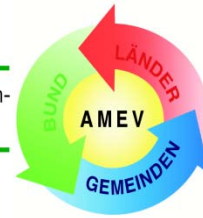




Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Arbeitskreis Maschinen-
und Elektrotechnik



staatlicher und kom-
munaler Verwaltungen

EltAnlagen 2015

Planung und Bau von Elektroanlagen in öffentlichen Gebäuden

Broschüre Nr. 128

Stand: 06.02.2015

AMEV

Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen

Planung und Bau von Elektroanlagen in öffentlichen Gebäuden

(EltAnlagen 2015)

lfd. Nr.: 128
Aufgestellt und herausgegeben vom Arbeitskreis
Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher
und kommunaler Verwaltungen (AMEV)
Berlin 2015

Geschäftsstelle des AMEV
im Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) Referat B I 3
Krausenstraße 17, 10117 Berlin
Telefon: (030) 18 - 305-7136
Computerfax: (030) 18-10-305-7136
E-Mail: amev@bmub.bund.de

Der Inhalt dieser Broschüre darf für eigene Zwecke vervielfältigt werden. Eine Verwendung in nicht vom AMEV herausgegebenen Medien wie z.B. Fachartikeln oder kostenpflichtigen Veröffentlichungen ist vor der Veröffentlichung mit der AMEV-Geschäftsstelle zu vereinbaren.

Informationen über Neuerscheinungen erhalten Sie unter <http://www.amev-online.de>
oder bei der AMEV-Geschäftsstelle

Inhaltsverzeichnis

	Vorwort	5
1	Planungsgrundlagen	6
1.1	Allgemein	6
1.2	Planungsunterstützende Software	7
1.3	Elektrische Anschlussleistung	8
1.3.1	Bedeutung	8
1.3.2	Ermittlung und Berechnung	9
1.4	Leistungsbedarfsmeldung, Anschlusskosten	11
1.5	Jahresbenutzungsstunden und -energiebedarf	12
2	Mittelspannungsanlagen	14
2.1	Transformatorstationen	14
2.1.1	Allgemein	14
2.1.2	Eigentumsverhältnisse	14
2.1.3	Planungsgrundlagen	14
2.2	Mittelspannungsschaltanlage	15
2.2.1	Ausführung der Schaltfelder	15
2.2.2	Übergabeschaltanlage des Verteilnetzbetreibers	16
2.2.3	Übernahmeschaltfeld	17
2.2.4	Transformatorenschaltfelder	17
2.2.5	Kabelschaltfelder	18
2.2.6	Reserveschaltfelder	18
2.3	Transformatoren	18
2.3.1	Auswahl und Ausführung	18
2.3.2	Transformatorschutz	20
2.3.3	Parallelbetrieb von Transformatoren	20
2.4	Erdung	21
2.5	Zubehör	23
3	Niederspannungsanlagen	24
3.1	Netzform	24
3.2	Niederspannungs- und Gebäudehauptverteilung	24
3.3	Verteilungen	25
3.4	Kabel und Leitungen	27
3.5	Verlegesysteme	27
3.6	Stromkreise	28
3.6.1	Allgemein	28
3.6.2	Schutzmaßnahmen	29
3.6.3	Zusätzlicher Schutzpotenzialausgleich	30
3.7	Brandschutz und Funktionserhalt	30
3.7.1	Brandschutz	30
3.7.2	Funktionserhalt	31
4	Blitz- und Überspannungsschutz, Erdungssystem und Elektromagnetische Verträglichkeit	33
4.1	Blitz- und Überspannungsschutzsystem (LPS)	33
4.1.1	Notwendigkeit	33
4.1.2	Äußerer Blitzschutz	34
4.1.3	Trennungsabstand	34
4.1.4	Innerer Blitzschutz	35
4.2	Erdungssystem	36
4.2.1	Erdungsanlage	36
4.2.2	Potenzialausgleichsanlage	38

4.3	Elektromagnetische Verträglichkeit	38
5	Elektrische Betriebsräume	42
5.1	Definition	42
5.2	Allgemeine bauliche Anforderungen	42
5.3	Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Schaltanlagen bis 1 kV	43
5.4	Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV	44
5.5	Berechnungen und Beispiele für elektrische Betriebsräume.....	46
5.6	Zusätzliche Anforderungen an Batterieräume.....	48
6	Abnahme, Dokumentation, Prüfung und Instandhaltung.....	51
6.1	Planungs- und Berechnungsunterlagen	51
6.2	Abnahmeprüfungen/Erstprüfungen	51
6.3	Konformitätsnachweise, Zertifikate	52
6.4	Technische Unterlagen	53
6.5	Betrieb und Instandhaltung	54
7	Nutzungsspezifische elektrische Anlagen	55
7.1	Blindstromkompensation	55
7.2	Mess- und Verbrauchswerterfassung.....	57
7.3	Photovoltaikanlagen	58
7.3.1	Allgemein.....	58
7.3.2	Aufbau	58
7.3.3	Gesetzliche und normative Vorgaben	60
7.3.3.1	Allgemein.....	60
7.3.3.2	Bauaufsichtliche Einordnung.....	60
7.3.3.3	Bauaufsichtliche Zulassung.....	61
7.3.4	Brandschutz und technische Anforderungen.....	61
7.3.4.1	Brandschutz	61
7.3.4.2	Blitzschutz	63
7.3.4.3	Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit.....	63
7.3.4.4	Funktionsüberwachung	64
7.3.4.5	Netzeinspeisung.....	65
7.3.4.6	Einspeisemanagement.....	65
7.3.4.7	Visualisierung	65
7.3.4.8	Prüfungen.....	66
7.3.5	Checkliste zur Planung und Errichtung von PV-Anlagen	66
7.4	Energieeffizienz und -optimierung	68
7.5	Sonnenschutz.....	69
7.6	Beheizen von Dachrinnen und Dachabläufen	71
8	Anhang.....	72
8.1	Planungshilfe für elektrische Leistungsbilanzen für das Normal- und Ersatznetz	72
8.2	Checkliste für die Abnahme von elektrischen Anlagen durch den Auftraggeber.....	75
9	Auswahl wichtiger Vorschriften, Regelwerke und Arbeitshilfen.....	78
9.1	Öffentlich-rechtliche Vorschriften des Bundes.....	78
9.2	Öffentlich-rechtliche Vorschriften der Länder	78
9.3	Regeln der Technik	79
9.4	Richtlinien, Schriften, Arbeitsblätter	80
10	Glossar- und Abkürzungsverzeichnis.....	81
11	Mitarbeiter	83

Vorwort

Die hier vorliegende AMEV-Empfehlung „Planung und Bau von Elektroanlagen in öffentlichen Gebäuden“ (EltAnlagen 2015) ersetzt die 2007 veröffentlichte „EltAnlagen 2007“.

Die umfassend überarbeitete AMEV-Empfehlung berücksichtigt die seit 2007 eingetretenen normativen Änderungen und technischen Entwicklungen. In die neue AMEV-Arbeitshilfe wurden das Ergänzungsblatt „Erhöhter Schutz durch RCD“, das Infoblatt „Trennungsabstand“ und die praktischen Erfahrungen aus öffentlichen Baumaßnahmen eingearbeitet. Dazu zählen beispielsweise die Empfehlungen für die elektromagnetisch verträgliche Ausführung von Elektroanlagen und die Errichtung von Photovoltaikanlagen.

Hinweise zur Energieeffizienz und Angaben zu den Folgekosten sollen dazu beitragen, den Blick noch stärker als bisher auf eine ganzheitliche Betrachtung zu richten. Bauliche und technische Lösungen, die über den gesamten Lebenszyklus - von der Planung über den Bau und Betrieb bis zur Demontage und Entsorgung - das Optimum darstellen, sollen gefördert werden.

Rechenbeispiele und ein Excel-Programm zur Ermittlung der elektrischen Anschlussleistung runden die Arbeitshilfe ab und unterstreichen ihren Praxisbezug.

Die AMEV-Empfehlung „EltAnlagen 2015“ sowie das Excel-Programm werden auf der AMEV-Homepage www.amev-online.de veröffentlicht. Anregungen und Verbesserungsvorschläge zur vorliegenden AMEV-Empfehlung können der AMEV-Geschäftsstelle zugeleitet werden.

Dipl.-Ing. Torsten Wenisch

Vorsitzender des AMEV

Dipl.-Ing. Matthias Schreiber

Obmann AG „EltAnlagen“

1 Planungsgrundlagen

1.1 Allgemein

Zu den wesentlichen Planungsgrundlagen zählen Art, Nutzung und Form der baulichen Anlagen einschließlich der Unterbereiche, die Lage der Nutzungsbereiche, die betriebstechnischen Abläufe sowie die Gliederung, Abgrenzung und Struktur der Versorgungsbereiche.

Wichtige bauliche Kennwerte nach DIN 277 sind:

- BRI Bruttorauminhalt,
- BGF Bruttogrundfläche,
- NGF Nettogrundfläche,
- NF Nutzfläche.

Bei der Planung sind insbesondere die bauordnungsrechtlichen Anforderungen des jeweiligen Bundeslandes, z. B. für Sonderbauten sowie weitergehende Vorschriften u. a. für Arbeitsschutz und Umweltschutz zu beachten.

Darüber hinaus sind zu berücksichtigen:

- die allgemein anerkannten Regeln der Technik und Normen, z. B. International Electrotechnical Commission (IEC), Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC), Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN),
- die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV),
- die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung - StromGVV) und
- die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) sowie ggf. darüber hinausgehende Vorschriften des zuständigen Verteilungsnetzbetreibers (VNB).

Technische Anlagen müssen sowohl den funktionellen Anforderungen des Nutzers entsprechen, als auch wirtschaftlich betrieben werden können. Architekten, Fachplaner, Nutzer, Betreiber sowie Genehmigungs-/Aufsichtsbehörden und im Einzelfall Sachverständige sind frühzeitig bereits in der Konzeptphase zu beteiligen und in den Planungsprozess einzubinden. Konzeption und Planung, die in hohem Maße bereits die Kosten für Nutzung und Bewirtschaftung der baulichen Anlage bestimmen, sollten grundsätzlich den Endausbau berücksichtigen. Teure Zwischenlösungen sind zu vermeiden. Mit Blick auf die steigenden Kosten für Rohstoffe und Energie sowie die Begrenztheit dieser Ressourcen nehmen die verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten baulicher Anlagen einen immer größeren Stellenwert ein. Daher sind die elektrischen Betriebsmittel so auszuwählen und zu bemessen, dass sie auch in ihrem Zusammenwirken ein wirtschaftliches und technisches Optimum darstellen.

Optimale Lösungen sollen folgende Kriterien vereinigen:

- Niedrige Betriebskosten,
- Angemessene Investitionskosten,
- Hohe Verfügbarkeit,
- Einfacher Anlagenaufbau im Hinblick auf Herstellung und Betriebsführung und
- Leichte Anpassung an sich ändernde Betriebsverhältnisse.

Zur Senkung der Bau- und Betriebskosten können beitragen:

- Vermeidung von Überdimensionierungen (sofern nicht als wirtschaftlicher nachgewiesen),
- Einsatz energieeffizienter Anlagentechnik (Energieeffizienzklasse, Stand-by-Verbrauch),
- Reduzierung der Teilevielfalt und Ersatzteilverhaltung,
- Leichte Zugänglichkeit und Austauschbarkeit von Bauteilen,
- Verwendung von Anlagen/Bauteilen mit geringer Wartungsintensität
- Einsatz recyclefähiger Bauteile (Vermeidung von Sondermüll) und
- Überwachung und Absenkung der elektrischen Leistungsspitze.

1.2 Planungsunterstützende Software

Moderne Fachplanungssoftware kann Fachplaner, Bauherren, Nutzer und Betreiber bei der Planung und Projektierung, den Fachprüfungen, der Bestandsführung und der Dokumentation der elektrotechnischen Anlagen unterstützen. Die Vorteile der DV-gestützten Planung der elektrotechnischen Anlagen liegen in der Qualitätssicherung und -verbesserung, der Erhöhung der Produktivität und der mittelfristig größeren Wirtschaftlichkeit.

CAE/CAD-Software (Computer Aided Engineering/Computer Aided Design) ermöglicht nicht nur zeichnerische Darstellungen. Sie berechnet und dimensioniert Anlagen auf der Grundlage alphanumerischer Werte und prüft die Berechnungsergebnisse nach den Normen des IEC, CENELEC, VDE und DIN. CAE/CAD-Systeme können aus CAD-Zeichnungen die erforderlichen Werte - soweit vorhanden und möglich - auslesen und die Ergebniswerte zurück schreiben. Sie speichern die für den gesamten Lebenszyklus einer Anlage erforderlichen Daten in digitaler Form und schaffen damit eine dauerhafte Datengrundlage z. B. für spätere Umbauten oder Erweiterungen.

Im praktischen Einsatz bei den Bauverwaltungen und -betrieben haben sich Zeichen- und Berechnungsprogramme für den Bereich Elektro- und Informationstechnik mit modularem Programmaufbau bewährt. Das gemeinsame Merkmal dieser Planungstools (z. B. Elaplan[®] und el-coCAD[®]) ist eine datenbankbasierte Anwendung, d. h. alle Projektdaten werden in einer Projektdatenbank verwaltet und stehen hier zentral für alle Systemmodule zur Verfügung. Die Art und Anzahl der einzelnen Module sind in den Programmen unterschiedlich. Sie sollten jedoch an die jeweilige Planungsaufgabe angepasst werden können. Weniger geeignet sind Nischentools, die für sich alleine betrachtet gute Ergebnisse erzeugen können, aber nicht mit anderen Tools auf einer gemeinsamen Datenbank kommunizieren. Bei Projektänderungen müssen dann die Daten an mehreren Stellen eingearbeitet werden, beispielsweise bei der Stromkreisdimensionierung, Schutzorganauswahl und Selektivitätsbetrachtung.

Bei Einsatz von "herstellernerneutralen" Tools ist u. a. zu beachten, dass der Vertragspartner der Software auch die Stammdaten für Geräte und Anlagen wie beispielsweise Kennliniendaten von Schutzgeräten für die Selektivitätsbeurteilung in "Geräteherstellerqualität" bereit stellen und aktualisieren muss.

Für Dimensionierungstools (CAE) gibt es im Gegensatz zu grafischen Austauschformaten (CAD) noch keine allgemeingültige Schnittstelle. Ein Austausch der Daten zwischen verschiedenen Systemen ist nicht oder nur sehr aufwändig möglich. Der Einsatz eines solchen Softwaresystems muss daher frühzeitig, d. h. vor Planungsbeginn zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer festgelegt und vereinbart werden. Mehrere Bauverwaltungen und Nutzer haben dafür eigene CAE/CAD-Standards erstellt, die für ihren Bereich verbindlich Schnittstellenformate oder Softwaresysteme zur Planung und/oder zur Dokumentation vorgeben (z. B. CAE-CAD Standard des Bau- und Liegenschaftsbetrieb Nordrhein-Westfalen).

Bei der DV-gestützten Realisierung elektrotechnischer Anlagen kommen Planungstools bzw. Module für folgende Aufgabenbereiche in Frage:

- Anlagenkonfiguration (Festlegung verschiedener Netzarten und Versorgungen),
- Beleuchtung (Berechnung von Beleuchtungsstärken und Blendungswerten),
- Stromkreisdimensionierung (Auslegung elektrischer Zu- und Versorgungsleitungen),
- Netzbetrachtung/-berechnung (Lastverteilung und Kurzschlussberechnung Niederspannung/Mittelspannung (NS/MS)),
- Erdung/Blitzschutz (Berechnung von Erdungsanlagen und Blitzschutzbedürftigkeit),
- Gebäudeautomation (Auslegung Gebäudeleittechnik),
- Kommunikation (Auslegung komplexer Netze für die Informations- und Kommunikationstechnik (IuK)),
- Kosten/Wirtschaftlichkeit (Betrachtung unterschiedlicher Ausführungsvarianten),
- Mengenauswertung (Automatisch generierte Mengenermittlung, Erstellung Leistungsverzeichnis (LV)),
- Planung, Ergebnisdarstellung und Dokumentation im CAD-Modell.

1.3 Elektrische Anschlussleistung

1.3.1 Bedeutung

Die elektrische Anschlussleistung ist von entscheidender Bedeutung für die bauliche Ausführung der Haus-Anschlusseinrichtungen und elektrischen Betriebsräume sowie die Auslegung des Versorgungssystems. Entsprechend den TAB ist sie maßgebend für die Wahl der Versorgungsspannung und damit für die Art und Ausführung des elektrischen Anschlusses sowie der Mess- und Zählleinrichtung im Gebäude bzw. in der Liegenschaft. Da es hier keine einheitliche Regelung gibt, ist eine frühzeitige Zusammenarbeit mit dem zuständigen VNB unbedingt erforderlich.

Bei der Versorgung aus dem Niederspannungsnetz hat der Anschlussnehmer einen geeigneten Platz für den Hausanschlusskasten oder die -verteilung zur sicheren Errichtung des Netzanschlusses zu schaffen (s. NAV und DIN 18012). Die Versorgung aus dem Mittelspannungsnetz verlangt elektrische Betriebsräume für die MS-Schaltanlagen, die Transformatoren und die Niederspannungshauptverteilung (NSHV).

Die elektrische Anschlussleistung der Liegenschaft, der Gebäude, der technischen Anlagen und Geräte muss frühzeitig, sachgerecht und verantwortungsvoll über alle Netzarten (Normalnetz, Ersatznetz, Sondernetz) ermittelt werden. Fehlende oder qualitativ unzureichende Berechnungen des Leistungsbedarfes können dazu führen, dass unwirtschaftliche elektrotechnische Versorgungsanlagen geplant und ausgeführt werden, erhöhte Investitions- und Verbrauchskosten auftreten oder die Verfügbarkeit der Elektroenergie bzw. die Versorgungssicherheit nicht den Bedarfsanforderungen entspricht.

Die elektrische Anschlussleistung ist im Rahmen jeder Baumaßnahme zu ermitteln bzw. fortzuschreiben, sofern diese nicht nur geringfügige Leistungen der Kostengruppe 400 (DIN 276) umfasst. Die Leistungsbedarfsermittlung ist eine Grundleistung der Planungsphasen 2 (Vorplanung) und 3 (Entwurfsplanung) nach der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI). Die Ergebnisse sind wesentlicher Bestandteil der Entwurfsunterlage Bau (EW-Bau) bzw. Haushaltsunterlage Bau (HU-Bau) und in ihnen qualifiziert zu dokumentieren.

Im Zuge der Ausführungsplanung detailliert und präzisiert der Fachplaner für Elektrotechnik die Leistungsbedarfsermittlung. In enger Abstimmung mit den weiteren an der Planung und am Bau Beteiligten koordiniert er u. a. auch die elektrischen Versorgungseinrichtungen für die weiteren Anlagen der technischen Ausrüstung.

1.3.2 Ermittlung und Berechnung

Die elektrische Anschlussleistung eines Gebäudes bzw. einer elektrischen Anlage entspricht nur in Ausnahmefällen der Summe der installierten Verbraucherleistungen. Sie errechnet sich unter Berücksichtigung des Wirkleistungsfaktors $\cos \varphi$ aus der Summe der Bemessungsleistungen aller installierten Verbraucher, multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor.

Der Gleichzeitigkeitsfaktor nimmt mit zunehmender Anzahl der Verbraucher und gleichartiger Anlagen bzw. Geräte tendenziell ab. Wegen seiner Bedeutung ist er in jedem Fall an die örtlichen Bedingungen anzupassen. Dies gilt in besonderem Maße für Steckdosen, Geräte der IuK und besondere Verbraucher.

Die elektrische Anschlussleistung eines Gebäudes oder einer Liegenschaft kann durch Erfahrungswerte und diverse Berechnungsmethoden ermittelt werden. Die einzelnen Verfahren unterscheiden sich im Berechnungsaufwand, im Detaillierungsgrad und in der Genauigkeit. In den ersten Planungsstufen eines Projektes ist es häufig ausreichend, den Anschlusswert über spezifische Flächenlasten bei einem geschätzten mittleren Wirkleistungsfaktor zu ermitteln (überschlägiger Leistungsbedarf). Die Tabelle 1 enthält entsprechende Orientierungswerte in Abhängigkeit von Art und Nutzung des Gebäudes.

Gebäude		spez. Leistungsbedarf in [W/m ² _{NGF}]	
Nr.	Nutzungsart	Bereich	Mittelwert
01	Fachhoch-/ Polizei-/Finanzschulen	4 - 24	14
02	Finanzämter	5 - 25	15
03	Geisteswissenschaftliche Institute	8 - 28	18
04	Gerichtsgebäude	5 - 25	15
05	Hörsaalgebäude	6 - 26	16
06	Justizvollzugsanstalten	7 - 27	17
07	Krankenhäuser für die Allgemeinversorgung	17 - 37	27
08	Krankenhäuser für die Allgemeinversorgung	(1,4 - 2,1 kW/Bett)	(1,8 kW/Bett)
09	Kindergarten/Kindertagesstätte (ohne Anteil für Versorgungsküche)	3 - 15	8
10	Museen, Galerien	7 - 27	17
11	Naturwissenschaftliche Institute (keine Sonderinstitute)	27 - 47	37
12	Polizeiabteilungen	5 - 15	10
13	Polizeipräsidien, -direktionen	5 - 25	15
14	Polizeistationen, Schutzbereiche	7 - 27	17
15	Rechenzentren	25 - 45	35
16	Schulen (ohne TH/FH)	4 - 22	12
17	Unterkunftsgebäude Bundeswehr (2009)	8 - 28	18
18	Uni-/Spezial-Kliniken	22 - 42	32
19	Verwaltungsgeb. mit normaler techn. Ausstattung	5 - 25	15
20	Verwaltungsgeb. mit hoher techn. Ausstattung	10 - 30	20
21	Verwaltungsgebäude, normale Ausstattung, als Passivhaus mit kontrollierter Raumlüftung	13 - 43	23
22	Verwaltungsgebäude, teilklimatisiert (15%)	16 - 36	26
23	Verwaltungsgebäude, vollklimatisiert	40 - 60	50
24	Werkstätten, Sonderinstitute	35 - 90	70
25	Wäschereien	30 - 70	50
26	Wohnheime	2 - 12	7

Tabelle 1: Spezifischer Leistungsbedarf in Abhängigkeit der Nutzungsart

Besondere Großverbraucher in Gebäuden, wie z. B. Küchen, Wäschereien, Rechnerpools, sollten zur Erhöhung der Ergebnisgenauigkeit ggf. zusätzlich berücksichtigt werden.

Elektrische Anlagen, die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit redundant ausgelegt werden müssen, sind gesondert zu betrachten.

Kleinere Gebäude haben tendenziell einen höheren spezifischen Leistungsbedarf als größere Gebäude. Mit der Gebäudegröße steigen in der Regel die Vollbenutzungsstunden.

In Passivhäusern (als Nichtwohngebäude) werden mechanische Lüftungsanlagen zur Gewährleistung der Luftqualität eingesetzt (kontrollierte Raumlüftung). Diese Lüftungsanlagen, gleich ob mit oder ohne Wärmerückgewinnung, werden elektrisch angetrieben. Hierdurch steigen der elektrische Leistungsbedarf und der Energieverbrauch des Gebäudes.

Der durchschnittliche zusätzliche spezifische elektrische Leistungsbedarf beträgt bei Einsatz einer kontrollierten Lüftungsanlage in einem Verwaltungsgebäude bis zu 8 W/m² (NGF). Abhängig von der Qualität und Ausführung der Anlage ist mit einem hohen Streuwert zu rechnen.

Ist in den ersten Planungsstufen bereits die installierte Leistung im Gebäude bekannt, kann der Leistungsbedarf in Abhängigkeit der Gebäudeart alternativ zu Tabelle 1 auch unter Verwendung der Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Tabelle 2 ermittelt werden.

