaren Umgebungsbereichs und des Bereichs der Sehaufgabe ist in Tab. 16/3 aufgeführt. Für den Hintergrundbereich muss die Beleuchtungsstärke mindestens 1/3 des Werts für den Umgebungsbereich betragen, mindestens aber 100 lx

Beleuchtungsstärke „Sehaufgabe“ in lx	Beleuchtungsstärke „unmittelbare Umgebung“ in lx
≥ 750	500
500	300
300	200
≤ 200	= $E_{\text{Sehaufgabe}}$

Tab. 16/3: Zusammenhang zwischen den Beleuchtungsstärken

- **Blendung**
Blendung setzt das Sehvermögen und damit das Wohlbefinden herab. Es wird zwischen Direkt- und Reflexblendung unterschieden:
 - Direktblendung: wirkt unmittelbar auf das Auge, z. B. durch Leuchten, zu hoher Leuchtdichte oder durch direktes Sonnenlicht
 - Reflexblendung: wirkt durch reflektierte Leuchtdichten, die auf glänzenden Flächen ausgelöst werden
- **Blendungsbegrenzung**
Die Vermeidung oder Beschränkung einer Blendung ist für die meisten Sehaufgaben unverzichtbar. Moderne LED-Beleuchtungskörper bieten heute neben der klassisch mechanischen Entblendung (Stichwort Blendklappe) eine Vielzahl von optischen Abdeckungen, um die direkte Sicht auf das blendende Leuchtmittel und den Lichteinfall nur auf den Arbeitsbereich zu begrenzen.
Das spezifische Blendverhalten einer Leuchte wird mit ihrem *UGR*-Wert definiert. *UGR*-Werte einer Leuchte werden nach einem einheitlichen Verfahren ermittelt und vom Hersteller in Datenblättern angegeben. Typische Maximalwerte für die verschiedenen Bereiche werden in der EN 12464-1 gefordert.
Zur Vermeidung oder Verringerung der Reflexblendung muss die Beleuchtung planarisch auf den Arbeitsplatz abgestimmt werden.

16.5.2 Sehkomfort

Für den Sehkomfort des Menschen in seinem Arbeitsumfeld sind die Farbwiedergabe, eine möglichst harmonische Helligkeitsverteilung und das visuelle Ambiente ausschlaggebend

- **Farbwiedergabe**
Die Farbwiedergabe ist ein Qualitätsmerkmal des künstlichen Lichts und wird nach EN 12464-1 durch den allgemeinen Farbwiedergabeindex einer Lichtquelle R_a beziehungsweise CRI (en: colour rendering index) gekennzeichnet. Der Index gibt an wie weit das Spektrum einer künstlichen Lichtquelle von der Referenzlichtquelle Tageslicht ($R_a = 100$) abweicht. Die sogenannte Ökodesign-Verordnung 1194/2012/EU fordert für LED-Lampen einen R_a -Wert von mindestens 80 (für Außen- oder Industrieanwendungen mindestens 65)
- **Harmonische Helligkeitsverteilung**
Starke Helligkeitsunterschiede ermüden und stören das Wohlbefinden, weil sich die Augen immer wieder anpassen müssen (Adaptation). Ebenso unangenehm sind zu geringe Unterschiede bei der Leuchtdichte (Helligkeitseindruck einer Fläche) – sie lassen einen Raum schnell monoton wirken. Nach EN 12464-1 ist die Gleichmäßigkeit der Beleuchtungsstärke auf einer Fläche U_0 als Verhältnis von minimaler zu mittlerer Beleuchtungsstärke definiert und ermöglicht die quantitative Vergleichbarkeit von künstlichen Lichtquellen.

16.5.3 Visuelles Ambiente

Neben der Sehaufgabe soll das räumliche Umfeld nach EN 12464-1 so beleuchtet werden, dass bestimmte Objekte betont und Oberflächenstrukturen hervorgehoben sowie gegebenenfalls das Erscheinungsbild von Personen im Raum verbessert werden. Der Planer gestaltet mit Licht. Maßgebliche Kriterien zur Beschreibung der Beleuchtungsverhältnisse sind:

- Modelling
Modelling beschreibt die Verteilung von diffusem und gerichtetem Licht, sodass die plastische Wahrnehmung verbessert wird. Ein guter Indikator ist das Verhältnis von zylindrischer zu horizontaler Beleuchtungsstärke. Für das Erkennen von Formen und Strukturen sowie Personen und Gesichtern sollte der Wert zwischen 0,3 und 0,6 liegen

- Lichtrichtung
Das Zusammenspiel von Licht und Schatten gibt Objekten die eigene Tiefe. Körper, Oberflächen und Strukturen werden gut erkannt. Wesentlich für die Schattenbildung ist die Ausstrahlungscharakteristik der Leuchten und deren Anordnung im Raum. Durch die richtige Mischung aus Lichtrichtung und Schattigkeit entstehen Sehkomfort und eine angenehme Lichtatmosphäre
- Farbtemperatur (Lichtfarbe)
Die „ähnlichste Farbtemperatur“ T_{CP} quantifiziert die „Lichtfarbe“ des abgestrahlten Lichts. Diese ist für das Farbempfinden des Menschen wichtig. Zu beachten ist, dass sich die Lichtfarbe des Tageslichts im Laufe des Tages ändert. Für LED-Leuchten gibt es drei typische Gruppen:
 - warmweiß WW $2.700\text{ K} \leq T_{CP} \leq 3.300\text{ K}$
 - neutralweiß NW $3.500\text{ K} \leq T_{CP} \leq 4.000\text{ K}$
 - kaltweiß KW $5.600\text{ K} \leq T_{CP} \leq 6.500\text{ K}$

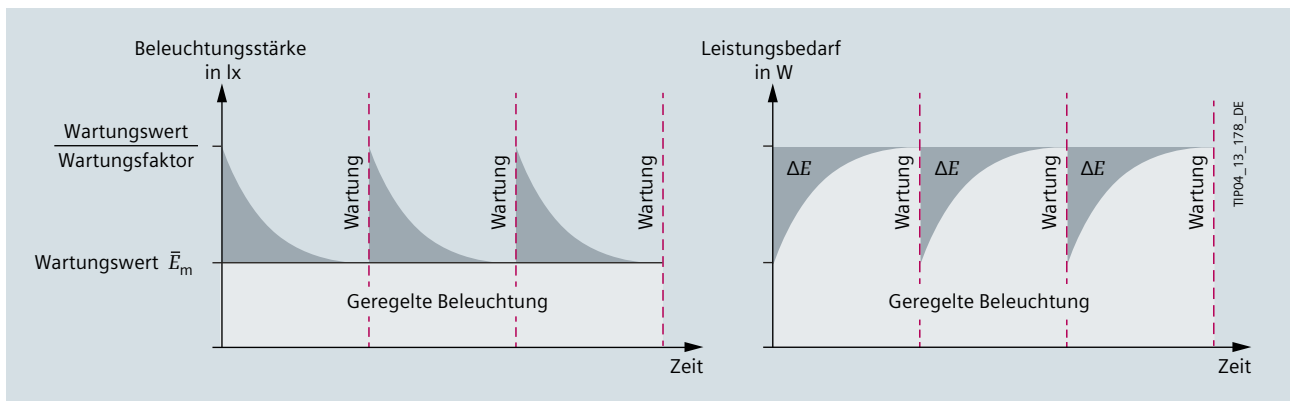


Abb. 16/4: Betriebsabhängigkeit der Beleuchtungsstärke und des Leistungsbedarfs und Energieeinsparung ΔE (dunkelgraue Flächen im rechten Diagramm) für eine geregelte Beleuchtung mit konstanter Beleuchtungsstärke

16.5.4 Wartungsfaktor

In der EN 12464-1 werden die Beleuchtungsstärken als Wartungswerte angegeben, das heißt, als Mindestwerte, die auch nach vielen Betriebsjahren nicht unterschritten werden dürfen. Bei der Planung der Beleuchtungsanlage wird ein Wartungsfaktor ermittelt, der bei der softwaregestützten Lichtberechnung angesetzt wird und so eine normgerechte Ausleuchtung der Applikation bis zum Ende der Anlagenlaufzeit garantiert. Der Wartungsfaktor WF (en: maintenance factor) berücksichtigt betriebliche Einflüsse (z. B. Alterung von LED-Modulen und mögliche Ausfälle einzelner Leuchten) und Verschmutzung von Raum und Leuchte.

Bei Erreichen dieser Mindestwerte muss eine Wartung der Beleuchtungsanlage erfolgen (Abb. 16/4). Der Planer muss den Wartungsfaktor angeben und die Annahmen zur Bestimmung des Werts, die Beleuchtungsanlage entsprechend den Einsatzbedingungen festlegen sowie einen umfassenden Wartungsplan anfügen. Im Wartungsplan sollten Reinigung und Austausch von Lampen und Leuchten sowie Reinigung und Änderung der Räumlichkeiten beschrieben werden.

Für die Ermittlung des Wartungsfaktors verweist die EN 12464-1 auf die internationale Norm CIE 97-2005 (Internationale Beleuchtungskommission, fr: commission internationale d'éclairage). Darin wird er als Produkt einzelner Komponenten beschrieben:

$$WF = LLWF \cdot LLF \cdot LWF \cdot RWF$$

mit den Faktoren

LLWF Lampenlichtstromwartungsfaktor (en: lamp lumen maintenance factor LLMF): berücksichtigt Lichtstromabnahme abhängig von der Bemessungslebensdauer sowie von der jährlichen Nutzungsdauer/Anlagenlaufzeit (z. B.: LLWF = 0,8 für „L80 50.000 h“ = 80 % Lichtstrom nach Ablauf der mittleren Lebensdauer von 50.000 h); insbesondere bei Berücksichtigung eines Lichtmanagementsystems (LMS) verlängert sich die mittlere Lebensdauer

LLF Lampenlebensdauerfaktor (en: lamp survival factor LSF): entspricht C-Wert einer LED-Leuchte (berücksichtigt Leuchtentotalausfall innerhalb der erwarteten Lebensdauer; bei Bemessungslebensdauer für LED-Leuchten üblicherweise gleich 1)

LWF Leuchtenwartungsfaktor (en: luminaire maintenance factor LMF): kennzeichnet die Neigung zur Staubansammlung/Verschmutzung bei Leuchten sowie Staub- und Rauchbelastung der Leuchten durch Raumnutzung und Umgebungseinflüsse (kann zu Verfärbungen/ Vergilbungen führen)

RWF Raumbooberflächenwartungsfaktor (en: room surface maintenance factor RSMF): berücksichtigt die Neigung zur Verschmutzung bei reflektierenden Flächen sowie die Zugänglichkeit zu diesen Flächen und die Reinigungs-/ Wartungsintervalle

Der Wartungsfaktor hat direkten Einfluss auf die Energieeffizienz einer Anlage. Eine Schlüsselfunktion nehmen dabei qualitativ hochwertige Leuchten ein. In Kombination mit einer Lichtstromnachführung (Konstantlichtregelung) kann der Energieverbrauch positiv beeinflusst werden. Da der Leistungsbedarf proportional zur Beleuchtungsstärke ist, kann dieser zusätzlich durch moderne Gebäudemanagementsysteme gesenkt werden.

Die Performance der LED wird durch das System aus LED-Modul, Betriebsgerät und optischer Abdeckung festgelegt - und letztlich noch vom LMS maßgeblich beeinflusst. Der Lichtstromrückgang ist abhängig von der jeweiligen Strombelastung, dem Thermomanagement und der Umgebungstemperatur der Leuchte. Je besser das Thermomanagement der Leuchte, desto geringer ist der Lichtstromrückgang der Leuchte über die Zeit in der jeweiligen Umgebung. Das Lichtstrom- und Lebensdauerverhalten von LED-Modulen wird in der Norm IEC 62717 beschrieben.

Die Leuchtenhersteller sind verpflichtet Informationen zu ihren Leuchten zu veröffentlichen. Ausführliche Erläuterungen und Planungshinweise, speziell für die LED-Beleuchtung, findet man im ZVEI-Leitfaden „Planungssicherheit in der LED-Beleuchtung“ [22] sowie Druckschriften der LiTG [20].

16.6 Gestaltungsgrundlagen

Zusätzlich zur Allgemein- oder Grundbeleuchtung ist es sinnvoll, mit der Beleuchtung visuelle Schwerpunkte oder Akzente zu setzen. Dabei werden die Architektur, gestaltende Elemente im Raum, Formen, Material und Oberflächeneigenschaften durch Licht herausgearbeitet. Gleichzeitig kann dies zu einer Blicklenkung beim Betrachter genutzt werden oder Licht selbst als Betrachtungsobjekt (Stichwort: Lichtskulptur) in den Vordergrund treten. Insbesondere folgende Fragen sind zu stellen:

- Wo will ich den Effekt erzielen? Wo soll der Lichtschwerpunkt erzeugt werden?

Lichtrichtung (oben, unten, seitlich, vertikal, horizontal etc.) und Lichtverteilung (punktuell, flächig, akzentuiert etc.)

- Wie will ich den Effekt erzielen?
Zum Beispiel durch Farbkontraste, Unterschiede bei Beleuchtungsstärken, Farbtemperaturen und Leuchtdichtebündelung oder -streuung sowie veränderbare Lichteffekte (zeit-, umgebungs-, veranstaltungsabhängig)
- Welche Gestaltungsfunktion soll durch Leuchten übernommen werden?
- Welche Anforderungen stellt die architektonische Integration an Formensprache, Anordnung, Anzahl, Raster, Bündelung etc.?

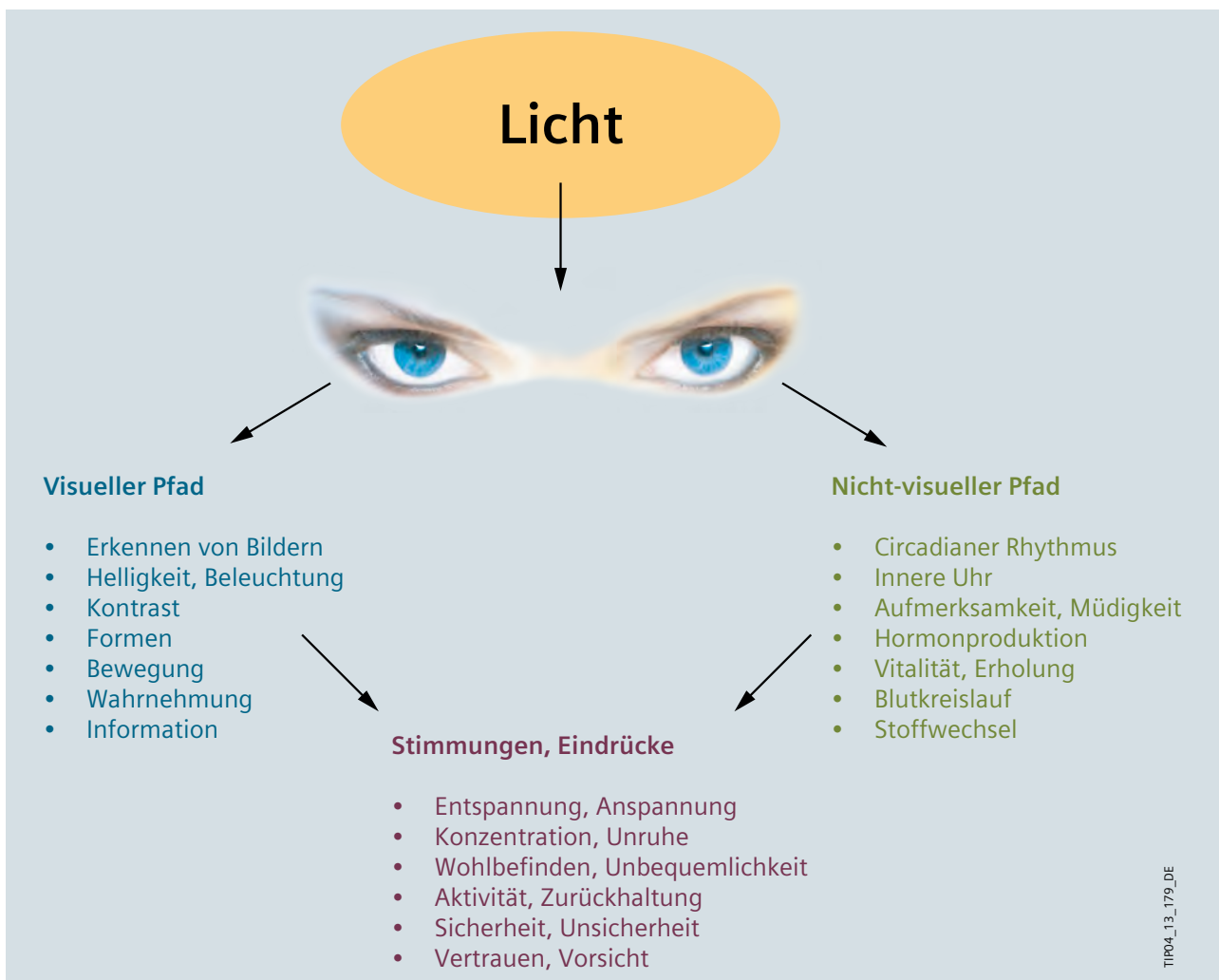


Abb. 16/5: Wirkung des Lichts auf den Menschen

[zurück zu Seite 317](#)

Anhand architektonischer Gegebenheiten und gewünschter Lichtstimmungen ergibt sich die benötigte Lichtverteilungskurve (LVK), die die räumliche Verteilung kennzeichnet (zum Beispiel eine symmetrische, asymmetrische, breit- oder engstrahlende LVK). Die ausgewählten LVKs legen, unter Beachtung der Beleuchtungsaufgabe, Gestaltungsabsicht und Montagemöglichkeiten, die entsprechenden Leuchten und deren Montageorte fest.

Abschließend werden die Montagepositionen überprüft und auf den benötigten Platzbedarf der Lichtsysteme abgestimmt. Zu berücksichtigen sind gegebenenfalls zusätzliche Betriebsgeräte und Kühlkörper zur Leuchte oder vorgeschriebene Abstandsmaße.

16.6.1 Biologische Wirkung des Lichts

Lange Zeit wurde die biologische Wirkung des Lichts auf den Menschen als vorwiegend medizinisches Thema betrachtet. Das änderte sich mit der Entdeckung eines weiteren Photorezeptors (2001) im menschlichen Auge. Mit diesen lichtempfindlichen Sinneszellen wird Licht wahrgenommen (das blauwellige Licht am intensivsten), als biologische Signale an den Körper weitergeleitet und damit die Produktion der Wach- und Schlafhormone Cortisol und Melatonin reguliert. Mit diesen Hormonen steuert unser Körper seinen Tag-Nacht-Rhythmus.

Licht beeinflusst physiologische und psychologische Zustände wie Stimmungen, Emotionen und auch die Aufmerksamkeit. Damit wirkt das Licht steuernd auf Gesundheit und Wohlbefinden des Menschen ein. Eine integrale Lichtplanung beschränkt sich nicht mehr nur auf die technischen Aspekte der Beleuchtung, sondern beachtet auch die mit dem „Lichtempfänger Mensch“ verbundenen biologischen und emotionalen Faktoren und somit neben den visuellen auch die nicht-visuellen Faktoren (Abb. 16/5). Das bedeutet, dass für die künstliche Beleuchtung eine gezielte Aufweitung des Spektrums um den Blauanteil förderlich sein kann. Im Bereich von 6.500 K bis 8.500 K liegt dabei aus biologischer Sicht die größte Effizienz. Anzumerken ist jedoch, dass mit zunehmendem Blauanteil die Akzeptanz des Nutzers abnimmt. Aktuell haben sich 6.500 K als „Standard“ etabliert. Ein mittelfristiger Trend zu höheren Farbtemperaturen ist zu erkennen.

Die DIN SPEC 67600 ist keine Norm im üblichen Sinn der Lichtplanung, sondern eine Empfehlung, die biologische Wirkung des Lichts auf Auge und Körper des Menschen bei der Planung zu berücksichtigen. Wichtig sind einige Anmerkungen in der DIN SPEC 67600:

- Bevorzugung von Tageslicht bei der Planung; Künstliches Licht soll eine Ergänzung sein und nur dort Ersatz sein, wo Tageslicht nicht ausreichend zur Verfügung steht
- Visuelle Anforderungen an die Beleuchtungsplanung von Arbeitsstätten sind in der EN 12464-1 und in der Arbeitsschutzrichtlinie ASR A3.4 (für Deutschland bindend) beschrieben
- Die integrale Planung unter Berücksichtigung der biologischen Lichtwirkung ist entsprechend den Leistungsphasen der HOAI in Deutschland aufgebaut: Bedarfsplanung – Grundlagenermittlung – Vorplanung etc.

Als Kriterien für eine biologisch wirksame Beleuchtung werden in der DIN SPEC 67600 folgende Punkte explizit beschrieben:

- Spektrale Zusammensetzung des Lichts
Der natürliche circadiane Rhythmus des Menschen (chronobiologische Wirkung auf die sogenannte „innere Uhr“) wird zum Einen durch den erhöhten Rotanteil bei Sonnenaufgang beziehungsweise Sonnenuntergang und zum Anderen durch die hohe Beleuchtungsstärke während des Tages mit erhöhten Blauanteilen bestimmt. Diese spektralen Zusammenhänge können auch für das künstliche Licht genutzt werden. Dabei ist zu beachten, dass Reflexionen und Transmissionen sowie die spektralen Eigenschaften von Materialien einen wesentlichen Einfluss auf das Licht haben. Der Zusammenhang zwischen Farbtemperatur und biologischer Wirkung wird in DIN SPEC 67600 ausführlich beschrieben (Abb. 16/6).

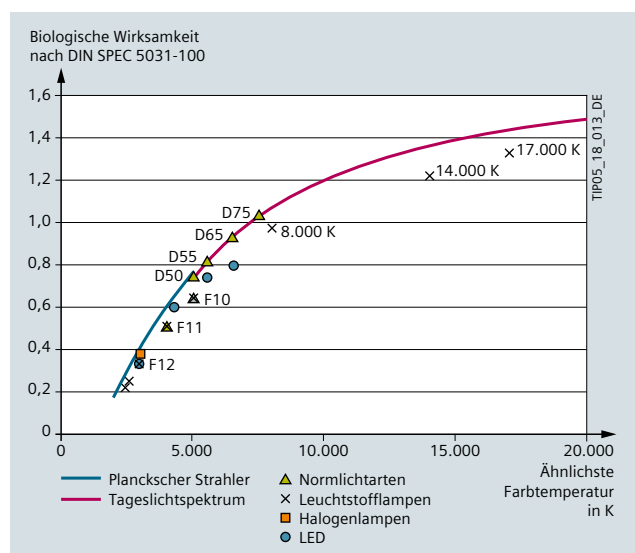


Abb. 16/6: Biologische Wirkungsfaktoren als Funktion einer ähnlichsten Farbtemperatur nach DIN SPEC 67600

- **Beleuchtungsstärke**
Als Anhaltswert für eine biologische Wirkung gibt die DIN SPEC 67600 für die vertikale Beleuchtungsstärke ≥ 250 lx bei einer ähnlichsten Farbtemperatur von 8.000 K am Auge des Betrachters an. Bei beleuchteten Flächen spielen die Reflexionsgrade der Oberflächen eine wesentliche Rolle und sind in der EN 12464-1 hinreichend beschrieben
- **Geometrische Anordnung des Lichts**
Über die Anforderungen der EN 12464-1 hinaus ist bezüglich der geometrischen Anordnung für eine biologisch wirksame Beleuchtung Folgendes zu beachten:
 - Lichteinfall in das menschliche Auge zwischen 0° und 45° gegenüber Blickrichtung
 - Große, leuchtende Flächen, die beim Betrachter einen kontinuierlichen Lichteinfall aus dem oberen Halbraum gewährleisten. Dieses kann sowohl mit Oberlichtern/Lichtdecken als auch mit direkt/indirekt abstrahlenden Pendelleuchten erzielt werden
- **Dynamik des Lichts**
Dabei spielt die Anpassung des Lichts an die Tageszeit und an die Jahreszeit oder auch an die Witterung eine wichtige Rolle. Der Wach-Schlaf-Rhythmus wird durch biologisch wirksames Licht stabilisiert. Bei geringer Beleuchtungsstärke des Tageslichts kann die Ergänzung mit biologisch wirksamem Kunstlicht wünschenswert sein. Da das biologische System des Menschen relativ träge reagiert, ist die Dauer der Lichtexposition ein wichtiger Faktor für die biologische Wirkung, sodass sich biologisch wirksame Lichtlösungen idealerweise über ganze Raumabfolgen erstrecken
- **Energieeffizienz biologisch wirksamer Beleuchtung**
Flächiges Licht von oben sorgt für eine ausgeprägte biologische Wirkung, da die Rezeptorzellen in der Retina des Auges besser und gleichmäßiger erreicht werden. Allerdings ist in der Regel eine größere installierte Leistung nötig, um bei räumlicher Verteilung des Lichts die gewünschte Beleuchtungsstärke zu erreichen. Aus bisherigen Erfahrungswerten, wie in DIN SPEC 67600 angemerkt, erhöht sich die installierte Leistung mit traditionellen Leuchtmitteln um den Faktor 3. Gleichzeitig aber kann bei der Umstellung auf eine biologisch wirksame Beleuchtung eine effiziente Neuanlage mit modernen dynamischen LED-Lösungen für eine deutliche Verringerung des Energieverbrauchs sorgen. Durch LMS-Einsatz wird die Erhöhung des Energieverbrauchs bei der Umstellung auf eine biologisch wirksame Beleuchtung auf etwa 25 % begrenzt.

16.6.2 Human Centric Lighting HCL

Wird bereits bei der Planung darauf Wert gelegt alle oder zumindest die meisten positiven Einflüsse des Lichts (siehe Abb. 16/5) in einem ausgewogenen Konzept zu vereinen, spricht man von „Human-Centric-Lighting-Konzepten“ (kurz: HCL-Konzepte):

Der Mensch steht im Mittelpunkt!

Bei der Umsetzung von HCL-Konzepten kann es zu einer Erhöhung der angeschlossenen Leistung für die Beleuchtung kommen. Intelligente Lichtmanagementsysteme (LMS) in Verbindung mit diesen HCL-Konzepten wirken einem erhöhten Energieverbrauch entgegen.

Erste Studien und Mitarbeiterumfragen, die von SiTECO gemeinsam mit Partnern der internationalen Wirtschaft durchgeführt wurden, zeigen deutlich, wie wichtig gutes Licht wirklich ist:

Leistungsfähigkeit	+15 %
Aktivierung	+70 %
Stimmung	+75 %
Gesundheit	+50 %

Siehe

www.osram.de/ls/presse/hcl-case-cbre-amsterdam/index.jsp

Die 10 Leitlinien eines HCL-Konzepts:

- **Das Tageslicht nutzen**
Tageslicht ist evolutionsbedingt unser wichtigster Zeit-/Taktgeber. Tageslicht bietet die höchste Lichtqualität in Bezug auf die spektrale Verteilung und Farbqualität im sichtbaren Spektrum. Im nicht-sichtbaren Spektrum beinhaltet Sonnenlicht viele gesundheitsfördernde Anteile. Deshalb soll soweit möglich das natürliche Tageslicht für Ihr Beleuchtungskonzept genutzt werden. Dabei ist darauf zu achten, dass störende Wirkungen, wie Blendung oder zu hoher Wärmeeintrag durch direktes Sonnenlicht, vermieden werden
- **Das richtige Licht zur richtigen Zeit**
Das gewählte Lösungskonzept muss sowohl für die visuelle als auch für die nicht-visuelle Wahrnehmung geeignet sein. Biologisch wirksames Licht ist insbesondere morgens nach vorangegangener Dunkelheit wirksam. Warmweißes Licht am Abend fördert die Entspannung und das Zur-Ruhe-kommen. Entsprechende Empfehlungen zum „Umgang mit dem richtigen Licht zur richtigen Zeit“ gehören zu einem guten Konzept. Soweit möglich sollen die Wirkungen aller Lichtquellen berücksichtigt werden, auch derjenigen, welche nicht unmittelbar für die Beleuchtung gedacht sind, beispielsweise Computerbildschirme

- **Ökologisch und nachhaltig planen**
Licht soll nur dorthin, wo es benötigt wird und für das Wohlbefinden erforderlich ist. Das ist immer dort, wo sich Menschen für längere Zeit aufhalten. Ein sinnvolles und dynamisches LMS ist ein wichtiger Faktor für HCL-Konzepte, wie auch die Nutzung der Tageslichtressourcen. Deshalb sollte das HCL-Konzept bereits bei der Raumgestaltung beachtet werden sowie eine Prüfung erfolgen, ob das LMS an die gegebenenfalls bestehende Gebäudesystemtechnik angebunden werden kann
- **Nutzerbezogen planen**
Nutzerspezifische Informationen sind bei der Konzepterstellung und Auslegung zu beachten (z. B. benötigen ältere Menschen mehr Licht als jüngere). Unterschiedliche Arbeitsrhythmen sind zu beachten (Chronotypen). Die Lichtlösung soll die Raumwahrnehmung positiv beeinflussen
- **Anwendungsbezogen planen**
Die gewünschte Wirkung eines HCL-Konzepts auf den Menschen muss anwendungsspezifisch definiert werden. Bei der Analyse steht meist die positive Wirkung auf Wohlbefinden, Konzentration und Leistungsbereitschaft des Menschen im Mittelpunkt
- **Architektonisch planen**
„Materialgerechtes“ Licht ist Teil des Konzepts und die Lichtlösung muss Teil der Architektur sein (und diese unterstützen). Die visuelle Lichtwirkung ist zu beachten (Licht schafft Zonen, lenkt Blicke, gestaltet und inszeniert). Zu bedenken ist, dass Oberflächen Licht absorbieren und nur teilweise reflektieren. Da melanopische Wirkungen hauptsächlich durch blaues Licht vermittelt werden, können kräftige Farben, die ins Rote, Braune, Gelbe gehen, die Wirkung dramatisch reduzieren, da sie Blau absorbieren
- **Den Himmel in den Innenraum holen**
Die Lichtqualität des Tageslichts ist zumeist als Referenz zu betrachten; d. h. großflächiges Licht (entweder breitabstrahlendes Indirektlicht oder Lichtdecken) für kaltweiße Beleuchtung über den Tag in Anlehnung an die Himmelskalotte und warmweißes Licht in Anlehnung an die Beleuchtungsqualität durch die Sonne in den Abendstunden
- **Mehr als eine Lichtfarbe berücksichtigen – Dynamisches Licht planen**
Tageslicht, als konzeptionelles Vorbild, wird charakterisiert durch eine örtliche und zeitliche Verteilung von warm- und kaltweißen Lichtfarben und Helligkeiten. Darum sollten kühle Lichtfarben mit hohen Beleuchtungsstärken und warmweiße Lichtfarben mit geringen Helligkeiten kombiniert werden. Kaltweißes Licht führt zu biologischer Aktivierung, warmweißes Licht wirkt positiv auf Entspannung und Beruhigung. Circadian wirksame Lichtabläufe unterstützen den menschlichen Tagesrhythmus, kurzfristige „Lichtduschen“ können zeitgenau zur gezielten Aktivierung beitragen.
- **Die richtigen Komponenten planen**
Die Leuchtenart unterstützt die biologische Wirkung (z.B. direkt und indirekt strahlende Pendelleuchten, Wandfluter, Stehleuchten oder Lichtdecken für flächige, kühle oder dynamisch weiße Beleuchtung bzw. Downlights oder Strahler für warmweißes Akzentlicht). Durch eine Kombination von dynamischem Lichtmanagement und Leuchten sowie die Verwendung von Komponenten mit dokumentierten melanopischen Daten wird die Umsetzung eines HCL-Planungsansatzes vereinfacht
- **Normgerecht planen**
Die normkonforme Ausleuchtung des Arbeitsplatzes bildet die Grundlage für alle HCL-Beleuchtungskonzepte. Empfehlungen zur richtigen Planung mit biologisch aktivem Licht finden sich zum Beispiel in der DIN SPEC 67600 und DIN SPEC 5031-100. Auf Basis der Normen sind zusätzlich aktivierende Beleuchtungskonzepte zu erstellen.

16.7 Lichtwerkzeuge für eine gute Beleuchtung

Für eine gute Beleuchtung müssen zumindest die in EN 12464-1 beschriebenen Anforderungen projektspezifisch umgesetzt werden. Dazu wird eine Aufteilung der Räume in den oder die Bereiche der Sehaufgabe, der jeweiligen unmittelbaren Umgebung und dem Hintergrund vorgenommen (Abb. 16/7).

Die Strukturierung des Raums dient der Planung einer ausgewogenen Leuchtdichteverteilung und damit einer für das menschliche Auge günstigen Adaption an verschiedene Beleuchtungsniveaus im Raum. Die geforderte Gleichmäßigkeit U_0 ist in EN 12464-1 für die unterschiedlichen Räume spezifiziert. In unterschiedlichen Bereichen (siehe Abb. 16/3) gilt:

- $U_0 = 0,6$ Bereich der Sehaufgabe
- $U_0 = 0,4$ unmittelbare Umgebung der Sehaufgabe
- $U_0 = 0,1$ Hintergrund der Sehaufgabe

Die räumliche Erkennbarkeit von Gesichtern, Körpern oder Gegenständen im Raum wird wesentlich durch die mittlere zylindrische Beleuchtungsstärke charakterisiert.

In Gebäuden und Bereichen, für die eine gute visuelle Kommunikation wichtig ist, insbesondere in Büros, Besprechungs- und Unterrichtsräumen, sollte die mittlere zylindrische Beleuchtungsstärke nicht weniger als 150 lx betragen.

Blendung kann das Sehen erheblich erschweren. Sie vermindert die Sehleistung (physiologische Blendung) und den Sehkomfort (psychologische Blendung). Zu unterscheiden sind direkte und indirekte Blendung. Direktblendung geht von Leuchten oder anderen Flächen mit zu hoher Leuchtdichte aus, wie zum Beispiel dem Lichteinfall durch Fenster. Reflexblendung wirkt indirekt, erzeugt von Reflexen durch Spiegelung auf glänzenden Oberflächen.

Durch die oft sehr hohen Lichtpunktkonzentrationen der LED-Leuchten wird gerade das Thema Blendung einen erheblichen Stellenwert bekommen. Lässt sich die Direktblendung vieler Leuchten über bauliche Blenden und Linsen noch begrenzen, muss die Reflexblendung planerisch berücksichtigt und die Anordnung von Arbeitsplätzen und Beleuchtung aufeinander abgestimmt werden. Grundsätzlich sind Leuchtenanordnungen unmittelbar über einem Arbeitsplatz zu vermeiden.

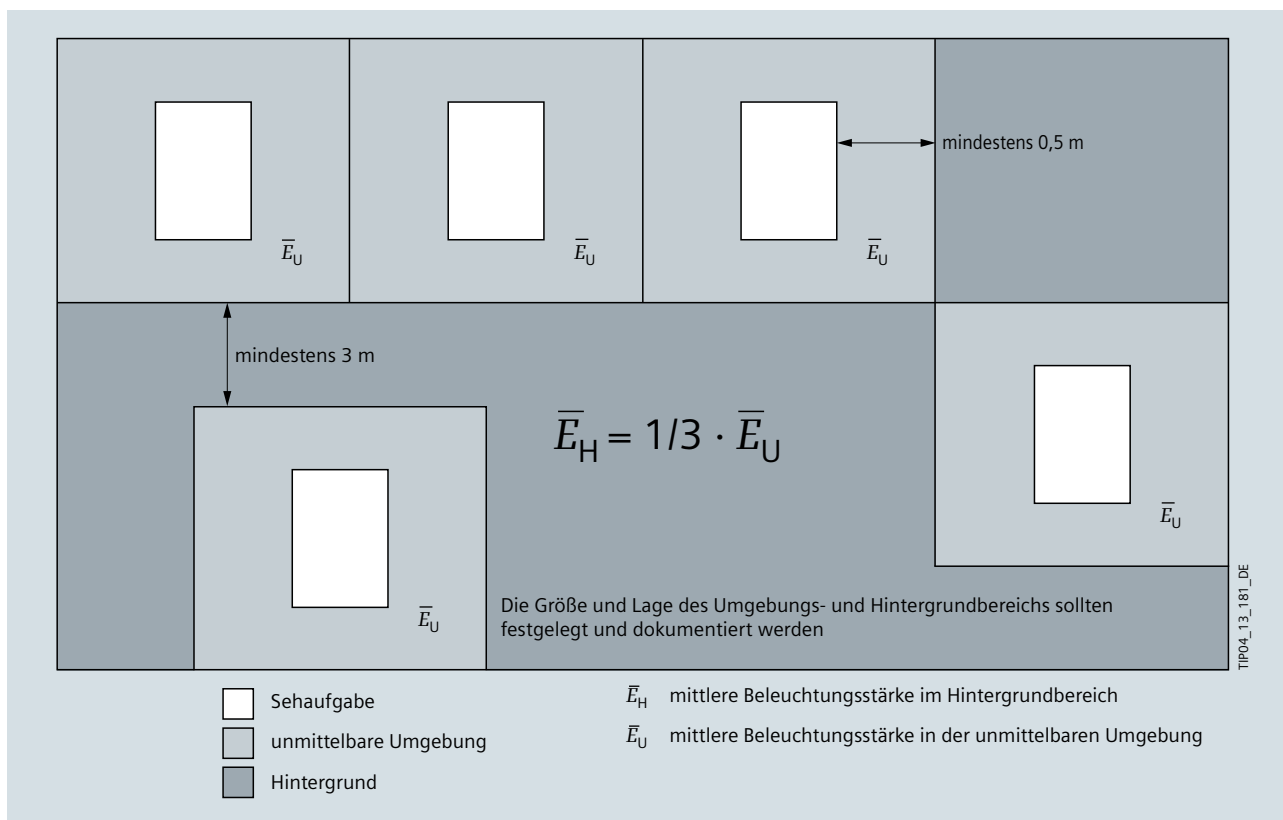


Abb. 16/7: Raumstrukturierung für das Beleuchtungskonzept

16.7.1 Lichtwerkzeug Leuchtmittel

Die LED-Technologie hat seit etwa 2010 die Beleuchtung stark verändert. Mit dem sogenannten „Glühlampenverbot“ sind viele traditionelle Lampen verschwunden und selbst eine Vielzahl der Entladungslampen wie Kompaktleuchtstofflampen CFL (en: compact fluorescent lamp) oder auch die stabförmigen Lampen werden davon betroffen sein. Bei Auswahl der Leuchtmittel muss auf spezifische Eigenschaften wie Lichtfarbe, Effizienz, Dimmverhalten und Abmessungen geachtet werden. Bei der regelmäßigen Wartung einer Bestandsanlage werden nicht selten die traditionellen Leuchtmittel gegen LED-Retrofitlösungen ersetzt. Die Auswahl der Leuchten samt der verbauten Module sollte spezifische Eigenschaften wie Lichtfarbe, Farbwiedergabe, Effizienz, Dimmverhalten und Abmessungen berücksichtigen.

Bisher war die Auswahl der Lichtfarbe in erster Linie eine Frage des Geschmacks, der Gestaltung und der Applikation. Durch die Wahl der Lampe war sie nur noch bedingt veränderbar. Mit „Tunable White“ LED-Modulen kann über ein geeignetes Lichtmanagementsystem die Farbtemperatur in der Regel zwischen 2.700 K und 6.500 K moduliert und damit die biologische Wirkung (Kap. 16.6.2) beeinflusst werden. Die Lichtfarben beeinflussen die Raumatmosphäre: Warmweißes Licht wird vorwiegend als gemütlich und behaglich empfunden, neutralweißes Licht eher als sachlich. Wichtig ist, dass Anlagen über das gesamte Farbspektrum eine gute bis sehr gute Farbwiedergabe haben. Mindestwerte für die Farbwiedergabeeigenschaft (Farbwiedergabe-Indizes R_a) sind abhängig von den Tätigkeitsbereichen in den Tabellen der EN 12464-1 hinterlegt.

16.7.2 Lichtwerkzeug Leuchte

Ziel einer guten Lichtplanung ist es, eine visuelle Umgebung und deren Nutzung mit Hilfe von Licht zu gestalten. Licht dient dabei als Arbeitshilfe, als Motivationshilfe, als Anregung, als Attraktion, zur Präsentation, zur Vermarktung etc. Dazu muss der Planer geeignete Lichtwerkzeuge einsetzen, was weit über die Anordnung von Leuchtquellen im Raum hinausgeht. Der professionelle und kreative Umgang des Planers mit den Lichtwerkzeugen bietet die Gewähr für eine optimale Beleuchtungsanlage. Als Werkzeug dienen dem Planer dazu Leuchten, die effizient und nachhaltig arbeiten, die normativen, qualitativen und gestalterischen Ansprüche bestens erfüllen, lange Wartungsintervalle aufweisen und montagefreundlich sind.

Der Begriff „Leuchte“ beschreibt den gesamten Beleuchtungskörper inklusive aller für Betrieb und Schutz notwendigen Komponenten. Eine Differenzierung von Leuchten erfolgt nach:

- Größe des Lichtstroms
- Anzahl getrennter Schaltgruppen (z.B. nach direkt/indirekt)
- Spektrum (z.B. von 2.700 K bis 6.500 K)
- Einsatzbereich (Innenleuchten, Außenleuchten)
- Einsatzort (Schreibtischleuchten etc.)
- Schutzart (Leuchten speziell für trockene, feuchte und staubige Räume)
- Bauart (offene Leuchten, geschlossene Leuchten, Reflektorleuchten, Spiegelleuchten, Rasterleuchten, Wannenleuchten, Scheinwerfer)
- Montageart (Wand-, Decken-, Pendel- oder Handleuchten)
- Verwendungszweck beziehungsweise Beleuchtungsaufgabe (technische Leuchten, Wohnraumleuchten, dekorative Leuchten oder Effektleuchten, Arbeitsplatzleuchten etc.)

Lichttechnische Eigenschaften

Auswahlkriterien für geeignete Leuchten sind:

- Die Verteilung des Lichtstroms und der Lichtstärke (Lichtstärkeverteilungskurve LVK)
- Die Blendungsbegrenzung
- Die photobiologische Sicherheit
- Der Betriebswirkungsgrad

Leuchten verteilen, lenken und transformieren das Licht, das von ihnen abgestrahlt wird. Man spricht hier vom Lichtstrom, der in Lumen (lm) angegeben wird. Grundlage für die Planung der Beleuchtung in Innen- und Außenbereichen ist die LVK. Diese bestimmt die örtliche Verteilung der Beleuchtungsstärke und wird zur Beurteilung der Blendung mit herangezogen. Blendung kann entweder durch Direkt- oder durch Reflexblendung entstehen. Ursache der Direktblendung sind zu hohe Leuchtdichten, zum Beispiel durch ungeeignete oder falsch angebrachte Leuchten, frei strahlende Lampen oder auch durch Fenster. Sie lässt sich durch eine gute Abschirmung des Leuchtmittels einer Leuchte oder Verschattung der Glasflächen einer Außenhaut vermeiden.

Die Anforderungen der IEC 62471 (VDE 0837-471) zur photobiologischen Sicherheit regeln den Schutz von Haut und Auge vor optischer Strahlung [21]. Diese Norm ist auch für die CE-Kennzeichnung zu beachten. Je nach Gefährdungsgrad werden Lampen in vier verschiedene Gruppen eingeteilt. Dabei ist die Risikogruppe 3 für die Allgemeinbeleuchtung nicht erlaubt und die Risikogruppe 2 muss, wie in der Norm beschrieben, gekennzeichnet werden. Die Risikogruppen 0 und 1 müssen nicht gekennzeichnet werden. In der Norm IEC 60598-1 (VDE 0711-1) wird darauf hingewiesen, dass die Anwendung der IEC 62471 (VDE 0837-471) für Leuchten erforderlich ist.




Der Leuchtenbetriebswirkungsgrad beschreibt, wie effektiv eine Leuchte das Licht eines Leuchtmittels verteilt. Je höher er ist, desto weniger Energie muss aufgewendet werden, um die gewünschte Beleuchtungsstärke zu erzielen. In modernen LED-Systemen sind die LED-Module als fester Leuchtenbestandteil verbaut und die Spezifikation auf das System bezogen. Somit ergibt sich für gewöhnlich der Wirkungsgrad zu 1 = 100 % und verliert an Bedeutung.

Elektrotechnische Eigenschaften

Für den sicheren und störungsfreien Betrieb sind die elektrotechnischen Eigenschaften der Leuchte maßgebend. Dabei spielt der Anwendungsfall für die Auswahl der Leuchte eine wichtige Rolle.

Zu den wichtigen elektrotechnischen Eigenschaften zählen:

- Schutz gegen zu hohe Berührungsspannung mit Schutzklassen nach IEC 61140 (VDE 0140-1, siehe Tab. 16/4)

	Schutzklasse I	Leuchten für den Anschluss an den netzseitigen Schutzleiter. Das Symbol ist an der Anschlussstelle angebracht
	Schutzklasse II	Leuchten mit einer zusätzlichen oder verstärkten Isolierung. Sie haben keinen Schutzleiteranschluss
	Schutzklasse III	Leuchten für den Betrieb mit Schutzkleinspannung

Tab. 16/4: Symbole für Schutzklassen nach IEC 61140 (VDE 0140-1)

- Schutz gegen das Eindringen von Fremdkörpern und Feuchtigkeit mit den Schutzarten nach IEC 60529 (VDI 0470-1, siehe Tab. 16/5)
- Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV nach EN 55015/VDE 0875-15-1, IEC 61000-3-2/VDE 0838-2 und IEC 61000-3-3/VDE 0838-3)
- Störfestigkeit entsprechend IEC 61547 (VDE 0875-15-2)
- Exposition von Personen gegenüber elektromagnetischen Feldern (IEC 62493/VDE 0848-493)
- Brandschutz
- Ballwurfsicherheit: In Sporthallen dürfen Bälle, die mit Wucht auf Leuchten treffen, diese nicht so beschädigen, dass Leuchtenteile herabfallen (VDE 0710-13)

Um die Sicherheitsanforderungen an die Beleuchtung zu erfüllen, müssen die Leuchten der Normenreihe IEC 60598 (VDE 0711) entsprechen. Als Voraussetzung dafür müssen auch die zugehörigen elektrischen Komponenten den einschlägigen Sicherheitsvorschriften entsprechen (zum Beispiel Normenreihe IEC 61347/VDE 0712 für Betriebsgeräte). Darüber hinaus sind auch die sogenannten Performance-Anforderungen für die Arbeitsweise der Betriebsgeräte zu berücksichtigen und einzuhalten. Zur Kennzeichnung der Konformität mit den Normen sollten die Leuchten das ENEC-Prüfzeichen (en: European norms electrical certification) tragen.

Um bei den Leuchten, insbesondere bei LED-Leuchten, eine normenkonforme Arbeitsweise (Performance) sicherzustellen, wurden die Normen IEC 62722-1 und 62722-2-1 herausgegeben. Bei der Entwicklung von LED-Leuchten werden diese Anforderungen bereits erfüllt. Für die Planung von Beleuchtungsanlagen sind sie gleichermaßen von großer Bedeutung [22].

Erste Kennziffer		Zweite Kennziffer	
0	Ungeschützt	0	Ungeschützt
1	Geschützt gegen feste Fremdkörper 50 mm Durchmesser und größer	1	Gegen Tropfwasser geschützt
2	Geschützt gegen feste Fremdkörper 12,5 mm Durchmesser und größer	2	Gegen Tropfwasser geschützt bei Gehäuseneigung bis 15°
3	Geschützt gegen feste Fremdkörper 2,5 mm Durchmesser und größer	3	Gegen Sprühwasser geschützt
4	Geschützt gegen feste Fremdkörper 1,0 mm Durchmesser und größer	4	Gegen Spritzwasser geschützt
5	Staubgeschützt	5	Gegen Strahlwasser geschützt
6	Staubdicht	6	Gegen starkes Strahlwasser geschützt
		7	Geschützt gegen die Wirkungen beim zeitweiligen Untertauchen in Wasser
		8	Geschützt gegen die Wirkungen beim dauernden Untertauchen in Wasser

Tab. 16/5: Schutzarten nach IEC 60529 (VDE 0470-1)

Schutzarten

Die Schutzart einer Leuchte gibt an, ob sie für die gewünschte Lichtenwendung geeignet ist und sicher betrieben werden kann. Die Leuchte muss so gebaut sein, dass Fremdkörper und Feuchtigkeit gemäß den Kriterien der IEC 60529 nicht eindringen können. Die Schutzart wird auf der Leuchte ausgewiesen, zur Kennzeichnung wird der IP-Code verwendet. Die erste Kennziffer hinter dem Kürzel „IP“ (en: international protection) beschreibt den Schutz gegen das Eindringen von Fremdkörpern, die zweite Kennziffer den Schutz gegen das Eindringen von Wasser (siehe Tab. 16/5).

Konstruktive Eigenschaften

Die Ausprägung einer Gebäudedecke beeinflusst die Auswahl der Leuchten, die eingesetzt werden können und deren Montagearten. Bei der Ausführung der Leuchten wird unterschieden in Einbau-, Anbau-, Pendel- oder Stehleuchten. Montage- und Wartungsmöglichkeiten sind weitere Kriterien für die Leuchtenkonstruktion. Das Design der Leuchten (Gehäuseform, Oberflächengestalt und Farbgebung) hat starken Einfluss auf das Erscheinungsbild der Innenräume und gewinnt bei der subjektiven Entscheidung für oder gegen eine Leuchte immer mehr an Bedeutung. Objektive Unterscheidungsmerkmale sind Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Wertbeständigkeit.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

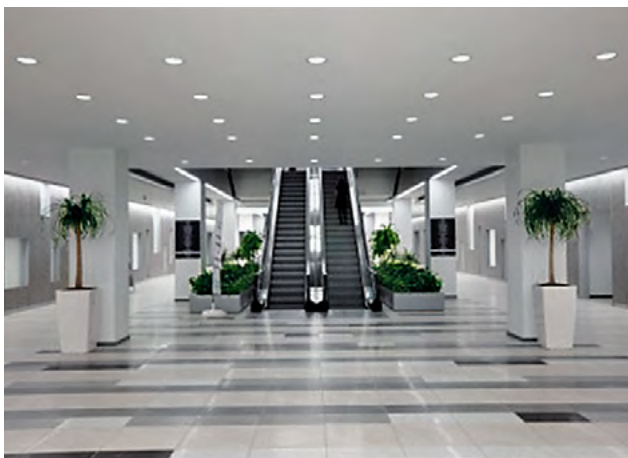
16

17

- **Einbauleuchten** wie Taris und Apollon eignen sich zur Montage in Hohlräumen und Abhangdecken. Der größte Teil der Leuchte ist nicht sichtbar in die Decke eingebaut. Häufig schließt die Lichtaustrittsöffnung bündig mit der Decke ab. Als „Tunable-white“-Variante eignen sie sich hervorragend zur Umsetzung von biologisch wirksamen Beleuchtungskonzepten.



- **Downlights** wie Lunis® sind spezielle Einbauleuchten (rund oder quadratisch), die mit Reflektoren und Linsen eine deutlich gerichtete Lichtverteilung (symmetrisch oder asymmetrisch) mit guter Entblendung aufweisen. Richtstrahler und Wandfluter zur Akzentuierung vervollständigen diese Downlight-Familie ebenso wie „Tunable-white-Varianten“, die sich für biologisch wirksame Beleuchtungskonzepte eignen. Anbauvarianten runden eine Downlight-Familie ab.



- **Anbauleuchten** wie Scriptus Taris und Arktika werden sichtbar an der Decke montiert. Sie sind damit ein Teil des Raumeindrucks und ein Mittel zur architektonischen Gestaltung.



- **Pendelleuchten** wie Scriptus Taris und ARKTIKA werden von der Decke abgependelt. Sie sind damit auch gestalterisches Element und wahlweise mit direkt/indirekt strahlender Lichtverteilung erhältlich. Bei getrennter Schaltung von Indirekt- und Direktanteil der „Tunable-white“-Varianten (T_{CP} von 2.700 K bis 6.500 K) eignen sie sich für biologisch wirksame Beleuchtungskonzepte.



- **Stehleuchten** wie Futurel® sind einzeln dimmbare und örtlich veränderbare Beleuchtungssysteme. Lichtsteuerungen wie Lightify Pro ermöglichen Gruppenbildung trotz Ortsveränderlichkeit, was bei Neuanlagen ebenso wie bei Sanierungsprojekten immer wichtiger wird. Bei getrennter Schaltung von Indirekt- und Direktanteil eignen sie sich für biologisch wirksame Beleuchtungskonzepte.



- **Feuchtraumleuchten** wie die Monsun®-Familien genügen mindestens der Schutzart IP 65. Sie werden vor allem in in staubigen und feuchten Umgebungen wie z. B. Industrieanlagen, in Logistikbereichen, Parkgaragen bis hin zu einfachen Keller- und Nebenräumen, sowie in überdachten Außenbereichen eingesetzt. Durch die hohe Schutzart sind die Leuchten außerdem äußerst wartungsfreundlich.



- **Lichtbandsysteme** wie Modario® sind modulare Systeme mit zwei Hauptkomponenten: Tragschienen (ermöglichen Pendel- oder Anbaumontage) und Moduleinsätze (zur Abstimmung der Lichtverteilung auf die konkreten Applikationsanforderungen). Sensoren dienen der Ressourcenschonung und der hohe IP-Schutz bis IP 64 erlaubt den Einsatz in Bereichen mit erhöhter Staubbichte, zum Beispiel in Werkräumen.



- **Spiegel-Werfer-Systeme** wie Mirrortec® können für die gleichmäßige und gerichtete Flächenbeleuchtung genutzt werden. Licht wird von einem sehr eng bündelnden Werfer auf einen Multifacettenspiegel gerichtet und dort je nach den Eigenschaften dieser Spiegelfacetten symmetrisch oder asymmetrisch reflektiert. Im Vergleich zur konventionellen Leuchte wird die Lichtquelle über das Multifacetten-System in einzelne Lichtpunkte mit geringerer Intensität zerlegt. Blendungen werden dadurch minimiert und eine sehr gleichmäßige Ausleuchtung erreicht. Durch die niedrige Montageposition des Werfers wird zusätzlich die Wartung erleichtert. Der Spiegel bleibt unter normalen Umständen wartungsfrei.



- **Punktförmige Hallenleuchten** wie NJ 700 sind vornehmlich für hohe Hallen geeignet. Die Leuchten haben eine rotationssymmetrische und tief-engstrahlende Lichtverteilung. Varianten mit asymmetrischer Verteilung ermöglichen die ideale Ausleuchtung über unzugänglichen Orten bzw. am Hallenrand.



- **Flächige Hallenleuchten** wie LS 160 werden bei besonderen Anforderungen bezüglich Blendung und homogener Raumausleuchtung genutzt: zum Beispiel, wenn in kleineren Hallen der Blick in die Lichtquelle selbst beim allgemeinen Bewegungsablauf blendfrei möglich sein soll.