Gebäudeart	Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor
Verwaltungsgebäude	0,5 - 0,7
Verwaltungsgebäude als Passivhaus mit kontrollierter Lüftung	0,6 - 0,7
Schulen, Geisteswissenschaftliche Institute	0,5 - 0,7
Experimentieranlagen, Werkstätten	0,2 - 0,5
Hörsaalgebäude, Versammlungsräume	0,6 - 0,8
Krankenhäuser	0,5 - 0,75
Kaufhäuser, Geschäfte	0,6 - 0,8
Kindergarten/Kindertagesstätten	0,5 - 0,7
Wohngebäude	0,4 - 0,6
Unterkunftsgebäude Bundeswehr	0,4 - 0,6

Tabelle 2: Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktoren bei bekannter installierter Leistung

In Liegenschaften mit mehreren Gebäuden verschiedenartiger Nutzung ist der Leistungsbedarf zusätzlich unter Berücksichtigung von Gebäude-Gleichzeitigkeitsfaktoren zu ermitteln. Diese können je nach den Betriebsabläufen und der Nutzung 0,7 – 0,9 betragen.

Qualitativ gute Berechnungsergebnisse der elektrischen Anschlussleistung werden regelmäßig erreicht, wenn Verbraucher gleicher Art zu Gruppen zusammengefasst werden und deren installierte "Gruppenleistung" mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbrauchergruppe multipliziert wird. Hierfür dienen die in Tabelle 3 aufgeführten Gleichzeitigkeitsfaktoren als Anhaltspunkt.

Verbrauchergruppe	Gleichzeitigkeitsfaktoren	Mittelwert
Absaugung, Digestorien	0,7	0,7
Aufzüge/Rolltreppen	0,2 - 0,7	0,5
Beleuchtungsanlagen	0,7 - 0,8	0,75
Beleuchtungsanlagen in innen liegenden Räumen	0,7 - 0,9	0,8
EDV Anlagen	1	1
Experimentieranlagen	0,2 - 0,4	0,3
Heizung	0,7 - 1	0,85
Kälteanlagen	0,8 - 1	0,9
Küchen elektrisch ohne Energieoptimierung	0,3 - 0,7	0,6
Küchen elektrisch mit Energieoptimierung	0,2 - 0,6	0,4
Lastenaufzüge, Krananlagen	0,2	0,2
Lüftungsanlagen, kontrollierte Lüftung	0,7	0,7
Steckdosen 230 V allg. Verbr. (100 W/Steckdose)	0,1 - 0,3	0,2
Steckdosen 230 V für IuK (100 W/Steckdose)	0,7 - 0,9	0,8
Steckdosen 400 V (1000 W/Steckdose)	0,1 - 0,5	0,35
Schmutz-, Warmwasserpumpen	0,2 - 0,4	0,3
Umwälzpumpen	0,6 - 1	0,8
Werkstätten	0,2 - 0,4	0,3

Tabelle 3: Gleichzeitigkeitsfaktoren für Verbrauchergruppen

Die Summe der so ermittelten Gruppenleistungen, multipliziert mit dem Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene, ergibt die Anschlussleistung der baulichen Anlage. Zu beachten ist hier eine eventuelle Verteilung der Gruppenlasten auf mehrere oder unterschiedliche Netzarten, wodurch sich der Gleichzeitigkeitsfaktor innerhalb einer Gruppe zusätzlich verändern kann.

Im Rahmen der Ausführungsplanung sollte der Leistungsbedarf grundsätzlich über Gleichzeitigkeitsfaktoren der Verbrauchergruppen ermittelt werden. Dieses zu relativ genauen Ergebnissen führende Verfahren ist jedoch häufig sehr zeitaufwändig.

In diesem Zusammenhang wird auch auf das im Abschnitt 8.1 beschriebene Excel-Programm zur Leistungsberechnung hingewiesen.

1.4 Leistungsbedarfsmeldung, Anschlusskosten

Die ermittelte Anschlussleistung ist wesentliche Grundlage für die Abstimmungen mit dem VNB. Hierbei wird festgelegt:

- Art der Einspeisung (NS oder MS),
- Netzform,
- Aufbau der Übergabestation,
- Art der Messung,
- Zugänglichkeit der Räume für das Personal des VNB,
- Besondere Anforderungen an die Versorgungssicherheit,
- Anschlusskostenbeiträge, Baukostenzuschüsse.

Der Stromliefervertrag ist inhaltlich mit dem Lieferanten abzustimmen.

1.5 Jahresbenutzungsstunden und -energiebedarf

Über die Jahresbenutzungsstunden können der Jahresenergiebedarf und nachfolgend auch die Jahresenergiekosten ermittelt werden.

Tabelle 4 enthält Orientierungswerte für jährliche Benutzungsstunden in Abhängigkeit der Gebäudeart.

Gebäudeart	Jahresbenutzungsstunden [h/a]
Kleine bis mittlere Verwaltungsgebäude (Einschichtbetrieb)	1000 - 2000
Kleine bis mittlere Verwaltungsgebäude (Mehrschichtbetrieb)	3500 - 5000
Große Verwaltungsgebäude	2000 - 2600
Kliniken, je nach Größe	4000 - 4400
Theater, Museen	2000 - 2600
Rechenzentren	4300 - 5100
Hochschulinstiute für Naturwissenschaften	2000 - 5000
Hochschulinstiute für Geisteswissenschaften	1800 - 2800
Strafvollzugsanstalten	3000 - 3500
Schulen (Halbtagschulen)	800 - 1200
Schulen (Ganztagschulen)	1800 - 2400
Polizeidienstgebäude	3600 - 5100
Wohnheime	2000 - 3000
Kindergärten/Kindertagesstätten (Halbtags)	800 - 1200
Kindergärten/Kindertagesstätten (Ganztags)	1800 - 2400
Unterkunftsgebäude Bundeswehr (2009)	1000 - 1100

Tabelle 4: Orientierungswerte für Jahresbenutzungsstunden in Abhängigkeit der Gebäudeart

Ein Verfahren zur Berechnung des Jahresenergiebedarfs ist die Ermittlung über die gebäudespezifischen Jahresbenutzungsstunden und die flächenbezogene elektrische Anschlussleistung.

$$W_a = t_a \times A \times P_{\text{spez}}$$

W_a Jahresenergiebedarf
 t_a Jahresbenutzungsstunden
 A Nettogrundfläche (NGF)
 P_{spez} spezifische Anschlussleistung

Beispiel:

t_a = 2.300 h (großes Verwaltungsgebäude)
 A = 12.000 m²
 P_{spez} = 20 W/m²

$$W_a = 2.300 \text{ h} \times 12.000 \text{ m}^2 \times 20 \text{ W/m}^2$$

$$W_a = 552.000 \text{ kWh}$$

Die jährlichen Stromkosten für die Nutzungsart „Dienstleistung/Verwaltung“ können über ein sehr vereinfachtes Verfahren abgeschätzt werden. Es basiert auf dem personenbezogenen elektrischen Energieverbrauch. Statistische Erhebungen der letzten Jahre haben einen durchschnittlichen elektrischen Energieverbrauch von ca. 2.000 kWh im Jahr pro Beschäftigten ergeben. Dieser personenbezogene Wert berücksichtigt auch den Energieverbrauch

zentraler Einrichtungen. Wird dieser Wert mit der Anzahl der beschäftigten Personen und dem Energiepreis pro kWh multipliziert, erhält man die überschlägigen Jahresenergiekosten für elektrische Energie.

$$K_a = B \times (P_B \times t_a) \times K_{kWh}$$

K_a jährliche Stromkosten
 B Anzahl beschäftigte Personen
 $(P_B \times t_a)$ Energieverbrauch eines Beschäftigten pro Jahr
 K_{kWh} Kosten pro kWh

Beispiel:

$B = 300$
 $(P_B \times t_a) = 2.000 \text{ kWh (vereinfachte Annahme)}$
 $K_{kWh} = 0,20 \text{ €/kWh}$

$K_a = 300 \times 2.000 \text{ kWh} \times 0,20 \text{ €/kWh}$
 $K_a = 120.000 \text{ €}$

Für weiterführende Informationen - u. a. auch zum Jahresenergiebedarf und zur Leistung für luK - wird auf verschiedene Studien des Fraunhofer-Institutes für System- und Innovationsforschung (ISI) und des Schweizer Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) verwiesen.

2 Mittelsspannungsanlagen

Für die Errichtung von Mittelsspannungsanlagen gelten insbesondere die Normen IEC 62271-200 (DIN EN 62271-200 VDE 0671-200) und IEC 61936-1 (DIN EN 61936-1 VDE 0101-1).

Die Mittelspannungsschaltanlage muss die Zulassung des VNB besitzen und entsprechend den Vorschriften des VNB, wie z. B. den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) oder den Richtlinien für kundeneigene Mittelspannungsanlagen (RKM), errichtet werden.

Bereits in der Entwurfsplanung ist Aufbau und Einrichtung der Mittelspannungsanlage - insbesondere die Übergabeschaltanlage - mit dem VNB abzustimmen.

2.1 Transformatorenstationen

2.1.1 Allgemein

Transformatorenstationen sind zu errichten, wenn es technisch notwendig oder wirtschaftlich sinnvoll ist, den Bedarf an elektrischer Leistung aus dem Mittelspannungsnetz zu decken. Dies ist im Allgemeinen mit dem VNB abzustimmen.

In der Regel sollte ab einem ermittelten Leistungsbedarf von 250 kW ein Mittelspannungsanschluss mit einer abnehmereigenen Trafostation vorgesehen werden. Die Erfahrungen der Liegenschaftsverwaltung bezüglich der Preisgestaltung in Stromlieferungsverträgen sind zu berücksichtigen. Die Entscheidung ist aufgrund einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Einvernehmen mit dem zuständigen VNB zu treffen.

Bei der Planung ist zu prüfen, ob umliegende eigene Gebäude von der neuen Trafostation versorgt werden können und künftige Erweiterungen bzw. Neubauten berücksichtigt werden müssen.

2.1.2 Eigentumsverhältnisse

Bei der Versorgung aus dem Netz des VNB sind folgende Varianten zu prüfen:

- Netzstation im Eigentum des VNB mit niederspannungsseitiger Übergabe und Messung der Energie oder
- kundeneigene Station mit mittelspannungsseitiger Übergabe und mittelspannungsseitiger Messung der Energie.

In enger Abstimmung mit dem VNB ist im Rahmen der Planung zu prüfen, welche Eigentumsform am wirtschaftlichsten ist. Vor Ausschreibung einer kundeneigenen Station ist mit dem Betreiber bzw. Nutzer zu klären, ob dieser die Inspektions- und Wartungsarbeiten mit eigenem Personal durchführen kann oder ein Wartungsvertrag mit einem entsprechend qualifizierten Unternehmen abgeschlossen werden muss. Diese Abstimmung muss bereits in einem frühen Planungsstadium erfolgen, um die sach- und fachgerechte Betriebsführung der geplanten Anlagen zu gewährleisten. Auf die diesbezüglich bestehenden Regelungen, z. B. Vergabehandbuch (VHB-Formblatt 112) wird hingewiesen.

2.1.3 Planungsgrundlagen

Bei der Planung ist möglichst genau der Leistungsbedarf anhand der unter Abschnitt 1.3 beschriebenen Berechnungsgrundlagen zu ermitteln.

Ist als Folge absehbarer Nutzungsänderungen oder baulicher Erweiterungen ein Zuwachs an elektrischer Leistung zu erwarten, ist dieser zusätzliche Leistungsbedarf überschlägig zu ermitteln und bei der Anlagenbemessung zu berücksichtigen. Bei nicht abschätzbarem Leistungszuwachs empfiehlt es sich, eine angemessene Raumreserve für weitere Abgangsfelder und Transformatoren einzuplanen.

Weiterhin ist festzulegen, in welchem Umfang eine Ausfallreserve vorzuhalten ist. Diese ist abhängig von den Ansprüchen an die Versorgungssicherheit und unter Berücksichtigung einer evtl. vorhandenen oder geplanten Ersatzstromversorgungsanlage zu bemessen. In der Regel ist keine 100%ige Redundanz erforderlich.

Die Ausfallreserve ergibt sich dadurch, dass mehrere Transformatoren vorgesehen werden. Bei Ausfall eines Transformators kann hierdurch noch ein wesentlicher Teil bis hin zum gesamten Leistungsbedarf gedeckt werden. In diesem Zusammenhang kann auch die Überlastfähigkeit von Transformatoren bei Zwangsbelüftung betrachtet werden. Eine dauernde Überlastung der Transformatoren soll jedoch aufgrund der überproportional ansteigenden Stromverluste vermieden werden.

Die Reserveleistung der auszuwählenden Transformatoren sollte im Normalfall den Leistungsbedarf unter Berücksichtigung des zu erwartenden Zuwachses und der festgelegten Ausfallreserve um nicht mehr als 30% übersteigen. Bei besonderen Nutzungsarten, wie z. B. Rechenzentren oder naturwissenschaftlichen Institutsgebäuden kann die Reserveleistung aufgrund des zu erwartenden Zuwachses höher gewählt werden.

Bis zu einer Transformatorenennleistung von 400 kVA ist ein Transformator zu verwenden. Darüber hinaus sind bis zu einem ermittelten Leistungsbedarf von etwa 1.200 kVA zwei Transformatoren einzusetzen. Werden mehrere Transformatoren eingebaut, so soll deren Einzelnennleistung 400 kVA nicht unterschreiten und 1.000 kVA nicht übersteigen. Die Gesamtleistung einer Trafostation ist auf 4 x 1.000 kVA zu begrenzen.

Transformatorstationen sollen im Lastschwerpunkt bzw. in den Lastschwerpunkten der Liegenschaft errichtet werden. Kann die Station nicht in der Nähe leistungsstarker Verbraucher eingerichtet werden, so ist zu prüfen, diese Verbraucher über einen so genannten „abgesetzten“ Transformator zu versorgen.

Im Allgemeinen ist es nicht erforderlich, bestimmten Verbrauchergruppen, z. B. Heizungs- und Lüftungsanlagen, Röntengeräten, einen gesonderten Transformator zuzuordnen.

2.2 Mittelspannungsschaltanlage

2.2.1 Ausführung der Schaltfelder

Die Ausführung der Schaltfelder erfolgt im Allgemeinen luftisoliert, fabrikfertig, typgeprüft, metallgekapselt, mit Einfachsammelschienen bis 630 A und mit fest eingebauten Geräten. Für Leistungsschalter ist Einschubtechnik vorzusehen. Die Kurzschlussfestigkeit ist nach Angaben des VNB festzulegen bzw. bei kundeneigenem Netz durch Kurzschlussstromberechnung zu ermitteln.

Die Schaltfelder sind mit abschließbaren Vollblechtüren mit Sichtscheibe aus Sicherheitsglas auszustatten. Schaltfelder mit Schaltwagen sind nicht erforderlich. Die Teilung der Schaltzellen soll etwa 0,7 bis 1,0 m betragen. Eine rechtzeitige Abstimmung mit dem VNB ist zweckmäßig.

Bei beengten Raumverhältnissen oder Erweiterung bestehender Anlagen können Schaltanlagen mit einer Teilung 0,6 m und weniger, wie sie bei Kompaktstationen und gasisolierten Schwefelhexafluorid-Anlagen (SF₆-Anlagen) anzutreffen sind, eingesetzt werden.

Im Allgemeinen sollte luftisolierten Anlagen mit Blick auf die Lebenszykluskosten und die klimaschädlichen Auswirkungen von SF₆-Gas der Vorzug gegeben werden. In einem Wirtschaftlichkeitsvergleich sind neben den Beschaffungskosten auch die Kosten für Wartung, Rückbau und Entsorgung der Schaltanlage im angemessenen Umfang zu berücksichtigen.

Für Trenn- und Lasttrennschalter sind in der Regel Handantriebe vorzusehen. Leistungsschalter oder Lasttrennschalter, die aus betrieblichen Gründen häufiger bedient werden müssen oder über eine Gebäudeleittechnik geschaltet werden sollen, sind mit Motorantrieb und Handbedienung auszurüsten.

Bei luftisolierten Schaltanlagen ist die Betriebsverfügbarkeit LSC2A bzw. LSC2B zu gewährleisten.

In kleineren Mittelspannungsschaltanlagen, d. h. Anlagen mit ein bis zwei Transformatoren der Nennleistung bis 630 kVA beschränkt sich der Schutz im Normalfall auf Maßnahmen in den Kabelschaltfeldern der Übergabestation und in den Transformatorenschaltfeldern. Dort werden Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (HH-Sicherungen) eingesetzt. Diese können neben den Transformatoren auch Kabel, Kondensatoren oder Schaltanlagen vor thermischen und dynamischen Kurzschlussauswirkungen, nicht aber vor Überlast, schützen. Mit dem Einsatz von Leistungsschaltern sind besondere Maßnahmen für die Auslösung der Schalter im Störfall zu treffen. Übergabe-/Übernahmeschalter, Transformatorenschalter oder Netzschalter in offenen Ring- oder Strahlennetzen, die als Leistungsschalter ausgeführt sind, benötigen Überstrom- bzw. Überstromzeitschutzeinrichtungen. Art und Ausführung der Schutzrelais sind nach den Netzverhältnissen, Kurzschlussleistungen, Abschaltzeiten und Schutzobjekten zu bestimmen. Darüber hinaus sind in besonderen Fällen Differentialschutzrelais erforderlich, z. B. für Kabelstrecken oder speziell zu schützende Mittelspannungsverbraucher. Erdschlussrelais, Distanzschutz, Kurzunterbrechungsrelais oder ähnliche netzspezifische Schutzeinrichtungen sind in kundeneigenen Mittelspannungsnetzen selten erforderlich und im Bedarfsfall mit dem VNB abzustimmen.

Im Vergleich zum Differentialschutz ist der Schutz durch unabhängigen **Maximalstrom-Zeit-Schutz (UMZ-Schutz)** kostengünstiger, einfacher zu konfigurieren und störungsunempfindlicher. Aufgrund seiner Wirkungsweise eignet sich dieser auch sehr gut für kurze Kabellängen.

2.2.2 Übergabeschaltanlage des Verteilnetzbetreibers

Aufbau und Ausstattung der Übergabeschaltanlage regeln die regional unterschiedlichen Richtlinien der VNB. In Abhängigkeit der Transformatorenleistung besteht sie in der Regel aus den Einspeisefeldern sowie ggf. einem Mess- und Übergabefeld.

Grundsätzlich sind zwei Einspeisefelder für die zweiseitige Einbindung (Einschleifung) der Übergabeschaltanlage ins Mittelspannungsnetz des VNB vorzusehen. Wird zunächst nur ein Stichanschluss eingerichtet, aber ein späterer Ringschluss erwartet bzw. in Erwägung gezogen, sollte das zweite Einspeisefeld bereits betriebsfertig ausgeführt werden. Im Vergleich zu dem alternativ möglichen Vorhalten des Reservefeldes entfallen das nochmalige Freischalten, Prüfen und Inbetriebnehmen der Mittelspannungsschaltanlage.

Die Übergabe zur Mittelspannungsschaltanlage des Kunden ist abhängig von den Vorgaben des VNB unterschiedlich auszuführen:

- Weiterführung der Sammelschiene bei gemeinsamer Nutzung des Transformatorenschaltfeldes durch VNB und Kunden oder
- Einrichtung eines Übergabefeldes
 - mit Lastschalter oder
 - mit Leistungsschalter und Schutzeinrichtung.

Die Wandler eines Mittelspannungsverrechnungsmesssatzes werden entweder in das Messfeld oder Übergabefeld des VNB eingebaut. Sind keine separaten Mess- oder Übergabefelder vorgesehen, wird der Mittelspannungsverrechnungsmesssatz im Transformatorenschaltfeld angeordnet. Mit dem VNB ist abzustimmen, wer die Wandler beschafft und einbaut. Wird die Messeinrichtung von einem Dritten betrieben, sind v. g. Abstimmungen mit dem Messstellenbetreiber zu führen.

Wird nur ein Transformator geplant, ist in Abstimmung mit dem VNB aus wirtschaftlicher Sicht zu prüfen, ob eine niederspannungsseitige Messung vorzusehen ist. Der Einbau von Mittelspannungswandlern ist vorzubereiten, wenn perspektivisch mit einem Übergang von niederspannungsseitiger auf mittelspannungsseitige Messung zu rechnen ist.

Der VNB bestimmt, wie die Übergabeschaltanlage eingerichtet wird und wer die Ausführung übernimmt. Die Kostenbeteiligung an der Übergabeschaltanlage beschränkt sich ausschließlich auf Anlagenteile, die für die Versorgung der Abnahmestelle erforderlich sind.

2.2.3 Übernahmeschaltfeld

Ob ein Übernahmeschaltfeld im kundeneigenen Teil der Mittelspannungsschaltanlage notwendig ist und wie dieses gegebenenfalls ausgestattet wird, ist mit dem VNB zu klären.

Bei ungleichen MS-Schaltanlagen für VNB-Teil (Übergabeschaltanlage des VNB) und Kunden-Teil können ggf. zusätzliche MS-Felder, z. B. ein Kabelhochführungsfeld erforderlich werden. Bei typgleichen MS-Schaltfeldern sind diese Felder nicht notwendig.

Die kundeneigene Mittelspannungsschaltanlage muss für Instandhaltungsarbeiten frei geschaltet werden können. Aus organisatorischen Gründen ist mit dem VNB zu klären, ob hierzu

- der Schalter im Übergabeschaltfeld des VNB benutzt werden kann,
- die Schalter in den Einspeisefeldern des VNB verwendet werden können, oder
- im Übernahmeschaltfeld Lasttrennschalter oder ggf. Leistungsschalter mit Sekundärschutzeinrichtungen vorzusehen sind.

Der Zugang zur Schaltanlage und die Schaltberechtigung sind mit dem VNB abzustimmen.

Wird die Mittelspannungsschaltanlage in ein kundeneigenes Mittelspannungsnetz eingebunden, entfallen Übergabe- und Übernahmeschaltfeld.

Bei Einsatz von Leistungsschaltern im kundeneigenen Teil der Mittelspannungsschaltanlage (Übernahme-, Kabel-, Transformatorenschaltfeld) ist mit den VNB die Einstellung der Sekundärschutzeinrichtungen abzustimmen. Staffelzeiten sind zu beachten. Eventuell sind hierzu Netzberechnungen erforderlich.

2.2.4 Transformatorenschaltfelder

Die Schaltfelder zum Anschluss von Transformatoren sind mit Lasttrennschaltern mit unten angebauten HH-Sicherungen mit Schlagbolzenauslösung und Erdungsschalter auszustatten. Lasttrennschalter und Erdungsschalter sind gegenseitig verriegelt.

Anstelle von Lasttrennschaltern mit Sicherungen können Leistungsschalter mit einem UMZ-Schutz bzw. AMZ-Schutz (**abhängiger Maximalstrom-Zeit-Schutz**) eingesetzt werden, wenn die Transformatorennennleistung 630 kVA übersteigt. Bei Verwendung des AMZ-Schutzes sind jedoch die eingeschränkten Möglichkeiten der Staffelung bzw. der Selektivität zu beachten. Wenn im Betrieb eine erhöhte Schalthäufigkeit zu erwarten ist, sollten gleichfalls Leistungsschalter vorgesehen werden.

Bei Parallelbetrieb von Transformatoren sind die Transformatorenschalter auf der Mittelspannungsebene und die Niederspannungsleistungsschalter mit einer Mitnahmeschaltung zu versehen. Die Mitnahmeschaltung soll sicherstellen, dass beim Auslösen des Mittelspannungsschalters der zugehörige Schalter auf der Niederspannungsseite ebenfalls ausschaltet und somit der Transformator beidseitig spannungsfrei ist.

2.2.5 Kabelschaltfelder

Die Kabelschaltfelder sind vorzugsweise auszustatten mit:

- Lasttrennschalter mit angebautem Erdungsschalter (gegenseitig verriegelt) oder bei Selektivitäts-Erfordernis
- Leistungsschalter mit UMZ-Relais (UMZ-Schutz) mit angebautem Erdungsschalter (gegenseitig verriegelt) und
- Kurzschlussanzeiger.

Mehrere Leitungszüge, die hintereinander geschaltet sind, können über ein Schutzrelais geschützt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zur Auslösung der minimale Kurzschlussstrom beachtet werden muss.

Bei vermaschten Netzen sollte das UMZ-Relais mit einem **Richtungsschutz** ausgestattet (UMZ-R-Schutz) oder ein Differentialschutz eingesetzt werden. Als Reserveschutz ist ein UMZ-Schutz vorzusehen.

Die Einstellwerte des UMZ-Schutzes sind mit dem VNB abzustimmen.

2.2.6 Reserveschaltfelder

Grundsätzlich ist für jeden Abgang ein Schaltfeld einzuplanen. Für zunächst noch unbestückte Transformatorenkammern oder für den späteren Anschluss von abgesetzten Transformatoren bzw. den weiteren Ausbau des eigenen Mittelspannungsnetzes sind bei Bedarf Reserveschaltfelder vorzusehen. In Abhängigkeit der Randbedingungen sind diese bereits komplett zu bestücken.

2.3 Transformatoren

2.3.1 Auswahl und Ausführung

Es sind Transformatoren einzusetzen mit

- reduzierten Leerlauf- und Kurzschlussverlusten (zu beachten ist auch die Ökodesign-Richtlinie mit Bezug auf Netztransformatoren),
- Kurzschlussspannung $u_K = 6\%$ ($u_K = 4\%$ bei $S \leq 630$ kVA),
- Schaltgruppe Dyn 5 und
- Anzapfungen (i. d. R. $\pm 2 \times 2,5\%$).

Mit dem VNB ist zu klären, ob perspektivisch eine Änderung der Betriebsspannung vorgesehen ist und daher die Transformatoren in der Oberspannung veränderbar ausgeführt werden sollen. Dies ist vor allem dann zu berücksichtigen, wenn die Betriebsspannung des MS-Netzes von den üblichen Spannungswerten (10 kV oder 20 kV) abweicht. Dabei ist zu überlegen, ob die Oberspannung und die Wicklungsanzapfungen der Transformatoren abweichend von den Normwerten gewählt werden sollen.

In Liegenschaften mit mehreren Transformatorenstationen oder Transformatoren sind die Transformatoren möglichst einheitlich auszuführen. In einer Liegenschaft sollten maximal zwei Leistungsgrößen zum Einsatz kommen. Der Einsatz von Großtransformatoren größer 1.000 kVA ist in begründeten Einzelfällen möglich.

Grundsätzlich können folgende Arten von Transformatoren zum Einsatz kommen:

- Öltransformatoren,
- Hermetiktransformatoren und
- Gießharztransformatoren.

Bei der Auswahl der Transformatorenart sind u. a. folgende Aspekte und Besonderheiten zu beachten:

Öltransformatoren

Vorteil:

- kostengünstiger als Gießharztransformator
- langsamere Erwärmung bei Überlast

Nachteil:

- Ölverlust durch Korrosion des Trafokessels
- Ölundichtigkeiten an Flanschen, Durchführungen, Dichtungen
- Ölwechsel bei sehr stark belasteten Trafos nach 20 Jahren
- erhöhter baulicher Aufwand, z. B. durch Ölauffangwanne (s. auch Kapitel 5.4)
- Umweltschutzauflagen am Aufstellungsort sind zu beachten
- erhöhte Brandgefahr
- Die Transformatoren dürfen nur in Räumen aufgestellt werden, deren Fußboden nicht tiefer als 4 m unterhalb der Geländeoberfläche liegt.
- Die Transformatoren dürfen nicht in Geschossen aufgestellt werden, die sich über dem Erdgeschoss befinden.

Hermetiktransformatoren

Hermetiktransformatoren sind eine besondere Bauform der Öltransformatoren. Der Kessel dieser hermetisch verschlossenen Öltransformatoren besitzt weder ein Luftpolster noch ein Ausdehnungsgefäß. Er verfügt über flexible, gewellte Wände (Rippen), die eine ausreichende Kühlung des Trafos ermöglichen und Veränderungen des Ölvolumens während des Betriebes ausgleichen. Die hermetische Abdichtung des Ölraumes schließt dauerhaft den Kontakt von Luft und Feuchtigkeit mit dem Öl aus. Die Alterung des Transformators wird damit stark reduziert. Die sonst in regelmäßigen Abständen vorzunehmenden Ölanalysen entfallen. Die längere Lebensdauer sowie die geringeren Betriebskosten gegenüber den Öltransformatoren sind in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu berücksichtigen.

Gießharztransformatoren

Vorteil:

- keine Korrosionserscheinungen
- wartungsfrei
- geringe Störanfälligkeit
- keine Ölauffangwanne erforderlich

- keine brandschutztechnischen Beschränkungen
- geringer hochbautechnischer Aufwand
- problemloser Einsatz in Wasserschutzgebieten
- hohe Überlastfähigkeit bei Querstromlüftung
- selbstverlöschend

Nachteil:

- 10 % bis 30 % teurer als Öltransformatoren
- schnellere Erwärmung bei Überlast
- höhere Entsorgungskosten

Können aufgrund von Bauvorschriften keine Öl- bzw. Hermetiktransformatoren eingebaut werden (Brandschutz, Umweltschutz, Wassereinzugsgebiet) oder ist deren Einsatz aus baulichen Gründen unwirtschaftlich, sind halogenfreie Gießharztransformatoren zu verwenden. Bei der Neuerrichtung von Trafostationen in Gebäuden ist aufgrund des geringeren baulichen Aufwandes davon auszugehen, dass der Einsatz von Gießharztransformatoren im Regelfall die wirtschaftlichere Lösung ist.

2.3.2 Transformatorschutz

Zum Schutz vor zu hoher Erwärmung der Öl- und Gießharztransformatoren sind zwei Temperaturüberwachungen für Warnung und Auslösung vorzusehen. Es sind Kontaktthermometer mit 2 Kontakten einzusetzen. Öltransformatoren mit Ausdehnungsgefäß sind zusätzlich mit Buchholzschutz auszurüsten. Hermetiktransformatoren sind mit Hermetik-Schutz auszustatten.

Die Schutzeinrichtungen im Transformatorenschaltfeld sind im Abschnitt 2.2.4 beschrieben.

Der Überlastschutz der Transformatoren erfolgt auf der Sekundärseite.

2.3.3 Parallelbetrieb von Transformatoren

Bei Parallelbetrieb von mehreren Transformatoren müssen folgende vier Bedingungen erfüllt sein:

1. gleiche Schaltgruppen
2. gleiche Übersetzungsverhältnisse
3. annähernd gleiche Kurzschlussspannungen (zulässige Abweichungen < 10 %)
4. Verhältnis der Bemessungsleistungen nicht größer als 3 : 1

Die erste und zweite Bedingung sorgen für gleiche Spannungen im Leerlauf, wodurch Ausgleichströme vermieden werden, während die dritte und vierte Bedingung für eine sinnvolle Stromaufteilung bei Belastung sorgen.

Bei zeitlich veränderlicher Belastung mehrerer parallel geschalteter Transformatoren kann durch gezieltes Zu- oder Abschalten von Transformatoren eine Minimierung der Transformatorverluste erreicht werden.

Die zu unerwünschter Erwärmung führenden Verluste setzen sich aus den Leerlaufverlusten P_L und den Kurzschlussverlusten P_K zusammen. Während die Leerlaufverluste spannungsabhängig und annähernd dem Quadrat der Spannung proportional sind, steigen die Kurzschlussverluste proportional mit dem Quadrat des Belastungsstromes.

Die Verlustkurve eines bzw. mehrerer Transformatoren und die resultierende Verlustkurve für den Parallelbetrieb mit einem weiteren Transformator schneiden sich im Umschaltstrom-

punkt I_u . Liegt die Belastung längere Zeit unter I_u , so ist es für einen verlustoptimalen Betrieb sinnvoll, den weiteren Transformator abzuschalten. Für Belastungen oberhalb I_u ist der Parallelbetrieb mit einem weiteren Transformator wirtschaftlicher. Der Umschaltzeitpunkt berechnet sich bei gleichen Bemessungsleistungen wie folgt:

$$I_u = I_n \times \sqrt{n \cdot \frac{(n-1) \cdot P_L}{P_k}}$$

I_u = Umschaltstrom

I_n = Nennstrom eines Transformators

P_L = Leerlaufverluste eines Transformators

P_k = Kurzschlussverluste eines Transformators

n = Anzahl der parallelgeschalteten Transformatoren

Beispiel:

Verlustoptimaler Betrieb für 2 parallel zu schaltende Transformatoren (mit gleichen Kennwerten, $S = 630 \text{ kVA}$, reduzierte Leerlaufverluste)

Leerlaufverluste eines Transformators $P_L = 1.150 \text{ W}$

Kurzschlussverluste eines Transformators $P_k = 6.400 \text{ W}$

$$I_u = I_n \times \sqrt{2 \cdot \frac{1.150 \text{ W}}{6.400 \text{ W}}}$$

$$I_u = I_n \times 0,60$$

Der optimale Schaltzeitpunkt für einen verlustoptimalen Parallelbetrieb liegt für diesen Beispielfall bei $0,60 \times I_n$.

Vorstehende Berechnung ist auch für die Dimensionierung von Transformatoren anwendbar, sofern neben den Investitionskosten insbesondere die Energieeffizienz ein wesentliches Entscheidungskriterium ist.

2.4 Erdung

Die Erdungsanlage ist so aufzubauen, dass der Sternpunkt des Transformators bzw. die Sternpunkte bei mehreren Transformatoren bzw. Stromerzeugern nur einmal an zentraler Stelle mit der Haupterdungsschiene und der Erde des Gebäudes (z. B. Fundamenterde) verbunden werden.

Wegen möglicher hochspannungsseitiger Einflüsse sollte die zentrale Erdung (ZEP) unbedingt in Transformatornähe erfolgen. Alle Verbindungen zur Potenzialausgleichsschiene und von dort zum zentralen Erdungspunkt sind möglichst kurz und mit ausreichendem Querschnitt auszuführen. Für die Bemessung der Erdungsanlage sind darüber hinaus auch die Vorgaben des VNB zur Sternpunktbehandlung zu beachten.

Die Sternpunkte der Transformatoren bzw. Stromerzeuger sind über isoliert verlegte Leiter vorzugsweise in die Niederspannungshauptverteilung (NSHV) zu führen und zentral zu erden. Die Neutralleiter dürfen im weiteren Verlauf der Elektroinstallation keine weitere Verbindung mit Erde oder dem Schutzleiter haben. Ab dem zentralen Erdungspunkt in der NSHV entsteht damit ein elektromagnetisch verträgliches TN-S-System.

Bei einem TN-S-System mit einer gemeinsamen Erdungsanlage für die Mittelspannungsschutzerdung und die Niederspannungsbetriebserdung ist der in Abbildung 1 dargestellte Aufbau zu realisieren.

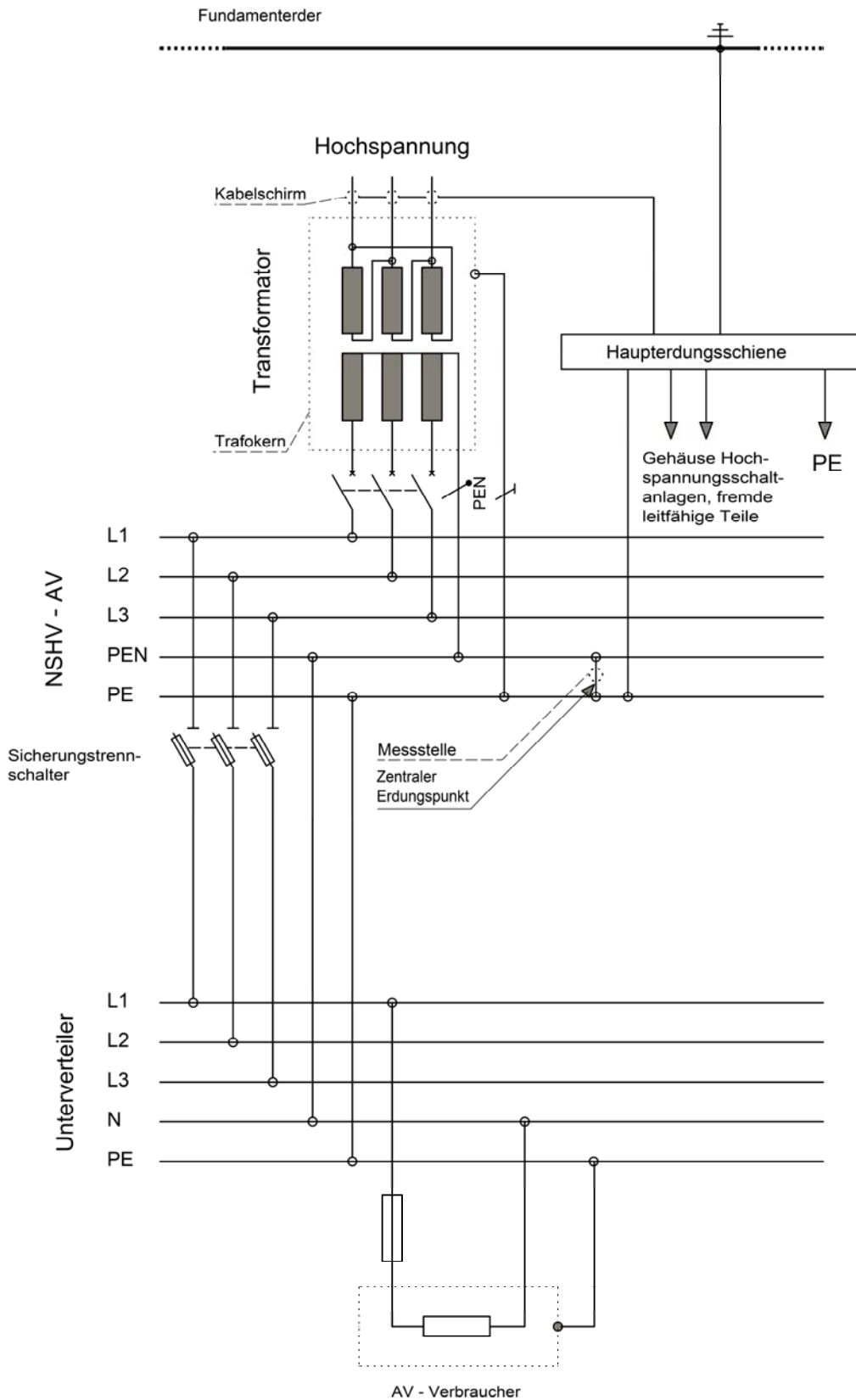


Abbildung 1: NS-Betriebserdung in der Transformatorstation, Auftrennung PEN in PE und N

In der Nähe der Transformatoren sind ober- und unterspannungsseitig Kugelfestpunkte zum Erden und Kurzschließen vorzusehen.

Im Trafoparallelbetrieb ist zusätzlich zu beachten, dass der PE-Leiter im Falle des einpoligen Kurzschlusses zwischen einer Phase und dem Trafogehäuse mit dem Kurzschlussstrom aus allen parallel geschalteten Trafos belastet wird. So kann z. B. bei vier parallelgeschalteten Trafos mit einer Leistung von jeweils 1.000 kVA der Kurzschlussstrom je nach Netzverhältnis ca. 50 kA – 80 kA betragen. Der Stromwärmewert gemäß der Formel „ $I^2 \cdot t$ “ beläuft sich bei Abschaltzeiten im Bereich von ca. 0,5 s dann z. B. bei 50 kA auf ca. $1.250 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$. Zur Erreichung einer thermisch kurzschlussfesten Verkabelung ist in diesem Fall ein Kabelquerschnitt von ca. 400 mm² erforderlich. Es ist zu gewährleisten, dass dieser Kabelquerschnitt durchgehend vom Trafogehäuse bis zur NSHV-PE-Schiene verlegt wird.

Bei Einspeisung aus dem Freileitungsnetz sind weitere Auflagen des VNB zu erfüllen.

2.5 Zubehör

In Transformatorstationen sind folgende Zubehörteile ordnungsgemäß zu lagern, auszuhängen bzw. anzubringen:

- Übersichtsschaltplan (hinter Glas),
- Erdungsplan,
- Stationsbuch,
- Schalthebel für Trenner, Lasttrenner, Erdungsschalter,
- Kurzschlussfeste Erdungs- und Kurzschlussvorrichtungen, 150/50 mm² (Auslegung gemäß Kurzschlussstrom), $l=2.400 \text{ mm}$, in ausreichender Zahl, mindestens zweifach,
- HH-Sicherungen einschließlich Zange,
- Einschubplatten zur Abschottung freigeschalteter Anlagensegmente,
- Schaltfeldtürschlüssel,
- Warn- und Hinweisschilder gemäß DIN 4844-2 (geerdet und kurzgeschlossen, Hochspannung! Vorsicht Lebensgefahr! Nicht schalten! Gefahr vorhanden),
- Isolations-Fußbodenmatten,
- HS/MS-Spannungsprüfer mit elektrischer und optischer Anzeige, selbstüberwachend,
- Schreib- oder Wandpult,
- Akku-Handleuchte mit eingebautem Ladegerät, Notlichtdauer 3,5 h,
- Gebotsschildersatz (Sicherheitsvorschriften für Hochspannungsschaltanlagen, Betrieb von Starkstromanlagen, Merkblatt Brandbekämpfung, Erste Hilfe bei Unfällen durch elektrischen Strom).

3 Niederspannungsanlagen

Niederspannungsanlagen sind nach der Normenreihe DIN VDE 0100 zu errichten.

Die Verteilung der elektrischen Energie erfolgt bei mittelspannungsseitiger Einspeisung über die Niederspannungshauptverteilung (NSHV), die Gebäudehauptverteilung (GHV) und die Unterverteilungen (UV) bzw. Verteilungen für besondere Abnehmer (z. B. Aufzüge, Kältemaschinen, Lüftungsgeräte) zu den Stromkreisen für die Endverbraucher. In Liegenschaften mit niederspannungsseitigem Hausanschluss übernimmt die durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) eingespeiste GHV gleichzeitig die Funktion der NSHV.

Bei Planung, Bau und Betrieb der elektrischen Betriebsmittel und Anlagen sind die Unfallverhütungsvorschriften, u. a. DGUV Vorschrift 3 „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel“ (alt BGV A3), zu beachten.

3.1 Netzform

Um eine bestmögliche elektromagnetische Verträglichkeit des Gebäudes von Anfang an sicherzustellen, ist grundsätzlich ab der NSHV ein TN-S-Netz aufzubauen. Abweichungen hiervon können sich durch Forderungen des VNB (TT-System) oder aus der besonderen Nutzung (IT-System) ergeben.

Das häufig in älteren Liegenschaften noch vorzufindende TN-C-S-System kann bei Gebäuden die mit umfangreichen Anlagen der Informations- und Kommunikationstechnik (IuK) ausgerüstet sind zu erheblichen Störungen dieser IT-Netze führen. Die Ursachen sind in der Beeinflussung der Netze durch elektromagnetische Felder zu suchen. Beim TN-C-S-System werden in der Regel 4-adrige Kabel von der NSHV zu den UV verlegt, die Aufteilung in PE und N erfolgt erst in der UV. Bei einem zusätzlichen Potenzialausgleich zwischen dem PEN-Leiter und den geerdeten Metallteilen des Gebäudes werden diese Metallteile für den Betriebsstrom des PEN-Leiters zu Parallelstrompfaden. Dadurch wird der Neutralleiterstrom auf den PEN-Leiter, die Schirme von Kabeln und Leitungen der IuK-Anlagen sowie auf fremde leitfähige Teile verteilt. Die Größe des Stroms, der über die geerdeten Metallteile des Gebäudes fließt hängt von den Widerstandswerten zwischen diesen Metallteilen des Gebäudes und dem PEN-Leiter ab. Das dabei entstehende elektromagnetische Feld führt häufig zu Störungen bei IuK-Anlagen.

Gemäß der Norm DIN VDE 0100-444 wird für neue Anlagen das TN-S-System vorgeschrieben. Demzufolge dürfen TN-C-Systeme in neu errichteten Gebäuden, die eine wesentliche Anzahl von Betriebsmitteln enthalten oder wahrscheinlich enthalten werden, nicht verwendet werden. Ferner wird empfohlen, in bestehenden Gebäuden TN-C-Systeme nicht beizubehalten, wenn diese Gebäude eine wesentliche Anzahl von informationstechnischen Betriebsmitteln enthalten oder wahrscheinlich enthalten werden. Die Anlagen in neu zu errichteten Gebäuden müssen ab Gebäudeeinspeisung als TN-S-Systeme errichtet werden. Gleiches ist in bestehenden Gebäuden anzustreben.

3.2 Niederspannungs- und Gebäudehauptverteilung

Bei mittelspannungsseitig versorgten Liegenschaften befindet sich die Niederspannungshauptverteilung in unmittelbarer Nähe zur Transformatorstation. Als erste Verteilung nach dem Transformator (ggf. Stromerzeugungsaggregaten) verteilt sie die Energie über das Niederspannungskabelnetz zu den Gebäudehauptverteilungen. Diese wiederum versorgen die nachgeordneten Unterverteilungen. Versorgt die Transformatorstation nur das Gebäude in dem sie untergebracht ist, bilden NSHV und GHV eine Einheit.

Es sind bauartgeprüfte Schaltgerätekombinationen gemäß DIN EN 61439-1 (VDE 0660-600-1): Allgemeine Festlegungen für Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen und DIN EN 61439-2 (VDE 0660-600-2): Energieschaltgerätekombinationen (PSC) zu verwenden.

Die Einspeisungen sollen nicht nebeneinander, sondern gleichmäßig verteilt (z. B. Anfang, Mitte und Ende der Schaltanlage) angeordnet werden, damit die Schaltanlage thermisch und elektrisch (auch bei Kurzschluss) möglichst gering beansprucht wird. Ferner ist auf eine möglichst gleichmäßige Auslastung der Abgänge zu achten.

Für die Einspeisungen sind Leistungsschalter mit Trennstrecken einzusetzen. Für die Verbraucherabgänge sind Sicherungslasttrennschalter/-leisten zu verwenden. Auch Ersatzstromquellen sind über Leistungsschalter einzuspeisen. Eine Sammelschienenlängstrennung ist zwischen Netz- und Ersatzstromschiene vorzusehen. Ansonsten sind Sammelschienenlängstrennungen in der Regel nicht erforderlich.

Bei der Errichtung elektrischer Anlagen ist auf die Selektivität bei Überlast und Kurzschluss zu achten. Normative Forderungen bezüglich der Auslegung dieser Anlagen auf Überstromselektivität gibt es nur zu Sicherheitsstromkreisen in Öffentlichen Einrichtungen und Arbeitsstätten (Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art) gemäß DIN VDE 0100-718 und zum medizinischen Bereich in DIN VDE 0100-710. Darüber hinaus wird jedoch empfohlen, dass der Auftragnehmer/Planer anhand einer rechnerischen Netzanalyse den Nachweis der Selektivität erbringt und die dazugehörige Dokumentation liefert. Dies ist vertraglich festzulegen.

Die Schaltanlage muss so ausgeführt sein, dass eine Ersatzstromquelle im Probetrieb mit Nennlast belastet werden kann. Der Schutz bei indirektem Berühren, Kurzschluss und Überlast muss auch dann gewährleistet sein, wenn die Ersatzstromanlage im Inselbetrieb arbeitet. Bei der Auslegung auf Kurzschlussfestigkeit ist die Kurzschlussleistung von Stromerzeugungsaggregaten im Netzparallelbetrieb zu berücksichtigen.