- **Fluter und Scheinwerfer** wie die FL-Leuchtenfamilie eignen sich für ein breites Anschlussleistungsspektrum (in Watt) und für viele verschiedene Lichtverteilungen. Anders als bei Hallenflächenleuchten wird der gesamte Raum ausgeleuchtet, sodass z. B. bei Ballsportarten eine optimale Erkennbarkeit der gesamten Spielfläche in Hallen oder im Freien erreicht wird. Kleinere Varianten werden häufig für Theater und Showbühnen genutzt. In der Außenbeleuchtung eignen sich Scheinwerfer zum Beispiel für Anstrahlungen.



Mehr Informationen finden Sie unter www.siteco.de/de/de_de/produkte/katalog-innenleuchten.html

16.8 Lichtberechnung

Im nächsten Schritt der professionellen Lichtplanung wird das Beleuchtungskonzept entsprechend den Vorgaben für das vereinfachte Wirkungsgradverfahren, wie in der Norm DIN V18599-4 beschrieben, überprüft. Die auf eine Raumgrundfläche bezogene elektrische Bewertungsleistung kann für einen Berechnungsbereich durch folgende Formel bestimmt werden:

$$p_j = \frac{k_A \cdot \bar{E}_m}{WF \cdot \eta_S \cdot \eta_{LB} \cdot \eta_R}$$

wobei

p_j	Elektrische Bewertungsleistung bezogen auf die betrachtete Raumfläche
k_A	Minderungsfaktor, der die Bereichsbegrenzung der Sehaufgabe berücksichtigt
\bar{E}_m	Wartungswert der Beleuchtungsstärke nach DIN V 18599-10
η_S	Systemlichtausbeute von Leuchtmittel plus Betriebsgerät
η_{LB}	Betriebswirkungsgrad der eingesetzten Leuchte
η_R	Raumwirkungsgrad
WF	Wartungsfaktor

Diese Formel ist eine Anpassung der von der Deutschen Lichttechnischen Gesellschaft e. V. (LiTG) vorgestellten Gleichung zur einfachen Abschätzung der benötigten Leuchten- beziehungsweise Lampenzahl bezogen auf eine gewünschte Beleuchtungsstärke [23]:

$$n \cdot z = \frac{E_n \cdot A}{\Phi \cdot \eta_B \cdot \eta_R \cdot WF}$$

wobei

n	Leuchtenanzahl
z	Anzahl der Lampen je Leuchte
E_n	Nennbeleuchtungsstärke
A	Grundfläche des Raums
Φ	Lampenlichtstrom
η_B	Gesamtlichtausbeute
η_R	Raumwirkungsgrad
WF	Wartungsfaktor

Für diese Gleichung gelten folgende Zusammenhänge hinsichtlich der Lichtströme:

$$\eta_B \cdot \eta_R = \frac{\Phi_N}{\Phi_{ges}}$$

$$\Phi_N = \frac{E_n \cdot A}{WF}$$

$$\Phi_{ges} = n \cdot z \cdot \Phi$$

wobei

Φ_N	Nutzlichtstrom
Φ_{ges}	Gesamter Lampenlichtstrom

Der Raumwirkungsgrad η_R ist von der Lichtstromverteilung der Leuchte, der Raumgeometrie und den Reflexionsverhältnissen im Raum abhängig. Entsprechende Daten sind in der LiTG-Publikation Nr. 3.5 [24] angegeben.

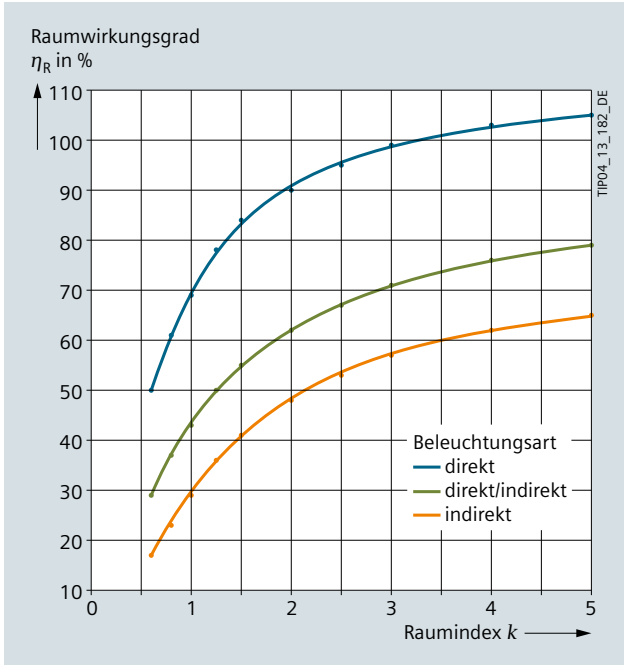
In der DIN V18599-4 werden vereinfachend die drei Beleuchtungsarten „direkt“, „direkt/indirekt“ und „indirekt“ eingeführt und entsprechende Raumwirkungsgrade abhängig vom Raumindex k in einer Tabelle angegeben. Dabei errechnet sich der Raumindex k wie folgt:

$$k = \frac{a \cdot b}{h_N \cdot (a + b)}$$

wobei

a	Raumtiefe
b	Raubbreite
h_N	für „direkte“ oder vorwiegend „direkte“ Beleuchtung: Höhendifferenz zwischen Leuchtenebene und Nutzebene für „indirekte“ oder überwiegend „indirekte“ Beleuchtung: Höhendifferenz zwischen Raumdecke und Nutzebene

Zwischen den Tabellenwerten für den Raumwirkungsgrad kann interpoliert werden. Zur Vereinfachung sind in [Abb. 16/8](#) drei interpolierte Kurven für den Zusammenhang zwischen Raumindex und Raumwirkungsgrad abgebildet.



16.8.1 Lichtberechnungsprogramme

Spezielle Softwaretools helfen, eine Beleuchtungsanlage zu berechnen. Mit dem „händischen“ Wirkungsgradverfahren kann die Leuchtenanzahl ermittelt werden, die für eine vorgegebene Beleuchtungsstärke erforderlich ist. Die Beleuchtungsstärken an relevanten Punkten im Raum berechnet der Computer. Das lichttechnische Ergebnis wird in verschiedenen Darstellungsformen (Mittelwerte, Isoluxlinien, Wertetabellen, Diagramme) ausgegeben. Darüber hinaus wird ein anschauliches Bild der Beleuchtungsanlage vermittelt (Abb. 16/9).

Die Lichtsimulation hat sich als hilfreiche Methode bewährt, um Beleuchtung zu visualisieren und zu überprüfen. Das Einhalten geltender nationaler oder internationaler Richtlinien wird belegt. Für professionelle Lichtsimulationen nutzt der Anwender spezialisierte Software wie DIALux oder RELUX.

Abb. 16/8: Raumwirkungsgrad η_R als Funktion des Raumindex k
zurück zu Seite 327

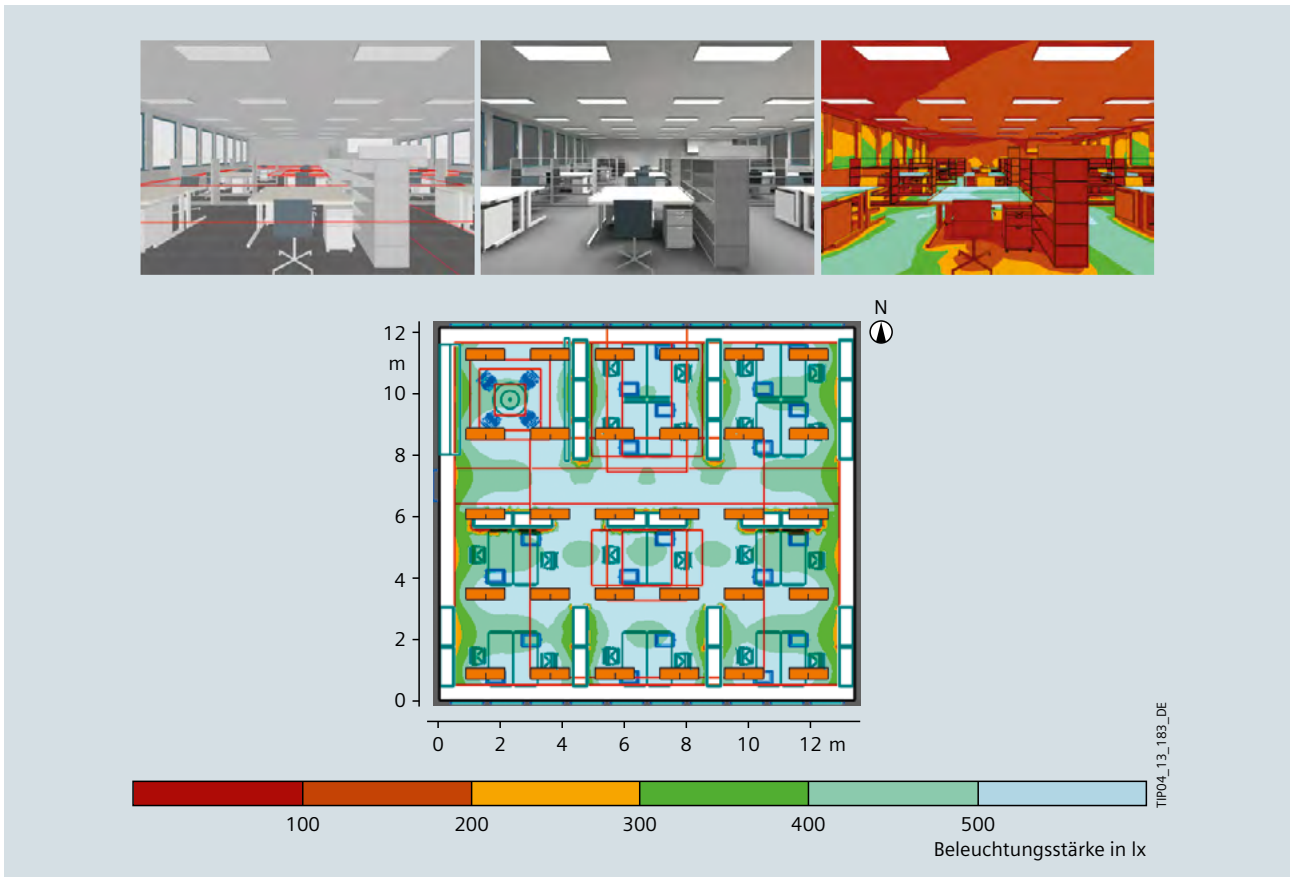


Abb. 16/9: Beispiel für eine berechnete räumliche Verteilung der Beleuchtungsstärken in einem Büroraum

Weitere Planungsunterstützung durch herstellerbasierte Online-Tools:

- **Musteranlagen:** Die Musteranlagen von SiTECO sind beispielhafte Berechnungen von Beleuchtungsanlagen mit verschiedenen Leuchten der jeweiligen Applikation und werden derzeit neu erstellt. Die Berechnungen folgen den normativen Vorgaben. Die Vorlagen können als RELUX-Datei und PDF heruntergeladen, bearbeitet und abgespeichert werden. Zahlreiche Applikationen zu den Oberbegriffen Büro, Industrie, Einkaufen, Verkehr, öffentliche Räume und Sport sollen zukünftig wieder zur Verfügung gestellt werden.
- **SiTECO Lighting Tool:** Das Tool vereinfacht die Übergabe der produktspezifischen Daten an die Beleuchtungsplanungsprogramme RELUX und DIALux, da es die Produktauswahl von Leuchten mit wenigen Klicks ermöglicht. Es stehen die Produktspektren Innenraum und Außenraum zur Verfügung. Den Download finden Sie unter:

www.siteco.com/de/planungshilfe/lichtberechnung.html

16.8.2 Lichtmanagement

Lichtmanagementsysteme (LMS) helfen dem Menschen, das Licht individuell zu steuern. Mit Hilfe von Sensorik kann das LMS das Licht automatisch in die vom Nutzer erwarteten Zustände versetzen. Zum Beispiel können über Bewegungsmelder Personen oder Fahrzeuge detektiert und das Licht somit automatisch ein- bzw. ausgeschaltet werden. Tageslichtsensoren senken das Kunstlicht soweit ab, dass mit dem einfallenden Tageslicht eine energetisch optimierte Raumbeleuchtung ermöglicht wird (Abb. 16/10). Der Nutzer hat jederzeit die Möglichkeit, die gewünschte Beleuchtungsstärke manuell zu regeln. Über die intelligente und bedarfsgerechte Lichtsteuerung greifen die Anforderungen an Komfort und Energiesparen nahtlos ineinander.

Je nach Aufgabe unterscheidet man bei Innenräumen Leuchten- sowie Raum- und Gebäudelösungen:

- **Leuchtenlösungen:** Zeitabhängige, tageslicht- und anwesenheitsabhängige Steuerung der Leuchten, wie zum Beispiel eine Stehleuchte mit integriertem Helligkeits- und Anwesenheitssensor, durch den die Leuchte sich automatisch mit zeitlicher Verzögerung abschaltet, sobald niemand mehr im Raum ist

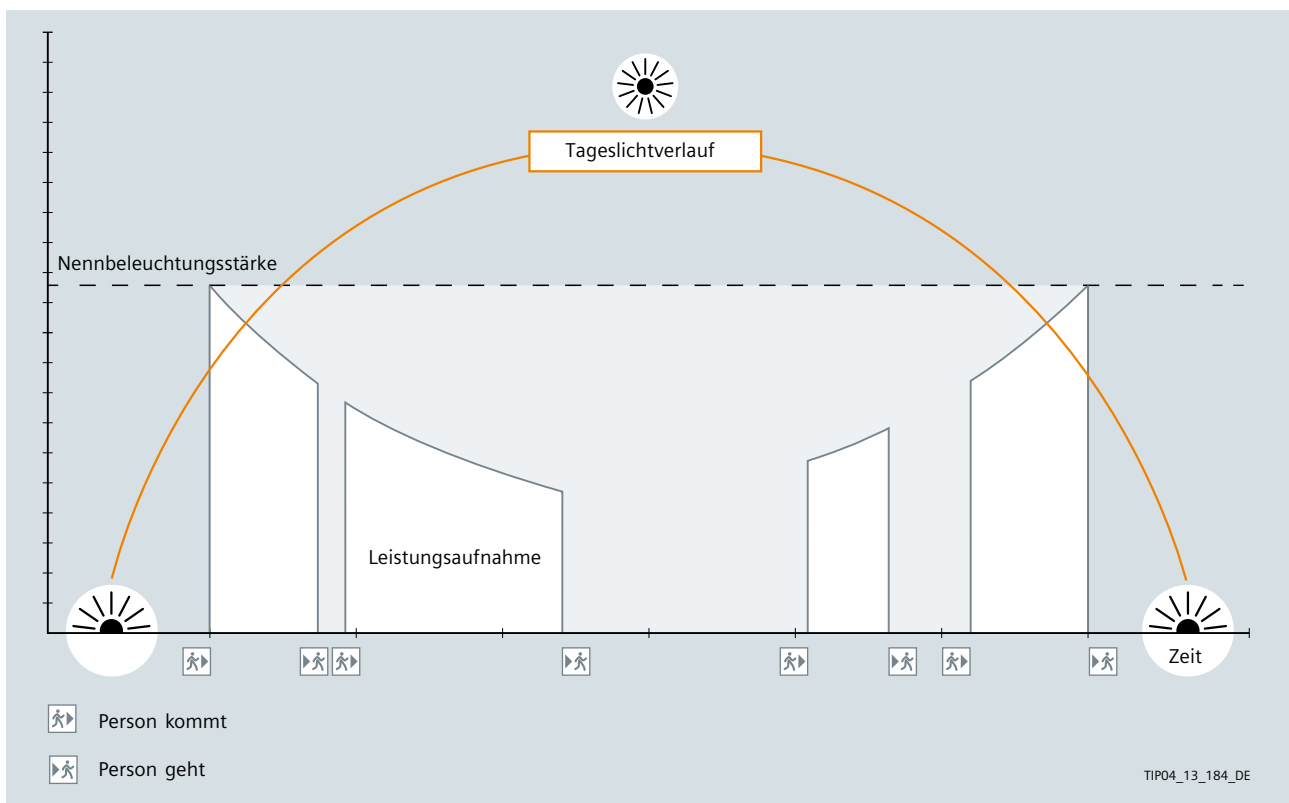


Abb. 16/10: Tageslicht- und präsenzabhängiger Beleuchtungsbedarf für eine Montagehalle

1

- Raum- und Gebäudelösungen:
Leuchtengruppen werden in unterschiedliche Schalt- und Dimmzustände versetzt, die als definierte Lichtszenen über das LMS abgerufen werden können

2

3

Als zusätzliche Anwendung lassen sich durch ein LMS einfach integrierbare und leicht bedienbare, dynamische Farblösungen realisieren. Lichtintensität und Farbe für Effektlucht lassen sich dabei dynamisch oder auf Knopfdruck auswählen. Anwendungsbeispiele für eine sogenannte Ambiente-Beleuchtung sind: Shops, Verkaufsräume und „Points of Sale“ (Verkaufsstellen PoS), Fitness- und Wellnessbereiche, Restaurants, Bars, Hotellobbys, Konferenzräume, Schulen, Universitäten, Weiterbildungseinrichtungen, Fassadenbeleuchtungen. Für eine sogenannte szenebasierte Beleuchtung können Stimmungen gefördert oder eine biologische Wirkung wie zum Beispiel eine Aktivierung durch einen hohen Blauanteil im Lichtspektrum mit hoher Beleuchtungsstärke hervorgerufen werden.

4

5

6

7

Typischerweise wird eine der folgenden Schnittstellen für die LMS-Steuerung genutzt:

8

- Dimm-EVG mit 1...10-V-Schnittstelle:
Bei dieser Standardlösung werden Vorschaltgeräte und Steuergerät über eine gepolte 2-adrige Steuerleitung miteinander verbunden. Die Höhe der Steuerspannung bestimmt dabei die Dimmstellung der angeschlossenen Vorschaltgeräte. Diese analoge Steuerung verliert durch die unidirektionale Kommunikation immer mehr an Bedeutung, da keine Rückmeldungen vom Vorschaltgerät zum Controller gegeben werden können

9

10

11

12

13

14

15

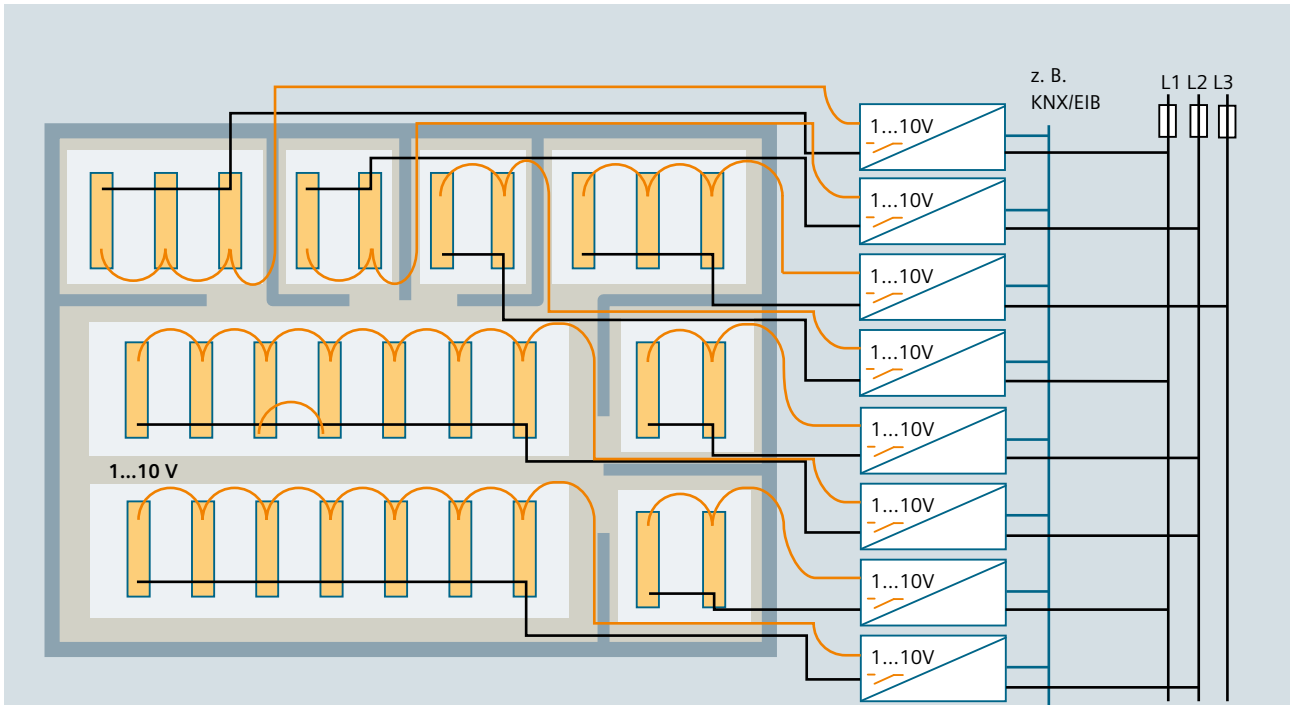
16

17

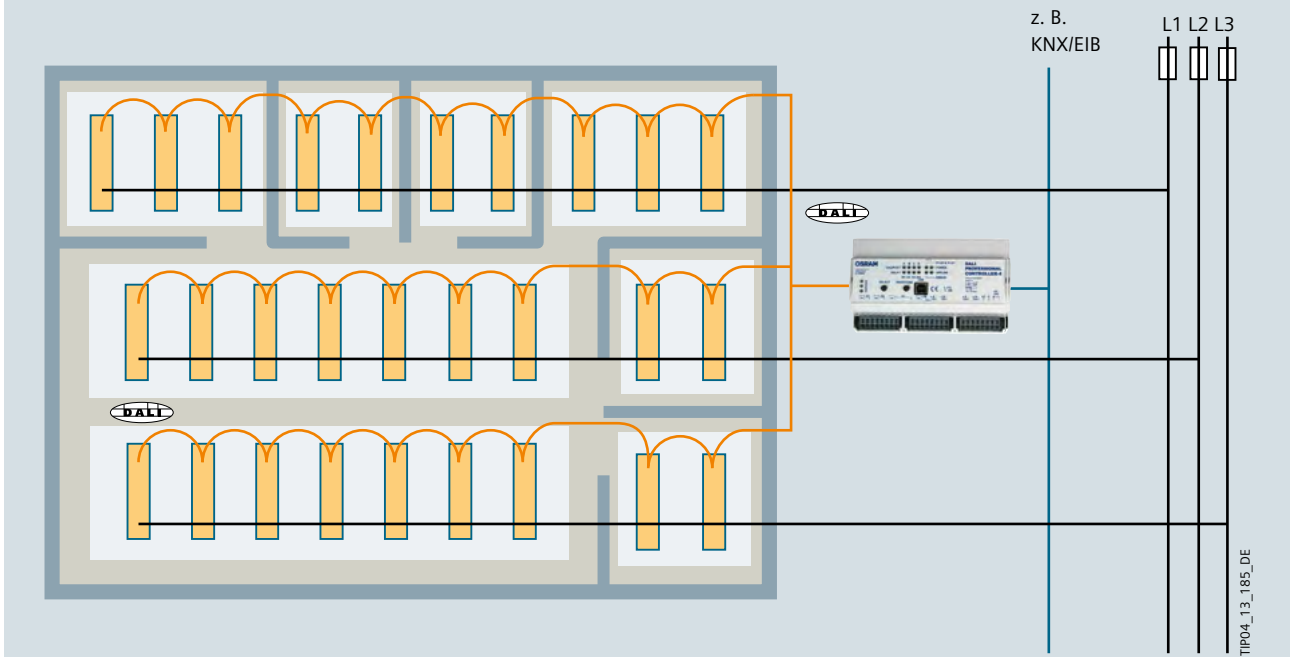
- DALI für Allgemeinbeleuchtung:
Lichtsteuerung, Sensoren, Bediengeräte, elektronische Betriebsgeräte und Lampen kommunizieren über den professionellen Schnittstellenstandard DALI (en: Digital Addressable Lighting Interface). Das DALI-Protokoll ist ein bidirektionaler Kommunikationsstandard mit Informationsaustausch zwischen Controller und Lampe. DALI ist ein herstellerübergreifender Schnittstellenstandard für dimmbare elektronische Vorschaltgeräte und bietet hohe Funktionalität bei einfacher Handhabung. Über eine 2-adrige Steuerleitung lassen sich maximal 64 DALI-Betriebsgeräte einzeln oder gemeinsam und in bis zu 16 Gruppen flexibel ansteuern. Schalten und Dimmen der Beleuchtung erfolgt dabei über die Steuerleitung. Ein Relais ist nicht erforderlich. Vorteile gegenüber der 1...10-V-Schnittstelle sind (siehe Abb. 16/11):

- Die Wahl der Netzphase ist unabhängig von der Steuerleitung
- Die DALI-Steuerleitung ist verpolungssicher; es ist kein spezielles Buskabel notwendig
- Eine Steuerleitung versorgt bis zu 64 EVG in 16 Gruppen
- Das Schalten der Leuchten erfolgt über die Steuerleitung
- Es sind keine Relais erforderlich
- Rückmeldungen „Lampenstatus“ und „EVG-Status“ sind möglich
- Synchroner Szenenübergänge, alle relevanten Lichtwerte sind im EVG gespeichert
- Gruppenzuordnung kann ohne Umverdrahten geändert werden

- DMX für Effektbeleuchtung:
DMX (en: digital multiplex) ist ein weiteres digitales Kommunikationsprotokoll zur Lichtsteuerung. Per DMX-Kommunikation lassen sich bis zu 512 Lichtkanäle gleichzeitig ansteuern. Die Datenrate beträgt dabei schnelle 250 kB/s. Damit lassen sich vor allem Beleuchtungsszenarien, in denen eine hohe Anzahl von RGB-Lichtpunkten und zahlreiche dynamische, schnelle Farbwechsel gefordert sind, hervorragend steuern
- EnOcean – drahtlos in Gebäuden:
EnOcean ist eine batteriefreie Funktechnologie. Die Komponenten beziehen ihre Energie zum Beispiel über Piezokristalle, die Bewegung in elektrische Impulse umwandeln – winzige Änderungen von Bewegung, Druck, Licht, Temperatur oder Vibration reichen aus, um Funksignale zu übertragen. EnOcean überträgt die Signale auf dem lizenzfreien 868-MHz-Frequenzband. Nutzen der EnOcean-Funkprodukte sind Planungsflexibilität und niedrige Installationskosten. Der Verkabelungsaufwand entfällt. Dies ist nicht nur in der Planungsphase ein signifikanter Vorteil, sondern auch bei der späteren Nutzung der Räumlichkeiten. Die kabellosen Komponenten können unkompliziert an die Raumnutzung angepasst werden. EnOcean-Licht- und Präsenzsensoren oder Wandtaster lassen sich umplatzen, ohne den Betriebsablauf zu stören und ohne Schmutz- und Lärmbelästigung zu verursachen



Festlegung der Lichtgruppen vor der Installation!



Festlegung der Lichtgruppen nach der Installation möglich!
 Neue Gruppenzuordnung ohne Umverdrahtung möglich!