Platzreserven für künftige Erweiterungen sind in angemessenem Umfang (ca. 25 %) vorzusehen.

Im Hinblick auf eine sichere Betriebsführung und eine wirkungsvolle Energieverbrauchskontrolle kommt der Erfassung von Messdaten und Verbrauchswerten eine wichtige Bedeutung zu. In den Einspeisefeldern sind Vielfachmessgeräte für Spannung, Strom, Frequenz, Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi$ und für die Leistung einzubauen. Darüber hinaus sind folgende Störmeldungen zu erfassen und bei Vorhandensein einer Gebäudeautomation mit Managementebene auf der Bedienstation zu visualisieren:

- Schutzeinrichtungen des Transformators,
- Auslösen der Leistungsschalter,
- Ausfall der Spannung,
- Ausfall der Hilfsspannung.

Hinweise zur Mess- und Verbrauchswernerfassung enthält Abschnitt 7.2.

3.3 Verteilungen

Verteilungen sind als bauartgeprüfte Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen nach DIN EN 61439-1/-2 (VDE 0660-600-1/-2) auszuführen.

Verteilungen sind grundsätzlich mit Hauptschaltern auszurüsten.

Die Zu- und Abgänge sind wie folgt auf Klemmen zu legen:

- bis 10 mm² schraubenlos,
- bis 50 mm² auf Schraubklemmen,
- ab 70 mm² auf Schraubklemmen mit abnehmbarem Oberteil.

Davon abweichend soll die Elektroinspeisung direkt auf das Schaltgerät geführt werden. Bei den Stromkreisen sind für den Neutralleiter Trennklemmen vorzusehen, so dass eine Auftrennung für Prüfzwecke leicht möglich ist. Die Betriebsmittel sind dauerhaft und gut lesbar zu bezeichnen.

Die Kabel und Leitungen sind mit Reihenschellen auf Profilschienen zu befestigen. Zum Rangieren und Ordnen der Zu- und Abgänge ist über der oberen Klemmenreihe genügend Platz vorzuhalten. Die einzelnen Stromkreise sind für eine symmetrische Belastung gleichmäßig auf die drei Phasen aufzuteilen.

Für spätere Erweiterungen ist eine Platzreserve von etwa 25 % vorzuhalten.

Ist eine betriebsnotwendige Ersatzstromversorgung vorgesehen, so sind in den Verteilungen Sammelschienenabschnitte zu bilden. Diese sind so voneinander zu trennen, dass eine gegenseitige Gefährdung durch Lichtbögen zuverlässig vermieden wird.

Bei bauordnungsrechtlich geforderter Versorgungseinrichtung für Sicherheitszwecke (früher Sicherheitsstromversorgung) sind neben der (Muster-)Leitungsanlagen-Richtlinie (M)LAR einschlägige DIN- und VDE-Normen, wie z. B. DIN VDE 0100-710 und DIN VDE 0100-718, zu beachten.

Bei geringen bis ggf. mittleren Anforderungen an die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Versorgungssicherheit - wie z. B. in Bürogebäuden mit einfacher technischer Ausstattung, unterdurchschnittlichen Anforderungen an die Technik und wenigen Funktionsbereichen - können alle Verbraucher grundsätzlich gemeinsam über ein NS-Verteilnetz versorgt werden. In diesen Fällen erfolgt keine Trennung bei den Steigleitungen und den Endstromkreisen für Steckdosen.

Bei mittleren bis hohen Anforderungen an die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Versorgungssicherheit sowie bei einer differenzierten Ersatzstromversorgung wird empfohlen, die Stromkreise der Starkstrominstallation konsequent zu trennen in

- allgemeine Verbraucher (z. B. Steckdosen für Reinigungsgeräte, Heißwasserbereiter, Kühlschränke) und
- IuK-Verbraucher.

Bei dieser Ausführungsvariante werden beide Verbrauchergruppen ab der GHV - als getrennt aufgebaute Systeme - durch jeweils eigene NS-Verteilnetze versorgt. Die Schutzgeräte für die allgemeinen und IuK-Verbraucher sind in separaten NS-Unterverteilungen einzubauen. Beide, nach Möglichkeit aneinander gereihten Verteiler speisen die den Verbrauchergruppen zugeordneten Endstromkreise im Versorgungsbereich. Auf die Trennung der Verteiler ist zu verzichten, wenn alle Schutzgeräte vorteilhaft in einem gemeinsamen Verteiler und die Schutzgeräte für die IuK-Verbraucher in einem von den allgemeinen Verbrauchern abgetrennten Feld im Verteiler untergebracht werden können. Die Felder sind eindeutig zu kennzeichnen.

Je nach Anlagenkonfiguration und Erfordernis ist in den Verteilungen ausreichend Platz für den Einbau von Verbrauchsmesseinrichtungen vorzuhalten, um mit diesen größere Verteilerabschnitte, Abgänge mit leistungsstarken Verbrauchern wie Aufzüge, Großküchengeräte, Kältemaschinen messtechnisch separat erfassen und auswerten zu können. Bei vorhande-

ner Gebäudeautomation mit Managementebene sind diese Messwerte in der Bedienstation zu visualisieren (siehe auch Abschnitt 7.2).

Bei besonderen Anforderungen an die Energieeffizienz des Gebäudes und damit ggf. verbundenen Nachweispflichten kann es sinnvoll sein, die Beleuchtungsstromkreise so zu strukturieren, dass die elektrische Arbeit für die künstliche Beleuchtung separat erfasst bzw. gemessen werden kann.

3.4 Kabel und Leitungen

Grundsätzlich ist der Netzaufbau im Gebäude sternförmig als TN-S-System oder gemäß Forderung des VNB bzw. in Sonderfällen als TT-System zu realisieren. Wegen der günstigeren EMV-Eigenschaften sind für Steigleitungen bevorzugt Kabel des Typs NYCWY zu verwenden. Bei Verwendung von Schienenverteilssystemen ist auf deren EMV-Eigenschaften zu achten.

Bei bauordnungsrechtlich geforderter Sicherheitsstromversorgung (elektrische Anlage für Sicherheitszwecke) im Geltungsbereich der Bestimmungen DIN VDE 0100-710 und DIN VDE 0100-718 sind für die Netz- und die Sicherheitsstromversorgung gesonderte Hauptleitungen zu verlegen. Bei betriebsnotwendigen Ersatzstromanlagen sind die Forderungen an die Sicherheit der Stromversorgung in der Regel nicht derartig hoch und es sind Vereinfachungen möglich (z. B. keine getrennten Trassen).

Sofern der Aufbau von separaten Netzen für Allgemeinversorgung und Sicherheitsstromversorgung aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen ausnahmsweise nicht möglich sein sollte, kann der Anschluss aller Verbraucher an die Ersatzstromanlage vorgesehen werden. Diese Ersatzstromvollversorgung soll allerdings die Ausnahme sein.

Die zulässige Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen für feste Verlegung in und an Gebäuden ist anhand der DIN VDE 0298-4 festzulegen. Diese Norm ist im Besonderen bei der Häufung von Kabeln und Leitungen zu beachten.

Auch im Hinblick auf die zunehmende Belastung der Neutralleiter sollten grundsätzlich Kabel und Leitungen ohne Querschnittsreduzierung beim N-Leiter eingesetzt werden.

Die Trassen für Kabel und Leitungen sind von den Fachplanern für Haustechnik und dem Architekten gemeinsam festzulegen. Auf die besondere Problematik der Brandlast in Rettungswegen wird hingewiesen. Die Vorgaben der (M)LAR sind einzuhalten.

Die Verwendung von Kabel und Leitungen mit verbessertem Brandverhalten (halogenfreie Kabel und Leitungen) ist nur bei Vorliegen einer konkreten Auflage durch die baugenehmigende Behörde, des Schadenversicherers oder aufgrund einer begründeten Bauherrenfestlegung erforderlich. Die halogenfreie Installation darf sich dabei aber nicht nur auf Kabel und Leitungen beschränken, sondern muss auch die übrigen Installationssysteme mit einbeziehen. In der Regel sind jedoch nur Gebäude, die einer besonderen Nutzung unterliegen (große Menschenansammlungen) und in einer besonderen Bauweise errichtet wurden, sowie Bereiche mit unwiederbringlichen oder hohen Sach- und Vermögenswerten von derartigen Auflagen betroffen.

3.5 Verlegesysteme

Starkstrom- und informationstechnische Kabel, die dieselben Kabelführungssysteme, Gebäudeeinführungen oder Ähnliches nutzen, müssen entsprechend den Vorgaben der

DIN EN 50174-2 (VDE 0800-174-2) verlegt werden. Sie sind über den gesamten Verlauf elektromagnetisch voneinander getrennt, in Bündeln zusammengefasst, zu verlegen.

Die Verlegesysteme und die Installationsbereiche sind so auszuwählen und festzulegen, dass die energie- und informationstechnischen Kabel und Leitungen weitestgehend auf gleichen Leitungswegen verlegt werden können. Sofern eine längere Parallelverlegung von energie- und informationstechnischen Kabeln und Leitungen mit Stromversorgungsleitungen besonders leistungsstarker elektrischer Verbraucher nicht zu vermeiden ist, müssen auch hier entsprechende Maßnahmen die EMV sicherstellen.

Die metallenen Kabelbehältnisse und Installationskanäle sind mit Trennsteg aus Stahlblech auszustatten. Die Mindestabstände zwischen den Starkstrom- und IuK-Leitungen sind auch bei einer Verlegung in Sammelbefestigungen, z. B. im Deckenhohlraum über abgehängten Decken, einzuhalten. Die brandschutztechnische Behandlung der Kabeltrassen ist zu beachten.

Im Etagenbereich können prinzipiell mehrere Installationssysteme eingesetzt werden (z. B. Brüstungs-, Unterflur-, Aufboden-, Decken-, Wandkanal). Auswahl und Einsatz erfolgen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten unter Berücksichtigung gebäudespezifischer Voraussetzungen. In den mit einem oder zwei Arbeitsplätzen besetzten Büros ist der Brüstungskanal (Fensterbankkanal) meist die wirtschaftlichste Lösung. Er zeichnet sich durch niedrige Investitions- und Betriebskosten aus und birgt die geringsten Unfallgefahren. Der Brüstungskanal soll daher dort bevorzugt werden. Unterflursysteme (estrichüberdeckt bzw. -bündig) können zu Brandschutz- und Statikproblemen führen und zur Stolperfalle werden. Sie sind nur in begründeten Ausnahmefällen einzusetzen.

Der Brüstungskanal ist grundsätzlich aus Stahlblech zu wählen. Fensterbankkanäle aus Aluminium sollten aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht eingesetzt werden.

Bei der Dimensionierung der Trassen sind alle zum Planungszeitpunkt bekannten und absehbaren Maßnahmen zu berücksichtigen. Für alle Verlegesysteme ist eine Platzreserve von ca. 25 % zur späteren Nachrüstung einzuplanen. Eine ausreichende Stabilität des Verlegesystems muss gewährleistet sein.

3.6 Stromkreise

3.6.1 Allgemein

Bei unsichtbar verlegten Kabeln und Leitungen sollen die Installationszonen in Anlehnung an die diesbezüglichen Vorgaben in der DIN 18 015-3 festgelegt werden. Vorstehendes gilt sinngemäß auch für die Anordnung der Betriebsmittel.

Für Schalter und Steckdosen sollen Standardausführungen verwendet werden.

Leuchten und Steckdosen sind grundsätzlich an getrennte Stromkreise anzuschließen.

Für Steckdosen auf Fluren, die dem Anschluss von Reinigungsgeräten dienen, sind eigene Stromkreise vorzusehen. In diese Stromkreise sind auch die Kochendwassergeräte der Putzräume einzubeziehen, es sei denn, diese Warmwasserbereiter sollen aus energetischen Gründen separat gesteuert werden.

In Gebäuden ohne Trennung der Stromkreise zwischen allgemeinen und IuK-Verbrauchern sind pro Arbeitsplatz vier Steckdosen 230 V zu installieren.

In Gebäuden mit elektrotechnisch getrennten Netzen sind pro Arbeitsplatz zwei Steckdosen 230 V für allgemeine Verbraucher und zwei bis drei Steckdosen 230 V für Geräte der IuK vorzusehen.

Bei der Stromkreisaufteilung und Querschnittsbemessung ist darauf zu achten, dass der maximal zulässige Spannungsfall nicht überschritten wird. Darüber hinaus sollten an einem 230 V Stromkreis 8-12 Steckdosen für allgemeine Verbraucher bzw. für IuK-Verbraucher angeschlossen werden.

Durch unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gespeiste Steckdosen sind rot oder orange und mit Schriftzug „USV“ zu kennzeichnen. Bei nach allgemeinen Verbrauchern und IuK-Verbrauchern getrennten Stromkreisen sollen die Steckdosen für den Anwender einfach voneinander zu unterscheiden sein. Auch hier haben sich verschiedenfarbige Zentralplatten und Rahmen bewährt.

In Räumen, in denen sich Kleinkinder oder geistig behinderte Menschen aufhalten, sollten die Steckdosen grundsätzlich mit Kinderschutzsicherungen ausgestattet sein. Hierfür bieten sich Steckdosen mit integriertem Berührungsschutz oder Nachrüstsysteme, wie in die Steckdosen eingesetzte Schutzkappen, die nur mit einem speziellen Schlüssel entfernt werden können, an.

3.6.2 Schutzmaßnahmen

Schutzmaßnahmen in elektrischen Anlagen sind zum Schutz von Personen und Sachen gegen gefährliche Wirkungen des elektrischen Stromes während des ordnungsgemäßen Betriebs und im Fehlerfall erforderlich. Die Auswahl der Schutzmaßnahmen ist stets im Einzelfall anhand der örtlichen Gegebenheiten und der betrieblichen Anforderungen auf der Grundlage der DIN VDE und ggf. zusätzlich gesetzlicher und behördlicher Vorgaben zu treffen. Gleiches gilt für die Auswahl der elektrischen Betriebsmittel bezüglich der Schutzklasse (DIN EN 61140 (VDE 0140-1)) und der Schutzart (DIN EN 60529 (VDE 0470-1)).

In TN-Systemen ist als Schutzmaßnahme der Schutz durch automatische Abschaltung der Stromversorgung mit Überstromschutzeinrichtungen anzuwenden.

Gemäß DIN VDE 0100-410 muss ein zusätzlicher Schutz durch RCDs (**R**esidual **C**urrent protective **D**evice = Fehlerstrom-(FI-)Schutzschalter) mit einem Bemessungsdifferenzstrom von maximal 30 mA vorgesehen werden für:

- Steckdosen mit einem Bemessungsstrom nicht größer als 20 A, die für die Benutzung durch Laien und zur allgemeinen Verwendung bestimmt sind und
- Endstromkreise für im Außenbereich verwendete tragbare Betriebsmittel mit einem Bemessungsstrom nicht größer als 32 A.

Es wird empfohlen,

- die Steckdosen für IuK-Verbraucher in Büroräumen oder büroähnlicher Umgebung über kombinierte zweipolige RCD mit Leitungsschutzschalter und
- die Steckdosen für den Anschluss von allgemeinen Verbrauchern einschließlich Reinigungsgeräten durch vierpolige RCD für eine Gruppe Leitungsschutzschalter

zu schützen. Bei geringen Anforderungen an die Verfügbarkeit der Steckdosen für IuK-Verbraucher können diese, wie die Steckdosen für die allgemeinen Verbraucher, geschützt werden.

Die Ausnahmen gemäß DIN VDE 0100-410 sollten nur im Einzelfall bei besonderer Begründung in Anspruch genommen werden. Die Begründung ist zu dokumentieren und zu den Bestandsunterlagen zu nehmen.

Werden die im TN-System nach DIN VDE 0100-410 vorgegebenen Abschaltbedingungen nicht erfüllt, sind zusätzliche Maßnahmen vorzusehen. In TT-Systemen wird die erforderliche Abschaltung mit RCDs erreicht. In bestimmten Fällen ist aufgrund der hohen Ableitströme der Einsatz von RCD's nur bedingt möglich (z. B. in Küchen). Zur Sicherstellung der Selektivität und Vermeidung größerer Betriebsstörungen sind RCD's selektiver Bauart einzusetzen.

In Gebäuden und Räumen sowie Bereichen besonderer Art und Nutzung, wie z. B.

- in Krankenhäusern und medizinisch genutzten Räumen,
- in Versammlungsstätten,
- in explosionsgefährdeten Bereichen,
- in Werkstätten zur Instandsetzung elektrischer und elektronischer Geräte oder
- im Außenbereich.

sind ggf. andere oder ergänzende Schutzmaßnahmen anzuwenden. Dazu gehören beispielsweise Schutzkleinspannung, verstärkte oder zusätzliche Schutzisolierung, Schutztrennung oder Anwendung des IT-Systems mit Isolationsüberwachungseinrichtung (DIN VDE 0100-410).

Bezüglich des Schutzes von Kabeln und Leitungen bei Überstrom wird auf DIN VDE 0100-430 und DIN VDE 0298-4 verwiesen.

3.6.3 Zusätzlicher Schutzpotenzialausgleich

Unter bestimmten Voraussetzungen ist ein zusätzlicher Potenzialausgleich (PA) erforderlich. Bei dieser, auch „örtlicher Potenzialausgleich“ genannten Schutzmaßnahme müssen alle gleichzeitig berührbaren Körper fest angebrachter Betriebsmittel und alle gleichzeitig berührbaren fremden leitfähigen Teile wie Rohrleitungen, metallene Träger, Heizkörper usw. in den Potenzialausgleich mit einbezogen und unmittelbar miteinander verbunden werden.

Ein zusätzlicher Potenzialausgleich ist u. a. erforderlich in:

- Schwimmbädern und Springbrunnen (DIN VDE 0100-702),
- den Räumen der Gruppen 1 und 2 in Krankenhäusern und medizinisch genutzten Räumen (DIN VDE 0100-710),
- Unterrichtsräumen mit Experimentierständen (DIN VDE 0100-723),
- explosionsgefährdeten Bereichen (DIN EN 60079-14 (VDE 0165-1)),
- Zentralen und Verteilerräumen der IuK-Anlagen (DIN VDE 0100-540, DIN V VDE V 0800-2),
- Großküchen im Bereich der Großküchengeräte.

3.7 Brandschutz und Funktionserhalt

3.7.1 Brandschutz

Die Installation der elektrischen Anlagen in Gebäuden ist abhängig vom baulichen Brandschutz des Gebäudes. Sofern Brandschutzkonzepte vorliegen, dienen diese auch als verbindliche Vorgabe für die Elektroinstallation. Folgende Gesichtspunkte sind insbesondere zu beachten:

- Kabel und Leitungen dürfen nicht zu einer Ausbreitung eines Brandes in andere Brandabschnitte beitragen oder diese begünstigen,
- elektrische Anlagen notwendiger Sicherheitseinrichtungen müssen im Brandfall über eine vorgegebene Zeit funktionsfähig bleiben und
- die Entstehung von Rauch, Brand und Feuer muss in den Flucht- und Rettungswegen durch bauliche Maßnahmen verhindert sein (siehe (M)LAR).

Bei der Auswahl der Komponenten sind DIN VDE 0100-420, DIN VDE 0100-520 und DIN VDE 0298-4 zu beachten.

Dem baulichen und anlagentechnischen Brandschutz dienen folgende Maßnahmen:

- Zuordnung von Unterverteilungen und Installationsbereichen zu Brandabschnitten,
- Normgerechte Berechnung und Installation der elektrotechnischen Betriebsmittel,
- Vermeidung von hohen Überströmen und damit hohen Temperaturen durch Schutz-einrichtungen gegen Überlast und Kurzschluss (DIN VDE 0100-430 und DIN VDE 0100-520),
- Vermeidung von unnötigen Brandlasten,
- Abschottung mit Produkten mit Bauartzulassung und
- Einsatz metallener Verlegesysteme.

3.7.2 Funktionserhalt

Der Funktionserhalt umfasst die Gesamtheit der Maßnahmen, welche die Funktion von wichtigen betriebstechnischen Anlagen, z. B. bauordnungsrechtlich vorgeschriebenen Sicherheitseinrichtungen, im Brandfall für eine bestimmte Zeit aufrechterhalten. Er erstreckt sich auf alle Komponenten der Sicherheitsstromversorgung, von der Stromquelle über das Verteilungsnetz bis zum Betriebsmittel. Die Zeit, in der die Kabel- bzw. Leitungsanordnung funktionsstüchtig bleibt, d. h. kein Kurzschluss oder keine Leiterunterbrechung auftritt, gilt als Kennzeichnung für die geprüften Kabel und Leitungen.

Hinsichtlich des Funktionserhalts werden in der (M)LAR zwei Gruppen unterschieden:

- Funktionserhalt von mindestens 30 Minuten (E 30) für Sicherheitseinrichtungen, die zur Rettung von Menschen notwendig sind. Erforderlich bei
 - Sicherheitsbeleuchtungsanlagen,
 - Personenaufzügen mit Brandfallsteuerung,
 - Brandmeldeanlagen,
 - Anlagen zur Alarmierung und Erteilung von Anweisungen,
 - natürlichen Rauchabzugsanlagen,
 - maschinellen Rauchabzugsanlagen (sofern nicht Gruppe 2).
- Funktionserhalt von mindestens 90 Minuten (E 90) für Sicherheitseinrichtungen, die auch für die Brandbekämpfung notwendig sind. Erforderlich bei
 - Wasserdruckerhöhungsanlagen zur Löschwasserversorgung,
 - maschinellen Rauchabzugsanlagen und Rauchschutz-Druckanlagen,
 - Feuerwehraufzügen,
 - Bettenaufzügen in Krankenhäusern.

Für die Sicherstellung des Funktionserhalts von Kabeln, Leitungen und Schienenverteilersystemen gibt es verschiedene Möglichkeiten:

- getrennte Kabel- und Leitungstrassen,
- Beschichtungen und Bekleidungen,

- Verteiler mit Funktionserhalt und
- Kabel- und Leitungsanlagen mit integriertem Funktionserhalt.

Für Brandschotts und Leitungstrassen mit Funktionserhalt sind die vom Hersteller vorgegebenen Montageanweisungen zu befolgen. Es dürfen nur die im Prüfzeugnis vorgeschriebenen Komponenten ausgewählt und entsprechend montiert werden.

Hinweis:

Die Kennzeichnung FE (z. B. FE 90 nach DIN VDE 0472-814) bedeutet Isolationserhalt und darf nicht mit der Kennzeichnung E (Funktionserhalt) gleichgesetzt werden. Auch halogenfreie Mantelleitungen mit verbessertem Verhalten im Brandfall nach DIN VDE 0250-214 und halogenfreie Kabel mit verbessertem Verhalten im Brandfall nach DIN VDE 0266 bieten keinen Funktionserhalt. Nach Abschluss der Arbeiten muss der Errichter der Kabel- und Leitungsanlage gemäß DIN 4102-12 eine Übereinstimmungserklärung ausfüllen. Damit bestätigt er, dass sie gemäß den in den Prüfungszeugnissen aufgeführten Bestimmungen errichtet wurde. Der Schott der Kabelanlage ist mit einem Schild mit folgenden Angaben dauerhaft zu kennzeichnen:

- Name des Errichters,
- Bezeichnung des Systems gemäß Prüfzeugnis,
- Funktionserhaltsklasse, z. B. E 90,
- Prüfzeugnisnummer,
- Herstellungsjahr.

4 Blitz- und Überspannungsschutz, Erdungssystem und Elektromagnetische Verträglichkeit

Ein technisch und wirtschaftlich optimierter Entwurf eines Blitzschutzsystems verlangt die frühzeitige interdisziplinäre Zusammenarbeit von Blitzschutzplanung und Planung der baulichen Anlage.

Dem Expertenkreis gehören vor allem Fachplaner folgender Fachrichtungen an:

- Architektur / Hochbau,
- Elektrotechnik,
- Fernmelde- und informationstechnische Anlagen,
- Gebäudeautomation,
- Abwasser-, Wasser- und Gasanlagen,
- Wärmeversorgungsanlagen, Lufttechnische Anlagen,
- Förderanlagen.

4.1 Blitz- und Überspannungsschutzsystem (LPS)

4.1.1 Notwendigkeit

Der Blitz- und Überspannungsschutz hat die Aufgabe, Personen, Tiere und bauliche Anlagen vor den Folgen von Blitzeinschlägen und den Auswirkungen durch das Entstehen von Überspannungen bei Ein- und Ausschaltvorgängen in den Energieversorgungssystemen zu schützen.

Zur Vermeidung von Schäden durch Überspannungen sind Maßnahmen zum äußeren und inneren Blitzschutz erforderlich. Die notwendigen Anforderungen sind durch Anwendung eines Risiko-Managements zu untersuchen und die erforderlichen Maßnahmen (Potenzialausgleich, Abschirmung, Überspannungsschutz) festzulegen.

Folgende Normen sind bei Planung, Ausführung und Betrieb zu berücksichtigen:

- IEC 60364-5-54 / DIN VDE 0100-540 - Errichten von Niederspannungsanlagen
Teil 5-54 Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel
- IEC 62305-1 / DIN EN 62305-1 (VDE 0185-305-1)
Blitzschutz – Teil 1: Allgemeine Grundsätze
- IEC 62305-2 / DIN EN 62305-2 (VDE 0185-305-2)
Blitzschutz – Teil 2: Risiko-Management
- IEC 62305-3 / DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3)
Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen
- IEC 62305-4 / DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4)
Blitzschutz – Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen
- IEC 62561-1 / DIN EN (VDE 0185-561-1 bis VDE 0185-561-7)

Für bestimmte Gebäude sind - in den Bauordnungen der einzelnen Bundesländer (LBO) bzw. den geltenden Sonderbauverordnungen und -Richtlinien zur Gewährleistung der öffentlichen Sicherheit - Blitzschutzanlagen gefordert. Soweit die baurechtlichen Vorgaben der Bundesländer keine Blitzschutzmaßnahmen fordern, wird im Hinblick auf die perspektivisch tendenziell eher steigenden Anforderungen für Gebäude mit mehr als einem oberirdischen Geschoss mindestens ein Blitzschutzsystem der Schutzklasse III empfohlen. Sollte nach qualifizierter Risikoabschätzung und Prüfung versicherungsrechtlicher Fragen zweifelsfrei kein Blitzschutz für vorgenannte Gebäude notwendig sein, kann dieser entfallen.

Das Schadenrisiko des zu schützenden Gebäudes und dessen Blitzschutzklasse ist gemäß o. g. Normenverweise vor Beginn der Planung zu ermitteln. Die erforderlichen Berechnungen sind durchzuführen und zu dokumentieren. Für eine erste, vereinfachte Abschätzung der erforderlichen Blitzschutzklasse kann die VdS-Richtlinie "Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz, Richtlinien zur Schadenverhütung" (VdS 2010) verwendet werden.

4.1.2 Äußerer Blitzschutz

Der Äußere Blitzschutz hat die Aufgabe, alle Blitzeinschläge "aufzufangen", den Blitzstrom vom Einschlagpunkt aus zur Erde abzuleiten und in der Erde zu verteilen, ohne dass thermische, mechanische und elektrische Wirkungen das Leben und die Gesundheit von Personen und Tieren gefährden und Schäden an den zu schützenden baulichen Anlagen verursachen.

Der Äußere Blitzschutz, bestehend aus Fangeinrichtung, Ableitungseinrichtung und Erdungsanlage, ist entsprechend DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) zu planen und auszuführen.

Die Fangeinrichtung hat die Aufgabe, mögliche Einschlagpunkte und Blitzstromwege zu definieren, unkontrollierte Blitzstromwege zu vermeiden und das zu schützende Volumen vor direkten Einschlägen zu bewahren. Umfang und Art der Fangeinrichtungen sollen mit Hilfe der Blitzkugel-, Maschen- und Schutzwinkelverfahren einzeln oder in Kombination festgelegt werden.

Die Ableitungseinrichtung ist die elektrisch leitende Verbindung zwischen der Fangeinrichtung und der Erdungsanlage. Die Ableitungen sollen den Blitzstrom vom Einschlagpunkt aus zur Erdungsanlage ableiten. Die geometrische Anordnung der Ableitungen und ihre notwendige Anzahl werden von der ermittelten Schutzklasse vorgegeben. Bei entsprechenden Voraussetzungen können auch die "natürlichen Bestandteile" einer baulichen Anlage, wie metallene Installationen, das metallene Gebäudeskelett oder die durchverbundene Bewehrung als Ableitungseinrichtung genutzt werden.

Die Erdungsanlage leitet und verteilt den Blitzstrom in die Erde. DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) unterscheidet zwischen Erderanordnung Typ A und Typ B. Die Erderanordnung Typ A besteht aus dem Oberflächenerder und/oder Tiefenerder. Die Erderanordnung Typ B besteht aus dem Ringerder oder Fundamenterder. Die Mindestlängen der Erder richten sich nach der ermittelten Schutzklasse.

4.1.3 Trennungsabstand

Um gefährliche Funkenbildungen durch Spannungsüberschläge zwischen der Blitzschutzanlage und den leitfähigen Teilen des Gebäudes und dessen technischen Einrichtungen (z. B. Rohrleitungen, Elektroanlage, Kommunikationsnetz) zu vermeiden, muss der Abstand d zwischen Fangeinrichtung/Ableitung und (baulichen) metallenen Installationen größer als der Trennungsabstand s sein.

Die Einhaltung des Trennungsabstandes s kann den Installationsaufwand bzw. die Anlagenkonfiguration erschweren. Die Thematik ist daher von Beginn an bei der Planung zu berücksichtigen.

„Primäre“ Maßnahmen zur Einhaltung (und ggf. Reduzierung) des Trennungsabstandes ergeben sich aus der Berechnungsformel für den Trennungsabstand s und den zugehörigen Tabellen für die Koeffizienten gem. DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3).

Der Trennungsabstand s steigt

- mit höherer Schutzklasse des Blitzschutzsystems (z. B. Faktor 2 zwischen Schutzklasse I und Schutzklasse II),
- bei Verwendung von Isoliermaterialien (Luft < GFK < Beton, Ziegel) und
- mit der Länge der Ableitungseinrichtungen.

Folgende Maßnahmen zur Gewährleistung bzw. Einhaltung des Trennungsabstandes sind primär zu prüfen und vollständig auszuschöpfen:

- Umverlegung elektrischer Installationen, die den Trennungsabstand zu den Ableitungen der Fangeinrichtung nicht einhalten,
- Vermaschung des Fangleitungsnetzes,
- Erhöhung der Anzahl der Ableitungen,
- geringer Abstand zur nächsten Ableitung und
- Verringerung des Abstandes zum nächstliegenden Punkt des Potenzialausgleichs oder der Erdung.

Kann der notwendige Trennungsabstand auf Grund der Gebäudeform (z. B. hohe Gebäude), der vorgegebenen Lage, Abstände und Materialien (z. B. im Bestand) oder der Ästhetik (z. B. Denkmalschutz) nicht eingehalten werden, so sind folgende Ersatzmaßnahmen zu prüfen:

1. Einsatz hochspannungsfest isolierter Ableitungen und/oder
2. Einbinden metallener Installationen und Leitungen in den Blitzschutz durch Herstellen einer blitzstromtragfähigen Verbindung.

Bei hochspannungsfest isolierten Ableitungen gemäß Nr. 1 handelt es sich um Leitungen aus Kupferdraht mit einer dickwandigen hochspannungsfesten Isolierung. Diese Leitungen ermöglichen die Einhaltung des Trennungsabstandes nach DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) zu elektrisch leitenden Teilen. Insbesondere bei architektonisch anspruchsvollen Fassaden und Dächern sollte diese technische Lösung in Erwägung gezogen werden.

Bei der Ersatzmaßnahme gemäß Nr. 2 werden innerhalb des errechneten Trennungsabstands liegende metallene Installationen sowie elektrische und informationstechnische Leitungen blitzstromtragfähig über Blitzstrom-Ableiter SPD Typ 1 (SPD = **S**urge **P**rotective **D**evice) mit dem Schutzpotenzialausgleich (Haupterdungsschiene) verbunden. Durch diese Maßnahme werden die Trennungsabstände auf „0“ gesetzt.

Die Ersatzmaßnahme Nr. 2 hat den Nachteil, dass im Falle eines Blitzeinschlages ein Teil des Blitzstroms durch das Gebäudeinnere fließt. Metallene Installationen und Leitungen im Gebäude können Blitzstrom führen. Der zu den Erdungssystemen im Gebäude fließende Blitzstrom bewirkt neu einzuhaltende Trennungsabstände zu benachbarten Installationen und Leitungen. Weiterhin können elektromagnetische Beeinträchtigungen auftreten. Bei der Konzeption des inneren Blitzschutzes (s. DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4)) sind daher die Auswirkungen auf elektrische und elektronische Systeme in der Nähe blitzstromführender „Ableitungen“ zu berücksichtigen. Deutliche Mehrkosten - u. a. für den Überspannungsschutz - sind nicht auszuschließen. Insofern sollte diese Ersatzmaßnahme nur im Einzelfall nach genauer Prüfung und Abwägung der Vor- und Nachteile angewendet werden. Architektonische bzw. gestalterische Aspekte begründen nicht automatisch diese Ersatzmaßnahme.

4.1.4 Innerer Blitzschutz

Der Innere Blitzschutz umfasst die Gesamtheit der Maßnahmen, die zum Schutz gegen Auswirkungen elektromagnetischer Einwirkung auf metallene Konstruktionen, elektrische und informationstechnische Einrichtungen an einer technischen Anlage selbst und ihren Wirkungsbereich getroffen werden müssen. Alle Einzelmaßnahmen wie Potenzialausgleich,

Schirmung, Führung und Anordnung von metallenen Leitern in Kabel und Leitungen, Einsatz von Überspannungsschutzgeräten sollen Bestandteile eines Gesamtkonzeptes sein.

Der Blitzschutz-Potenzialausgleich wird erreicht durch das Verbinden der Leiter des Äußeren Blitzschutzes einschließlich Erdungsanlage mit dem Metallgerüst der baulichen Anlage, mit den metallenen Rohrleitungen und Installationen innerhalb des Gebäudes, den geerdeten Teilen von energie- und informationstechnischen Anlagen und das indirekte Verbinden aller in die bauliche Anlage hineinführenden und abgehenden aktiven Leiter von energie- und informationstechnischen Kabeln und Leitungen durch Überspannungsschutzgeräte.

Der Innere Blitzschutz einschließlich Blitzschutz-Potenzialausgleich ist fachgerecht entsprechend DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) auszuführen. Er kann auch erforderlich sein in Gebäuden ohne Äußeren Blitzschutz, sofern der über Kabel und Leitungen in die bauliche Anlage einfließende Blitzstrom Schäden verursachen kann.

Der Schutz von elektrischen und elektronischen Systemen in Gebäuden gegen Überspannungen, die durch den elektromagnetischen Blitzimpuls (engl.: **L**ightning **E**lectro **M**agnetic **i**mpulse = LEMP) verursacht werden, beruht auf dem Prinzip der Blitzschutz-zonen (engl.: **L**ightning **P**rotection **Z**ones = LPZ). Danach ist die zu schützende bauliche Anlage in innere Blitzschutz-zonen mit unterschiedlichen LEMP-Bedrohungswerten zu unterteilen. Insbesondere in Gebäuden mit umfangreichen und komplexen informationstechnischen Anlagen und Einrichtungen (z. B. Rechenzentren) ist das Blitz-Schutz-zonen-Konzept gemäß VDE 0185-305-4 konsequent umzusetzen.

Die Überspannungsschutzgeräte (SPDs = **S**urge **P**rotective **D**evice) zur Einbeziehung der energie- und informationstechnischen Kabel und Leitungen in den Potenzialausgleich sind bezüglich ihres Schutzpegels und Ableitvermögens gestaffelt vorzusehen.

- Im Bereich der festen Gebäudeinstallation werden entsprechend den Anforderungen und Belastungen SPDs vom Typ 1, 2 und 3 verwendet. SPDs vom Typ 1 (Blitzstromableiter) sind an der Schnittstelle der inneren Blitzschutzzone 0_A auf 1 (möglichst in der Nähe des Gebäudeeintritts bzw. in der GHV) einzusetzen.
- Am Übergang der LPZ 1 auf 2 (Unterverteiler) sind SPDs vom Typ 2 (Überspannungsableiter) zu installieren.
- Für den Übergang von Blitzschutzzone 2 auf 3 (Endgeräte, Schutzkontaktsteckdosen) stehen SPDs vom Typ 3 zur Auswahl.

Schutzkontaktsteckdosen mit Überspannungsschutzbeschaltung vom Typ 3 sind grundsätzlich nicht vorzusehen. Ausgenommen sind die Steckdosen und Steckdosenleisten für die aktiven Komponenten der IuK im zentralen Technikraum, im Systembetriebsraum bzw. in den Etagenverteilerräumen und die Anschlüsse von besonders kostenintensiven Einzelgeräten (z. B. Teilnetzserver).

4.2 Erdungssystem

Das Erdungssystem besteht aus

- der Erdungsanlage (in Kontakt mit der Erde) und
- der Potenzialausgleichsanlage (nicht in Kontakt mit der Erde).

4.2.1 Erdungsanlage

Die Erdungsanlage soll einen möglichst großen Anteil des Blitzstromes in die Erde ableiten, ohne dass gefährliche Potentialdifferenzen in der Erdungsanlage entstehen. Dies wird durch ein vermaschtes Netzwerk unterhalb und ggf. um die bauliche Anlage (Fassade) herum er-

reicht. Für die verschiedenen elektrischen Systeme (Blitzschutz, NS-Anlagen, IuK) ist eine gemeinsame Erdungsanlage zu bevorzugen. Diese muss mit dem Potenzialausgleich verbunden werden. Da die DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) von einem konsequenten Blitzschutz-Potenzialausgleich ausgeht, wird für den Erdungswiderstand kein besonderer Wert gefordert. Im Allgemeinen wird jedoch ein Erdungswiderstand kleiner 10 Ohm empfohlen.

Bei allen neu zu errichtenden Bauten schreiben die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Verteilnetzbetreiber (VNB) und die Planungsnorm DIN 18014 einen Fundamenterder vor. Die Ausführung der Erdungsanlage ist in der DIN 18014 geregelt.

Der Begriff Fundamenterder bezieht sich gemäß DIN VDE 0100-540 sowohl auf den in Beton verlegten Erder als auch auf den „Fundamenterder in Erde“, den sogenannten Ringerder.

Werkstoffe und Mindestmaße für die gebräuchlichsten Erder sind der DIN VDE 0100-540, Tabelle 54.1, zu entnehmen. Hierbei sind die unterschiedlichen Mindestdurchmesser für senkrechte und waagerechte Errichtung zu beachten. Der Ringerder ist in korrosionsfestem Edelstahl V4A (W-Nr. 1.4571) auszuführen.

Um einen ausreichenden Korrosionsschutz gewährleisten zu können, muss bei der Verlegung im Beton eine Überdeckung von mindestens 5 cm vorhanden sein. Der Fundamenterder darf nicht ohne zusätzliche Maßnahmen (z. B. Überbrückung mittels Dehnungsband) über Bewegungsfugen geführt werden.

Bei baulichen Anlagen mit Bodenplatte sowie Perimeter- und Sockeldämmung hat ein im Fundament angeordneter Fundamenterder praktisch keine Erdungswirkung. Bodenplatte und Sockel sind hier vollflächig gegen Erde isoliert. In diesen Fällen ist unterhalb der Bodenplatte ein Ringerder einzubringen. Gleiches gilt bei der Verwendung von Noppenbahnen als Ersatz für die Sauberkeitsschicht.

In Gegenden mit hohem Grundwasserstand oder Hanglagen mit „drückendem“ Wasser werden in der modernen Bautechnik die erdumschlossenen Außenwände und die Fundamentplatte nach den Verfahren „Schwarze- bzw. Weiße Wanne“ abgedichtet.

Bei sachgerechter Ausführung der „Schwarzen Wanne“ ist durch die hochohmige Isolation nach außen eine Erderwirkung durch den Fundamenterder nicht gegeben. Für das Einhalten der Erdungsanforderungen ist die Installation eines Ringerders unterhalb aller Abdichtungen in der Sauberkeitsschicht oder außen um das Gebäude herum erforderlich. Das Einführen des äußeren Erders in das Gebäudeinnere sollte dabei nach Möglichkeit oberhalb der Gebäudeabdichtung erfolgen.

Bei der „Weißen Wanne“ (WU-Beton) garantiert der Fundamenterder ebenfalls keine gute Erderwirkung. Die notwendige Erdfähigkeit des Erders ist im Fundament nicht gegeben. Daher ist ein Ringerder erdfähig unterhalb des Fundaments in der Sauberkeitsschicht oder außerhalb des Fundaments im durchfeuchteten, frostfreien Bereich zu installieren.

Wird ein Ringerder außerhalb der Gebäudefundamente errichtet, ist ein zusätzlicher Funktionspotenzialausgleichsleiter zur Potenzialsteuerung innerhalb der Gebäudefundamente notwendig.

Der Fundamenterder bzw. der Ringerder ist mit der Haupterdungsschiene zu verbinden.

Werden mehrere bauliche Anlagen leitungstechnisch miteinander verbunden, so müssen ihre Erdungsanlagen ebenfalls über möglichst viele parallele Pfade miteinander verbunden werden.

Die fachgerechte Ausführung der Erdungsanlage ist gemäß DIN 18014 durch den Errichter mittels Formblatt zu dokumentieren.

4.2.2 Potenzialausgleichsanlage

Die Hauptaufgabe der Potenzialausgleichsanlage ist es, im Inneren einer baulichen Anlage gefährliche Potentialdifferenzen zwischen allen Geräten zu vermeiden und das magnetische Feld zu reduzieren. Eine niederinduktive Potenzialausgleichsanlage wird durch möglichst kurze, mehrfache Verbindungen zwischen den metallenen Bauteilen innerhalb und außerhalb der baulichen Anlage erreicht.

In Gebäuden, in denen der Einbau von Anlagen der LuK vorgesehen oder zumindest zu erwarten ist, ist eine niederinduktive Potenzialausgleichsanlage zwingend erforderlich und durch folgende Maßnahmen sicherzustellen:

- In jedem Stockwerk oder Gebäudeabschnitt, in dem relevante elektro- und informationstechnische Anlagen errichtet werden sollen oder vorhanden sind, ist ein Potenzialausgleich zu errichten, in den, soweit vorhanden, vom jeweiligen Stockwerk oder Gebäudeabschnitt die Schutzleiter, metallene Rohrleitungen und Verlegesysteme wie z. B. Kabeltrassen und Brüstungskanäle sowie - sofern möglich - die Metallteile der Gebäudekonstruktion einzubeziehen sind.
- Alle Potenzialausgleichsschienen sind miteinander zu verbinden, so dass ein engmaschiges Netz von Potenzialausgleichsleitern entsteht (vermaschter Potenzialausgleich).
- Leitfähige Teile von Anlagen der LuK, wie z. B. Schränke, Gehäuse und Gestelle müssen in das Potenzialausgleich-Netzwerk einbezogen werden.
- Ab NSHV ist ein TN-S bzw. TT-Netz auszuführen (kein PEN-Leiter, s. DIN VDE 0100-444).

Bezüglich des zusätzlichen Potenzialausgleichs wird auf Abschnitt 3.6.3 verwiesen.

4.3 Elektromagnetische Verträglichkeit

Die Elektromagnetische Verträglichkeit ist die Fähigkeit einer elektrischen Einrichtung, z. B. eines Bauelements, einer Baugruppe, eines Betriebsmittels, Gerätes oder Anlagenteils, in einer vorgegebenen elektromagnetischen Umgebung in beabsichtigter Weise zu arbeiten und andere elektrische Einrichtungen nicht unzulässig zu beeinflussen.

Geräte, die elektromagnetische Störungen verursachen können oder deren Betrieb durch solche Störungen beeinträchtigt werden kann, müssen die Schutzanforderungen des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten (EMVG) erfüllen.

Die Tabelle 5 benennt für ausgewählte Anlagenarten potentielle Störquellen und deren Einkopplung.

Anlagenart	Störquellen	Art der Einkopplung	Frequenzbereich
Aufzugsanlagen	Motoren, Zuleitungen, Leistungssteuerung, Schaltvorgänge	Magnetisches Feld (M-Feld), leitungsgebundene Störungen, elektromagnetische Wellen (EM-Wellen)	50 Hz bis 20 MHz, impulsförmige Störungen, Magnetfeld bis 10 kHz
EDV	Netzteile, Takterzeugung	leitungsgebunden, elektromagnetische Wellen (EM-Wellen)	50 kHz bis 50 MHz
Leistungssteuerung	Netz, Motoren, etc.	M-Feld, leitungsgebunden, EM-Wellen	Grundwellen bis 300 Hz, Oberwellen bis einige MHz
Leuchtstofflampen	Gasentladung, elektronische Vorschaltgeräte	leitungsgebunden, M-Feld, EM-Wellen	25 kHz bis 3 MHz
Mittelspannungsversorgung	Schaltvorgänge, Leitungen	leitungsgebunden, M-Feld	leitungsgebunden bis in den MHz-Bereich, 50 Hz (M-Feld)
Motoren	Leitungen, Leistungssteuerung, Schaltvorgänge, Kommutierung	leitungsgebunden, E-Feld, M-Feld, EM-Wellen	50 Hz bis 20 MHz, M-Feld bis 10 kHz
Niederspannungsnetz	Leistungskabel, Schaltvorgänge, Spannungseinbrüche	leitungsgebunden, M-Feld	leitungsgebunden bis in den MHz-Bereich, 50 Hz (M-Feld)
Schaltvorgänge (mechanisch)	Schalter, Relais, Schütze	leitungsgebunden, EM-Wellen	bis in den MHz-Bereich
Sendeanlagen	Rundfunk- u. Fernsehsender, Funkanlagen, Sprechfunkgeräte	EM-Wellen	bis in den GHz-Bereich
Transformatoren		M-Feld	50 Hz

Tabelle 5 Potentielle Störquellen und Arten der Einkopplung

Der Schutz gegen schädliche Umwelteinwirkungen in Hoch- und Niederfrequenzanlagen ist in der Verordnung über elektromagnetische Felder, der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV), gesetzlich geregelt. Niederfrequenzanlagen im Sinne dieser Verordnung sind u. a. Freileitungen, Erdkabel und Elektromessanlagen, einschließlich der Schaltfelder mit einer Frequenz von 50 Hertz und einer Oberspannung von 1.000 V und höher.

Schutzmaßnahmen gegen elektromagnetische Störungen in Anlagen von Gebäuden sind in DIN VDE 0100-444 festgelegt. Darüber hinaus sind Vorgaben dazu für besondere Anlagen in verschiedenen Normen oder Richtlinien zu finden, z. B. für medizinisch genutzte Bereiche in DIN VDE 0100-710, für IuK-Netzkomponenten in VDE 0878.

Geräte und Maschinen bieten mit der Anwendung des EMV-Gesetzes und den damit verbundenen Prüfungen bereits einen differenzierten Schutz (Festigkeitspegel) gegen Überspannungen, Stoßspannungen und elektromagnetische Felder. Bei der Neubeschaffung von Geräten und Maschinen ist auf das Vorhandensein des CE-Zeichens zu achten.