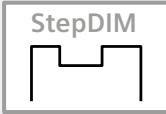


TIP04_13_185_DE

Abb. 16/11: Vergleich des Systemaufbaus zwischen 1...10-V und DALI

[zurück zu Seite 330](#)

- **3DIM:**
Mit 3DIM lassen sich in einem elektronischen Vorschaltgerät drei verschiedene Regel- und Dimmfunktionalitäten realisieren. Tab. 16/6 zeigt einen einfachen Vergleich der unterschiedlichen Funktionalitäten.
- **StepDIM:**
Im DALI-Betrieb erfolgt eine bidirektionale Kommunikation zwischen EVG und LMS wie vorher beschrieben. StepDIM wird verwendet, wenn zusätzlich zur Stromleitung eine spezielle Steuerleitung (geschaltete Phase) zur Verfügung steht. Dagegen kommt AstroDIM ohne jegliche Steuerleitung aus, da im 3DIM-Modul ein Dimmprofil voreingestellt werden kann.
- **Powerline-Technologie:**
Mit der Powerline-Technologie können vorhandene Stromnetze zum Aufbau eines Netzwerks für die Datenübertragung genutzt werden. Dabei werden Steuersignale auf das bestehende Stromnetz aufmoduliert. Ein dem EVG vorgelagerter Controller empfängt die Signale über das Stromnetz und wandelt diese in für das EVG verwertbare Signale (DALI etc.) um. Diese Technologie wird häufig für Steuerungen im Außenbereich verwendet, da sie robust ist und keinerlei Verkabelungsaufwand verursacht. Zudem ist sie gut gegen unerlaubte Zugriffe geschützt.

Lichtmanagement im Internet:
www.siteco.com/de/produkte/lichtmanagement.html

	Betriebsmodi		
			
			
Energieeinsparung durch Dimmen	✓	✓	✓
Integration in vorhandene Installationen	✓ ²⁾	✓	✓
Flexibilität zur Regelung verschiedener Lichtpunkte	✓		
Bidirektionale Kommunikation in Telemagementsystemen	✓		
Autarkes Dimmen			✓
Nutzung des vorhandenen Bi-Power-Ansatzes mit KVGs (Halbnachtschaltung)		✓ ¹⁾	
¹⁾ In gemischten Installationen müssen beim Einrichten der Leuchte spezielle Vorkehrungen getroffen werden ²⁾ DALI muss in der vorhandenen Installation bereits verfügbar sein			

Tab. 16/6: Vergleich der 3DIM-Funktionalitäten

16.8.3 Effizienzvergleich für ein Sanierungsbeispiel

Bei der Projektierung und Planung von Beleuchtungssystemen sind die Betriebskosten meist ein wichtiges Kriterium. Bei Bestandsanlagen stellt sich aufgrund neuer Technologien von Zeit zu Zeit die Frage: Weiterbetrieb, Sanierung oder Anschaffung einer neuen Anlage?

Es sollten verschiedene Konzepte verglichen werden und mögliche Unterschiede im Energieverbrauch sowie bei den Investitions- und Wartungskosten ermittelt werden. Grundsätzlich ist bei längerer Nutzungsdauer zu erwarten, dass mit einer energieeffizienten Beleuchtung Einsparungen gegenüber bestehenden Lösungen erzielt werden können.

Neben der Leuchtenauswahl spielt die Nutzung von Lichtmanagementsystemen eine wichtige Rolle für eine nutzungsgerechte Planung. Für den folgenden Vergleich unterschiedlicher Beleuchtungssysteme werden Annahmen und Vorgaben für unterschiedliche Montagepositionen, Leuchtmittel und Leuchten genutzt. Die daraus resultierenden Beleuchtungslösungen lassen sich vergleichen und bewerten. Für ganzheitliche Systemvergleiche müssen Qualität, Lebensdauer, Gebrauchstüchtigkeit, Ersatzteilversorgung und Wartungseigenschaften der Leuchten sowie die Einhaltung der Gütemerkmale der Beleuchtung gleichwertig sein. Im Folgenden werden verschiedene Beleuchtungssysteme für die Sanierung einer Industriehalle verglichen (Abb. 16/12).

Die Ausgangsdaten, wie Hallenabmessungen, Nutzebene, Betriebsstunden, Beleuchtungsverhältnisse etc. sind für die Bestimmung der Beleuchtungssysteme in Tab. 16/7 angegeben. Die Planungsvorgaben für den Wartungswert der Beleuchtungsstärke \bar{E}_m , die maximale Blendung (UGR_L), Gleichmäßigkeit der Beleuchtungsstärke (U_0) und Farbwiedergabe-Index in Tab. 16/7

werden entsprechend EN 12464-1 (speziell Tabelle 5.11.5) für das Nutzungsprofil „Industrielle und handwerkliche Tätigkeiten – Elektro- und Elektronik-Industrie – grobe Montagearbeiten“ ausgewählt.

Im Beispiel wird keine örtliche Begrenzung der Sehauflage angenommen. Damit muss die Beleuchtung als Allgemeinbeleuchtung ausgeführt werden, sodass an allen Stellen im Raum gleich gute Sehbedingungen herrschen. Für Prüfplätze und andere Tätigkeiten mit höheren Sehanforderungen ist eine zusätzliche Beleuchtung mit Arbeitsplatzleuchten notwendig. Bei Arbeitsplätzen für große Geräte muss auf eine ausreichende vertikale Beleuchtungsstärke geachtet werden.

Anhand baulicher Gegebenheiten werden mögliche Montagepositionen für die Lichtsysteme definiert. Aufgrund der Raumhöhe und der Unterzüge im Raum ergibt sich eine Lichtpunkthöhe von 5 m, damit wiederum eine eher breitstrahlende Abstrahlcharakteristik (LVK) für das Beleuchtungssystem.

Parameter	Angaben für das betrachtete Beispiel
Raumgeometrie (L × B × H)	50 m × 30 m × 6,5 m
Reflexionswerte (D × W × B)	70 × 50 × 20
Wartungsfaktor	0,67 (normale Räume und 3-jähriges Wartungsintervall)
Nutzebene h	0,75 m
Betriebsstunden pro Jahr	5.000 h/a
\bar{E}_m	≥ 300 lx
UGR_L	< 25
U_0	≥ 0,6
Farbwiedergabeindex	80

Tab. 16/7: Anlagen- und Beleuchtungsdaten für eine Industriehalle

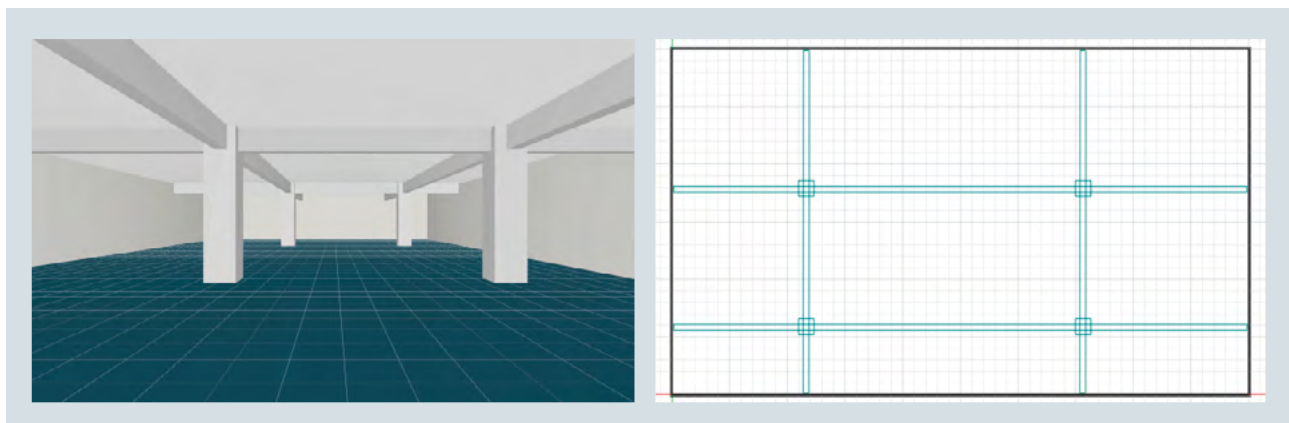


Abb. 16/12: Konzeptfindung für eine Beleuchtungslösung bei der Sanierung einer Industriehalle (links: 3-D-Ansicht; rechts: Grundriss)

Aufgrund der europäischen Richtlinien 2009/144/EG (sogenanntes „Glühlampenverbot“) und der Ergänzung 2015/1428/EU kommt heute in der Regel nur noch LED-Technologie für die Planung in Frage. Gerade bei einer Sanierung kann die höhere Effizienz im Betrieb, verglichen mit traditionellen Lampensystemen, ein entscheidender Vorteil der LED-Technik sein. Darüber hinaus sind LEDs für alle Anwendungsbereiche geeignet. Durch Selektion und Zusammensetzung geeigneter LEDs werden spezifische Anforderungen erfüllt. LEDs haben eine lange Lebensdauer, sind hoch effizient, weisen eine hohe Schaltfestigkeit auf und sind über einen großen Betriebstemperaturbereich einsetzbar. LEDs weisen hohe Stoß- und Vibrationsfestigkeit auf, strahlen keine UV- und IR-Strahlung ab und sind stufenlos dimmbar.

Die Auswahl der benötigten Lichtverteilungskurve (im Beispiel wird breitstrahlend gewählt) und der Bestandsleuchtmittel bestimmt die Wahl der entsprechenden Leuchten. Generell eignen sich in Industriebereichen Lichtbänder, weil die verwendeten flexiblen Systeme einfach den Veränderungen in den Produktionsabläufen angepasst werden können. An jeder Stelle der Schiene können über Adapter Leuchten und Strahler eingesetzt werden.

Anmerkung: In hohen Hallen (ab 6 m Höhe) eignen sich alternativ spezielle „Compact High Bay LED“ Leuchten. In den oft schmutzigen Umgebungen von Industrie und Handwerk lohnt es sich, Leuchten mit höherer Schutzart einzusetzen. Die Leuchten bleiben länger sauber, was ihre Lebensdauer und das Wartungsintervall verlängert.

Für die Beispielrechnungen wird als Ausgangspunkt eine bestehende Anlage mit Lichtbändern auf Basis von Leuchtstofflampen (T8 und T5) gewählt und mit einem modernen LED-System verglichen:

- SiTECO DUS Lichtbandsystem – T26 2 × 58 W – VVG (Verlustarmes Vorschaltgerät VVG, Leuchtstofflampe T26)
Lichtstrom 2 · 5.200 lm;
Leuchtenwirkungsgrad 71,9%
- SiTECO Modario Lichtbandsystem – T16 2 × 35 W – EVG (Elektronisches Vorschaltgerät, Leuchtstofflampe T16)
Lichtstrom 2 · 3.300 lm;
Leuchtenwirkungsgrad 93,4%
- SiTECO Modario RS Lichtbandsystem – LED 52,3 W – EVG
Lichtstrom 8.100 lm;
Leuchtenwirkungsgrad 100%

Für diese Systeme wird zunächst mit dem vereinfachten Wirkungsgradverfahren die Anzahl der jeweils benötigten Lichteinsätze bestimmt und mit den Ergebnissen der entsprechenden Software-Berechnungen verglichen.

Wirkungsgradverfahren

Beim vereinfachten Wirkungsgradverfahren wird mit den Daten aus Tab. 16/7 der Raumindex für eine direkte Beleuchtung (Höhendifferenz zwischen Leuchtenebene und Nutzebene) bestimmt:

$$k = \frac{a \cdot b}{h_N \cdot (a + b)}$$

$$k = \frac{50 \text{ m} \cdot 30 \text{ m}}{(5 \text{ m} - 0,75 \text{ m}) \cdot (50 \text{ m} + 30 \text{ m})}$$

$$k = 4,4$$

Aus Abb. 16/8 (nach DIN V18599-4) ist für eine direkte Beleuchtung mit $k=4,4$ ein Raumwirkungsgrad von 100% abzulesen (Nach DIN V18599-4 ist der Wert zwischen 1,03 und 1,05 zu interpolieren; Begrenzung des Raumwirkungsgrads auf 100%). Mittels der Formel

$$n = \frac{\bar{E}_m \cdot A}{z \cdot \Phi \cdot \eta_{LB} \cdot \eta_R \cdot WF}$$

sowie den Angaben zu den drei Leuchtensystemen und aus Tab. 16/7 wird die Leuchtenanzahl n bestimmt:

- n (DUS, 2 × 58 W T26, VVG) = 90 Stück
- n (Modario, 2 × 35 W T16, EVG) = 109 Stück
- n (Modario RS, LED mit 52,3 W) = 83 Stück

Softwarebasierte Lösung

In Berechnungstools wie RELUX oder DIALux werden der Raum nachgebildet (Reflexionsgrade der Raumbegrenzungsflächen beachten!), der Bereich der Sehaufgabe definiert und entsprechende Messflächen eingefügt. Der Leuchtentyp wird im Projektmanager der Tools ausgewählt und der Wartungsfaktor festgelegt.

Die Leuchten können im Berechnungstool entweder automatisch über ein Schnellplanungsfeature oder manuell verteilt werden. Während im vereinfachten Wirkungsgradverfahren nur zwischen direkter, teils/teils direkter/indirekter und indirekter Beleuchtung unterschieden wird, werden in den Berechnungstools die Abstrahlcharakteristika der Leuchten (Abb. 16/13) berücksichtigt.

Die Rechnungen mit dem Softwaretool liefern folgende Stückzahlen:

- n (DUS, 2 × 58 W T26, VVG) = 90 Stück
- n (Modario, 2 × 35 W T16, EVG) = 110 Stück
- n (Modario RS, 52,3 W LED) = 80 Stück

Eine typische Auswertung der Berechnung mit einem Softwaretool für die Beleuchtungsstärke in Nutzhöhe und den zugehörigen Daten zeigt [Abb. 16/14](#).

Die sehr gute Übereinstimmung der Ergebnisse zwischen vereinfachtem Wirkungsgradverfahren und Softwaretool erklärt sich aus dem einfachen Aufbau und der homogenen Ausleuchtung durch das gewählte Beleuchtungssystem. Abweichungen resultieren eben aus den kleineren Unterschieden der Abstrahlcharakteristika und der Vereinheitlichung für den Raumwirkungsgrad. Üblicherweise werden in den Softwaretools Lichtverteilungskurven und Raumreflexionsgrade zu einem spezifischen Raumwirkungsgrad für einen Raum und dem betrachteten Beleuchtungssystem umgerechnet und weiter genutzt.

Grundlage für Energiekostenbetrachtung

Für alle Berechnungen wurde derselbe Wartungsfaktor angesetzt. Das heißt im Umkehrschluss, dass die Beleuchtungssysteme zu unterschiedlichen Zeiten gewartet werden.

- Modario RS, LED: Wartungsintervall 50.000 h
- Lampen T26, VVG: Wartungsintervall 10.000 h
- Lampen T16, EVG: Wartungsintervall 18.000 h

Das lange Wartungsintervall bei der LED-Lösung bringt einen großen Kostenvorteil gegenüber den älteren Systemen mit Leuchtstofflampen. In [Tab. 16/8](#) sind wichtige Grunddaten für einen System- und Energiekostenvergleich zwischen einem LED-Leuchtensystem und zwei älteren Leuchtensystemen mit Leuchtstofflampen angegeben.

Zusätzlich sollte auf die spezifischen Anschlussleistungen geachtet werden, die entsprechende Kosten in der elektrischen Energieverteilung verursachen. Die herkömmliche Lösung mit T26, 2 × 58 W kommt auf 9,2 W/m², die Variante mit Leuchtstofflampen T16, 2 × 35 W kommt auf 5,8 W/m² und die Lösung mit LED-Beleuchtung auf 2,8 W/m². Damit ist die LED-Lösung nicht nur mit erheblich weniger Wartungsaufwand verbunden, sondern gleichzeitig die effizienteste Beleuchtungstechnik im Vergleich. Anhand der Werte aus [Tab. 16/8](#) kann eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden.

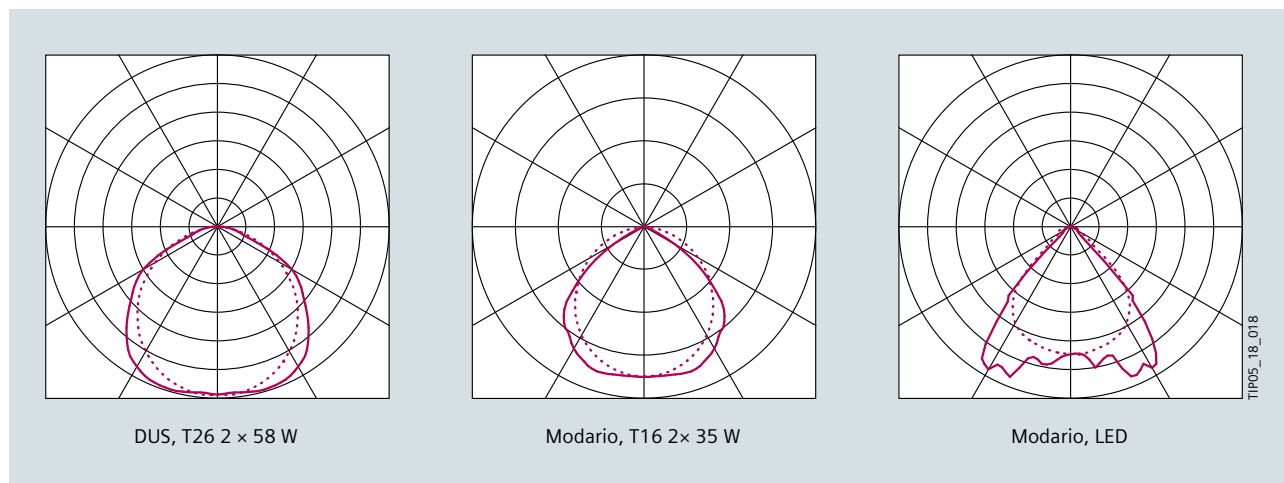


Abb. 16/13: Abstrahlcharakteristika für die drei Beispielbeleuchtungssysteme

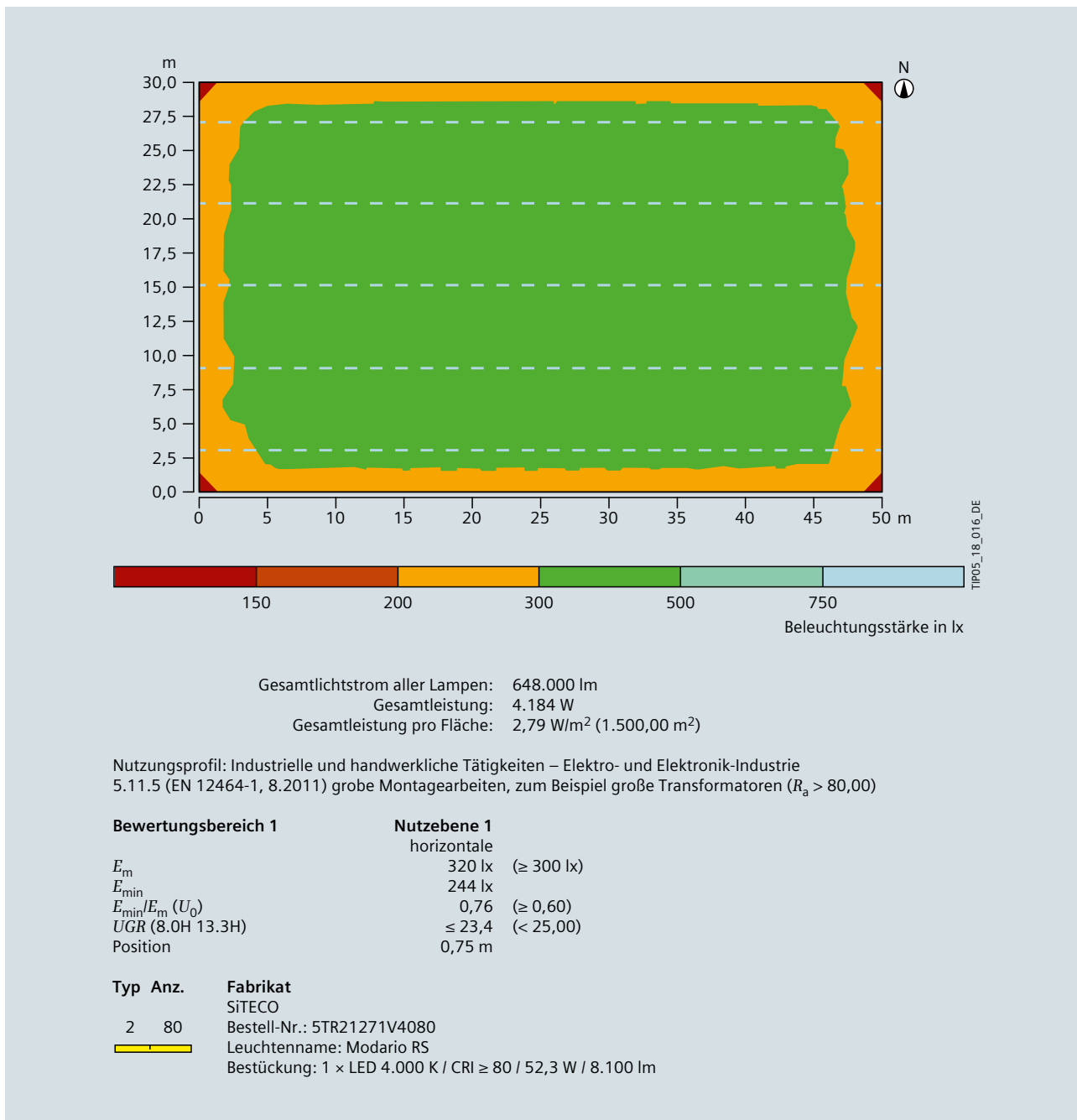


Abb. 16/14: Auszug der Ergebnisse einer Software-Berechnung für das LED-Beleuchtungssystem

[zurück zu Seite 335](#)

Leuchte	DUS	Modario	Modario RS
Bezeichnung	T26 2 × 58 W	T16 2 × 35 W	LED
Ausstrahlcharakteristik	breitstrahlend	breitstrahlend	breitstrahlend
Schutzart	IP20	IP20	IP20
Lampentyp	T26 2 × 58 W	T16 2 × 35 W	LED
Lampen pro Leuchte	2	2	1
Lichtstrom Lampen gesamt	10.400 lm	6.600 lm	8.100 lm
Wirkungsgrad Leuchte	71,9%	93,4%	100%
Lichtstrom Leuchte	7.478 lm	6.164 lm	8.100 lm
Wartungsfaktor Berechnung	0,67	0,67	0,67
Beleuchtungsstärke	322	315	320
Gleichmäßigkeit	0,74	0,76	0,76
Kosten (Energie, Wartung)			
Leistungsaufnahme Leuchte	145 W	79 W	52,3 W
Effizienz Leuchte Gesamt	52 lm/W	78 lm/W	155 lm/W
Leuchtenstückzahl im Raum	95	110	80
Spezifischer Leistungsbedarf je Fläche	9,2 W/m ²	5,8 W/m ²	2,8 W/m ²
Nutzungszeitraum Anlage	20 a	20 a	20 a
Jährliche Betriebsdauer	7.300 h/a	7.300 h/a	7.300 h/a
Energieverbrauch pro Jahr	100.557 kWh/a	63.437 kWh/a	30.543 kWh/a
Wartungszyklen im Nutzungszeitraum	14	8	2

Tab. 16/8: Ergebnisübersicht für die Berechnungen mit einem Softwaretool und Grunddaten für Energiekostenbetrachtungen

[zurück zu Seite 335](#)

16.9 Notbeleuchtung

Bei der Planung der Notbeleuchtung müssen Gesetze, Richtlinien und Verordnungen eingehalten werden. Eine wichtige Grundlage dafür sind die technischen Normen, die den Stand der Technik charakterisieren. Vielfach müssen landesspezifische Normen, Vorschriften und Regelungen beachtet werden. In Tab. 16/9 werden die für die Sicherheitsbeleuchtung wesentlichen rechtlichen und normativen Grundlagen aufgelistet, die in Deutschland relevant sind.

Die Notbeleuchtung wird in Baurecht, Arbeitsschutz oder berufsgenossenschaftlichen Regeln (BGR) etc. gefordert, für den Fall, dass die Stromversorgung der allgemeinen künstlichen Beleuchtung ausfällt. Darum ist bei der Errichtung entsprechend EN 1838 vorzusehen, dass die Notbeleuchtung unabhängig von der Energieversorgung für die allgemeine künstliche Beleuchtung gespeist wird. Bei der Auslegung der Notbeleuchtung wird zwischen den Einsatzzwecken unterschieden (Abb. 16/15). Die Notbeleuchtung stellt daher besondere Anforderungen, die häufig mit Kosten und räumlichen Vorgaben verknüpft sind, sodass deren Beachtung bereits bei den planerischen Grundüberlegungen unumgänglich ist. Planer und Auftraggeber sollten frühzeitig Gedanken zur Gebäudeauslegung mit den zugehörigen Rettungswegen und der Ausrüstung von Notbeleuchtungssystemen austauschen.