Wesentliche Maßnahmen zur Verbesserung der EMV und zum Schutz von elektrischen, elektronischen und informationstechnischen Einrichtungen vor elektromagnetischen Strahlungseinflüssen sind:

- Einhaltung großer Abstände zu Störquellen,
 - Einhaltung des Trennungsabstandes s (s. Abschnitt 4.1.3),
 - Aufstellung und Umsetzung des Blitz-Schutzzonen-Konzeptes nach DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4),
 - Eintritt der energie- und informationstechnischen Kabel und Leitungen möglichst dicht zusammen in eine LPZ und gemeinsamer Anschluss an eine Potenzialausgleichschiene,
 - Koordinierter Einsatz von Überspannungsschutzgeräten (SPD) entsprechend den Anforderungen und Belastungen an den gewählten Installationsorten (s. DIN VDE 0100-443),
 - Anwendung der Netzform TN-S oder ggf. TT im gesamten elektrischen Verteilungssystem (keine generelle Nachrüstpflicht bei Bestandsanlagen),
 - Herstellung und Erhaltung eines stromtragfähigen, niederinduktiven Erdungssystems,
 - Vermaschter Zusammenschluss aller bauseits vorhandenen metallenen Komponenten, wie Stahlarmierung, metallene Gitter und Tragkonstruktionen etc.,
 - Verwendung von metallenen Kabelführungssystemen (DIN EN 50174 (VDE 0800-174)),
 - Trennung der Leitungstrassen für allgemeine und IuK-Verbraucher,
 - Verwendung von geschirmten Kabeln und Leitungen (z. B. NYCWY) bei Haupt- und Steigleitungen bzw. Schienenverteilern mit EMV-günstigen Konstruktionen,
 - Einsatz von Entstörfiltern, z. B. bei Schirmmaßnahmen,
 - Verwendung von geschirmten und/oder verdrillten Aderpaaren bei Signalkabeln und -leitungen,
 - Beidseitiges Erden der Kabel- und Leitungsschirme, umfängliche Kontaktierung des Schirmes,
 - Trennung der Stromkreise für allgemeine und IuK-Verbraucher,
 - Auslegung der Kabelquerschnitte für Oberschwingungslasten,
 - Keine Querschnittsreduzierung beim N-Leiter,
 - PE-Anschluss mit mindestens gleichem Querschnitt wie L1/L2/L3/N ausführen (Berechnung durchführen),
 - Verlegung des PE zusammen mit L1/L2/L3/N (definierte Nullreaktanzen)
 - Keine Einzeladern vom Transformator zur NSHV,
 - Einsatz von Geräten mit Differenzstromüberwachung (RCM), Durchführen eines permanenten Energie Monitoring,
 - EMV-gerechter Aufbau der Elektro-Verteilungen (Sammelschienen als 5-Leiter-System mit L1, L2, L3, N sowie PE; gleiche Stromtragfähigkeit von N, L1, L2, L3; die im Normalbetrieb stromführenden L1, L2, L3 und N sind räumlich „zusammenzufassen“),
 - Aufbau prüffähiger Verteilungen, Sicherstellen der Zugänglichkeit der Messpunkte,
 - Einbeziehung des Trafo-Gehäuses in den örtlichen Potenzialausgleich,
 - Realisierung eines EMV-gerechten Netzaufbaus bei Mehrfacheinspeisung u. a. durch
 - Keine direkte Verbindung der Sternpunkte der Stromerzeuger mit Erde,
 - Verbindung der Sternpunkte der Stromerzeuger mit der NSHV über isoliert verlegte, als PEN-Leiter gekennzeichnete Leiter,
 - Verbindung der N- (PEN-)Schiene in der NSHV mit Erde, d. h. nur eine zentrale Verbindung der N- (PEN-)Schiene im Gesamtsystem einer Einspeisegruppe,
 - Verbindung der PE-Schiene in beliebiger Anzahl mit der Erde.
- s. auch Abbildung 2

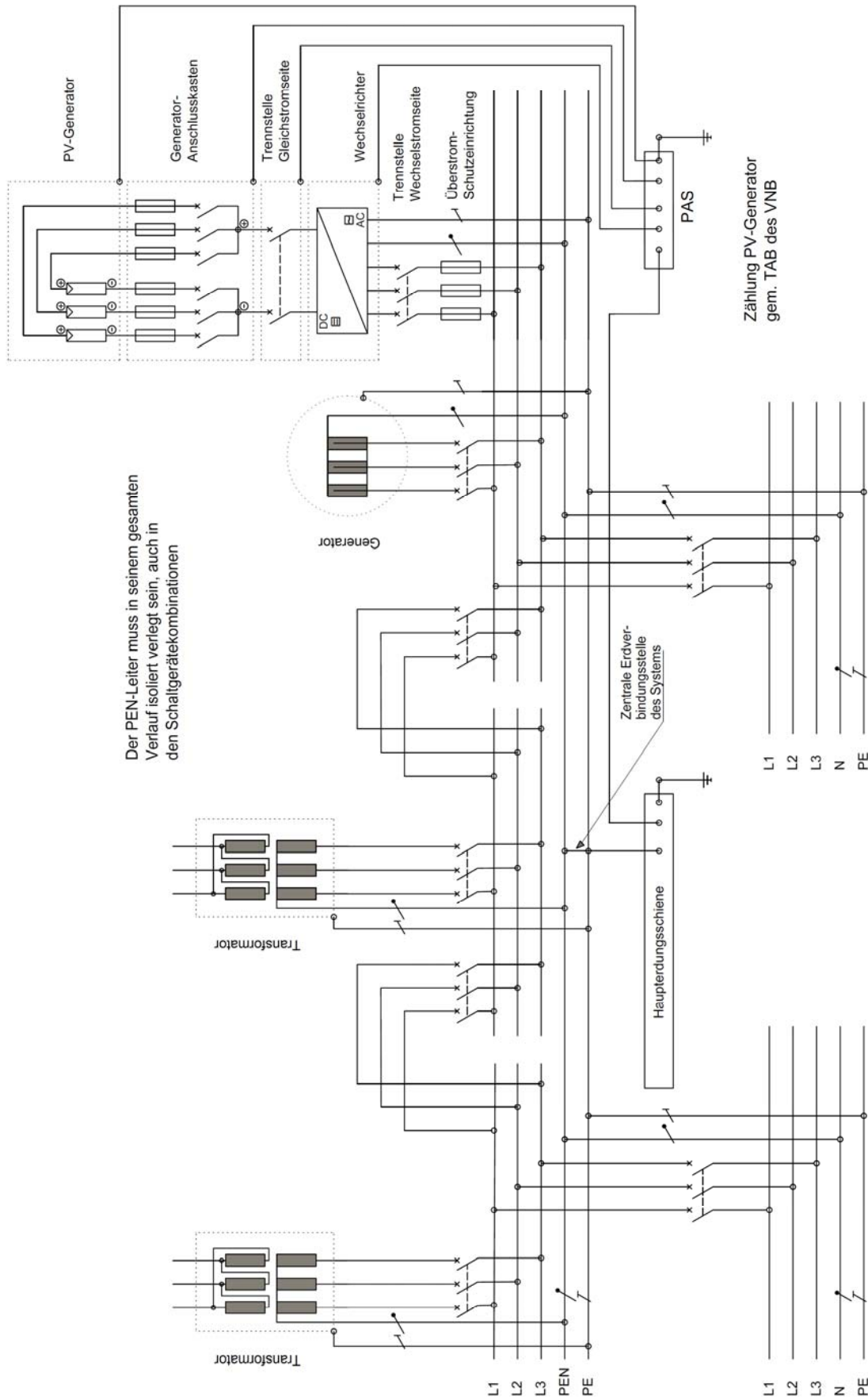


Abbildung 2: EMV-gerechter Netzaufbau bei Mehrfacheinspeisung (Variante mit zentraler Einspeisung der Eigenerzeugungsanlagen)

5 Elektrische Betriebsräume

5.1 Definition

Betriebsräume für elektrische Anlagen (elektrische Betriebsräume) sind Räume, die ausschließlich zur Unterbringung von Einrichtungen zur Erzeugung oder Verteilung elektrischer Energie oder zur Aufstellung von Batterien dienen.

Folgende elektrische Betriebsmittel sind in jeweils eigenen elektrischen Betriebsräumen unterzubringen:

- Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV,
- Ortsfeste Stromerzeugungsaggregate für die Sicherheitstechnischen Anlagen und Einrichtungen und
- Zentralbatterien der sicherheitstechnischen Anlagen und Einrichtungen.

Die landesspezifischen Richtlinien und Verordnungen über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (z. B. EltBauVO) sowie die (M)LAR sind zu beachten.

Für besondere bauliche Anlagen gelten zusätzliche Bestimmungen wie die DIN VDE 0100-710 und DIN VDE 100-718.

In medizinisch genutzten Bereichen (z. B. Krankenhäusern und Kliniken) sind zusätzlich folgende elektrische Betriebsmittel in jeweils eigenen, abgeschlossenen Betriebsräumen unterzubringen:

- Hauptverteiler für die Allgemeine Stromversorgung,
- Hauptverteiler der Sicherheitsstromversorgung und
- Umrichter und Steuerschränke für die zusätzliche Sicherheitsstromversorgung.

Mit dem VNB sind die elektrischen Betriebsräume für die Übergabeschaltanlage, z. B. in Transformatorenstationen oder die Hausanschlusseinrichtungen, abzustimmen.

5.2 Allgemeine bauliche Anforderungen

Elektrische Betriebsräume müssen leicht erreichbar und ungehindert zu verlassen sein. Ein unmittelbarer Zugang aus notwendigen Treppenhäusern ist unzulässig. Der Rettungsweg innerhalb elektrischer Betriebsräume darf bis zu einem Ausgang maximal 35 bzw. 40 m betragen. (Die Länge der Rettungswege ist bundeslandspezifisch geregelt, s. beispielsweise EltBauVO.)

Die Betriebsräume sollen vorzugsweise ebenerdig und unter technischen Aspekten, einschließlich der Lage zu anderen Betriebsräumen, zweckmäßig in das Gebäude eingeordnet sein. Sie sollen möglichst im Lastschwerpunkt liegen und eine gute Einbringmöglichkeit, z. B. von Schaltanlagen und Transformatoren, aufweisen. Zur Verringerung der äußeren Wärmelasten sollen sie möglichst nach Norden oder Nordosten orientiert sein.

Darüber hinaus sind folgende Anforderungen an elektrische Betriebsräume zu stellen:

- gute und möglichst direkte Erreichbarkeit,
- nach technischer Anlage ausgelegte ausreichende Innenfläche bzw. auch -höhe,
- Gebäudetrockenheit, Grund- und Hochwasserfreiheit sowie Überflutungssicherheit,
- Raumtemperatur zwischen 5° und 30° Celsius, optimal 20° Celsius,

- Schutz vor Witterung und Vandalismus,
- Schutz vor spannungsführenden Teilen,
- ausschließliche Nutzung als elektrischer Betriebsraum (u. a. keine Verwendung als Abstellraum),
- grundsätzlich frei von Leitungen und Einrichtungen, die nicht zum Betrieb der elektrischen Anlagen erforderlich sind,
- Einhalten der TAB,
- Konstruktion muss der zu erwartenden mechanischen Belastung und dem durch einen Kurzschluss-Lichtbogen verursachten Innendruck standhalten,
- Fenster und Öffnungen ins Freie sind gegen unbefugtes Eindringen zu sichern (Verwendung bruchsicherer Baustoffe, Schutzgitter oder entsprechend hohe Umzäunung, sofern Unterkante der Fenster oder Öffnungen nicht mindestens 1,80 m über Zugangsebene)
- Türen nach außen aufschlagend, selbstschließend und mit Sicherheitsschlössern mit Anti-Panikfunktion ausgerüstet,
- Öffnungen ins Freie müssen gegen Wasser, Regen- und Spritzwassereinfluss gesichert werden,
- Vermeidung von gefährlichen Annäherungen und Eindringen von Fremdkörpern an spannungsführende Teile,
- Vermeidung von Höhenunterschieden (Stufen und Rampen),
- Vermeidung von Kondensation,
- Decke und Wände mit glatter oder verputzter Oberfläche,
- Fußboden druckfest, gleitsicher, abriebfest, leicht zu reinigen (z. B. durch geeigneten Anstrich),
- Gewährleistung einer ständig wirksamen Be- und Entlüftung (möglichst natürlich),
- Gewährleistung der natürlichen Entrauchung vorzugsweise durch Querlüftung,
- Elektrische Einrichtungen (z. B. Beleuchtung, Brandmelder) sind so anzuordnen, dass sie während des Betriebes gefahrlos bedient und gewartet werden können.

5.3 Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Schaltanlagen bis 1 kV

Für die Errichtung und Aufstellung von Anlagen und Verteilern in elektrischen Betriebsräumen sind u. a. die DIN VDE 0100-729 und DIN VDE 0100-731 zu beachten.

Die Räume sollten in möglichst geringer Entfernung zu der Einspeisung bzw. den Transformatoren angeordnet werden. Bei Einspeisungen größer 100 kVA (150 A) sind auch in Gebäuden, die nicht medizinisch genutzt werden, eigene abgeschlossene elektrische Betriebsräume vorzusehen. Rohrleitungen und andere in elektrischen Anlagen zulässige Einrichtungen dürfen in ihrem Schadensfall die elektrische Anlage nicht gefährden. Landespezifische Regelungen schließen ggf. Leitungen und Einrichtungen, die nicht zum Betrieb der jeweiligen elektrischen Anlage erforderlich sind, aus.

Die Länge des Betriebsraumes der NS-Schaltanlage ergibt sich aus der Anzahl und Breite der vorgesehenen Schaltfelder zuzüglich einer Platzreserve. Bei kleineren und mittleren Schaltanlagen sind die Schaltfelder an der Wand, bei großen Schaltanlagen freistehend mit rückwärtigem Wartungsgang aufzustellen. Werden Schaltfelder an zwei gegenüberliegenden Wandflächen aufgestellt, soll die Raumbreite ca. 3,2 m betragen. Eine größere Raumbreite kann bei Einsatz von Schaltschränken mit größerer Tiefe (> 0,8 m) notwendig werden. Bei freistehender Aufstellung der Schaltfelder in zwei Reihen soll die Raumbreite 5,0 m – 5,5 m betragen. Diese Maße erlauben ausreichende Breiten der Bedien- und Wartungsgänge.

In Bestandsgebäuden muss die Raumhöhe meist als gegeben hingenommen werden. In Neubauten sollte eine Rohbauhöhe von 2,80 m angestrebt werden. Für eine einfache Instal-

lation, Instandhaltung und Erweiterung wird ein ca. 0,50 m hoher Doppelboden empfohlen, alternativ ein Kabelbodenkanal. Eine lichte Höhe von 2,30 m sollte vorhanden sein. In Ausnahmefällen kann diese bis 2,00 m lichte Höhe minimiert werden.

Wenn die Länge von Wartungs- und Bediengängen 6,0 m übersteigt, sollte der Zugang von beiden Seiten möglich sein. Bei einer Länge der Wartungs- und Bediengänge größer 10,0 m ist die beidseitige Zugänglichkeit zwingend.

Bei Betriebsräumen mit einer Länge größer 20 m muss der Zugang von zwei Seiten über Türen erfolgen.

Die Zugangstüren sind 1,0 m breit und 2,0 m hoch auszuführen und mit Sicherheitsschildern zu versehen. Grundsätzlich sind Einbring- und Transportmaße für Schaltanlagen und elektrische Betriebsmittel zu beachten.

Die Mindestbreiten für Flucht-, Rettungs- oder Verkehrswege richten sich nach den staatlichen Arbeitsschutzvorschriften und den landesspezifischen Bauvorschriften. Die Technischen Regeln für Arbeitsstätten geben für Fluchtwege eine lichte Breite von mindestens 0,875 m vor, sofern nicht mehr als 5 Personen den Fluchtweg im Bedarfsfall benutzen (s. ASR A2.3).

Bediengänge müssen in NS-Anlagen eine freie Gangbreite von mindestens 0,7 m und eine freie Ganghöhe von 2,0 m besitzen. Schaltfeldtüren sollen sich mindestens um 90° öffnen lassen und in Fluchtrichtung schließen. Montagegänge in gekapselten Anlagen sind mindestens 0,7 m breit und 2,0 m hoch, in offenen Niederspannungsanlagen 0,9 m breit und 2,0 m hoch auszuführen. Die Maße dürfen durch in den Gang hineinreichende Teile, wie z. B. fest angebrachte Antriebe, Schaltwagen in Trennstellungen oder arretierbare Türen auf 0,6 m reduziert werden.

Betriebsräume mit Einspeisungen größer 100 kVA sollen möglichst nicht an ständig besetzte Arbeitsplätze angrenzen. Die im Anhang 1 der Verordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSCHV) angegebenen Grenzwerte der elektrischen Feldstärke und magnetischen Flussdichte sind einzuhalten.

5.4 Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV

Bei Betriebsräumen für Transformatoren und MS-Schaltanlagen gelten über Abschnitt 5.2 hinaus folgende Anforderungen:

- von anderen Räumen feuerbeständig getrennt,
- Türen mindestens Feuerwiderstandsklasse T 30 (DIN 4102-5) und selbstschließend, rauchdicht und aus nichtbrennbaren Baustoffen,
- Türen, die direkt ins Freie führen müssen selbstschließend und aus nichtbrennbaren Baustoffen bestehen,
- Fußboden, ausgenommen Fußbodenbeläge, aus nichtbrennbaren Stoffen,
- Frei von Leitungen und Einrichtungen, die nicht zum Betrieb der elektrischen Anlagen erforderlich sind,
- Zu-/Abluft unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen ins Freie,
- Gewährleistung einer ausreichenden natürlichen Be- und Entlüftung (s. auch Abschnitt 5.5).

Bei Räumen für Öltransformatoren ist zusätzlich Folgendes zu beachten:

- Kein Einsatz in Geschossen, deren Fußboden mehr als 4 m unter der festgelegten Geländeoberfläche liegt,
- Kein Einsatz in Geschossen über Erdgeschoss,
- ggf. von Fluren nur über Sicherheitsschleusen zugänglich (gilt für Sonderbauten, länderspezifisch geregelt, s. EltBauVO),
- Sicherheitsschleusen mit mehr als 20 m³ Luftraum erfordern Rauchabzüge,
- Auffangwannen bzw. Sammelgruben sind erforderlich (die Sammelgrube muss die Flüssigkeit des größten Transformators aufnehmen können; einfließendes Wasser darf das Aufnahmevermögen der Sammelgrube nicht vermindern),
- Vermeidung der Brandübertragung bei Sammelgruben.

Die Betriebsräume für Transformatoren und MS-Schaltanlagen sollen horizontal und vertikal nicht an ständig besetzte Arbeitsplätze angrenzen.

Die Mindestgröße eines Transformatorenraumes entspricht dem Raumbedarf für einen 630 kVA Transformator. Bei Leistungen über 630 kVA ist für die Mindestgröße der Raumbedarf eines 1.600 kVA Transformators zu Grunde zu legen. Die Transformatoren-Auflagerschienen sollten so ausgeführt sein, dass verschiedene Transformatorengrößen aufgestellt werden können.

Unter Beachtung eines allseitigen Kontrollgangs von ca. 0,7 m Breite ergeben sich folgende Mindestraumgrößen:

- | | |
|---|-------------------|
| • Transformatoren bis 630 kVA | ca. 3,50 x 2,70 m |
| • Transformatoren von 800 kVA bis 1.600 kVA | ca. 4,10 x 3,20 m |

Die Mindestraumhöhe soll Transformatorhöhe zuzüglich 0,5 m betragen. Herstellerbedingte Größenunterschiede bei Transformatoren sind zu berücksichtigen. Auf ausreichende Flexibilität ist zu achten.

Mit dem VNB ist zu klären, ob dessen Übergabeschaltanlage und die kundeneigene MS-Schaltanlage in einem durch eine Gitterwand geteilten Betriebsraum oder in zwei gesonderten Betriebsräumen aufgestellt werden müssen und wie der Zugang zu den Räumen geregelt wird. Zugangstüren können ggf. mit Doppelschließung für zwei Schließzylinder vorgesehen werden, damit Betreiber und VNB ungehindert Zutritt haben.

Die Länge des Betriebsraumes der eigenen MS-Schaltanlage ergibt sich bei einer einreihigen Anordnung an einer Raumseite aus der Anzahl der vorgesehenen Schaltfelder einschließlich der Reservfelder. Dabei ist eine Breite von ca. 1,1 m je Schaltzelle zuzüglich einer festzulegenden Platzreserve zu berücksichtigen. Die Breite des Betriebsraumes muss bei einreihiger Anordnung etwa 2,8 m bis 3,0 m betragen. Bei zweireihiger Anordnung entsprechend mehr.

In Bestandsgebäuden muss die Raumhöhe meist als gegeben hingenommen werden. In Neubauten sollte eine Rohbauhöhe von 3,00 m angestrebt werden. Für eine einfache Installation, Instandhaltung und Erweiterung wird ein ca. 0,50 m hoher Doppelboden empfohlen, alternativ ein Kabelbodenkanal. Eine lichte Höhe von 2,30 m sollte vorhanden sein. In Ausnahmefällen kann diese bis 2,00 m lichte Höhe minimiert werden.

Auf ausreichende Druckentlastung im Kurzschlussfall ist zu achten. Es wird empfohlen, eine Abschätzung des Druckanstiegs im Störlichtbogenfall durchzuführen. Die Richtung der Druckentlastung ist in Abhängigkeit der Räumlichkeiten bzw. des Aufstellortes zu wählen.

Zugangstüren sind mindestens 1,1 m breit und 2,1 m hoch auszuführen (ungehindertes Einbringen von Transformatoren bzw. Schaltanlagen muss möglich sein). Bediengänge müssen eine freie Gangbreite von mindestens 1,0 m und eine freie Ganghöhe von 2,1 m besitzen. Schaltfeldtüren sollen in Fluchtrichtung schließen. Die Maße dürfen durch in den Gang hineinreichende Teile, wie z. B. fest angebrachte Antriebe, Schaltwagen in Trennstellungen, nicht unterschritten werden.

Die Mindestbreiten für Flucht-, Rettungs- oder Verkehrswege richten sich nach den staatlichen Arbeitsschutzvorschriften und den landesspezifischen Bauvorschriften.

Alle elektrischen Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV sind mit Zubehör gemäß Abschnitt 2.5 auszustatten. Die Zugangstüren dieser Betriebsräume sind mit Sicherheitsschildern zu versehen.

Kompaktstationen („Fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung“ nach DIN EN 62271-202) bestehend aus Baukörper, Mittelspannungsanlage, Transformator und Niederspannungshauptverteilung können eine Alternative zu gebäudeintegrierten Lösungen sein. Sie ermöglichen die Stromversorgung von baulichen Anlagen ohne in diesen hierfür Räume schaffen oder umbauen zu müssen.

5.5 Berechnungen und Beispiele für elektrische Betriebsräume

Räume von Transformatoren sollen grundsätzlich natürlich be- und entlüftet werden. Für in Innenräumen aufgestellte Transformatoren mit Selbstkühlung sind ausreichend große Zu- und Abluftöffnungen in Wänden und/oder Türen vorzusehen. Die Größe der Abluftöffnung kann bei einer in der Praxis relevanten Temperaturdifferenz von 20 K zwischen den Mittelwerten von Zu- und Ablufttemperatur nach Abbildung 3 überschlägig ermittelt werden. Dieser Wert erhöht sich durch Abdeckung mit einfachem Gitter um 10 % und durch Abdeckung mit Gitter und Jalousie um 50 %. Die Größe der Zuluftöffnung kann um etwa 10 % kleiner bemessen werden als die Abluftöffnung.