Die Sicherheitsbeleuchtung muss bei einem Ausfall der allgemeinen Stromversorgung zur Erfüllung der Schutzziele, wie zum Beispiel gefahrloses Verlassen eines Orts, Vermeidung von Panik und Gewährleistung der Sicherheit bei potenziell gefährdeten Arbeitsplätzen, folgende Funktionen haben:

- Beleuchtung beziehungsweise Hinterleuchtung der Sicherheitszeichen für Rettungswege
- Ausleuchtung der Rettungswege
- Beleuchtung der Brandbekämpfungs- und Meldeeinrichtungen
- Ermöglichen von Rettungsmaßnahmen

Verordnungen und Richtlinien zur Sicherheitsbeleuchtung betreffen unter anderem:

- Rettungswege in Arbeitsstätten
- Arbeitsplätze mit besonderer Gefährdung
- Beherbergungsstätten, Heime
- Verkaufsstätten, Restaurants
- Versammlungsstätten, Theater, Bühnen, Kinos, Ausstellungshallen, ebenso fliegende Bauten, die Versammlungsstätten sind
- Tiefgaragen, Parkhäuser
- Hochhäuser
- Flughäfen, Bahnhöfe
- Schulen

www.ceag.de/sites/ceag.de/files/resource_download/files/cooper-ceag-resource-vorschriften-fuer-batterie-gestuetzte-sicherheitsbeleuchtung.pdf

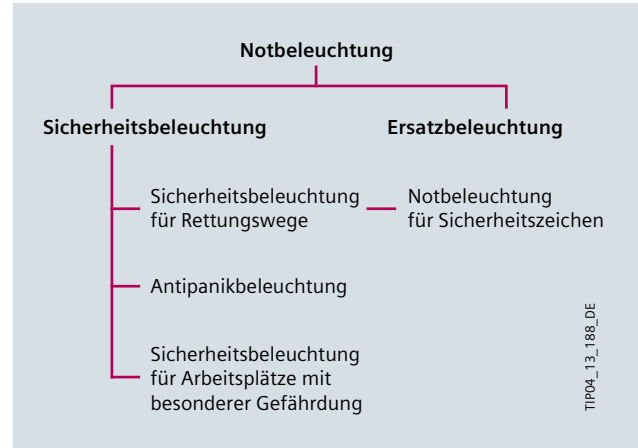


Abb. 16/15: Arten der Notbeleuchtung nach EN 1838

Erfordernisse	Errichtung	Geräte	Inspektion / Wartung
Nationales Baurecht ASchG/ ArbStättV/ ASR MBO/ LBO BGR 216/ BGR 131-1 und -2 EN 12193 EN 12464-1 und -2 BGR/ GUV-R 108	ISO 23601 Normenreihe IEC 60364 (VDE 0100) IEC 60364-5-56 (VDE 0100-560) IEC 60364-7-710 (VDE 0100-710) IEC 60364-7-718 (VDE 0100-718) EN 50172 (VDE 0108-100:2005) VDE V 0108-100 Normenreihe EN 50272 (VDE 0510) EN 1838 EN 15193-1 MLAR EltBauVo	EN 50171 (VDE 0558-508) IEC 60896-21 IEC 60598-2-22 (VDE 0711-2-22) DIN 4844-1 und -2 Normenreihe ISO 3864 Normenreihe IEC 61347 (VDE 0712) EMVG	ArbStättV MPrüfVo IEC 60364-6 (VDE 0100-600) IEC 60364-7-718 (VDE 0100-718) EN 50172 (VDE 0108-100:2005) VDE V 0108-100 EN 50171 (VDE 0558-508) Normenreihe EN 50272 (VDE 0510) Herstellerrichtlinien BetrSichV BGV A3

Tab. 16/9: Gesetzliche Grundlagen, Normen und Richtlinien rund um die Sicherheitsbeleuchtung

Bauliche Anlagen für Menschenansammlungen	Beleuchtungsstärke (lx)	Umschaltzeit max. (s)	Bemessungsbetriebsdauer der Stromquelle für Sicherheitszwecke (h)	Be- oder hinterleuchtetes Sicherheitszeichen in Dauerbetrieb	Zentrales Stromversorgungssystem (CPS)	Stromversorgungssystem mit Leistungsbezeichnung (LPS)	Einzelbatteriesystem	Stromerzeugungsaggregat ohne Unterbrechung (0 s)	Stromerzeugungsaggregat kurze Unterbrechung (≤ 0,5 s)	Stromerzeugungsaggregat mittlere Unterbrechung (≤ 15 s)	Besonders gesichertes Netz
Versammlungsstätten, und solche, die Fliegende Bauten sind, Theater, Kinos, Ausstellungshallen, Verkaufsstätten, Restaurants, Flughäfen, Bahnhöfe ¹⁾	b)	1	3	x	x	x	x	x	x	-	-
Bühnen	3	1	3	x	x	x	x	x	x	-	-
Beherbergungsstätten, Heime	b)	15 ^{a)}	8 ^{e)}	x	x	x	x	x	x	x	-
Schulen	b)	15 ^{a)}	3	x	x	x	x	x	x	x	-
Parkhäuser, Tiefgaragen	b)	15 ^{a)}	3	x	x	x	x	x	x	x	-
Hochhäuser	b)	15	3 ^{d)}	x	x	x	x	x	x	x	-
Rettungswege in Arbeitsstätten	b)	15		x	x	x	x	x	x	x	x
Arbeitsplätze mit besonderer Gefährdung	b)	0,5	c)	x	x	x	x	x	x	-	x

^{a)} Je nach Panikrisiko von 1 s bis 15 s und Gefährdungsbeurteilung.
^{b)} Beleuchtungsstärke der Sicherheitsbeleuchtung nach EN 1838.
^{c)} Der Zeitraum der für Personen bestehenden Gefährdung.
^{d)} Bei Wohnhäusern 8 h, wenn nicht die Schaltung nach ^{g)} ausgeführt wird.
^{e)} Es genügen 3 h, wenn die Schaltung nach ^{g)} ausgeführt wird.
^{f)} Für oberirdische Bereiche von Bahnhöfen ist je nach Evakuierungskonzept auch 1 h zulässig.
^{g)} Bemessungsbetriebsdauer 3 h, wenn Sicherheitsbeleuchtung in Dauerbetrieb mit allgemeiner Beleuchtung; mind. ein Leuchttaster als örtliches Schaltgerät muss von jedem Standort auch bei Ausfall der allgemeinen Beleuchtung erkennbar sein; selbstständiges Ausschalten der Sicherheitsbeleuchtung nach einstellbarer Zeit, wenn sie von der Stromquelle für Sicherheitszwecke versorgt wird.

x zulässig – nicht zulässig

Tab. 16/10: Anforderungen an die Sicherheitsbeleuchtung bei baulichen Anlagen für Menschenansammlungen nach der Vornorm VDE V 0108-100:2010 (Anmerkung: EN 50172:2004 korreliert mit VDE 0108-100:2005 und weicht an einigen Stellen von der neueren Vornorm VDE V 0108-100:2010 ab)

In VDE V 0108-100 werden die Anforderungen an die Sicherheitsbeleuchtung für die verschiedenen Räume und Gebäude angegeben (siehe auch Tab. 16/10). Eine Ersatzbeleuchtung wird genutzt, um beim Ausfall der normalen Beleuchtung wirtschaftlich und/oder technisch wichtige Arbeiten weiterführen zu können. Daher müssen zum einen die für die Sicherheitsbeleuchtung geltenden Vorgaben erfüllt werden und zum anderen muss die Leistung der Ersatzbeleuchtung der Leistung der normalen Beleuchtung entsprechen. Bei einem niedrigeren Beleuchtungsniveau darf sie nur zum Herunterfahren oder Beenden der Arbeitsprozesse genutzt werden.

Die deutsche Vornorm VDE V 0108-100, die auf der älteren Europäischen Norm EN 50172 für Sicherheitsbeleuchtungsanlagen aufsetzt, fordert für elektrische Anlagen, Stromkreise, Steuerungs- und Bussysteme unter anderem:

- Im Verlauf von Rettungswegen müssen aus Gründen der Systemintegrität in jedem Bereich zwei oder mehr Lampen installiert werden
- Wenn in einem Raum mehr als eine Sicherheitsleuchte erforderlich ist, so sind diese abwechselnd auf zwei Stromkreise aufzuteilen. Maximal 20 Leuchten dürfen an einem Stromkreis hängen. Dabei ist auf eine Belastung mit maximal 60% des Nennstroms der Überstromschutzeinrichtung zu achten

1

- Bei den Stromquellen wird unterschieden nach:
 - Einzelbatteriesystemen (EB)
 - Zentralen Stromversorgungssystemen (CPS)
 - Stromversorgungssystemen mit Leistungsbegrenzung (LPS)
 - Stromerzeugungsaggregate (EA) mit definierter Unterbrechungsdauer in Sekunden
 - Besonders gesichertem Netz

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

- Unterscheidung zwischen Dauerlicht (DL) und Bereitschaftslicht (BL). Der Dauerbetrieb mit der allgemeinen Beleuchtung darf nur in Räumen und bei Rettungswegen erfolgen, die
 - Ausreichend durch Tageslicht beleuchtet werden
 - Im Betrieb nicht verdunkelt werden können
 - Nicht ständig besetzt sind
- Steuerungen und Bussysteme der Sicherheitsbeleuchtung müssen unabhängig von Steuerungen und Bussystemen der allgemeinen Beleuchtung sein

Die gebäudeabhängigen Randbedingungen für die Planung sind normativ vorgegeben. Eine Sicherheitsbeleuchtungsanlage besteht aus den Komponenten Sicherheitsstromquelle, Verteiler, Überwachungsgeräte, Leitungsanlagen, Leuchten und Rettungszeichen. Als Kernelement sollte zuerst die Art der Sicherheitsstromquelle bestimmt werden. Die folgend aufgeführten Systeme weisen spezifische Vor- (+) und Nachteile (–) auf:

- Zentrales Stromversorgungssystem (CPS)
 - + Kostensenkung durch gemeinsame Stromkreise für Dauerbetrieb, Bereitschaftsschaltung und geschaltetes Dauerlicht möglich
 - + Zentrale Überwachung an jeder dezentralen Stelle möglich
 - + Einzelleuchtenüberwachung
 - + Kostensenkung durch gemeinsame Stromkreise für Dauerbetrieb, Bereitschaftsschaltung und geschaltetes Dauerlicht möglich
 - + Geringe Folgekosten
 - F30-/T30-Unterbringung erforderlich (MLAR; Muster-Leitungsanlagen- Richtlinie 2005)
 - E30-Verkabelung bis in jeden Brandabschnitt erforderlich (MLAR)
- Stromversorgungssystem mit Leistungsbegrenzung (LPS)
 - + Kostensenkung durch gemeinsame Stromkreise für Dauerbetrieb, Bereitschaftsschaltung und geschaltetes Dauerlicht möglich
 - + Zentrale Überwachung an jeder dezentralen Stelle möglich
 - + Einzelleuchtenüberwachung möglich
 - + Kostensenkung durch gemeinsame Stromkreise für Dauerbetrieb, Bereitschaftsschaltung und geschaltetes Dauerlicht möglich

+ Geringe Folgekosten

- Leistungs- und Energiebegrenzung (zum Beispiel 1.500 W für 1 h oder 500 W für 3 h)
- F30-/T30-Unterbringung erforderlich (MLAR)
- E30-Verkabelung bis in jeden Brandabschnitt erforderlich (MLAR)

- Einzelbatteriesystem

- + Niedrige Investitionskosten
- + Einfache Nachrüstung
- + Hohe Redundanz
- Hohe Folgekosten durch Kontrolle und Austausch
- Nur für geringe Leistungen geeignet
- Einbau in dezentrale Leuchten nicht möglich
- Einsatz bei tiefen Temperaturen nicht oder nur mit externer Heizung möglich
- Begrenzte Lichtpunkthöhe (maximal 5 bis 8 m)

- Stromerzeugungsaggregate (ohne, kurze, mittlere Unterbrechung)

- + Lange Nennbetriebsdauer
- + AC-fähige Verbraucher
- + Geringe Folgekosten
- + Nur für sicherheitsrelevante Verbraucher gemäß IEC 60364-5-56 (VDE 0100-560)
- Keine Einzelleuchtenüberwachung möglich¹⁾
- Keine Stromkreisaufteilung möglich¹⁾
- Aufwendige bauliche Maßnahmen für Tank und Abgasführung

- Besonders gesichertes Netz (in der Regel zweite Netzeinspeisung)

- + Lange Nennbetriebsdauer
- + AC-fähige Verbraucher
- + Geringe Folgekosten
- + Nur für sicherheitsrelevante Verbraucher gemäß IEC 60364-5-56 (VDE 0100-560)
- Keine Einzelleuchtenüberwachung möglich¹⁾
- Keine Stromkreisaufteilung möglich¹⁾
- Nur in Arbeitsstätten zulässig

Da üblicherweise keine unabhängige zweite Netzeinspeisung verfügbar ist, wird es in der Realität schwierig sein ein besonders gesichertes Netz von unterschiedlichen Versorgungsnetzbetreibern zu erhalten. Bei Netzersetzanlagen müssen häufig lange Übertragungswege und die hundertprozentige Notfallbereitstellung geprüft werden. Ebenso ist der planerische Aufwand für die Berücksichtigung anderer Verbraucher an die Netzersetzanlage zu beachten.

¹ Nachteil kann durch ein zusätzliches automatisches Testsystem (z. B. CEAG AT-S+) mit freier Programmierung der Schaltungsart (Dauerlicht, geschaltetes Dauerlicht, Bereitschaftslicht) behoben werden. www.ceag.de/sites/ceag.de/files/resource_download/files/cooper-ceag-resource-automatisches-testsystem-s.pdf

Bei batteriegestützten Stromquellen für die Sicherheitsbeleuchtung werden die Einzelbatterieleuchten bei der Verwendung von mehr als etwa 15 bis 25 Stück unwirtschaftlich. Zusätzlich sollten bei Einzelbatterieleuchten immer die Randbedingungen für den alterungsbedingten Batterieaustausch ins Kalkül gezogen werden.

Sofern baulich die Möglichkeit besteht, kann eine brandabschnittsweise Aufteilung der Sicherheitsbeleuchtung mit Low-Power-Systemen (LPS, früher als Gruppenbatterieanlagen bekannt) gewählt werden. In den meisten Fällen ist ein Central-Power-System (CPS, auch als Zentralbatteriesystem bekannt) zu empfehlen.

Die Endstromkreisverkabelung von den LP- und CP-Systemen zu den Leuchten erfolgt nach der MLAR. Der Vorteil bei diesen Systemen liegt in den relativ kurzen Kabelstrecken, und die im Störfall benötigte Energie steht in Form von Batterien sehr nahe am Verbraucher zur Verfügung. Es müssen deshalb keine aufwendigen Schaltanlagen und Leitungsnetze zur Verteilung des Ersatznetzes aufgebaut und instandgehalten werden.

Die Räume für Batterieanlagen und Verteiler der Sicherheitsstromversorgung müssen hinsichtlich des Funktionserhalts unter anderem den Anforderungen der MLAR

2005 und der Muster EltBauVo 01/2009 entsprechen. Insbesondere ist darauf zu achten, dass Verteiler der Sicherheitsstromversorgung von Verteilern der allgemeinen Stromversorgung in Funktionserhalt E30 getrennt werden. Dies gilt auch, wenn Batterien zur Hauptverteilung der Sicherheitsstromversorgung gehören. Dann sind auch die Anforderungen für Batterieräume zu beachten.

Bei der Planung der Sicherheitsbeleuchtung sollten frühzeitig die räumlichen Gegebenheiten (Abb. 16/16) und Betriebserfordernisse geklärt werden, wobei in EN 1838 grundsätzlich gefordert wird:

- Anteile reflektierten Lichts sind zu vernachlässigen
- Die schlechtesten Umgebungsbedingungen sind für die Planung anzusetzen (z. B. geringster abgegebener Lichtstrom, größte Blendwirkung)
- Werden indirekt strahlende Leuchten eingesetzt, kann die erste Reflexion (basierend auf dem Wartungswert des Reflexionsgrads der Flächen) berücksichtigt werden; weitere Reflexionen sind zu vernachlässigen
- Für die Blickrichtung auf Sicherheitszeichen sollte der horizontale Blickwinkel möglichst nicht größer als 20° sein (bei der maximalen Entfernungen für die Zeichenerkennung).

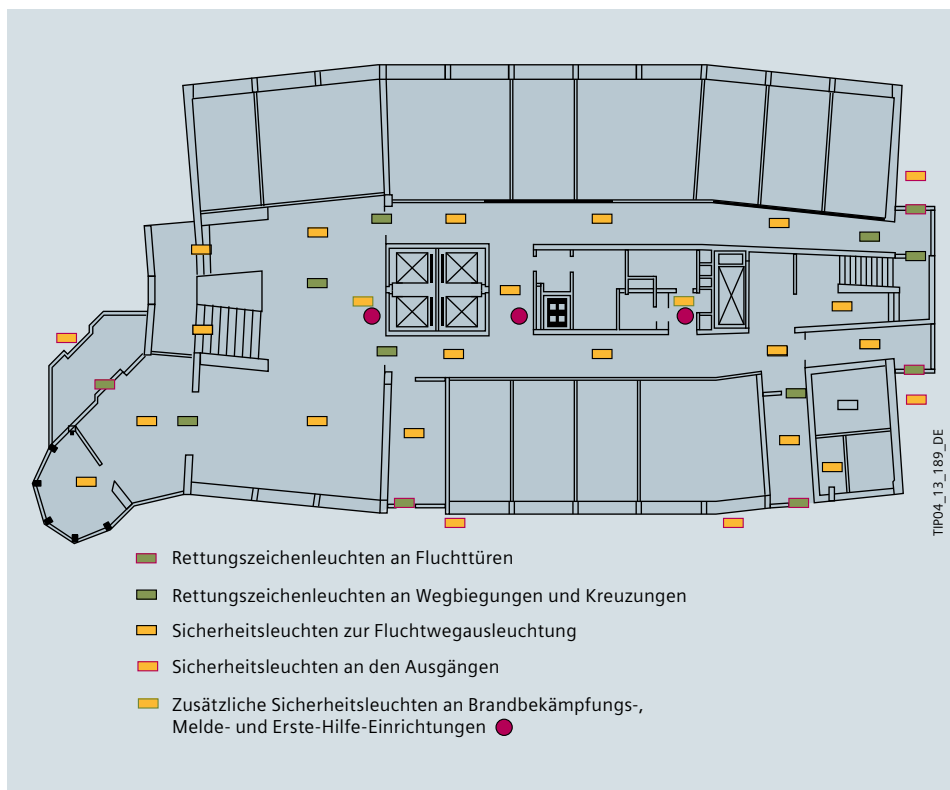


Abb. 16/16: Projektierung der Sicherheitsbeleuchtung für ein Stockwerk in einem Bürogebäude

Die Leuchten einer Sicherheitsbeleuchtung müssen angebracht sein:

- Mindestens 2 m über dem Boden
- Nahe jeder im Notfall zu benutzenden Ausgangstür²⁾
- An vorgeschriebenen Notausgängen und Sicherheitszeichen²⁾
- Nahe Treppen²⁾, um jede Treppenstufe direkt zu beleuchten
- Nahe jeder Niveauänderung²⁾
- Bei jeder Richtungsänderung der Gänge/Flure³⁾
- Bei jeder Kreuzung der Gänge/Flure³⁾
- Außerhalb und nahe jeden Ausgangs²⁾
- Nahe jeder Erste-Hilfe-Stelle²⁾
- Nahe jeder Brandbekämpfungs- oder Meldeeinrichtung²⁾
- Nahe Fluchtgeräten, Rufanlagen und Schutzbereichen für behinderte Menschen²⁾

Bei den Schutzbereichen und Rufanlagen für behinderte Menschen sind Zwei-Wege-Kommunikationseinrichtungen vorzusehen und in die Toiletten für Behinderte sind Alarminrichtungen einzubauen. Daneben gilt, dass Erste-Hilfe-Stellen und Stellen mit Brandbekämpfungseinrichtungen, die nicht am Rettungsweg oder im Bereich der Antipanikbeleuchtung liegen, besonders stark beleuchtet werden müssen (5 lx vertikale Beleuchtungsstärke an der Einrichtung gemessen). Zeichen an Notausgängen und Ausgängen längs eines Rettungsweges müssen beleuchtet sein oder hinterleuchtet ausgeführt werden.

²⁾ Üblicherweise ein horizontaler Abstand von maximal 2 m
³⁾ Es müssen alle Richtungen ausgeleuchtet werden

Bei den Budgetbetrachtungen für die Notbeleuchtung sollte man sich nicht auf die reinen Investitionskosten beschränken, sondern den erforderlichen Aufwand für Prüfung, Überwachung, Austausch und Energieverbrauch berücksichtigen (Abb. 16/17). Die Notbeleuchtung ist entsprechend der VDE V 0108-100, beziehungsweise der älteren EN 50172, zu errichten, zu überwachen und zu warten. In der IEC 62034 (VDI 0711-400) werden Anforderungen an automatische Testmöglichkeiten beschrieben, falls diese vorzusehen sind. Die Sicherheitsleuchten müssen der IEC 60598-2-22 (VDE 0711-2-22) genügen, um das notwendige Beleuchtungsniveau zu erreichen. Für eine Kostenbestimmung sollte eine Abstimmung über die Abschreibungsdauer erfolgen.

Für die Unterpunkte Sicherheitsbeleuchtung von Rettungswegen, Antipanikbeleuchtung und Sicherheitsbeleuchtung für Arbeitsplätze mit besonderer Gefährdung sind die Anforderungen der EN 1838 zu erfüllen. Tab. 16/11 gibt einen kurzen Überblick über die wesentlichen Punkte, die bei der Elektroplanung zu beachten sind.

Für eine erste Leistungsabschätzung der benötigten Notbeleuchtungsanlage kann eine Abhängigkeit zwischen der Installationshöhe der Leuchten und der dafür benötigten Leistung pro Fläche in Form einer Gerade, angegeben werden (Abb. 16/18). Bei einer genaueren Bestimmung muss das Verhältnis von 40 : 1 für die Gleichmäßigkeit zwischen maximaler zu minimaler

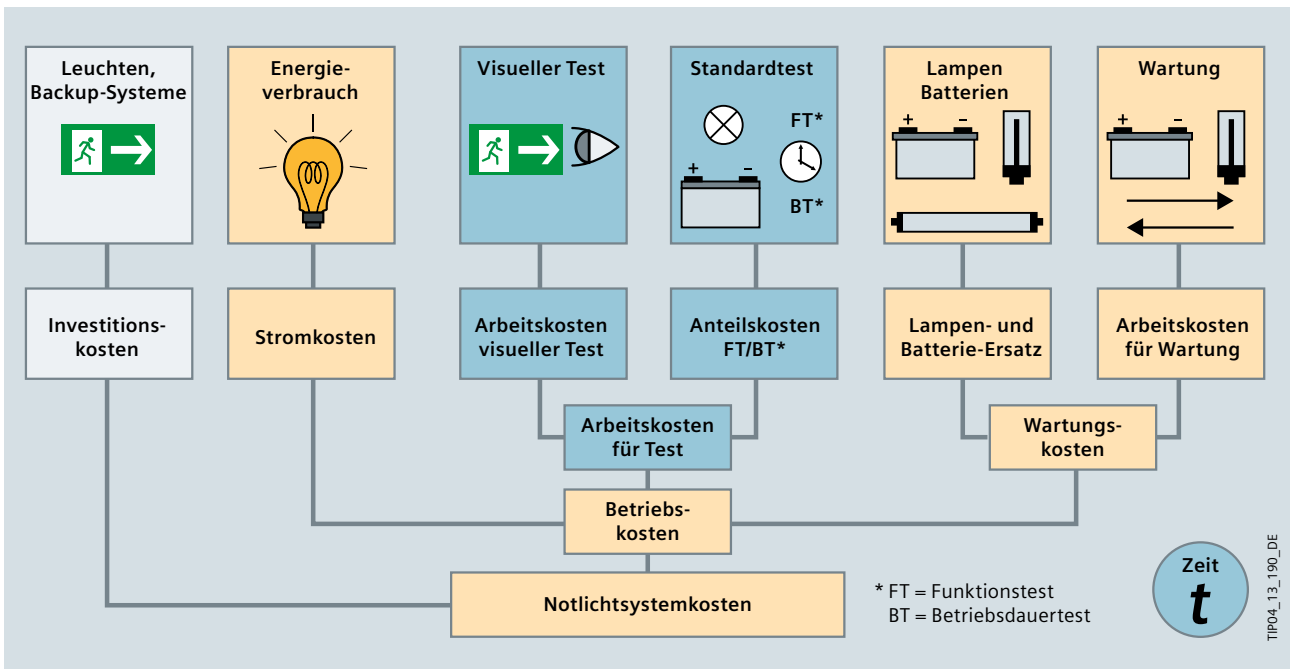


Abb. 16/17: Faktoren bei der Kostenermittlung für die Notbeleuchtung

Beleuchtungsstärke (E_{max}/E_{min}) nach EN 1838 entlang der Mittellinie des Rettungswegs eingehalten werden. Dabei sind Rettungswege mit einer Breite von über 2 m in mehrere Streifen von 2 m zu unterteilen oder mit einer Antipanikbeleuchtung auszustatten. Für Arbeitsplätze mit besonderer Gefährdung ist eine Beleuchtungsstärke von 15 lx (oder 10% der Beleuchtungsstärke für die allgemeine Beleuchtung) und ein Verhältnis E_{max}/E_{min} von 10 : 1 einzuhalten.

Verwendung von LEDs

In den letzten Jahren ist die Leuchtdichte der kommerziell verfügbaren LED-Lampen stark gestiegen. Hochleistungsdioden liefern mit über 100 lm/W bereits den 10-fachen Wert, verglichen mit der Lichtausbeute der ersten LEDs. Gleichzeitig entfalten LEDs unmittelbar nach dem Einschalten ihre volle Lichtleistung, was gerade für die Notbeleuchtung ein wesentliches Kriterium ist. In der IEC 60598-2-22 (VDE 0711-2-22) werden Notleuchten mit Leuchtstofflampen in Verbindung mit Glimmstartern explizit vom Einsatz in der Notbeleuchtung ausgeschlossen.

Ein wichtiges Argument für den LED-Einsatz ist eine maximal mögliche Lebensdauer von 50.000 Stunden und mehr. Dabei ist zu beachten, dass es aufgrund der Degradation im Halbleitermaterial der LED zu einer Abnahme des Lichtstroms im Laufe des Betriebs kommt. Die Hersteller deklarieren die LED-Lebensdauer als Zeitpunkt, an dem die Lichtstärke noch 50% (manchmal wird auch der Wert für 70% Lichtstärke angegeben) des gemessenen Anfangswerts beträgt. Die Lebensdauer der LEDs wird

wesentlich von der Betriebs- sowie der Umgebungstemperatur beeinflusst.

Die bereits vorher beschriebene Regelung der Beleuchtungsstärke kann auch die Lebensdauer bei der LED-Notbeleuchtung im Dauerbetrieb verlängern und die Betriebskosten senken helfen, da LEDs sehr gut dimmbar sind. Dies liegt daran, dass die Effizienz der LEDs mit steigendem Betriebsstrom schlechter wird, sodass die Verluste und damit die Betriebskosten sowie die Betriebs-

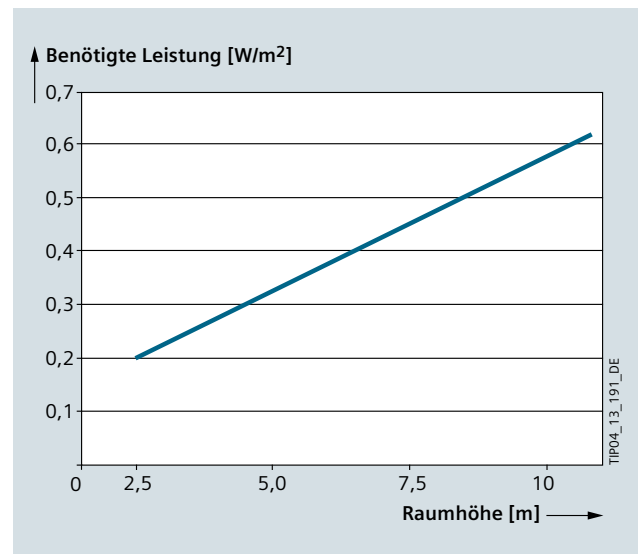


Abb. 16/18: Leistungsabschätzung für Notbeleuchtungsanlagen mit zentraler Batterie auf Basis von Erfahrungswerten mit Leuchtstofflampen bei der Beleuchtungsstärke 1 lx [zurück zu Seite 342](#)

Anforderungen an ...	Sicherheitsbeleuchtung für Rettungswege	Antipanikbeleuchtung	Sicherheitsbeleuchtung für Arbeitsplätze mit besonderer Gefährdung
Beleuchtungsstärke	In Streifen von 2 m Breite muss die horizontale Beleuchtungsstärke entlang der Mittellinie eines Rettungswegs mind. 1 lx betragen Der mittlere Bereich des Rettungswegs (mind. 50% der Wegbreite oder ein Wegstreifen von 1 m Breite) muss mit mind. 0,5 lx beleuchtet werden	Horizontale Beleuchtungsstärke auf freier Bodenfläche (außer Randbereiche von 0,5 m Breite) muss mind. 0,5 lx betragen	Der Wertungswert der Beleuchtungsstärke auf der Arbeitsfläche muss mind. 10% des aufgabenbezogenen Wertungswerts für die Beleuchtungsstärke oder mind. 15 lx betragen
Dauer	Betriebsdauer mind. 1 h	Betriebsdauer mind. 1 h	Betriebsdauer entspricht mind. der Gefährdungsdauer für Personen am Arbeitsplatz
Bereitschaft	50% der Beleuchtungsstärke in 5 s 100% der Beleuchtungsstärke in 60 s (für Deutschland 15 s)	50% der Beleuchtungsstärke in 5 s 100% der Beleuchtungsstärke in 60 s (für Deutschland 15 s)	Die geforderte Lichtstärke muss entweder dauernd gegeben sein oder innerhalb von 0,5 s erreicht werden
Sonstiges		Ist in Toiletten für Menschen mit Behinderung erforderlich	

Tab. 16/11: Auszug der Anforderungen in EN 1838 für die Sicherheitsbeleuchtung von Rettungswegen, von Arbeitsplätzen mit besonderer Gefährdung und für die Antipanikbeleuchtung [zurück zu Seite 342](#)

temperatur erhöht werden. Deshalb wird die Lebensdauer einer geregelten LED länger sein als bei einer LED, die mit gleichbleibend hohem Strom betrieben wird. Außerdem sind LEDs praktisch wartungsfrei, wodurch sich ein zusätzlicher Vorteil bei den Betriebskosten gegenüber den konventionellen Lampen ergibt. Auf-

grund des niedrigeren Energieverbrauchs der LEDs lassen sich auch die Batterievolumina reduzieren (siehe Abb. 16/19) und die Vorteile von Lithium-Ionen-Akkus nutzen. Verglichen mit den üblichen Nickel-Metall-Hydrid- und Nickel-Cadmium-Akkus haben Lithium-Ionen-Akkus folgende Vorteile:

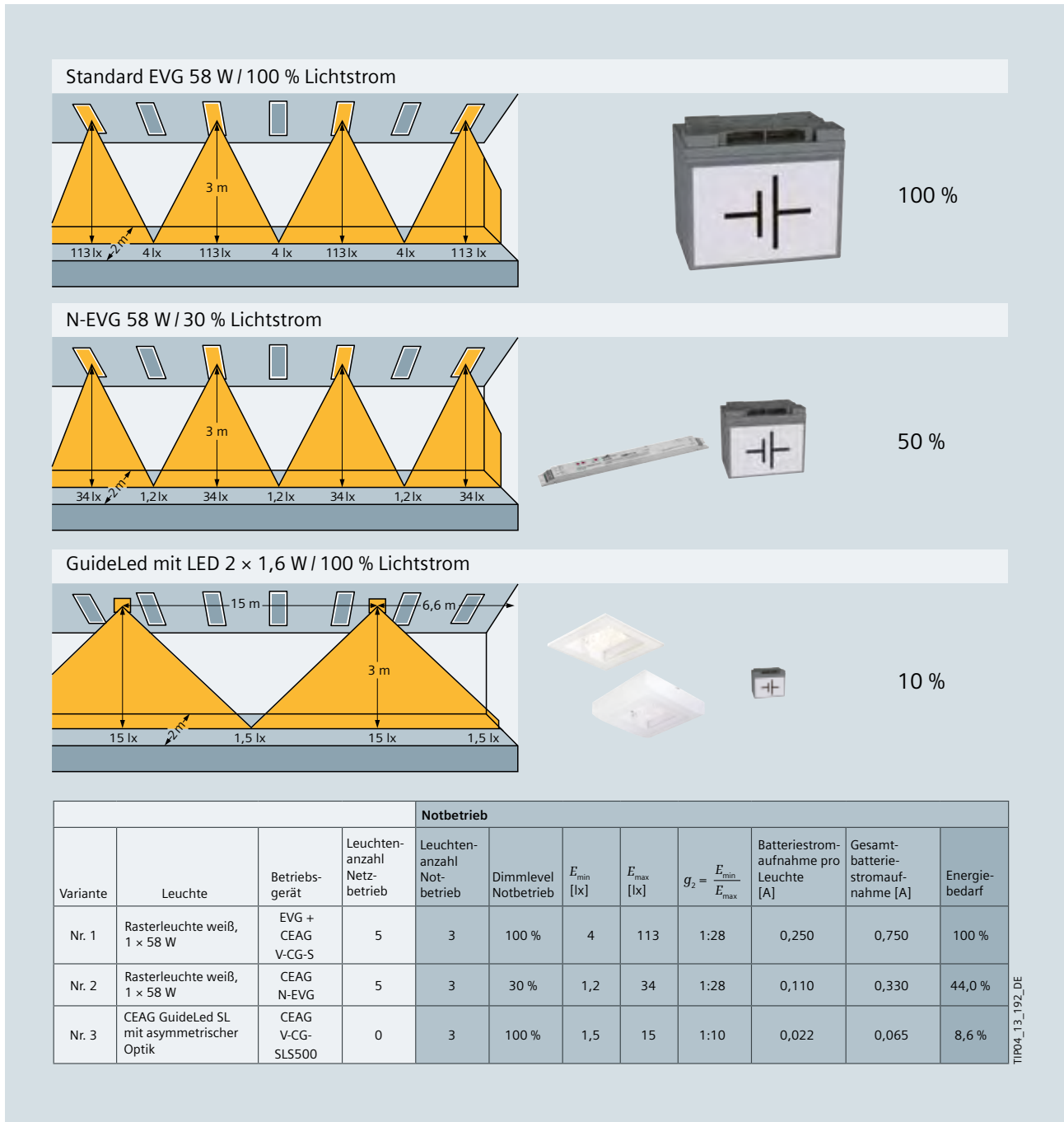


Abb. 16/19: Lichttechnik statt Batterieinsatz

- Geringere Baugröße
- Kein Memory-Effekt
- Geringere Selbstentladung
- Niedrigere Folgekosten (etwa Halbierung der Folgekosten)

Die geringe Baugröße der LED-Leuchten lässt mehr Spielraum für die architektonische Integration der Notbeleuchtung. Dabei sind aber Optiken und Reflektoren für die notwendige Ausleuchtung zu berücksichtigen und wiederum die Temperaturverhältnisse bei kleinen Einbauräumen zu beachten.

Der Energiebedarfsvergleich einer speziell geplanten LED-Notbeleuchtung von CEAG mit einer unregelmäßig, konventionellen Notbeleuchtung, die in die Allgemeinbeleuchtung integriert ist, verdeutlicht in Abb. 16/19 die technische Entwicklung. Im Beispiel wird ein Flur mit 30 m Länge und einer Deckenhöhe von 3 m betrachtet. Die geforderte Beleuchtungsstärke für die Allgemeinbeleuchtung ist 100 lx. Für die Notbeleuchtung fordert EN 1838 mindestens 1 lx bei einer Gleichmäßigkeit

$$g_2 = E_{\max} / E_{\min} \text{ besser als } 40 / 1$$

Als Zwischenstufe kann bereits die Verwendung von regelbaren elektronischen Vorschaltgeräten (CEAG N-EVG in Abb. 16/19) den Energiebedarf deutlich senken und damit die Größe des benötigten Akkus halbieren.

Funktionserhalt

Einzelbatteriebeleuchten benötigen keine Leitungsanlagen, die im Funktionserhalt ausgeführt sein müssen, da eine eingebaute Batterie die Leuchte mit Energie versorgt. Dadurch lässt sich der Aufwand für die Errichtung reduzieren und die Kosten für kleinere Anlagen fallen niedriger

aus als bei einem zentralen Versorgungskonzept. Der erhebliche Mehraufwand bei der Prüfung und beim Austausch machen mehr als 20 Einzelbatteriebeleuchten unwirtschaftlich, selbst wenn zentrale Überwachungssysteme installiert werden.

Bei der Aufstellung von zentralen Batterieanlagen (darunter sind CPS und LPS zusammen gefasst) und Verteilern müssen landesspezifische Richtlinien und Normen beachtet werden. Für Österreich legt die Normenreihe ÖVE/ÖNORM E8002 die brandschutztechnischen Forderungen an Sicherheitsbeleuchtungsanlagen fest. In Deutschland sind im Wesentlichen die EN 50272-2 (VDE 0510-2), die EltBauVO und die MLAR heranzuziehen.

Schutzziel ist der Funktionserhalt durch separate elektrische Betriebsräume für bauordnungsrechtlich vorgeschriebene sicherheitstechnische Anlagen und Einrichtungen in Gebäuden. Im Gefahrenfall müssen sie leicht und sicher von allgemein zugänglichen Räumen oder vom Freien aus zugänglich sein. Die Türen zu den elektrischen Betriebsräumen dürfen nicht direkt in ein Treppenhaus mit den erforderlichen (Flucht-)Treppen führen. Der Rettungsweg von einem elektrischen Betriebsraum zum Ausgang darf nicht länger als 35 m sein. Die Türen müssen selbstschließend und mit einem Notfallhebel leicht von innen zu öffnen sein.

Für zentrale Batterieanlagen muss ein Funktionserhalt entsprechend den Anforderungen an die zu versorgenden Einrichtungen eingehalten werden. Die MLAR für Deutschland und ÖVE/ÖNORM E8002-1 für Österreich fordern für Sicherheitsbeleuchtungsanlagen einen Funktionserhalt von mindestens 30 Minuten. Dementsprechend müssen auch die Batterieanlagen, Verteiler und Leitungen zwischen den Verteilern diesem Funktionserhalt genügen.

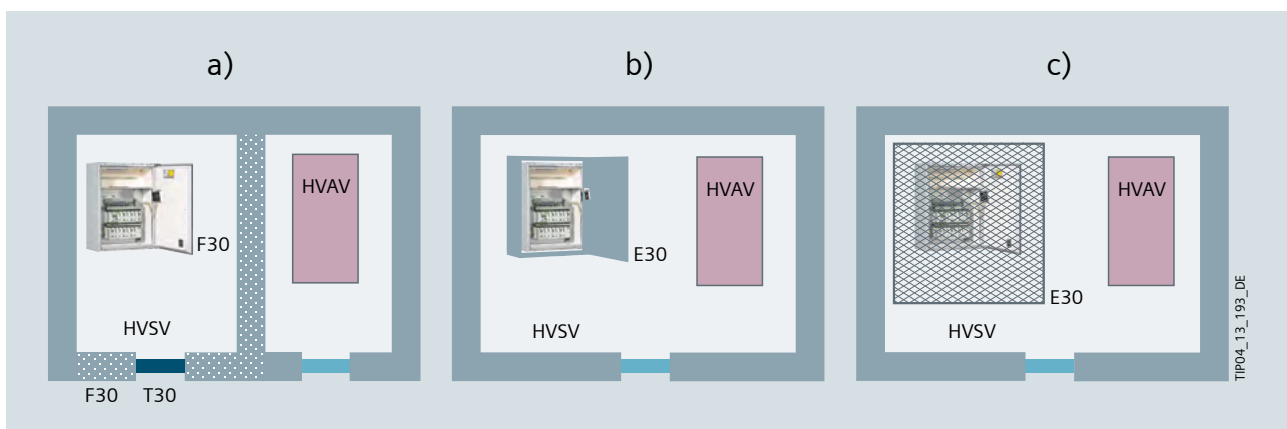


Abb. 16/20: Funktionserhalt für die Verteiler einer Sicherheitsbeleuchtungsanlage (HVSV = Hauptverteiler für Sicherheitsstromversorgung; HVAV = Hauptverteiler für allgemeine Stromversorgung)

[zurück zu Seite 346](#)

1

Die Türen zu zentralen Batterieanlagen müssen nach EN 50272-2 (VDE 0510-2) mit einem Schild „Akkumulator, Batterieraum“ gekennzeichnet sein. Der Norm EN 50272-2 (VDE 0510-2) entspricht eine der folgenden Aufstellungen:

2

3

4

- Batterieraum in einem Gebäude
- Abgetrennte Batteriebereiche in elektrischen Betriebsräumen
- Schränke oder Behälter inner- oder außerhalb eines Gebäudes
- Gerätebatteriefächer („Kombi-Schränke“)

5

Nach MLAR müssen die Verteiler einer Sicherheitsbeleuchtung mit feuerhemmenden Bauteilen aus nicht-brennbaren Baustoffen von Fluren sowie notwendigen Treppenträumen und Räumen zwischen notwendigen Treppenträumen und Ausgängen ins Freie getrennt werden. Feuerhemmende Abschlüsse mit umlaufender Dichtung müssen Öffnungen verschließen. Folgende Alternativen hinsichtlich der Einhaltung des Funktionserhalts sind möglich:

6

7

8

9

- Unterbringung in eigenen Räumen, die feuerhemmend entsprechend E30 (DIN 4102-12) gebaut sind (Außenwände müssen nicht feuerhemmend sein); mit Ausnahme der Türen, sind nichtbrennbare Baustoffe zu verwenden (Abb. 16/20 a)
- Einbau in feuerhemmende Gehäuse nach E30 (Abb. 16/20 b)
- Verwendung von feuerhemmenden Bauteilen (nicht brennbare Baustoffe) und Abschlüssen für die Umhüllung der Verteiler (Abb. 16/20 c)
 - a) Feuerhemmend aufgebaute Raum (ausgenommen Außenwände)
 - b) Feuerhemmendes Gehäuse
 - c) Feuerhemmende Einhausung

10

11

12

Die Grundfläche je Brandabschnitt ist auf höchstens 1.600 m² zu begrenzen. Für Leitungen von der Hauptverteilung und für Unterverteiler einer Sicherheitsbeleuchtungsanlage, die Brandabschnitte größer 1.600 m² versorgen, gilt gleichfalls die Forderung nach Funktionserhalt, wie Abb. 16/21 verdeutlicht. Dabei genügt bei modernen Systemen eine Steigleitung mit Funktionserhalt E30, da E30-Verteiler ein dezentrales System von Unterverteilungen (UVSV) ermöglichen. Für die Erfüllung des Funktionserhalts müssen die Leitungen entweder den Forderungen nach DIN 4102-12 genügen oder eine Verlegung auf Rohdecken unter einem Fußbodenestrich mit mindestens 30 mm Dicke oder – was für ein Gebäude wenig wahrscheinlich ist – eine Verlegung im Erdreich erfolgen.

13

14

15

16

17

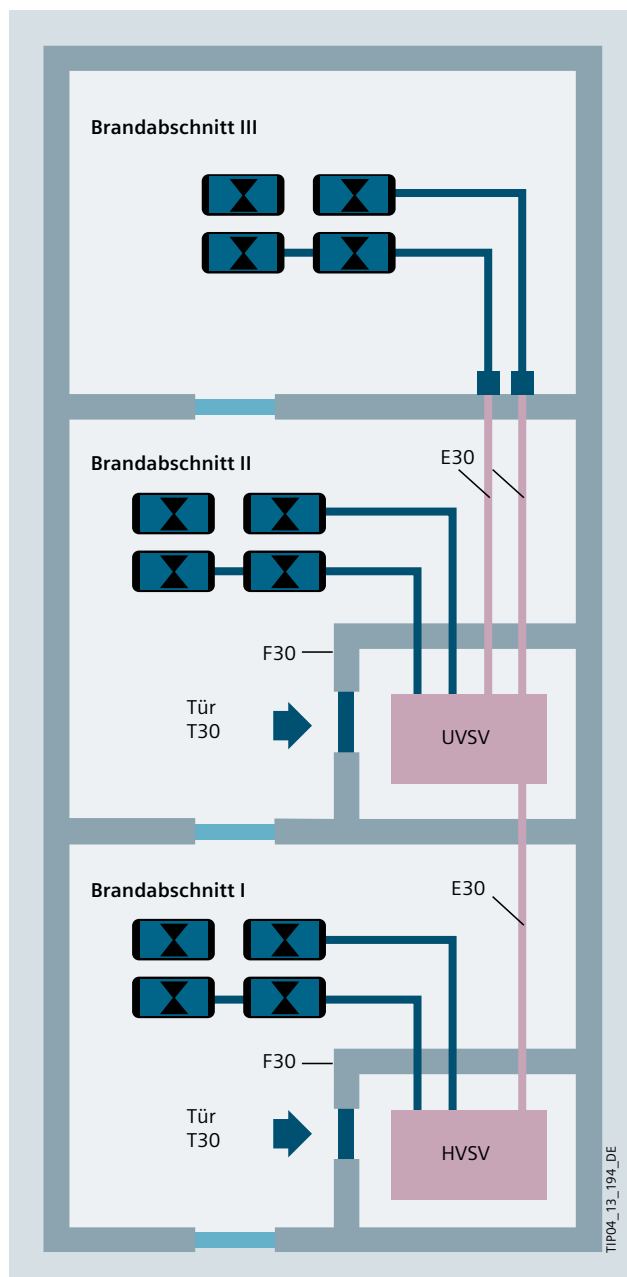


Abb. 16/21: Funktionserhalt für die Sicherheitsbeleuchtung in einzelnen Brandabschnitten



Kapitel 17

Anhang

17.1	Charakteristika von Netzeinspeisungen	348
17.2	Liste der aufgeführten Normen	349
17.3	Abkürzungsverzeichnis	359
17.4	Literaturverzeichnis	363
17.5	Umrechnungsfaktoren und -tabellen	364

17 Anhang

17.1 Charakteristika von Netzeinspeisungen

Energiequellen	Transformator	Generator	USV
Auswahl	Anzahl und Leistung entsprechend der benötigten Leistung für die normale Stromversorgung	Anzahl und Leistung entsprechend der Gesamtleistung der Verbraucher, welche versorgt werden, falls die Transformatoren keine Energie liefern können	Anzahl, Leistung und Energie abhängig von der Zeitdauer für die Bereitstellung der unabhängigen Stromversorgung und der Gesamtleistung der Verbraucher, welche von der USV versorgt werden
Anforderung	<ul style="list-style-type: none"> hohe Versorgungssicherheit Überlastfähigkeit geringe Verlustleistung geringe Geräuschpegel keine Einschränkungen für Aufstellung Einhaltung der Umwelt-, Klima- und Brandschutzklassen 	<ul style="list-style-type: none"> Deckung der Energie für die Ersatzstromversorgung bei Turbolader-Motoren Übernahme der Last in Stufen Verfügbarkeit von ausreichender Dauerkurzschlussleistung zur Gewährleistung der Abschaltbedingungen 	<ul style="list-style-type: none"> stabile Ausgangsspannung Verfügbarkeit von ausreichender Dauerkurzschlussleistung zur Gewährleistung der Abschaltbedingungen wartungsarme Pufferbatterien zur Energieversorgung Einhaltung von Geräuschpegelgrenzwerten geringe Oberwellenbelastung für das vorgeordnete Netz
Nennstrom	$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N}$	$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N}$	$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N}$
Kurzschlussströme	• Dauerkurzschlussstrom 3-polig: $I_{K3} = \frac{I_N \cdot 100 \%}{U_K}$	• Dauerkurzschlussstrom 3-polig: $I_{K3,D} \approx 3 \cdot I_N$	• Dauerkurzschlussstrom 3-polig: $I_{K3} \approx 2,1 \cdot I_N \text{ (für 0,02 s)}$ $I_{K3} \approx 1,5 \cdot I_N \text{ (für 0,02 - 5 s)}$
	• Dauerkurzschlussstrom 2-polig: $I_{K2} \approx I_{K3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$		
	• Dauerkurzschlussstrom 1-polig: $I_{K1} \approx I_{K3}$	• Dauerkurzschlussstrom 1-polig: $I_{K1,D} \approx 5 \cdot I_N$	• Dauerkurzschlussstrom 1-polig: $I_{K1} \approx 3 \cdot I_N \text{ (für 0,02 s)}$ $I_{K1} \approx 1,5 \cdot I_N \text{ (für 0,02 - 5 s)}$
		• Anfangskurzschlusswechselstrom: $I_K'' = \frac{I_N \cdot 100 \%}{\chi_d''}$	
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> hohe Übertragungsleistungen möglich stabile Kurzschlussströme galvanische Trennung 	<ul style="list-style-type: none"> dezentrale Verfügbarkeit autarke Energieerzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> geringe Verluste Spannungsstabilität galvanische Trennung
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> hohe Einschaltströme Abhängigkeit vom öffentlichen Netz 	<ul style="list-style-type: none"> Netzinstabilität bei Netzschwankungen kleine Kurzschlussströme 	<ul style="list-style-type: none"> sehr geringe Kurzschlussströme
I_N Nennstrom, U_N Nennspannung, U_K Bemessungskurzschlussspannung, S_N Nennscheinleistung			

17.2 Liste der aufgeführten Normen

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
1194/2012/EU		Verordnung der Europäischen Kommission zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG hinsichtlich Lampen mit gebündeltem Licht, LED-Lampen und zugehörigen Geräten	Commission regulation (EU) implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with regard to ecodesign requirements for directional lamps, light emitting diode lamps and related equipment
2016/631		EU-Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger gestützt auf die EG-Verordnung 714/2009	EU Regulation establishing a network code on requirements for grid connection of generators having regard to EC Regulation 714/2009
2016/1338		EU-Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss gestützt auf die EG-Verordnung 714/2009	EU Regulation establishing a network code on Demand Connection having regard to EC Regulation 714/2009
714/2009/EG		EG-Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung 1228/2003/EG	EC Regulation on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation 1228/2009/EC
2009/72/EG		EG-Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG	EC Directive concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC
2014/32/EU		EU-Richtlinie zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt	EU Directive on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of measuring instruments
2006/32/EG		EG-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EEG	EC Directive on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC
2006/42/EG		EG-Richtlinie über Maschinen und zur Änderung der Richtlinie 95/16/EG	EC Directive on machinery, and amending Directive 95/16/EC
2014/35/EU		EU-Richtlinie zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungen („Niederspannungsrichtlinie“)	EU Directive on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of electrical equipment designed for use within certain voltage limits
2009/125/EG		EG-Richtlinie zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte	EC Directive establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products
2010/30/EU		EU-Richtlinie über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen	EU Directive on the indication by labelling and standard product information of the consumption of energy and other resources by energy-related products
2010/31/EU		EU-Richtlinie über die Gesamteffizienz von Gebäuden	EU Directive on the energy performance of buildings
2012/27/EU		EU-Richtlinie zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG	EU Directive on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC
2014/30/EU		EU-Richtlinie zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit	EU Directive on the harmonisation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility
244/2009 + 859/2009		EG-Verordnung zur Durchführung der Richtlinie 2005/32/EG für die Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht + Anforderungen an die Ultraviolettstrahlung von Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht	EC Regulation implementing Directive 2005/32/EC with regard to ecodesign requirements for non-directional household lamps – ecodesign requirements on ultraviolet radiation of non-directional household lamps

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
245/2009 + 347/2010		EG-Verordnung zur Durchführung der Richtlinie 2005/32/EG für die Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Leuchtstofflampen ohne eingebautes Vorschaltgerät, Hochdruckentladungslampen sowie Vorschaltgeräte und Leuchten zu ihrem Betrieb	EC Regulation implementing Directive 2005/32/EC with regard to ecodesign requirements for fluorescent lamps without integrated ballast, for high intensity discharge lamps, and for ballasts and luminaires able to operate such lamps
89/391/EWG		EWG-Richtlinie über die Durchführung von Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Arbeitnehmer bei der Arbeit	EEC Directive on the introduction of measures to encourage improvements in the safety and health of workers at work
2009/104/EG		EG-Richtlinie über Mindestvorschriften für Sicherheit und Gesundheitsschutz bei Benutzung von Arbeitsmitteln durch Arbeitnehmer bei der Arbeit	EC Directive concerning the minimum safety and health requirements for the use of work equipment by workers at work
Artikel 153 EU-Vertrag (2009)		Titel X – Sozialpolitik (zum Arbeitsschutz)	Title X – Social Policy (relating to occupational safety and health)
Artikel 114 EU-Vertrag (2009)		Titel VII – Gemeinsame Regeln betreffend Wettbewerb, Steuerfragen und Angleichung der Rechtsvorschriften (zum freien Warenverkehr)	Title VII – Common Rules on Competition, Taxation and Approximation of Laws (relating to the free movement of goods)
CIE 97:2005		Leitfaden zur Wartung von elektrischen Beleuchtungsanlagen im Innenraum	Guide on the Maintenance of Indoor Electric Lighting Systems
IEC/TR 60269-5	VDE 0636-5	Niederspannungssicherungen – Teil 5: Leitfaden für die Anwendung von Niederspannungssicherungen	Low-voltage fuses – Part 5: Guidance for the application of low-voltage fuses
D-A-CH-CZ-Richtlinie		Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen	Technical rules for the assessment of network disturbances
EN 12193		Licht und Beleuchtung – Sportstättenbeleuchtung	Light and lighting – Sports lighting
EN 12464-1	zusätzlich DIN EN 12464-1 Beiblatt 1	Licht und Beleuchtung – Beleuchtung von Arbeitsstätten – Teil 1: Arbeitsstätten in Innenräumen	Light and lighting – Lighting of work places – Part 1: Indoor work places
EN 12464-2		Licht und Beleuchtung – Beleuchtung von Arbeitsstätten – Teil 2: Arbeitsplätze im Freien	Light and lighting – Lighting of work places – Part 2: Outdoor work places
EN 12665		Licht und Beleuchtung – Grundlegende Begriffe und Kriterien für die Festlegung von Anforderungen an die Beleuchtung	Light and lighting – Basic terms and criteria for specifying lighting requirements
EN 13201		Strassenbeleuchtung (Teile 1 – 5)	Road lighting (Parts 1 – 5)
EN 15193-1		Energetische Bewertung von Gebäuden – Energetische Anforderungen an die Beleuchtung	Energy performance of buildings – Energy requirements for lighting
EN 15232-1		Energieeffizienz von Gebäuden – Teil 1: Einfluss von Gebäudeautomation und Gebäudemanagement	Energy performance of buildings – Part 1: Impact of Building Automation, Controls and Building Management
EN 1838		Angewandte Lichttechnik – Notbeleuchtung	Lighting applications – Emergency lighting
EN 50160		Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks
EN 50171	VDE 0558-508	Zentrale Stromversorgungssysteme	Central power supply systems
EN 50172	VDE 0108-100:2005	Sicherheitsbeleuchtungsanlagen	Emergency escape lighting systems
EN 50174-2	VDE 0800-174-2	Informationstechnik – Installation von Kommunikationsverkabelung – Teil 2: Installationsplanung und Installationspraktiken in Gebäuden	Information technology – Cabling installation – Part 2: Installation planning and practices inside buildings
EN 50272 -1	VDE 0510-1	Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen – Teil 1: Allgemeine Sicherheitsinformationen	Safety requirements for secondary batteries and battery installations – Part 1: General safety information
EN 50272-2	VDE 0510-2	Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen – Teil 2: Stationäre Batterien	Safety requirements for secondary batteries and battery installations – Part 2: Stationary batteries
EN 50588-1		Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel nicht über 36 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Medium power transformers 50 Hz, with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV – Part 1: General requirements