Beispiel:

Ermittlung der Zuluft- und Abluftöffnung bei Abdeckung mit einfachem Gitter
Transformator nach DIN EN 50464-1, Nennleistung 400 kVA
Höhe von Stationsboden bis Mitte der Abluftöffnung $H = 3,1$ m
Höhe von Stationsboden bis Mitte des Transformatorbottens $h = 0,6$ m

$\Delta h = H - h$ ($\Delta h =$ Höhenunterschied)

$\Delta h = 2,5$ m

Erforderliche Abluftöffnung nach Abbildung 3	0,90 m ²
Zuschlag für einfaches Gitter (10%)	0,09 m ²
Größe der Abluftöffnung	0,99 m ²
Größe der Zuluftöffnung (0,99 m ² abzüglich 10 %)	0,89 m ²

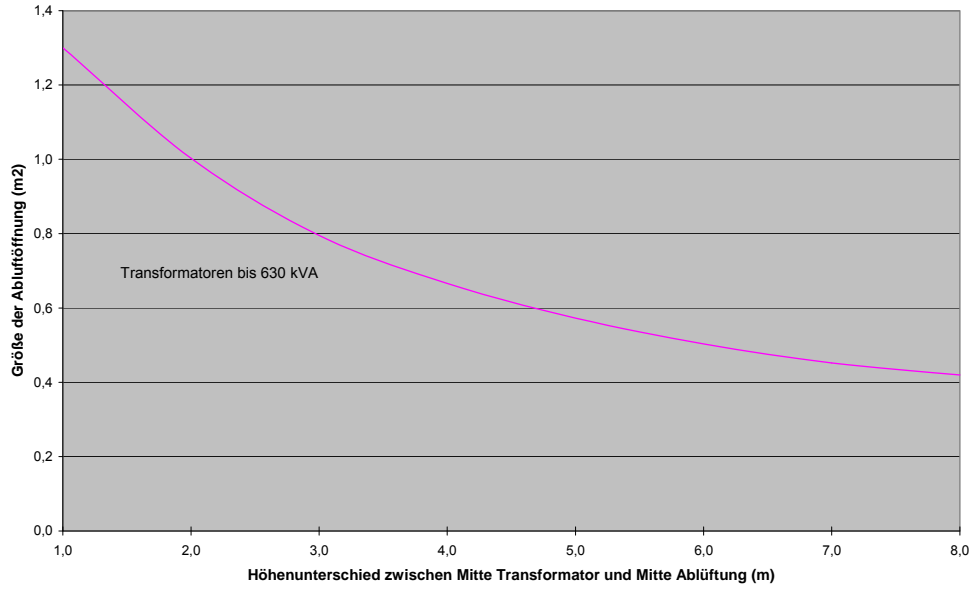


Abbildung 3: Mindestluftquerschnitt der Abluftöffnung bei natürlicher Lüftung von Traforäumen für Transformatoren nach DIN EN 50464-1

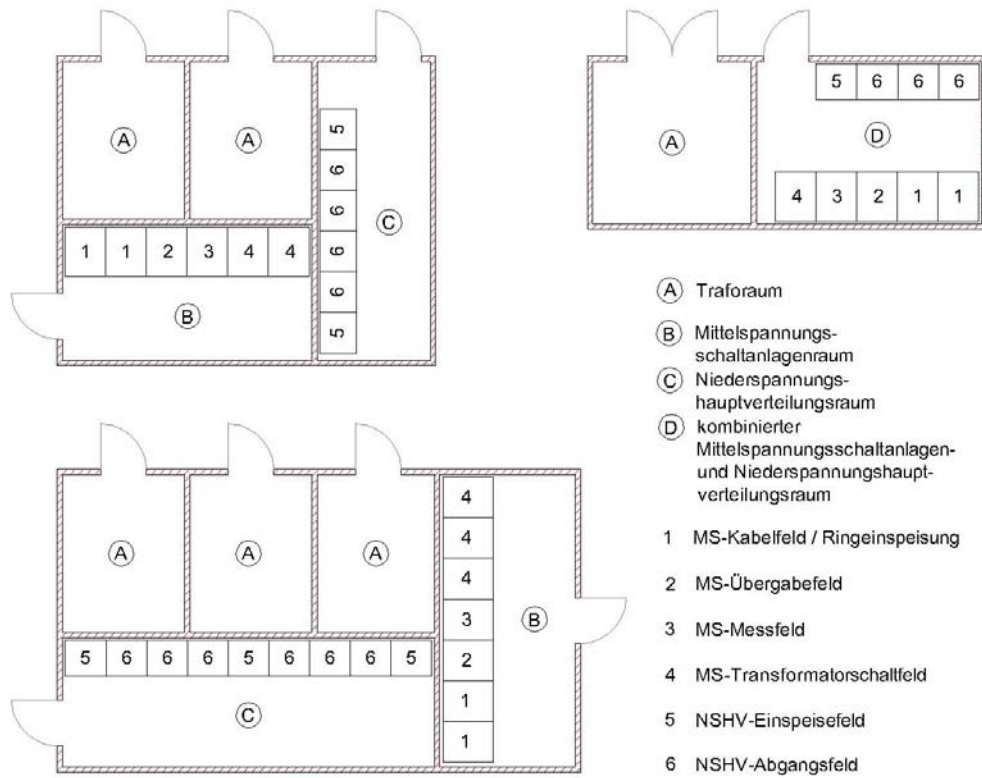


Abbildung 4: Beispiele für räumliche Anordnung von MS- und NS-Schaltanlagen sowie Transformatoren

5.6 Zusätzliche Anforderungen an Batterieräume

Die DIN EN 50272-2 (VDE 0510-2) beschreibt die Sicherheitsanforderungen an stationäre Batterien und Batterieanlagen. Die EltBauVO enthält länderspezifische Regelungen für zentrale Batterieanlagen für bauordnungsrechtliche vorgeschriebene sicherheitstechnische Anlagen und Einrichtungen. Die damit ggf. verbundenen höheren Anforderungen sind zu beachten.

Räume für stationäre Batterien und Batterieanlagen müssen von Räumen mit erhöhter Brandgefahr feuerbeständig, von anderen Räumen mindestens feuerhemmend getrennt sein. Dies gilt auch für Batterieschränke.

Türen müssen nach außen aufschlagen, in feuerbeständigen Trennwänden mindestens feuerhemmend und selbstschließend sein und in allen anderen Fällen aus nichtbrennbaren Baustoffen bestehen.

Batterieräume müssen frostfrei sein oder beheizt werden können. Sie sollen frei von Leitungen und Einrichtungen sein, die nicht zum Betrieb der elektrischen Anlagen erforderlich sind. Öffnungen zur Durchführung von Kabeln sind mit nichtbrennbaren Baustoffen zu schließen.

Fußböden sowie Sockel für Batterien müssen gegen die Einwirkungen von Elektrolyten widerstandsfähig sein. An den Türen muss eine Schwelle vorhanden sein, die auslaufende Elektrolyten zurück hält. Der Fußboden muss an allen Stellen für elektrostatische Ladungen einheitlich und ausreichend ableitfähig sein.

Das Rauchen und das Verwenden von offenem Feuer sind in Batterieräumen verboten; hierauf ist durch Schilder an der Außenseite der Türen hinzuweisen.

Batterieräume und Batterieschränke sind grundsätzlich zu belüften, um eine mögliche Explosionsgefahr zu verhindern. Das während der Ladung und Entladung freigesetzte Wasserstoff/Sauerstoff-Gemisch muss verdünnt werden.

Die Zuluft für Batterieräume muss unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen dem Freien entnommen, die Abluft unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen ins Freie geführt werden. Lüftungsleitungen, die durch andere Räume führen, sind so herzustellen, dass Feuer und Rauch nicht in andere Räume übertragen werden können. Öffnungen von Lüftungsleitungen zum Freien müssen Schutzgitter haben. Die Lüftungsanlagen müssen gegen die Einwirkungen von Elektrolyten widerstandsfähig sein.

Für die Dimensionierung der Lüftung ist die DIN EN 50272-2, Abschnitt 8 einschlägig. Gemäß Nr. 8.3 und 8.4 ist der Luftvolumenstrom (Q) vorzugsweise durch eine natürliche Lüftung sicherzustellen. Ist das baulich nicht möglich, ist eine technische Lüftung herzustellen, anzuschließen und zu überwachen.

Die Belüftung von Räumen, Schränken und Behältern, in denen Batterien betrieben werden, gilt als ausreichend, wenn mindestens der im Folgenden definierte Luftvolumenstrom sichergestellt ist.

Berechnung des Luftvolumenstroms (Q) von Bleibatterien:

$$Q = v \times q \times s \times n \times I_{\text{gas}} \times C_N / 1000 \text{ (m}^3\text{/h)}$$

Faktoren:

- v = der erforderliche Verdünnungsfaktor von Wasserstoff
- q = freigesetzter Wasserstoff = 0,42 / 1000 (m³/Ah)
- s = allgemeiner Sicherheitsfaktor = 5

$$v \times q \times s = 0,05$$

n = Anzahl der Zellen (216V = 108 Zellen)

I_{gas} = Strom der die Gasentwicklung verursacht

C_n = Batteriekapazität C_{10} bei 10 Stunden Nennbetriebsdauer und 1,8 V/Zelle [Ah]

Berechnung des freien Lüftungsquerschnitts (A) der Zu- und Abluftöffnungen bei natürlicher Lüftung:

$$A \text{ (cm}^2\text{)} > 28 \times Q$$

Beispiel:

Bleibatterie 216 V (108 Zellen)

Erhaltungsladen (nur gelegentliches Starkladen)

C_n	5,5 Ah	20 Ah	50 Ah	100 Ah
Verschlossene Bleibatterie (z. B. OGiV, OPzV)				
Luftvolumenstrom (Q) in m ³ /h	0,03	0,11	0,27	0,54
Lüftungsquerschnitt (A) der Zu- und Abluftöffnung in cm ²	0,83	3,02	7,56	15,2
Geschlossene Bleibatterie (z. B. OPzS)				
Luftvolumenstrom (Q) in m ³ /h	0,15	0,54	1,35	2,7
Lüftungsquerschnitt (A) der Zu- und Abluftöffnung in cm ²	4,16	15,2	37,8	75,6

Der freie Belüftungsquerschnitt für Räume mit verschlossenen Bleibatterien beträgt nur ca. ein Fünftel vom Querschnitt für Räume mit geschlossenen Bleibatterien.

6 Abnahme, Dokumentation, Prüfung und Instandhaltung

Wesentlicher Bestandteil einer ordnungsgemäß errichteten elektrischen Anlage sind folgende durch den Fachplaner und Errichter beizubringende Unterlagen:

- Planungs- und Berechnungsunterlagen,
- Nachweise über die durchgeführten Erstprüfungen einschließlich der zugehörigen Messergebnisse,
- Errichterbescheinigungen,
- Zertifikate, Konformitätsnachweise, Herstellererklärungen im erforderlichen Umfang und
- Technische Unterlagen.

Diese Forderungen basieren auf den mit den Fachplanern auf der Grundlage der jeweiligen Verwaltungsvorschriften (z. B. RBBau, RLBau, (D)ABau) zu vereinbarenden Planungsleistungen sowie mit den Errichtern (Ausführungsbetrieben) zu vereinbarenden Werkverträgen.

6.1 Planungs- und Berechnungsunterlagen

Auf der Grundlage des Planungsauftrages sind unter Beachtung der bautechnischen Vorschriften und Normen die Planungsleistungen zu erbringen, die für die inhaltliche Umsetzung der Aufgabenstellung erforderlich sind. Dazu gehören insbesondere auch folgende Berechnungen zur Dimensionierung der elektrischen Anlage:

- Berechnungsnachweise des Leistungsbedarfs aller Netze,
- Nachweise der erforderlichen Netzberechnungen nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) für das MS- und NS-Netz einschließlich der Berechnung der Kurzschlussströme,
- Berechnungsnachweise zur Dimensionierung der Zuleitungs- und Hauptstromkreise sowie Stromkreise kritischer Strecken und Großverbraucher und
- Berechnungsnachweise zur Auslegung der zugehörigen Schutzorgane einschließlich ggf. notwendiger Selektivitätsnachweise.

Mit Fertigstellung der Anlage ist die aktualisierte Bestandsdokumentation zu übergeben (s. auch Abschnitt 6.4). Für besondere Baumaßnahmen ist zu prüfen, ob zusätzlich die VDI 6026 Blatt 1 als Vertragsbestandteil mit dem Fachplaner vereinbart werden soll.

6.2 Abnahmeprüfungen/Erstprüfungen

Der Errichter elektrischer Anlagen hat durch eine Errichterbescheinigung schriftlich zu erklären, dass die Anlage entsprechend den gesetzlichen Vorschriften und je nach Auftragserteilung entsprechend den allgemein anerkannten Regeln der Technik oder nach einem im Einzelfall vertraglich vereinbarten gesteigerten Anforderungsniveau (Stand der Technik) oder nach dem Stand der Wissenschaft und Technik (höchstes Schutzniveau) errichtet worden ist und ihre ordnungsgemäße Funktion gewährleistet ist. Er hat dies anhand von Prüf- und Messprotokollen, die auch die entsprechenden Messwertergebnisse enthalten, nachzuweisen und in Kongruenz mit der Planung zu dokumentieren.

Prüfungen der elektrotechnischen Anlagen sind vor der erstmaligen Inbetriebnahme und vor der Wiederinbetriebnahme nach Änderungen und Instandsetzungen erforderlich. Die Prüfungen dienen der Feststellung, ob der Schutz von Personen und Sachen sichergestellt ist. Sie erfolgen durch Besichtigen sowie Erproben und Messen.

Für besonders komplexe elektrotechnische Anlagen mit vielfältigen Schnittstellen zu anderen Gewerken sowie ggf. in Gebäuden mit hohen brandschutztechnischen Anforderungen wird eine Prüfung durch ein unabhängiges Prüfinstitut bzw. Sachverständigen empfohlen. Darüber hinaus sind landesrechtliche Auflagen (Verordnung über Prüfungen von technischen Anlagen und Einrichtungen nach Bauordnungsrecht) zu berücksichtigen.

Auf folgende Prüfungen wird besonders hingewiesen:

- Prüfungen von Anlagen bis 1 kV nach DIN VDE 0100-600,
- Prüfungen von Anlagen über 1 kV nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1),
- Prüfungen der elektrischen Ausrüstung von Maschinen nach DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1) und
- Prüfung der Blitzschutzanlage nach DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) mit Beiblatt 3.

Zusätzliche Prüfungen der elektrotechnischen Anlagen und Einrichtungen in Gebäuden, Räumen und Anlagen besonderer Art können erforderlich sein, wie z. B.

- in medizinisch genutzten Bereichen nach DIN VDE 0100-710,
- in öffentlichen Einrichtungen und Arbeitsstätten nach DIN VDE 0100-718,
- in bestimmten Räumen die Ableitfähigkeit von Bodenbelägen nach DIN EN 61340-4-1 (VDE 0300-4-1) bzw. isolierender Fußboden nach DIN VDE 0100-600,
- in explosionsgefährdeten Bereichen nach den Teilen der DIN VDE 0165 und gemäß § 14 Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) (künftig Arbeitsmittelsicherheitsverordnung (ArbMittSichV)) und
- von Zentralen Stromversorgungssystemen (insbesondere USV-Anlagen) nach DIN EN 50171 (VDE 0558-508), DIN EN 62040-1 (VDE 0558-510), DIN EN 62040-2 (VDE 0558-520) und DIN EN 62040-3 (VDE 558-530).

Auf weitere Prüfungen, die während des Betriebes bzw. der Nutzung elektrischer Anlagen und Betriebsmittel durchzuführen sind, wird hier nicht eingegangen.

Folgende Nachweise sind bei Errichtung oder Änderung von elektrischen Anlagen vorzulegen:

- Nachweis von Funktion und Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen beim Betrieb von Sicherheitsstromversorgungsanlagen,
- Nachweis der Einhaltung der Forderungen hinsichtlich der EMV entsprechend der Richtlinie über die elektromagnetische Verträglichkeit 2004/108/EG,
- Konformitätserklärung für Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen und Verteiler,
- Nachweis der Maßnahmen für den inneren Blitzschutz entsprechend der festgelegten Blitzschutzzone,
- Nachweis der Brandschutz-Eigenschaften von Bauteilen (Zertifikate),
- Nachweis der Eignung der Schaltgeräte in Blindstromkompensationsanlagen für das Schalten von Kompensationskondensatoren (Spannungsfestigkeit),
- Zusammenstellung über notwendige wiederkehrende Prüfungen und
- Nachweise für Photovoltaikanlagen nach RAL GZ 966.

6.3 Konformitätsnachweise, Zertifikate

Wesentlicher Bestandteil der Nachweisführung über eine ordnungsgemäß durchgeführte Installation elektrischer Anlagen und Einrichtungen ist die Vorlage notwendiger Zertifikate, Kopien von Konformitätserklärungen, Errichterbescheinigungen und Herstellererklärungen.

Zertifikate bestätigen, dass das Produkt für den Einsatz am Einbauort geeignet ist und die geforderten Sicherheitskriterien erfüllt. Zumeist werden sie von anerkannten Prüforganisationen ausgestellt. Bei überwachungsbedürftigen Anlagen bestätigt eine zugelassene Überwachungsstelle bei der Prüfung vor Inbetriebnahme die richtige Anwendung.

Anlagen der Technischen Gebäudeausrüstung werden zumeist aus einzelnen Produkten zusammengebaut. Für die einzelnen Produkte (Apparate, Systeme, Bauteile) gelten die Schutzanforderungen der EU-Richtlinien ihrer Kategorie. Durch den Hersteller müssen die Konformitätsbewertungen (EU-Konformitätserklärung) durchgeführt, durch die CE-Kennzeichnung nachgewiesen und für den Kunden zugänglich gemacht werden. Die Zugänglichkeit kann gemäß DIN EN ISO/IEC 17050-1 dadurch erfolgen, dass eine Kopie der Erklärung in anderen Dokumenten, wie z. B. in einer Mitteilung, einem Katalog, einer Rechnung, einer Gebrauchsanweisung oder in einer Internetseite, enthalten ist. Der Errichter der Anlage hat dem Auftraggeber die entsprechenden Unterlagen bei Bedarf und auf Anforderung zu übergeben.

Hersteller, die technische Anlagen als Bausatz, d. h. als unvollständige, am Einsatzort durch andere Baugruppen oder Maschinen zu vervollständigende Maschinen anbieten, haben der technischen Anlage eine Herstellererklärung nach Maschinenrichtlinie beizufügen. Für einzelne Produkte, die zur Vervollständigung der Maschine verwendet werden, gelten die Aussagen im vorherigen Absatz.

6.4 Technische Unterlagen

Für die Betriebsführung elektrischer Anlagen und Einrichtungen sind im Wesentlichen die nachfolgenden technischen Unterlagen und Hilfsmittel erforderlich. Sie sind durch den Ausführungsbetrieb (Errichter) auf der Grundlage des Werkvertrages und der Ausführungsplanung der elektrischen Anlage gemäß DIN EN 60848, DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1), DIN EN 61355-1 (VDE 0040-3), DIN EN 62027 (VDE 0040-7), DIN EN 82079-1 (VDE 0039-1) zu erstellen und spätestens zum Zeitpunkt der Abnahme dem Auftraggeber zur Verfügung zu stellen:

- Gebäudebestandszeichnungen mit Gebäudeinstallation (Installationspläne),
- Schalt- und Belegungspläne, Übersichtsschaltpläne,
- Pläne zur Trassenführung von Kabeln im Außenbereich (einschließlich exakter Vermaßung und technischer Angaben wie Typ, Querschnitt, Länge, Anschaltpunkte, Muffen, Belastungen, Absicherung),
- Anlagenbeschreibungen,
- Abnahme-/Prüfbescheinigungen gemäß Abschnitt 6.2,
- Betriebs-/Bedienungs-/Wartungs-/Prüfanleitungen mit Nachweis der Einweisung des Nutzers bzw. des Betriebspersonals,
- Gefahrenhinweise,
- Ersatzteillisten und
- entsprechende Software (z. B. für Energieoptimierungsanlage, Gebäudeautomation).

Für Bundesbauten gibt die RBBau im Abschnitt H - Bauübergabe und Baubestandsdokumentation - hierzu weitere Hinweise. Zur digitalen Gebäudebestandsdokumentation wird weiterhin auf die vom für das Bauen zuständigen Bundesministerium herausgegebene Baufachliche Richtlinie Gebäudebestandsdokumentation - BFR GBestand - hingewiesen. Zudem kann die VDI 6026 Blatt 1 Orientierungshilfe sein.

Die Dokumentation der elektrotechnischen Anlagen und Einrichtungen sollte anhand einer Checkliste überprüft werden, die alle vom Fachplaner und Errichter zu erbringenden Leis-

tungsanforderungen mit Quellenangabe enthält. Auf das Muster in Abschnitt 8.2 wird hingewiesen. Das Muster ist bei Bedarf zu ergänzen bzw. anzupassen.

6.5 Betrieb und Instandhaltung

Für Betrieb und Instandhaltung elektrischer Anlagen sind alle Teile der DIN VDE 0105, bei Blitzschutzanlagen die DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3), zu beachten.

Für die Wartung der elektrotechnischen Anlagen sind die vom Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV) aufgestellten Hinweise zu Wartungsarbeiten im Vertragsmuster „Wartung, Inspektion und damit verbundene kleine Instandsetzungsarbeiten von technischen Anlagen und Einrichtungen in öffentlichen Gebäuden“ (Wartung 2014) zu beachten.

Bereits in der Planungsphase ist zu klären, welche elektrischen Anlagen wartungspflichtig und -bedürftig sind. Mit der liegenschaftsverwaltenden Stelle ist verbindlich abzustimmen, ob Eigenwartung oder Fremdwartung erfolgen soll. Bei Fremdwartung sind Vertragsform und Vertragsdauer gemäß AMEV-Empfehlung festzulegen. In der Regel soll die Vertragsdauer 4 Jahre, ggf. maximal 6 Jahre betragen. Sofern Leistungen der Instandhaltung für Neuanlagen ausgeschrieben werden, sollte die liegenschaftsverwaltende Stelle die Vergabestelle bevollmächtigen, den Instandhaltungsvertrag zusammen mit dem Bauauftrag zu vergeben. Auf einschlägige Regelungen (siehe u. a. Vergabehandbuch, VHB-Formblatt 112) wird hingewiesen.

Bei Fremdwartung ist im Wettbewerbsverfahren die Wartung zusammen mit den Bauleistungen auszuschreiben. Die Wartungsangebote sind in die Gesamtwertung einzubeziehen, um die Wirtschaftlichkeit sicher zu stellen. Der vertragsvollziehenden Stelle ist das geprüfte Wartungsvertragsangebot rechtzeitig zum Vertragsabschluss vorzulegen.

Der Nachweis der Einhaltung der Unfallverhütungsvorschrift „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel“ richtet sich nach DGUV Vorschrift 3.

7 Nutzungsspezifische elektrische Anlagen

7.1 Blindstromkompensation

Blindstrom belastet elektrische Kabel und Leitungen, ohne einen Nutzeffekt zu erzielen. Zur Entlastung ihrer Verteilungsnetze geben VNB bestimmte, durch die Kunden sicherzustellende Grenzwerte für den Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi$ vor. Insbesondere müssen Sondervertragskunden mit Kosten für Blindstrom induktiver Verbraucher rechnen, sofern diese Grenzwerte nicht eingehalten werden. Desweiteren können Blindströme zur Überlastung von Kabeln und Leitungen bzw. bei Neuanlagen zu einer notwendigen höheren Dimensionierung von Kabel- und Leitungsquerschnitten führen. Bei vorhandenen induktiven Verbrauchern kann daher zur Reduzierung der Betriebs- und Investitionskosten der Einsatz von Blindstromkompensationsanlagen erforderlich werden. Der Einbau von Blindstromkompensationsanlagen ist somit von der Wirtschaftlichkeit (Leistungsabrechnung in kVA) und von vertraglichen ($\cos \varphi \geq 0,9$) oder technischen (Überlastung von Kabeln) Notwendigkeiten abhängig.