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
EN 55015	VDE 0875-15-1	Grenzwerte und Messverfahren für Funkstör- eigenschaften von elektrischen Beleuchtungs- einrichtungen und ähnlichen Elektrogeräten	Limits and methods of measurement of radio disturbance characteristics of electrical lighting and similar equipment
EN 61100	VDE 0389-2	Klassifikation von Isolierflüssigkeiten nach dem Brandverhalten und unteren Heizwert	Classification of insulating liquids according to fire point and net calorific value
HD 639 S1/A2	VDE 0661-10/A2	Elektrisches Installationsmaterial – Ortsveränderliche Fehlerstrom- Schutzeinrichtungen ohne eingebauten Überstromschutz für Hausinstallationen und ähnliche Anwendungen (PRCDs)	Electrical accessories – Portable residual current devices without integral overcurrent protection for household and similar use (PRCDs)
IEC 60034-1	VDE 0530-1	Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten	Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance
IEC 60038	VDE 0175-1	IEC Normspannungen	IEC standard voltages
IEC 60050-191		Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch; Kapitel 191: Zuverlässigkeit und Dienstgüte	International electrotechnical vocabulary; chapter 191: dependability and quality of service
IEC 60050-601		Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch; Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie – Allgemeines	International Electrotechnical Vocabulary. Part 601: Chapter 601 : Generation, transmission and distribution of electricity – General
IEC 60068-2-30		Umgebungseinflüsse – Teil 2-30: Prüfverfahren – Prüfung Db: Feuchte Wärme, zyklisch (12 + 12 Stunden)	Environmental testing – Part 2-30: Tests – Test Db: Damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle)
IEC 60071-1	VDE 0111-1	Isolationskoordination – Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen	Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules
IEC 60076-1	VDE 0532-76-1	Leistungstransformatoren – Teil 1: Allgemeines	Power transformers – Part 1: General
IEC 60076-11	VDE 0532-76-11	Leistungstransformatoren – Teil 11: Trockentransformatoren	Power transformers – Part 11: Dry-type transformers
IEC 60076-12		Leistungstransformatoren – Teil 12: Leitfaden für die Belastung von Trocken- Leistungstransformatoren	Power transformers – Part 12: Loading guide for dry-type power transformers
IEC 60076-2	VDE 0532-76-2	Leistungstransformatoren – Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren	Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers
IEC 60076-5	VDE 0532-76-5	Leistungstransformatoren – Teil 5: Kurzschlussfestigkeit	Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit
IEC 60076-6	VDE 0532-76-6	Leistungstransformatoren – Teil 6: Drosselspulen	Power transformers – Part 6: Reactors
IEC 60076-7	VDE 0532-76-7	Leistungstransformatoren – Teil 7: Belastungsrichtlinie für ölgefüllte Leistungstransformatoren	Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers
IEC 60204-1	VDE 0113-1	Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements
IEC 60204-11	VDE 0113-11	Sicherheit von Maschinen – Elektrische Aus- rüstung von Maschinen – Teil 11: Anforderungen an Hochspannungsausrüstung für Spannungen über 1000 V Wechselspannung oder 1500 V Gleichspannung aber nicht über 36 kV	Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 11: Requirements for HV equipment for voltages above 1000 V a.c. or 1500 V d.c. and not exceeding 36 kV
IEC 60255-151	VDE 0435-3151	Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 151: Funktionsanforderungen für Über-/ Unterstromschutz	Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for over/under current protection
IEC 60269-1	VDE 0636-1	Niederspannungssicherungen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Low-voltage fuses – Part 1: General requirements
IEC 60269-6	VDE 0636-6	Niederspannungssicherungen – Teil 6: Zusätz- liche Anforderungen an Sicherungseinsätze für den Schutz von solaren photovoltaischen Energieerzeugungssystemen	Low-voltage fuses – Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems
IEC 60282-1	VDE 0670-4	Hochspannungssicherungen – Teil 1: Strombegrenzende Sicherungen	High-voltage fuses – Part 1: Current-limiting fuses
IEC 60296	VDE 0370-1	Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen – Neue Isolieröle auf Mineralöl- basis für Transformatoren und Schaltgeräte	Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
IEC 60364-1	VDE 0100-100	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe	Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions
IEC 60364-4-41	VDE 0100-410	Elektrische Anlagen von Gebäuden – Teil 4-41: Schutzmassnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag	Low-voltage electrical installations – Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock
IEC 60364-4-43	VDE 0100-430	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-43: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom	Low-voltage electrical installations – Part 4-43: Protection for safety – Protection against overcurrent
IEC 60364-5-52	VDE 0100-520	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen	Low-voltage electrical installations – Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems
IEC 60364-5-53	VDE 0100-530	Elektrische Anlagen von Gebäuden – Teil 5-53: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel; Trennen, Schalten und Steuern	Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment; Isolation, switching and control
IEC 60364-5-54	VDE 0100-540	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter	Low-voltage electrical installations – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements and protective conductors
IEC 60364-5-56	VDE 0100-560	Errichten von Niederspannungseinrichtungen – Teil 5-56: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Einrichtungen für Sicherheitszwecke	Low-voltage electrical installations – Part 5-56: Selection and erection of electrical equipment – Safety services
IEC 60364-6	VDE 0100-600	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6: Prüfungen	Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification
IEC 60364-7-710	VDE 0100-710	Elektrische Anlagen von Gebäuden – Teil 7-710: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art; Medizinisch genutzte Bereiche	Electrical installations of buildings – Part 7-710: Requirements for special installations or locations; Medical locations
IEC 60364-7-718	VDE 0100-718	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-718: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Öffentliche Einrichtungen und Arbeitsstätten	Low-voltage electrical installations – Part 7-718: Requirements for special installations or locations – Communal facilities and workplaces
IEC 60364-7-729	VDE 0100-729	Errichten von Niederspannungsanlagen – Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Teil 7-729: Bedienungsgänge und Wartungsgänge	Low-voltage electrical installations – Part 7-729: Requirements for special installations or locations – Operating or maintenance gangways
IEC 60529	VDE 0470-1	Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)	Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)
IEC 60570	VDE 0711-300	Elektrische Stromschienensysteme für Leuchten	Electrical supply track systems for luminaires
IEC 60598-1	VDE 0711-1	Leuchten – Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Prüfungen	Luminaires – Part 1: General requirements and tests
IEC 60598-2-22	VDE 0711-2-22	Leuchten – Teil 2-22: Besondere Anforderungen – Leuchten für Notbeleuchtung	Luminaires – Part 2-22: Particular requirements – Luminaires for emergency lighting
IEC 60617-DB		Graphische Symbole für Schaltpläne (Schaltzeichen) / Online-Datenbank – Die Datenbank ersetzt IEC 60617-2 bis -13	Graphical symbols for diagrams / Online-Database – The database replaces part 2 to 13 of IEC 60617
IEC 60664-1	VDE 0110-1	Isolationskoordination für elektrische Betriebsmittel in Niederspannungsanlagen – Teil 1: Grundsätze, Anforderungen und Prüfungen	Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests
IEC 60831-1	VDE 0560-46	Selbstheilende Leistungs-Parallelkondensatoren für Wechselstromanlagen mit einer Nennspannung bis 1 kV – Teil 1: Allgemeines; Leistungsanforderungen, Prüfung und Bemessung; Sicherheitsanforderungen; Anleitung für Errichtung und Betrieb	Shunt power capacitors of the self-healing type for a.c. systems having a rated voltage up to and including 1 kV – Part 1: General; Performance, testing and rating; Safety requirements; Guide for installation and operation
IEC 60870-5-101		Fernwirkeinrichtungen und -systeme – Teil 5-101: Übertragungsprotokolle; Anwendungsbezogene Norm für grundlegende Fernwirkaufgaben	Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols; Companion standard for basic telecontrol tasks
IEC 60870-5-104		Fernwirkeinrichtungen und -systeme – Teil 5-104: Übertragungsprotokolle – Zugriff für IEC 60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen	Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles
IEC 60896-21		Ortsfeste Blei-Akkumulatoren – Teil 21: Verschlussene Bauarten – Prüfverfahren	Stationary lead-acid batteries – Part 21: Valve regulated types – Methods of test

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
IEC 60898-1 prEN 60898-1	Entwurf VDE 0641-11-100	Elektrisches Installationsmaterial – Leitungsschutzschalter für Hausinstallationen und ähnliche Zwecke – Teil 1: Leitungsschutzschalter für Wechselstrom (AC)	Electrical accessories – Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 1: Circuit-breakers for a.c. operation
IEC 60898-1	VDE 0641-11	Elektrisches Installationsmaterial – Leitungsschalter für Hausinstallationen und ähnliche Zwecke – Teil 1: Leitungsschutzschalter für Wechselstrom (AC)	Electrical accessories – Circuit-breakers for over- current protection for household and similar insta- llations – Part 1: Circuit-breakers for a.c. operation
IEC 60898-2	VDE 0641-12	Leitungsschutzschalter für Hausinstallationen und ähnliche Zwecke – Teil 2: Leitungsschutzschalter für Wechsel- und Gleichstrom	Circuit-breakers for overcurrent protection for household an similar installations – Part 2: Circuit-breakers for a.c. and d.c. operation
IEC 60947-1	VDE 0660-100	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 1: Allgemeine Festlegungen	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 1: General rules
IEC 60947-2	VDE 0660-101	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 2: Leistungsschalter	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers
IEC 60947-3	VDE 0660-107	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 3: Lastschalter, Trennschalter, Lasttrennschalter und Schalter-Sicherungs-Einheiten	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 3: Switches, disconnectors, switch- disconnectors and fuse-combination units
IEC 60947-4-1	VDE 0660-102	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 4-1: Schütze und Motorstarter – Elektromechanische Schütze und Motorstarter	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 4-1: Contactors and motor-starters – Electromechanical contactors and motor-starters
IEC 60947-4-2	VDE 0660-117	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 4-2: Schütze und Motorstarter – Halbleiter-Motor-Steuergeräte und -Starter für Wechselspannungen	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 4-2: Contactors and motor-starters – AC semiconductor motor controllers and starters
IEC 60947-8	VDE 0660-302	Niederspannungsschaltgeräte – Teil 8: Auslösegeräte für den eingebauten thermischen Schutz (PTC) von rotierenden elektrischen Maschinen	Low-voltage switchgear and controlgear – Part 8: Control units for built-in thermal protection (PTC) for rotating electrical machines
IEC 61000-2-12	VDE 0839-2-12	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 2-12: Umgebungsbedingungen; Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Mittelspannungsnetzen; EMV-Grundnorm	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-12: Environment; Compatibility levels for low- frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems; Basic EMC Publication
IEC 61000-2-2	VDE 0839-2-2	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 2-2: Umgebungsbedingungen; Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment; Compatibility levels for low- frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems
IEC 61000-2-4	VDE 0839-2-4	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 2-4: Umgebungsbedingungen; Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-4: Environment; Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances
IEC 61000-3-11	VDE 0838-11	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-11: Grenzwerte; Begrenzung von Spannungs- änderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs- Versorgungsnetzen; Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom ≤ 75 A, die einer Sonderanschlussbedingung unterliegen	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-11: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems – Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection
IEC 61000-3-12	VDE 0838-12	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-12: Grenzwerte für Oberschwingungs- ströme, verursacht von Geräten und Einrich- tungen mit einem Eingangsstrom > 16 A und ≤ 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-12: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A und ≤ 75 A per phase
IEC 61000-3-2	VDE 0838-2	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-2: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom ≤ 16 A je Leiter)	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
IEC 61000-3-3	VDE 0838-3	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-3: Grenzwerte – Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom = 16 A je Leiter, die keiner Sonderanschlussbedingung unterliegen	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 8: Signalling on low-voltage electrical installations – Emission levels, frequency bands and electromagnetic disturbance levels
IEC 61000-4-15	VDE 0847-4-15	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-15: Prüf- und Messverfahren – Flickermeter – Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications
IEC 61000-4-30	VDE 0847-4-30	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität	Electromagnetic compatibility (EMC) – Testing and measurement methods
IEC 61000-4-7	VDE 0847-4-7	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren; Allgemeiner Leitfadens für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques; General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto
IEC 61009-1	VDE 0664-20	Fehlerstrom-/Differenzstrom-Schutzschalter mit eingebautem Überstromschutz (RCBOs) für Hausinstallationen und für ähnliche Anwendungen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCBOs) – Part 1: General rules
IEC 61131-3		Speicherprogrammierbare Steuerungen – Teil 3: Programmiersprachen	Programmable controllers – Part 3: Programming languages
IEC 61140	VDE 0140-1	Schutz gegen elektrischen Schlag – Gemeinsame Anforderungen für Anlagen und Betriebsmittel	Protection against electric shock – Common aspects for installation and equipment
IEC 61347-1	VDE 0712-30	Geräte für Lampen: Allgemeine und Sicherheitsanforderungen	Lamp controlgear – Part 1: General and safety requirements
IEC 61347-2-...	VDE 0712-...	Geräte für Lampen – Teil 2- ... : Besondere Anforderungen an ...	Lamp controlgear – Part 2- ... : Particular requirements for ...
IEC 61400-1		Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen	Wind turbines – Part 1: Design requirements
IEC 61439-1	VDE 0660-600-1	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 1: Allgemeine Festlegungen	Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1: General rules
IEC 61439-2	VDE 0660-600-2	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 2: Energie-Schaltgerätekombinationen	Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies
IEC 61439-3	VDE 0660-600-3	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 3: Installationsverteiler für die Bedienung durch Laien (DBO)	Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 3: Distribution boards intended to be operated by ordinary persons (DBO)
IEC 61439-6	VDE 0660-600-6	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 6: Schienenverteilersysteme (busways)	Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 6: Busbar trunking systems (busways)
IEC 61547	VDE 0875-15-2	Einrichtungen für allgemeine Beleuchtungszwecke – EMV-Störfestigkeitsanforderungen	Equipment for general lighting purposes – EMC immunity requirements
IEC 61800-3	VDE 0160-103	Drehzahlveränderbare elektrische Antriebe – Teil 3: Anforderungen einschließlich spezieller Prüfverfahren	Adjustable speed electrical power drive systems – Part 3: EMC requirements and specific test methods
IEC 61869-1	VDE 0414-9-1	Messwandler – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Instrument transformers – Part 1: General requirements
IEC 61869-2	VDE 0414-9-2	Messwandler – Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler	Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers
IEC 61869-3	VDE 0414-9-3	Messwandler – Teil 3: Zusätzliche Anforderungen für induktive Spannungswandler	Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers
IEC 61869-4	VDE 0414-9-4	Messwandler – Teil 4: Zusätzliche Anforderungen für kombinierte Wandler	Instrument transformers – Part 4: Additional requirements for combined transformers

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
IEC 61936-1	VDE 0101-1	Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen	Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules
IEC 62034	VDI 0711-400	Automatische Prüfsysteme für batteriebetriebene Sicherheitsbeleuchtung für Rettungswege	Automatic test systems for battery powered emergency escape lighting
IEC 62040-1	VDE 0558-510	Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV) – Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Sicherheitsanforderungen	Uninterruptible power systems (UPS) – Part 1: General and safety requirements for UPS
IEC 62040-2	VDE 0558-520	Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV) – Teil 2: Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	Uninterruptible power systems (UPS) – Part 2: Electromagnetic compatibility (EMC) requirements
IEC 62040-3	VDE 0558-530	Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV) – Teil 3: Methoden zum Festlegen der Leistungs- und Prüfungsanforderungen	Uninterruptible power systems (UPS) – Part 3: Method of specifying the performance and test requirements
IEC 62061	VDE 0113-50	Sicherheit von Maschinen – Funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer, elektronischer und programmierbarer elektronischer Steuerungssysteme	Safety of machinery – Functional safety of safety-related electrical, electronic and programmable electronic control systems
IEC 62271-100	VDE 0671-100	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter	High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers
IEC 62271-102	VDE 0671-102	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 102: Wechselstrom-Trennschalter und -Erdungsschalter	High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches
IEC 62271-103	VDE 0671-103	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 103: Lastschalter für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschliesslich 52 kV	High-voltage switchgear and controlgear – Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV
IEC 62271-105	VDE 0671-105	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 105: Wechselstrom-Lastschalter-Sicherungs-Kombinationen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschliesslich 52 kV	High-voltage switchgear and controlgear – Part 105: Alternating current switch-fuse combinations for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV
IEC 62271-106	VDE 0671-106	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 106: Wechselstrom-Schütze, Kombinationsstarter und Motorstarter mit Schützen	High-voltage switchgear and controlgear – Part 106: Alternating current contactors, contactor-based controllers and motor-starters
IEC 62271-200	VDE 0671-200	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 200: Metallgekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschliesslich 52 kV	High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV
IEC 62271-201	VDE 0671-201	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 201: Isolierstoffgekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschliesslich 52 kV	High-voltage switchgear and controlgear – Part 201: AC insulation-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV
IEC 62271-202	VDE 0671-202	Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 202: Fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung	High-voltage switchgear and controlgear – Part 202: High voltage/low voltage prefabricated substation
IEC 62305-2	VDE 0185-305-2	Blitzschutz – Teil 2: Risiko-Management	Protection against lightning – Part 2: Risk management
IEC 62305-3	VDE 0185-305-3	Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen	Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard
IEC 62305-4	VDE 0185-305-4	Blitzschutz – Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen	Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures
IEC 62471	VDE 0837-471	Photobiologische Sicherheit von Lampen und Lampensystemen	Photobiological safety of lamps and lamp systems
IEC 62493	VDE 0848-493	Beurteilung von Beleuchtungseinrichtungen bezüglich der Exposition von Personen gegenüber elektromagnetischen Feldern	Assessment of lighting equipment related to human exposure to electromagnetic fields
IEC 62722-1		Arbeitsweise von Leuchten – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Luminaire performance – Part 1: General Requirements
IEC 62722-2-1		Arbeitsweise von Leuchten – Teil 2-1: Besondere Anforderungen an LED-Leuchten	Luminaire performance – Part 2-1: Particular requirements for LED luminaires

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
IEC 62606	Entwurf VDE 0665-10	Allgemeine Anforderungen an Fehlerlichtbogen-Schutzeinrichtungen (AFDD)	General requirements for arc fault detection devices (AFDD)
IEC 62717		LED-Module für die Allgemeinbeleuchtung – Anforderungen an die Arbeitsweise	LED modules for general lighting – Performance requirements
IEC/TR 61641	VDE 0660-600-2 Beiblatt 1	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen in geschlossener Bauform – Leitfaden für die Prüfung unter Störlichtbogenbedingungen durch einen inneren Fehler	Enclosed low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Guide for testing under conditions of arcing due to internal fault
IEC/TR 62655	VDE 0670-402	Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV – Auswahl von strombegrenzenden Sicherungseinsätzen für Transformatorstromkreise	Tutorial and application guide for high-voltage fuses
IEC/TS 60479-1	VDE V 0140-479-1	Wirkungen des elektrischen Stromes auf Menschen und Nutztiere – Teil 1: Allgemeine Aspekte	Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
IEC/TS 62351-1		Energiemanagementsysteme und zugehöriger Datenaustausch – IT Sicherheit für Daten und Kommunikation – Teil1: Einführung in die Sicherheitsthematik	Power systems management and associated information exchange – Data and communications security – Part 1: Communication network and system security – Introduction to security issues
IEEE 446		Empfohlene Praxis für Not- und Reservestromnetze für industrielle und gewerbliche Zwecke	Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications (Orange book)
ISO 12100		Sicherheit von Maschinen – Allgemeine Gestaltungsleitsätze – Risikobeurteilung und Risikominderung	Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction
ISO 13849-1		Sicherheit von Maschinen – Sicherheitsbezogene Teile von Steuerungen – Teil 1: Allgemeine Gestaltungsleitsätze	Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 1: General principles for design
ISO 14001		Umweltmanagementsysteme. Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung	Environmental Management Systems – Specification with Guidance for Use
ISO 23570-2		Industrielle Automatisierungssysteme und deren Anwendung: Teil 2: Hybrider Kommunikationsbus	Industrial automation systems and integration – Distributed installation in industrial applications – Part 2: Hybrid communication bus
ISO 23570-3		Industrielle Automatisierungssysteme und deren Anwendung: Teil 2: Bussystem für Stromverteilung	Industrial automation systems and integration – Distributed installation in industrial applications – Part 3: Power distribution bus
ISO 23601		Sicherheitskennzeichnung – Fluchtwegpläne	Safety identification – Escape and evacuation plan signs
ISO 29481		Normenreihe – Bauwerksinformationsmodelle – Handbuch der Informationslieferungen	Series of standards – Building information models – Information delivery manual
ISO 8528-12	DIN 6280-13	Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren – Teil 12: Notstromversorgung für Sicherheitseinrichtungen	Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets – Part 12: Emergency power supply to safety services
ISO 3864		Normenreihe graphische Symbole – Sicherheitsfarben und Sicherheitszeichen	Group of standards for graphical symbols – Safety colours and safety signs
ISO 50001		Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung	Energy management systems – Requirements with guidance for use
ISO 9001		Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen	Quality management systems – Requirements
	VDE 0710-13	Leuchten mit Betriebsspannungen unter 1000 V; Ballwurfsichere Leuchten VDE-Bestimmung	Luminaires with operating voltages below 1000 V; luminaires safety to ball throwing VDE Specification
	DIN 4102-2	Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen; Bauteile, Begriffe, Anforderungen und Prüfungen	Fire Behaviour of Building Materials and Building Components; Building Components; Definitions, Requirements and Tests
	DIN 4102-9	Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen; Kabelabschottungen; Begriffe, Anforderungen und Prüfungen	Fire behaviour of building materials and elements; seals for cable penetrations; concepts, requirements and testing
	EltBauVO	Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen	Regulation for the construction of operation rooms for electrical equipment

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
	HOAI 2013	Deutsche Honorarordnung für Architekten und Ingenieure	German fee structure imposed on architects and engineers
	DIN 276	Normenreihe – Kosten im Bauwesen	Series of standards – Building costs
	DIN 6280-12	Stromerzeugungsaggregate – Unterbrechungsfreie Stromversorgung – Teil 12: Dynamische USV-Anlagen mit und ohne Hubkolben-Verbrennungsmotor	Generating sets – Uninterruptible power supply – Part 12: Dynamic UPS systems with and without reciprocating internal combustion engines
	DIN VDE V 0126-1-1	Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz	Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid
	VDEW-Richtlinie 2004	Notstromaggregate – Richtlinie für Planung, Errichtung, Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten	
	DIN 43880	Installationseinbaugeräte; Hüllmaße und zugehörige Einbaumaße	Built-in equipment for electrical installations; overall dimensions and related mounting dimensions
	DIN 40041	Zuverlässigkeit; Begriffe	Dependability; concepts
	BSI-Standard 100-3	Risikoanalyse auf der Basis von IT-Grundschutz	Risk Analysis on the Basis of IT-Grundschutz
	Entwurf VDE 0662	Ortsfeste Schutzeinrichtungen in Steckdosenausführung zur Schutzpegelerhöhung	Fixed socket-outlets with residual current devices intended for an increase in the protection level
	EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (2016; basierend auf der EMV-Richtlinie 2014/30/EU)	Law on the Electromagnetic Compatibility of Equipment (2016; based on the EU Directive 2014/30/EU)
	VDI 4602-1	Energiemanagement – Begriffe, Definitionen	Energy management – Terms, definitions
	VDI 4602-2	Energiemanagement – Beispiele	Energy management – Examples
	EnEV	Energieeinsparverordnung	Energy saving directive
	VDI 3807-4	Energie- und Wasserverbrauchskennwerte für Gebäude – Teilkennwerte elektrische Energie	Characteristic values of energy and water consumption of buildings – Characteristic values for electrical energy
	DIN 5035-8	Beleuchtung mit künstlichem Licht – Teil 8: Arbeitsplatzleuchten – Anforderungen, Empfehlungen und Prüfung	Artificial lighting – Part 8: Workplace luminaries – Requirements, recommendations and proofing
	DIN V 18599-1	Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger	Energy efficiency of buildings – Calculation of the net, final and primary energy demand for heating, cooling, ventilation, domestic hot water and lighting – Part 1: General balancing procedures, terms and definitions, zoning and evaluation of energy sources
	DIN V 18599-4	Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 4: Nutz- und Endenergiebedarf für Beleuchtung	Energy efficiency of buildings – Calculation of the net, final and primary energy demand for heating, cooling, ventilation, domestic hot water and lighting – Part 4: Net and final energy demand for lighting
	DIN V 18599-10	Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten	Energy efficiency of buildings – Calculation of the net, final and primary energy demand for heating, cooling, ventilation, domestic hot water and lighting – Part 10: Boundary conditions of use, climatic data
	DIN V 18599-11	Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 11: Gebäudeautomation	Energy efficiency of buildings – Calculation of the net, final and primary energy demand for heating, cooling, ventilation, domestic hot water and lighting – Part 11: Building automation
	DIN Spec 67600	Biologisch wirksame Beleuchtung – Planungsempfehlungen	Biologically effective illumination – Design guidelines
	ASR	Technische Regeln für Arbeitsstätten	Technical workplace regulation
	ASR A3.4	Technische Regeln für Arbeitsstätten in Bezug auf Beleuchtung	Technical workplace regulation on lighting systems

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

International	Deutschland	Titel deutsch	Titel englisch
	DGVU 215-410	Bildschirm- und Büroarbeitsplätze – Leitfaden für die Gestaltung	Monitor and office workplaces – Design guidelines
	VDI 6011-1	Lichttechnik – Optimierung von Tageslichtnutzung und künstlicher Beleuchtung – Grundlagen und allgemeine Anforderungen	Lighting technology – Optimisation of daylight use and artificial lighting – Fundamentals and basic requirements
	DIN SPEC 5031-100	Strahlungsphysik im optischen Bereich und Lichttechnik – Teil 100: Über das Auge vermittelte, nichtvisuelle Wirkung des Lichts auf den Menschen – Größen, Formelzeichen und Wirkungsspektren	Optical radiation physics and illuminating engineering – Part 100: Non-visual effects of ocular light on human beings – Quantities, symbols and action spectra
	BGR/GUV-R	Berufsgenossenschaftliche Regeln für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit	
	MBO	Musterbauordnung	Standard building code
	LBO	Landesbauordnung	Building regulation of the state ("Land")
	ArbstättV	Arbeitsstättenverordnung	Ordinance on health and safety at work
	MPrüfVo	Musterprüfverordnung	
	BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung	Ordinance on Industrial Safety and Health
	BGV	Berufsgenossenschaftliche Vorschriften	Employers' Liability Association regulations BGV
	MLAR	Muster-Leitungsanlagen-Richtlinie	Regulation on fire security of conduit installations
ASchG		ArbeitnehmerInnenschutzgesetz	Occupational Safety and Health at Work for Employees
	VDE V 0108-100	Sicherheitsbeleuchtungsanlagen	Emergency escape lighting systems
	DIN 4844-1	Graphische Symbole – Sicherheitsfarben und Sicherheitszeichen – Teil 1: Erkennungsweiten und farb- und photometrische Anforderungen	Graphical symbols – Safety colours and safety signs – Part 1: Observation distances and colorimetric and photometric requirements
	DIN 4844-2	Graphische Symbole – Sicherheitsfarben und Sicherheitszeichen – Teil 2: Registrierte Sicherheitszeichen	Graphical symbols – Safety colours and safety signs – Part 2: Registered safety signs
ÖVE/ÖNORM E8002		Normenreihe zu Starkstromanlagen und Sicherheitsstromversorgung in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen	Series of standards about power installation and safety power supply in communal facilities
	DIN 4102-12	Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen – Teil 12: Funktionserhalt von elektrischen Kabelanlagen; Anforderungen und Prüfungen	Fire behaviour of building materials and building components – Part 12: Circuit integrity maintenance of electric cable systems; requirements and testing
	VDE-AR-N 4105	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	Generators connected to the low-voltage distribution network – Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks
	VDE-AR-N 4100 Entwurf	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)	Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the low voltage network (TAR low voltage)
	VDE-AR-N 4110 Entwurf	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)	Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage)
GL 2010			Guideline for the Certification of Wind Turbines Edition 2010
GL 2012			Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines Edition 2012

17.3 Abkürzungsverzeichnis

A

A/D	Analog/digital
AB	Periodischer Aussetzbetrieb (Elektromotor)
AC	Wechselspannung (en: alternating current)
ACB	Offener Leistungsschalter (en: air circuit breaker)
AEC	Hochverfügbarkeitsklasse (en: availability environment classification)
AFDD	Brandschutzschalter (en: arc fault detection unit)
AFE	Active front end
AIS	Luftisolierte Schaltanlage (en: air-insulated switchgear)
AMZ	Abhängiger Maximalstromzeitschutz
ANSI	American National Standards Institute
ASR	Technische Regel für Arbeitsstätten
AV	Allgemeine Energieversorgung

B

BCL	Längskupplung (en: busbar coupler longitudinal)
BCT	Querkupplung (en: busbar coupler transversal)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR/GUV	Berufsgenossenschaftliche Regel/Gesetzliche Unfallversicherung
BGV	Berufsgenossenschaftliche Vorschrift
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIM	Bauwerksinformationsmodelle (en: building information models)
BL	Bereitschaftslicht
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BT	Betriebsdauertest
BTS	Schienenverteilungssysteme (en: busbar trunking system)

C

CAES	Druckluftenergiespeicher (en: compressed air energy storage)
CBEMA	Computer and Business Equipment Manufacturing Association
CBR	Leistungsschalter mit Fehlerstromschutz (en: circuit-breakers incorporating residual current protection)
CCA	CENELEC-Certification-Agreement
CEN	Europäisches Komitee für Normung (fr: comité européen de normalisation)
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
CFKW	Chlorfluorkohlenwasserstoff
CO	Kohlenmonoxid
CPS	Zentrales Stromversorgungssystem (en: central power system)

D

DALI	Schnittstellenstandard für die Kommunikation von Beleuchtungseinrichtungen (en: digital adressable lighting interface)
DBO	Installationsverteiler (en: distribution boards intended to be operated by ordinary persons)
DC	Gleichspannung (en: direct current)
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
DI	Differenzstromschutzeinrichtung (heute mit FI zusammen RCD)
DIAZED	Diametrisch abgestufter zweiteiliger Edison-Schmelzstöpsel
DIN VDE	Deutsche Industrie Norm Verband deutscher Elektrotechniker
DL	Dauerlicht
DMX	Digitales Kommunikationsprotokoll zur Lichtsteuerung (en: digital multiplex)
DSP	Durchschnittlicher Strompreis

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

E

EA	Stromerzeugungsaggregat
EB	Einzelbatteriesystem
EC	Elektronisch gesteuerte Kommutierung (en: electronically commutated, z. B. beim EC-Motor)
EEG	Elektroenzephalogramm
EEPROM	Programmierbarer Lesespeicher, der elektrisch gelöscht werden kann (en: electrically erasable, programmable read-only-memory)
EEX	Europäische Energiebörse (en: european energy exchange)
EKG	Elektrokardiogramm
EMG	Elektromyogramm
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
ENEC	Zeichen für die Konformität mit den europäischen Sicherheitsnormen (en: european norms electrical certification)
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnMS	Energiemanagementsystem
EPROM	Programmierbarer Lesespeicher, der gelöscht werden kann (en: erasable, programmable read-only-memory)
ESD	Elektrostatische Entladungen (en: electrostatic discharge)
ETU	Elektronischer Auslöser (en: electronic tripping unit)
EVG	Elektronisches Vorschaltgerät
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum

F

FGW	Fördergesellschaft Windenergie e. V.
FI	Fehlerstrom (-schutzschalter)
FT	Funktionstest

G

GA/TGM	Gebäudeautomation/Technisches Gebäudemanagement
GIS	Gasisolierte Schaltanlage (en: gas-insulated switchgear)
GR	Gleichrichter

H

HCL	Human centric lighting
HGÜ	Hochspannung-Gleichstromübertragung
HH	Hochspannungs-Hochleistungssicherung
HLK	Heizung, Lüftung, Klima
HMI	Mensch-Maschine-Schnittstelle (en: human machine interface)
HOAI	Deutsche Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HRG	Harvard Research Group
HS	Hochspannung
HVAV	Hauptverteiler für allgemeine Stromversorgung
HVSV	Hauptverteiler für Sicherheitsstromversorgung

I

IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Bipolartransistoren mit isolierter Gate- Elektrode (en: insulated gate bipolar transistor)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IR	Infrarot
ISO	Internationale Organisation für Normung (en: International Organization for Standardization)
IT	Informationstechnologie
ITIC	Information Technology Industry Council

K

KB	Kurzzeitbetrieb (Elektromotor)
KVG	Konventionelles Vorschaltgerät
KWEA	Kleine Windenergieanlage+C110

L

LED	Leuchtdiode (en: light emitting diode)
LEMP	Blitzentladung (en: lightning electromagnetic pulse)
LiTG	Lichttechnische Gesellschaft e. V.
LLWF	Lampenlichtstromwartungsfaktor (en: lamp lumen maintenance factor)
LWF	Leuchtenwartungsfaktor (en: luminaire maintenance factor)

LMS	Lichtmanagementsysteme
LPS	Stromversorgungssystem mit Leistungsbegrenzung (en: low power system)
LPZ	Blitzschutzzone (en: lightning protection zone)
LSC	Schottraumeinteilung (en: loss of service continuity category)
LSF	Lampenlebensdauerfaktor (en: lamp survival factor)
LT-Si	Lasttrennschalter mit Sicherung
LVK	Lichtstärkeverteilungskurve
LWL	Lichtwellenleiter

M

MCB	Leitungsschutzschalter (en: miniature circuit breaker)
MCC	Motor-Control-Center
MCCB	Kompaktleistungsschalter (en: molded case circuit breaker)
MID	Konformität mit Messgeräte-Richtlinie 2014/32/EU (en: directive on measuring instruments)
MLAR	Muster-Leitungsanlagen-Richtlinie
MRCB	Modulare Fehlerstromgeräte ohne integrierte Abschaltvorrichtung (en: modular residual current device – without integral current breaking device)
MS	Mittelspannung
MSHV	Mittelspannungs-Hauptverteilung
MSP	Schutz für den Motorstart (en: motor start protection)
MSR	Mees-, Steuer-, Regeltechnik
MTBF	Mittlere Zeitdauer zwischen zwei Ausfällen (en: mean time between failure)
MTTR	Mittlere Zeitdauer zur Wiederinbetriebnahme (en: mean time to repair)

N

NaS	Natrium-Schwefel-Akkumulator (basiert auf Natriumsulfid: Na ₂ S)
NEA	Netzersatzanlage
NH	Niederspannungs-Hochleistungssicherung
NOSPE	Niederohmige Sternpunktterdung
NS	Niederspannung
NSHV	Niederspannungs-Hauptverteilung

O

OLED	Organische Leuchtdiode (en: organic light emitting diode)
------	---

P

PAS	Allgemein verfügbare Spezifikation (en: publicly available specification) im Zusammenhang mit internationalen Normen
PDS	Drehzahlveränderbares Antriebssystem (en: power drive system)
PFC	Leistungsfaktorkorrektur (en: power factor correction)
PL	Performance level
PoS	Point-of-sale
PRCD	Ortsveränderliche Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (en: portable-residual current protective device)
PV	Photovoltaik
PWM	Pulsweitenmodulation

R

RAM	Direktzugriffsspeicher (en: random access memory)
RCBO	FI/LS-Schalter; Fehlerstrom-Schutzeinrichtung mit eingebauter Überstromschutzeinrichtung (en: residual current operated circuit breaker with overcurrent protector), auch FI-Block genannt, RCU (en: residual current unit)
RCCB	Fehlerstrom-Schutzeinrichtung ohne eingebauter Überstromschutzeinrichtung (en: residual current operated circuit breaker)
RCD	Fehlerstromschutzeinrichtung (früher FI; en: residual current protective device)
RDF	Bemessungsbelastungsfaktor (en: rated diversity factor)
RESPE	Resonanzsternpunktterdung (Erdschlusskompensation)
RMU	Ringkabelschaltanlage (en: ring main unit)
RTU	Fernwirksystemeinheit (en: remote terminal unit)
RWF	Raumoberflächenwartungsfaktor (en: room surface maintenance factor)
RZ	Rechenzentrum

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

S

SCADA	Überwachung und Steuerung technischer Prozesse mit einem Computer (en: supervisory control and data acquisition)
SCPD	Kurzschlusschutzgerät (en: short circuit protective device)
SEMP	Elektromagnetischer Puls durch Schalthandlungen (en: switching electromagnetic pulse)
SF6	Schwefelhexafluorid
SIL	Sicherheits-Integritätslevel
Si-LT	Sicherungslasttrennschalter
SPD	Überspannungsschutzgerät (en: surge protective device)
SPE	Sternpunktterdung
SPOF	(en: single point of failure)
SRCD	FI-Steckdose (en: socket-outlet-residual current protective device)
SV	Sichere Energieversorgung

T

TAB	Technische Anschlussbedingungen
TE	Transporteinheit
TF	Tonfrequenz
TGA	Technische Gebäudeausrüstung
THDi	Oberschwingungsgehalt des Laststroms (THD, en: total harmonic distortion)
TIP	Totally Integrated Power
TMTU	Thermomagnetischer Auslöser (en: thermomagnetic tripping unit)

U

UCTE	Vereinigung zur Koordination des Elektrizitätstransport (en: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity)
UGR	Koeffizient zur Beurteilung der Blendung (en: unified glare rating)
UL	en: Underwriters Laboratories
UMZ	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UV	Ultraviolett

V

VDN	Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW
VFD	Off-line USV (en: voltage and frequency dependant)
VFI	On-line USV (en: voltage and frequency independant)
VI	Line-interactive USV (en: voltage independant)
VK	Verfügbarkeitsklasse
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVG	Verlustarmes Vorschaltgerät

W

WEA	Windenergieanlage
WF	Wartungsfaktor (en: maintenance factor)
WR	Wechselrichter

X

XMZ	Allgemein für UMZ- oder AMZ-Schutz
-----	------------------------------------

Z

ZEP	Zentraler Erdungspunkt
ZSI	Zeitverkürzte Selektivitätssteuerung für Zonenselektivität (en: zone selective interlocking)

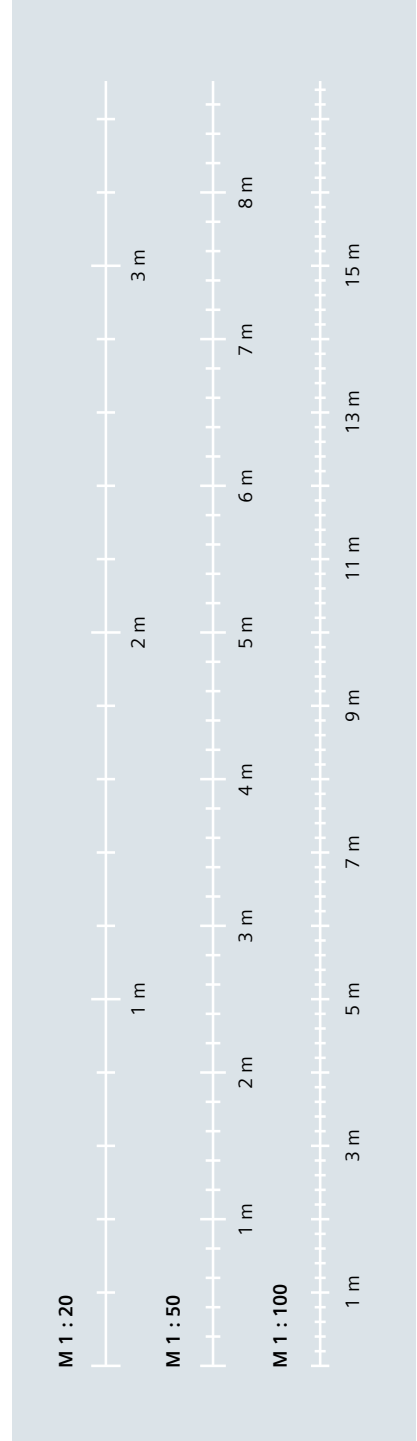
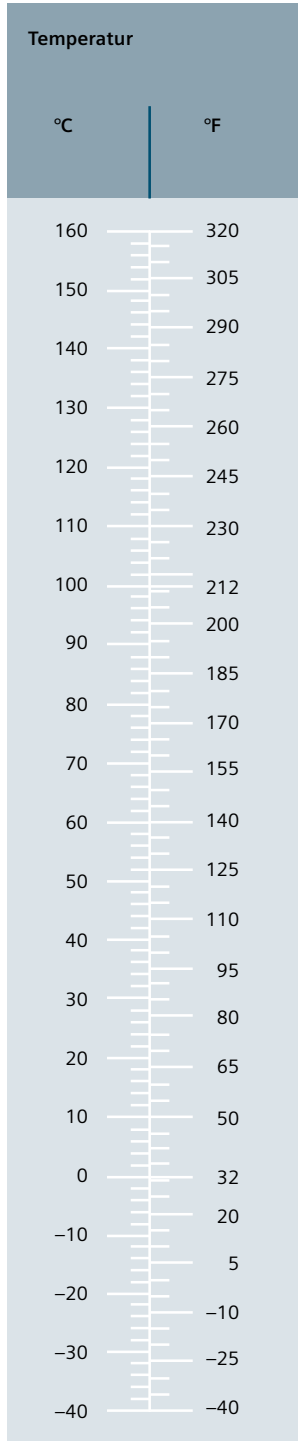
17.4 Literaturverzeichnis

Nr.	Jahr	Herausgeber/Autoren/Schriftenreihe	Titel
1	2013	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	Verordnung über die Honorare für Architekten und Ingenieurleistungen (HOAI)
2	2011	Kiank, Fruth	Planungsleitfaden für Energieverteilungsanlagen
3	2016	Boston Consulting Group	Digital in Engineering & Construction: The Transformative Power of Building Information Modeling
4	2009	Uptime Institute	Data Center Site Infrastructure Tier Standard: Topology
5	2000	Information Technology Industry Council TC3	ITIC (CBEMA) Curve Application Note
6	2007	VEÖ, VSE, CSRES, VDN, VWEW	D-A-CH-CZ – Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen
7	2014	Amtsblatt der europäischen Union	„L96/79 Richtlinie 2014/30/EU des europäischen Parlaments und des Rates zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit“
8	2005	A. Held	Oracle 10g Hochverfügbarkeit
9	2013	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik	HV-Kompendium Band G: Einführung und methodische Grundlagen
10	2005	H. Schau	Schutz vor Störlichtbögen – II. Workshop Elektrische Sicherungen, Ilmenau
11	1976	F. Pigler	Druckbeanspruchung der Schaltanlagenräume durch Störlichtbögen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 26. Jg. Heft 3
12	2008	BDEW	Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“
13	2003	ZVEI	Unterbrechungsfreie Stromversorgung 2. Auflage
14	2016	Fördergesellschaft Windenergie	Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 3 (TR3): Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz
15	2010	Germanischer Lloyd	Guideline for the Certification of Wind Turbines, Edition 2010 (GL 2010)
16	2012	Germanischer Lloyd	Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, Edition 2012 (GL 2012)
17	2010	M. Weiß	Datenauswertung von Energiemanagementsystemen
18	2009	Bundesgesetzblatt Jg. 2009 Teil I Nr. 23	Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung (EnEV 2009)
19	2013	Bundesgesetzblatt Jg. 2013 Teil I Nr. 67	Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung (EnEV 2014)
20	2013	licht.de	Leitfaden zur DIN EN 12464-1
21	2014	ZVEI	„Fotobiologische Sicherheit in der Beleuchtung – Blaulichtgefährdung“
22	2016	ZVEI	Leitfaden – Planungssicherheit in der LED-Beleuchtung
23	2016	licht.de	licht.wissen 01 – Die Beleuchtung mit künstlichem Licht
24	1988	LiTG-Publikation Nr. 3.5	Projektierung von Beleuchtungsanlagen nach dem Wirkungsgradverfahren

17.5 Umrechnungsfaktoren und -tabellen

Leiterquerschnitt in metrischen und US-Größen

Metrischer Querschnitt gemäß IEC	American Wire Gauge (AWG)	
	Entsprechende CSA-Metrik	AWG oder MCM
in mm ²	in mm ²	
0,75	0,653	19 AWG
	0,832	18
	1,040	17
	1,310	16
1,50	1,650	15
	2,080	14
2,50	2,620	13
	3,310	12
4,00	4,170	11
	5,260	10
6,00	6,630	9
	8,370	8
10,00	10,550	7
	13,300	6
16,00	16,770	5
	21,150	4
25,00	26,670	3
	33,630	2
35,00	42,410	1
50,00	53,480	1/0
70,00	67,430	2/0
95,00	85,030	3/0
120,00	107,200	4/0
150,00	126,640	250 MCM
	152,000	300
185,00	202,710	400
240,00	253,350	500
300,00	304,000	600
	354,710	700
400,00	405,350	800
500,00	506,710	1000
625,00		



Längenmaß	
SI-Einheit	Nichtmetrische Einheit
1 mm	39,37 mil
1 cm	0,394 in
1 m	3,281 ft = 39,370 in = 1,094 yd
1 km	0,621 mile = 1,094 yd
Nichtmetrische Einheit	SI-Einheit
1 mil	0,0254 mm
1 in	2,54 cm = 25,4 mm
1 ft	30,48 cm = 0,305 m
1 yd	0,914 m
1 mile	1,609 km = 1.609 m

Volumen	
SI-Einheit	Nichtmetrische Einheit
1 cm ³	0,061 in ³ = 0,034 fl. oz
1 dm ³ = 1 l	61,024 in ³ = 0,035 ft ³ = 1,057 Quart = 2,114 Pint = 0,264 Gallone
1 m ³	6,29 Barrel
Nichtmetrische Einheit	SI-Einheit
1 in ³	16,387 cm ³
1 ft ³	28,317 dm ³ = 0,028 m ³
1 yd ³	0,765 m ³
1 fl. oz.	29,574 cm ³
1 Quart	0,946 dm ³ = 0,946 l
1 Pint	0,473 dm ³ = 0,473 l
1 Gallone	3,785 dm ³ = 3,785 l
1 Barrel	159 dm ³ = 0,159 m ³ = 159 l

Flächenmaß	
SI-Einheit	Nichtmetrische Einheit
1 mm ²	0,00155 in ²
1 cm ²	0,155 in ²
1 m ²	10,76 ft ² = 1.550 in ² = 1,196 yd ²
1 km ²	0,366 mile ²
Nichtmetrische Einheit	SI-Einheit
1 in ²	6,452 cm ² = 645,16 mm ²
1 ft ²	0,093 m ² = 929 cm ²
1 yd ²	0,836 m ²
1 acre	4.046,9 m ²
1 mile ²	2,59 km ²

Volumendurchfluss	
SI-Einheit	Nichtmetrische Einheit
1 l/s	0,264 Gallone/s
1 l/h	0,0044 Gallone/min
1 m ³ /h	4,405 Gallone/min = 0,589 ft ³ /min = 0,0098 ft ³ /s
Nichtmetrische Einheit	SI-Einheit
1 Gallone/s	3,785 l/s
1 Gallone/min	0,227 m ³ /h = 227 l/h
1 ft ³ /s	101,941 m ³ /h
1 ft ³ /min	1,699 m ³ /h

Btu = British thermal unit
 Btu/h = British thermal unit / hour
 kgf = kilogram force
 lbf = pound force
 tonf = ton force

Kraft	
SI-Einheit → Nichtmetrische Einheit	
1 N	0,225 lbf = 0,102 kgf
1 kN	0,100 tonf
Nichtmetrische Einheit → SI-Einheit	
1 lbf	4,448 N
1 kgf	9,807 N
1 tonf	9,807 kN

Drehmoment	
SI-Einheit → Nichtmetrische Einheit	
1 Nm	8,851 lbf in = 0,738 lbf ft (= 0,102 kgf m)
Nichtmetrische Einheit → SI-Einheit	
1 lbf in	0,113 Nm = 0,012 kgf m
1 lbf ft	1,356 Nm = 0,138 kgf m

Trägheitsmoment	
Numerische Gleichung $J = \frac{GD^2}{4} = Wr^2$	
SI-Einheit → Nichtmetrische Einheit	
1 kg m ²	23,73 lb ft ²
Nichtmetrische Einheit → SI-Einheit	
1 lb ft ²	0,04214 kg m ²

Geschwindigkeit	
SI-Einheit → Nichtmetrische Einheit	
1 m/s	3,281 ft/s = 2,237 mile/h
1 km/h	0,911 ft/s = 0,621 mile/h
Nichtmetrische Einheit → SI-Einheit	
1 ft/s	0,305 m/s = 1,097 km/h
1 mile/h	0,447 m/s = 1,609 km/h

Druck	
SI-Einheit → Nichtmetrische Einheit	
1 bar = 10 ⁵ Pa = 10 ² kPa	29,53 in Hg = 14,504 psi = 2.088,54 lbf/ft ² = 14,504 lbf/in ² = 0,932 tonf/ft ² 6,457 × 10 ⁻³ tonf/in ² (= 1,02 kgf/cm ²)
Nichtmetrische Einheit → SI-Einheit	
1 in HG	0,034 bar
1 psi	0,069 bar
1 lbf/ft ²	4,788 × 10 ⁻⁴ bar =
1 lbf/in ²	4,882 × 10 ⁻⁴ kgf/cm ²
1 tonf/ft ²	0,069 bar = 0,070 kgf/cm ²
1 tonf/in ²	1,072 bar = 1,093 kgf/cm ²
	154,443 bar = 157,488 kgf/cm ²

Masse, Gewicht	
SI-Einheit → Nichtmetrische Einheit	
1 g	0,035 oz
1 kg	2,205 lb = 35,27 oz
1 t	1,102 sh ton = 2.205 lb
Nichtmetrische Einheit → SI-Einheit	
1 oz	28,35 g
1 lb	0,454 kg = 453,6 g
1 sh ton	0,907 t = 907,2 kg

Spezifischer Dampfverbrauch	
SI-Einheit → Nichtmetrische Einheit	
1 kg/kWh	1,644 lb/hp h
Nichtmetrische Einheit → SI-Einheit	
1 lb/hp h	0,608 kg/kWh

Energie, Arbeit	
SI-Einheit	Nichtmetrische Einheit
1 kWh	1,341 hp h = 2,655 kgf m
1 J	= 3,6 × 10 ⁵ J
1 kgf m	3,725 × 10 ⁻⁷ hp h = 0,738 ft lbf = 9,478 × 10 ⁻⁴ Btu (= 2,388 × 10 ⁻⁴ kcal)
	3,653 × 10 ⁻⁶ hp h = 7,233 ft lbf
Nichtmetrische Einheit	SI-Einheit
1 hp h	0,746 kWh = 2,684 × 10 ⁶ J
1 ft lbf	= 2,737 × 10 ⁵ kgf m
1 Btu	0,138 kgf m 1,055 kJ = 1.055,06 J (= 0,252 kcal)

Elektrische Leistung	
SI-Einheit	Nichtmetrische Einheit
1 kW	1,341 hp = 101,972 kgf m/s (= 1,36 PS)
1 W	0,738 ft lbf/s = 0,86 kcal/h = 3,412 Btu (= 0,102 kgf m/s)
Nichtmetrische Einheit	SI-Einheit
1 hp	0,746 kW = 745,70 W = 76,040 kgf m/s
1 ft lbf/s	(= 1,014 PS)
1 kcal/h	1,356 W (= 0,138 kgf in/s)
1 Btu/h	1,163 W
	0,293 W

Temperatur		
SI-Einheit	Nichtmetrische Einheit	
°C → °F	$\frac{9}{5} \cdot \vartheta_C + 32 = \vartheta_F$	
K → °F	$\frac{9}{5} \cdot T - 459,67 = \vartheta_F$	
Nichtmetrische Einheit	SI-Einheit	
°F → °C	$\frac{5}{9} (\vartheta_F - 32) = \vartheta_C$	
°F → K	$\frac{5}{9} (\vartheta_F + 459,67) = T$	
Hinweis:		
Größe	Symbol	Einheit
Temperatur in Grad Fahrenheit	ϑ_F	°F
Temperatur in Grad Celsius	ϑ_C	°C
Thermodynamische Temperatur in Kelvin	T	K

Beispiele für dezimale Vielfache und Bruchteile von metrischen Einheiten
1 km = 1.000 m; 1 m = 100 cm = 1.000 mm
1 km ² = 1.000.000 m ² ; 1 m ² = 10.000 cm ² ; 1 cm ² = 100 mm ²
1 m ³ = 1.000.000 cm ³ ; 1 cm ³ = 1.000 mm ³
1 t = 1.000 kg; 1 kg = 1.000 g
1 kW = 1.000 W

Btu = British thermal unit
 Btu/h = British thermal unit/hour
 kgf = kilogram force
 lbf = pound force
 tonf = ton force



Abb. 17/1: Regionen Deutschland

Siemens in Ihrer Nähe

TIP Ansprechpartner

Region Nord

Helmut Onken
Telefon: 0 40 / 28 89 21 29
E-Mail: helmut.onken@siemens.com

Peter Weidemeier
Telefon: 05 11 / 8 77 24 32
E-Mail: peter.weidemeier@siemens.com

Region West

Franz Ertzkus
Telefon: 02 34 / 5 88 48 63
E-Mail: franz.ertzkus@siemens.com

Jürgen Hupperich
Telefon: 02 21 / 5 76 31 37
E-Mail: juergen.hupperich@siemens.com

Rainer Müller
Telefon: 02 31 / 5 76 14 16
E-Mail: rainerrm.mueller@siemens.com

Region Ost

Ronald Franz
Telefon: 0 30 / 38 63 30 21
E-Mail: ronald.franz@siemens.com

Roberto Gleixner
Telefon: 03 51 / 8 44 43 51
E-Mail: roberto.gleixner@siemens.com

Marcel Litzrodt
Telefon: 03 61 / 7 53 33 55
E-Mail: marcel.litzrodt@siemens.com

Region Bayern

Wolfgang Bährle
Telefon: 0 89 / 92 21 34 53
E-Mail: wolfgang.baehrle@siemens.com

Wilhelm Ebentheuer
Telefon: 09 11 / 6 54 39 69
E-Mail: wilhelm.ebentheuer@siemens.com

Andreas Zott
Telefon: 0 89 / 92 21 10 67
E-Mail: andreas.zott@siemens.com

Region Südwest/Mitte

Maximilian Preuss
Telefon: 07 11 / 1 37 22 19
E-Mail: maximilian.preuss@siemens.com

Oskar Scherzinger
Telefon: 07 61 / 2 71 21 51
E-Mail: oskar.scherzinger@siemens.com

Valerian Zimny
Telefon: 07 11 / 1 37 24 48
E-Mail: valerian.zimny@siemens.com

Ralph Samulowitz
Telefon: 0 69 / 7 97 33 70
E-Mail: ralph.samulowitz@siemens.com

Martin Windirsch
Telefon: 0 69 / 7 97 50 16
E-Mail: martin.windirsch@siemens.com

Schweiz

Lutz Daul
Telefon: +41 585 583 934
E-Mail: lutz.daul@siemens.com

Ansprechpartner für spezielle Themen

Beleuchtungstechnik

Siteco Beleuchtungstechnik GmbH
AN OSRAM BUSINESS
Technical Support
Georg-Simon-Ohm-Straße 50
D-83301 Traunreut
Telefon: 0 86 69 / 3 38 44
www.siteco.de

E-Mail: technicalsupport@siteco.de
lighting.solution@osram.com

Sicherheitsbeleuchtung

CEAG Notlichtsysteme GmbH

Senator-Schwartz-Ring 26
D-59494 Soest
Telefon: 0 29 21 / 6 93 60
Fax: 0 29 21 / 6 96 02
www.ceag.de

Wolfgang Peter
E-Mail: wolfgang_peter@ceag.de

1

Wir danken den Firmen Siteco Beleuchtungstechnik GmbH (Beleuchtungstechnik; insbesondere Hr. Thomas Kausen und Hr. Thomas Klimiont) und CEAG Notlichtsysteme GmbH (Sicherheitsbeleuchtung; insbesondere Hr. Wolfgang Peter) für die fachliche Unterstützung bei der Erstellung dieses Handbuchs.

2

3

4

5

6

7

8

Impressum

9

Totally Integrated Power – Consultant Support
Planung der elektrischen Energieverteilung
Technische Grundlagen

10

Herausgeber

Siemens AG
Energy Management
Medium Voltage & Systems

11

12

Schriftleitung und Redaktion

Siemens AG
Dr. Siegbert Hopf
E-Mail: siegbert.hopf@siemens.com

13

Verlag

PublicisPixelpark
Nägelsbachstr. 33
D-91052 Erlangen

14

15

Bildrechte

S. 5: Siemens Historical Institute
S. 324-326: Osram AG
Alle weiteren Bilder und alle Grafiken: © Siemens AG

16

Druck

Kösel GmbH & Co. KG
Am Buchweg 1
D-87452 Altusried-Krugzell

17

Siemens AG
Energy Management
Medium Voltage & Systems
Mozartstr. 31c
91052 Erlangen
Deutschland

E-Mail: consultant-support.tip@siemens.com

Artikel-Nr.: EMMS-T10007-00
Gedruckt in Deutschland
Dispo 27616
03181.5

© 2018 Siemens AG
Berlin und München

Alle Rechte vorbehalten. Schutzgebühr 3,00 Euro.
Alle Angaben und Schaltungsbeispiele ohne Gewähr.

Änderungen und Irrtümer vorbehalten. Die Informationen in diesem Dokument enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsabschluss ausdrücklich vereinbart werden.

Alle Erzeugnisbezeichnungen können Marken oder Erzeugnisnamen der Siemens AG oder anderer, zuliefernder Unternehmen sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen kann.