Bei neu errichteten Anlagen bzw. Gebäuden wird zur Vermeidung von Über- bzw. Unterdimensionierungen empfohlen, Kompensationsanlagen erst einzubauen, wenn eine Messung im Betrieb die Notwendigkeit bestätigt und Betriebserfahrungen vorliegen. Die Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird empfohlen.

Folgende Ausführungsarten von Blindstromkompensationsanlagen werden unterschieden:

Festkompensation

Die Kondensatoren einer Festkompensation sind direkt einzelnen induktiven Verbrauchern, wie z.B. Leuchten mit konventionellen Vorschaltgeräten, Transformatoren oder Motoren zugeordnet. Die Kondensatorleistung kann nicht geregelt werden.

Automatisch regelbare Kompensationsanlagen

werden als Zentral- oder Gruppenkompensationsanlagen eingesetzt. Sie bestehen aus mehreren stufenweise zuschaltbaren Kondensatoren und bieten über die Regelung die Möglichkeit, die Kompensationsleistung an veränderliche induktive Lasten anzupassen.

Dynamische Blindstromkompensationsanlagen

sind eine besondere Bauform automatisch regelbarer Kompensationsanlagen und werden in Netzen mit schnellen Laständerungen eingesetzt, z. B. Schweißmaschinen, Kranbahnen, Motoren mit hoher Leistung. Dynamische Anlagen werden mit Leistungselektronik, Thyristorsteller mit vorgeschalteter Elektronik im Nulldurchgang geschaltet. Die Schaltzeiten der Thyristorsteller liegen im Bereich von Millisekunden. Diese Steuerungen schalten verlustfrei und ermöglichen dadurch eine höhere Anzahl von Schaltspielen gegenüber Kondensatorschaltgeräten.

Unverdrosselte Blindstromkompensationsanlagen

werden eingesetzt, um eine lineare induktive Last zu kompensieren. Sie dürfen nicht in Industrienetzen eingesetzt werden, die eine der nachfolgenden Bedingungen erfüllen:

- Stromrichterleistung > 15% der Anschlussleistung,
- Kompensationsleistung > 35% der Transformatorennennleistung bzw. Anschlussleistung,
- Netze mit verdrosselten Kondensatoren,
- Netze mit Rundsteuerfrequenzen > 400 Hz.

Verdrosselte Blindstromkompensationsanlagen

werden eingesetzt, um Lasten mit erhöhtem Oberschwingungsanteil zu kompensieren. Mit verdrosselten Blindstromanlagen werden Resonanzerscheinungen im Netz vermieden. In

Netzen mit Rundsteuerfrequenzen sind mit dem VNB auf die Rundsteuerfrequenz abgestimmte, verdrosselte Blindstromkompensationsanlagen einzusetzen.

Blindstromkompensationsanlagen sollten in Abstimmung des VNB mit einer 7 % oder ggf. 14 % Vollverdrosselung ausgerüstet werden. Die Anlage ist mit einem Regler als Kreisregler auszurüsten, der es ermöglicht, zur gleichmäßigen Belastung und Alterung die Kondensatorstufen umlaufend zuzuschalten. Um Netzstörungen zu vermeiden, sollte die Zuschaltung der einzelnen Stufen in kleineren Schritten erfolgen.

Bei Notwendigkeit einer Blindstromkompensation kann die notwendige Kondensatorleistung gemäß Kapitel 1.3 „Elektrische Anschlussleistung“ in Verbindung mit Anhang 8.1 „Planungshilfe für elektrische Leistungsbilanzen für das Normalnetz und Ersatznetz“ rechnerisch ermittelt werden.

Bei einer Mittelspannungsversorgung kann eine zentrale Kompensationsanlage vereinfacht anhand der einzelnen Trafogrößen ausgelegt werden. Dabei wählt man ca. 30 % der Transformatorleistung als Kondensatorleistung. Die Kompensation ist auf der Niederspannungsseite der Transformatoren durchzuführen.

Für eine Bedarfsabschätzung bei Bestandsanlagen kann die erforderliche Kondensatorleistung Q_{erf} ohne Messung rechnerisch ermittelt werden. Aus der Rechnung des Stromlieferanten werden der Wirkverbrauch in kWh, der Blindverbrauch in kvarh und die Leistung in kW benötigt.

Beispiel:

Ermittlung der erforderlichen Kondensatorleistung Q_{erf}

Blindarbeit $W_Q = 10.000 \text{ kvarh/Monat}$

Wirkarbeit $W_P = 16.660 \text{ kWh/Monat}$

$\frac{1}{4}$ h Leistung $P_{\text{max}} = 92,6 \text{ kW}$

gewünschter Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi_2 = 0,95$

$$\tan \varphi_1 = W_Q / W_P = 0,60$$

$$\tan \varphi_2 = \tan(\arccos 0,95) = 0,33$$

$$Q_{\text{erf}} = P_{\text{max}} \times (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

$$Q_{\text{erf}} = 25 \text{ kvar}$$

Bei komplizierteren Bestandsanlagen ist zusätzlich eine Netzanalyse durchzuführen.

Die Festkompensation von Motoren etc. kann gleichfalls in Betracht gezogen werden. Sie ist auf Basis der einzelnen elektrischen Daten auszulegen.

Die Kondensatoren müssen den VDE-Richtlinien bzw. der europäisierten Normung entsprechen. Bei der Montage und Installation von Leistungskondensatoren sind u. a. DIN VDE 0100 und DIN EN 60439-1 (VDE 0660-500) zu beachten.

Die Lebensdauer der Leistungskondensatoren wird entscheidend von der Umgebungstemperatur beeinflusst. Die entsprechend der Temperaturklassen höchst zulässigen Werte nach VDE 0560 dürfen nicht überschritten werden. Die Temperaturverhältnisse sind besonders in niedrigen und engen Räumen zu überprüfen. Leistungskondensatoren sollen in trockenen und gut belüfteten Räumen aufgestellt werden.

Die Installation von Leistungskondensatoren erfordert besondere Aufmerksamkeit. Schaltgeräte, Schutzanlagen und Leitungen sind so auszulegen, dass sie den hohen thermischen und dynamischen Belastungen durch die Schaltströme gewachsen sind. Es sind Schaltgeräte einzusetzen, die ein schnelles Schalten ermöglichen, sowie Lichtbogenbildun-

gen und schädliche Rückzündungen, die ein Aufschaukeln der Kondensatorspannung zur Folge haben, ausschließen.

Bei Aufzugs-, Hebezeug- und Bremsmotoren dürfen Kondensatoren nicht unmittelbar parallel zu den Motoren angeschlossen werden. Kondensatoren sind hier so anzuschließen, dass keine Selbsterregung auftritt.

In Liegenschaften mit Transformatorenstationen, in denen keine zentrale Blindleistungskompensationsanlage erforderlich ist, sind den Transformatoren Blindleistungskondensatoren fest zuzuordnen. Die Kondensatorleistung soll etwa 5 % bis 10 % der Transformatorennennleistung betragen. Diese Kondensatoren sind auf der Niederspannungsseite der Transformatoren über Sicherungslasttrennschalter anzuschließen. Die Vorgaben des VNB und die Angaben der Transformatorenhersteller sind zu beachten.

Die Absicherung der Kondensatoren erfolgt, entsprechend VDE 0560, nicht gegen Überlast sondern nur auf Kurzschlusschutz. Nach VDE 0560-41 müssen Kondensatoreinheiten für einen Dauer-Effektivstrom des 1,3fachen des Stromes geeignet sein, der sich bei sinusförmiger Nennspannung und Nennfrequenz einstellt. Unter Berücksichtigung der Kapazitätstoleranz von $1,1 \times C_N$ kann der maximal zulässige Stromwert bis $1,38 \times I_N$ erreichen. Es wird empfohlen, Einzelkondensatoren mindestens mit 1,7fachen Nennstrom, Kondensatorengruppen mindestens mit 2fachem Nennstrom abzusichern. Diese Überlastbarkeit und der hohe Einschaltstrom sind bei der Dimensionierung von Sicherungen und Zuleitungen zu berücksichtigen.

Die „Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“ des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) und die TAB des zuständigen VNB sind zu berücksichtigen.

7.2 Mess- und Verbrauchswerterfassung

Die Erfassung von Messdaten und Verbrauchswerten ist für den Betrieb technischer Anlagen und für die Überwachung und Abrechnung von Verbrauchswerten unumgänglich. Unter diesen Gesichtspunkten muss im Einzelfall festgelegt werden, welche Daten

- ständig erfasst und vor Ort angezeigt (ggf. zusätzliche Möglichkeiten zur Aufschaltung der Daten auf eine zentrale Betriebsdatenerfassung),
- ständig erfasst und an eine zentrale Betriebsdatenerfassung übermittelt (keine Anzeige vor Ort) oder
- nur bei Bedarf über einen festgelegten Zeitraum durch ein mobil einsetzbares Datenaufzeichnungsgerät (z. B. Datenlogger) erfasst werden müssen.

In Liegenschaften mit mehreren Gebäuden ist der Medienverbrauch grundsätzlich gebäudebezogenen zu erfassen. Für die Zuordnung der Verbrauchskosten nach dem Verursacherprinzip sind neben den Verrechnungszählern i.d.R. auch geeignete Unterzähler/Messeinrichtungen notwendig. Aus den Zählerdaten lassen sich spezifische, auf das konkrete Gebäude bezogene Verbrauchs- und Kostenkennwerte berechnen. Diese sind wesentliche Grundlage der Betriebsüberwachung, um energetisch auffällige Gebäude und Liegenschaften ermitteln und bewerten zu können.

In Liegenschaften mit mehreren baulichen Anlagen sind in jedem Gebäude für das ein Stromverbrauch $> 3.000 \text{ kWh/a}$ erwartet wird, mindestens Messeinrichtungen für die elektrische Arbeit zu installieren. Darüber hinaus sollte für leistungsstarke Einzelverbraucher mit einer geschätzten Jahresarbeit $> 3.000 \text{ kWh/a}$ geprüft werden, ob Unterzähler vorzusehen sind.

Bei der Auswahl der Zähl- und Messeinrichtungen sind gegebenenfalls bereits vorhandene Gebäudeautomations- und Übertragungssysteme zu beachten. Die Zähl- und Messeinrich-

tungen sind in die Gesamtlösung zu integrieren. In Liegenschaften, deren Gebäudeautomationsanlage eine Managementebene umfasst bzw. umfassen wird, sind die Verbrauchswerte auf der Bedienstation darzustellen.

Baumaßnahmen an betriebstechnischen Gebäudeanlagen sind zur Nachrüstung der gebäudebezogenen Verbrauchserfassung zu nutzen. Die Weitergabe und Fernübertragung der Verbrauchswerte an eine oder mehrere zentrale Auswertungs- oder Erfassungsstellen muss ohne größere Nachrüstungen umsetzbar sein.

Die AMEV-Broschüre „Hinweis zum Energiemanagement in öffentlichen Gebäuden“ (Energie 2010) enthält weiterführende Hinweise, u. a. zu den Möglichkeiten, Verbrauchswerte zu erfassen und zu übertragen.

7.3 Photovoltaikanlagen

7.3.1 Allgemein

Photovoltaikanlagen können grundsätzlich auf allen Dachflächen oder auch als Fassadenverkleidungen angebracht werden. Sie sind zunehmend integraler Bestandteil neuer oder sanierter Gebäude und sollten frühzeitig auch aus gestalterischer Sicht bei Neubau und Sanierung in die Planung einfließen.

Eine Verschattung durch Bäume oder andere Gebäudeteile kann die solare Nutzung ausschließen. Die erwartete Lebensdauer des Daches soll mindestens noch 20 bis 30 Jahre betragen. Die Dachkonstruktion muss eine geeignete Befestigung der Module ermöglichen. Für die Aufnahme der Zusatzlasten ist ein statischer Nachweis zu erbringen. Beim zuständigen Netzbetreiber (VNB) ist die Anschlusskapazität zu erfragen und eine Netzverträglichkeitsprüfung zu beantragen.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung von Photovoltaikanlagen wurden bisher insbesondere durch das EEG vorgegeben und haben sich in den vergangenen Jahren stetig geändert. Auch künftig ist mit weiteren Anpassungen zu rechnen. PV-Anlagen erfordern größere Investitionen, so dass jeweils neu zu prüfen ist, ob und wie eine Anlage auch wirtschaftlich für die jeweilige öffentliche Einrichtung einen Nutzen bringen kann. Die für die Wirtschaftlichkeit wesentlichen Parameter einer PV-Anlage sind die Herstellungskosten, der erwartete Energieertrag, die Kostenersparnis durch Eigenverbrauch bzw. die Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und die Instandhaltung.

In der Vergangenheit wurde der Strom aus PV-Anlagen in der Regel zu 100% in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG mit einem festen Preis vergütet, der höher war als der Strombezugspreis. Die Anlagenpreise und die garantierte Einspeisevergütung im EEG verringerten sich in den letzten Jahren signifikant. Damit reduzierten sich die spezifischen Stromerzeugungskosten. Dadurch steht der Eigenverbrauch zunehmend im Vordergrund.

7.3.2 Aufbau

Eine Photovoltaikanlage besteht aus Solarmodulen, Wechselrichter(n), der Verkabelung, dem Montagesystem und dem Stromzähler.

Die aktiven Elemente des Solarmoduls, die Solarzellen, wandeln die Energie der Sonneneinstrahlung in elektrische Energie um. Der erzeugte Gleichstrom (DC) wird durch Wechselrichter netzkonform in Wechselstrom (AC) umgeformt.

Die Solarzelle besteht aus Halbleiterelementen, überwiegend auf Siliziumbasis, welche die Energie des einfallenden Lichts in Strom umwandeln. Neben Silizium werden Solarzellen aus den Halbleiterelementen wie z.B. Kupfer-Indium-Disulfid (CIS), Galliumarsenid (GaAs), Cadmium-Tellurid (CdTe) oder aus organischen Werkstoffen hergestellt.

Von den zahlreichen Zelltypen kommen derzeit drei Technologien sehr häufig zum Einsatz. Diese unterscheiden sich durch ihr Erscheinungsbild, den Wirkungsgrad und die Herstellungskosten.

- Monokristalline Siliziumzellen
Durch einen aufwendigen Herstellungsprozess werden monokristalline Siliziumstrukturen in Stabform erzeugt und anschließend in einzelne Zellen (Wafer) gesägt. Diese Zellen haben eine homogene Kristallstruktur und ein gleichmäßiges, schwarzes Erscheinungsbild. Durch das aufwendigere Produktionsverfahren sind diese Zellen etwas teurer, bieten dafür aber einen höheren Modulwirkungsgrad von derzeit bis zu 18%.
- Polykristalline Siliziumzellen
Diese Zellen werden durch ein Gießverfahren hergestellt und anschließend zersägt. Bedingt durch das einfachere Herstellungsverfahren sind die Kristallstrukturen dieser Zelltypen unregelmäßig angeordnet. Diese Zellen haben ein bläulich, schimmerndes, inhomogenes Muster und gutes Preis-/Leistungsverhältnis, sowie einen Modulwirkungsgrad von bis zu 16%.
- Dünnschichtzellen mit amorphem Silizium
Dünnschichtzellen werden durch Aufdampfen von nichtkristallinem Silizium auf eine Trägerschicht hergestellt. Die Schichtdicke beträgt maximal 2 µm. Durch das sehr einfache Herstellungsverfahren sind diese Zellen sehr preiswert. Sie haben ein homogenes, bräunliches Erscheinungsbild und einen Modulwirkungsgrad von bis zu 10 %. Diese Module eignen sich besonders für dach- und fassadenintegrierte Anwendungen bei denen ein durchscheinender Tageslichtanteil gewünscht wird. Die Semitransparenz der Module ist frei wählbar.

Der Wirkungsgrad von Solarzellen nimmt nach Inbetriebnahme ab. Die Degradation bei kristallinen PV-Modulen liegt im Mittel bei ca. 0,1% pro Jahr. Bei Dünnschichtzellen gibt es eine starke Anfangsdegradation von bis zu 25%. Anschließend altern diese Zellen aber kaum mehr.

Bei den Solarmodulen werden folgende Typen unterschieden:

- Glas-Folie-Module
Die Einbettung der Solarzellen erfolgt zwischen zwei transparenten Kunststoffschichten.
- Glas-Glas-Module
Die Einbettung der Solarzellen erfolgt zwischen zwei Gießharzschichten.
- Module in Kunststoffolie
Die Solarzellen sind auf Metallbahnen aufgebracht und in einer Kunststoffolie eingebettet. Diese Module sind sehr leicht und flexibel.

Die Wahl des Modultyps ist abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, der mechanischen Beanspruchung und finanziellen Möglichkeiten.

Die häufigsten Anordnungen und Montagearten der Solarmodule sind:

- Aufdachmontage der PV-Module auf geneigter Dachfläche,
- Aufgeständerte Modulanordnung auf Flachdach oder Freifläche,
- Fassadenintegrierte Module und

- Indachmontage der PV-Module in geneigter Dachfläche.

Die Ausrichtung der Modulflächen erfolgt im Idealfall mit einer Neigung von ca. 30° nach Süden. Eine Ausrichtung nach Osten und Westen ist ebenfalls in vielen Fällen wirtschaftlich möglich.

Auf Flachdächern werden die Module üblicherweise auf speziellen Untergestellen montiert und gegen Windlasten gesichert. Damit die aufgeständerten Modulreihen sich nicht gegenseitig verschatten, sind entsprechende Mindestabstände notwendig. Auch Teilverschattungen sind möglichst zu vermeiden, da diese den Ertrag der Gesamtanlage erheblich mindern und zu Schäden an den Modulen führen können. Eine entsprechende Verschattungsanalyse ist zu empfehlen.

Auch bei Fassadenanlagen hat sich die Wirtschaftlichkeit verbessert. Mit der Integration in die Gebäudehülle kann die Photovoltaik als multifunktionales Bauteil eingesetzt werden. Neben der Stromerzeugung und der Erfüllung von architektonischen Gestaltungsmerkmalen ermöglichen PV-Fassadenanlagen weitere bauphysikalische Funktionen wie Witterungsschutz, Schallschutz und Sonnenschutz.

Für eine überschlägige Ermittlung der erzeugten Leistung der Photovoltaikmodule kann ein Flächenbedarf von 7 bis 10 m² Modulfläche pro 1 kWp angenommen werden.

Bei der Planung der Wechselrichterstandorte sind insbesondere folgende Punkte zu beachten:

- gut zugänglicher, belüfteter, kühler Standort ohne direkte Sonneneinstrahlung,
- kurze Leitungs-/Kabelwege zu den Modulen,
- rundum ausreichend Platz für Wartung und Bedienung und
- ggf. Geräusentwicklung.

7.3.3 Gesetzliche und normative Vorgaben

7.3.3.1 Allgemein

Die Planung, Montage, Inbetriebnahme und Wartung von PV-Anlagen ist auf der Grundlage der DIN VDE 0100-712 „Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme“ und der VDI Richtlinie 6012, Blatt 1.1, „Regenerative und dezentrale Energiesysteme für Gebäude – Grundlagen – Projektplanung und -durchführung“, sowie auf Basis der RAL-GZ 966 auszuführen.

PV-Module müssen mit den Anforderungen der entsprechenden Betriebsmittelnormen übereinstimmen. Die Standards IEC 61215 (kristalline Module) und IEC 61646 (Dünnschicht-Module) legen die Anforderungen für die Bauarteignung und -zulassung fest. Darüber hinaus müssen die PV-Module über die elektrische Sicherheit nach Schutzklasse II verfügen und den Sicherheitsstandard nach IEC 61730 erfüllen.

7.3.3.2 Bauaufsichtliche Einordnung

Die Genehmigungsfreiheit bzw. -pflicht für die Errichtung von PV-Anlagen wird in den einzelnen Bauordnungen der Bundesländer geregelt. Im Allgemeinen ist die Errichtung einer Photovoltaikanlage an einer Fassade, auf einer Dachfläche oder auf einem Flachdach genehmigungsfrei. Dies betrifft:

- PV-Anlagen an und auf Dach- und Außenwandflächen, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes und
- Freiflächenanlagen.

Ggf. sind denkmalschutzrechtliche Belange für die Errichtung von Solaranlagen zu berücksichtigen. Weitere rechtliche Grundlagen sind die Bauproduktenverordnung, das Bauproduktengesetz, die Niederspannungsrichtlinie, die technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers (TAB) und die EMV-Richtlinie (Elektromagnetische Verträglichkeit).

7.3.3.3 Bauaufsichtliche Zulassung

PV-Module dürfen ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden, wenn sie nachfolgende Voraussetzungen erfüllen:

- CE-Kennzeichnung nach der Richtlinie 2006/95/EG,
- Zertifizierung nach DIN EN 61215, DIN EN 61646 sowie DIN EN 61730,
- Dachneigung ≤ 75 Grad und
- Modulfläche ≤ 2 m².

Photovoltaikmodule mit größeren Gläsern bzw. abweichenden Einsatzgebieten benötigen einen Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung, sofern dieser nicht auf Grundlage eingeführter technischer Regelwerke des Glasbaus geführt werden kann.

Dachintegrierte Photovoltaikanlagen benötigen ein allgemeines Prüfzeugnis für den Nachweis der harten Bedachung. Anerkannte Institute sind hier behilflich.

Montagesysteme dürfen ohne Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden, wenn der Nachweis auf Grundlage eingeführter Normen rechnerisch geführt werden kann.

Eine bauaufsichtliche Zulassung ist unter folgenden Voraussetzungen erforderlich:

- Tragende Teile des Montagesystems bestehen aus Kunststoff.
- Montageträger oder Aussteifungselemente des PV-Moduls sind verklebt (backrails).
- Die Tragfähigkeit der Metallkonstruktion wurde im Versuch ermittelt.
- Der rechnerische Nachweis für Befestigungsmittel zwischen Modul und Gebäude basiert nicht auf eingeführten Normen.
- Befestigung erfolgt durch eine adhäsive Verbindung (Verklebung oder Verschweißung) zwischen Modul und Dachhaut.

Der Nachweis über die bauaufsichtliche Zulassung ist mit der Angebotsabgabe, jedoch spätestens vor Auftragserteilung nachzuweisen.

7.3.4 Brandschutz und technische Anforderungen

7.3.4.1 Brandschutz

Bei der Planung einer Photovoltaikanlage ist zu prüfen, ob die baulichen Anforderungen des Brandschutzes erfüllt werden. Es wird empfohlen, hierzu bereits in der Planungsphase detaillierte Abstimmungen mit der zuständigen Bauaufsichtsbehörde, der örtlichen Feuerwehr und ggf. weiteren Ämtern zu führen und zu dokumentieren.

Wichtige Regelungen zum Brandschutz sind in den Landesbauordnungen und in der Leitungsanlagen-Richtlinie (LAR) enthalten. In Zweifelsfällen kann eine brandschutztechnische Bewertung notwendig werden.

Der Abstand von PV-Anlagen zu Gebäudetrennwänden bzw. Brandwänden ist in den Landesbauordnungen nicht einheitlich geregelt und wird von den zuständigen Ämtern teilweise unterschiedlich ausgelegt.

Folgende Regelungen bzw. Auffassungen zur brandschutztechnischen Behandlung von PV-Anlagen sind anerkannt bzw. zumindest grundsätzlich anerkannt:

- PV-Module werden regelmäßig als schwer entflammbar nach DIN 4102-1 klassifiziert (Brandverhalten B1).
- Gebäudetrennwände bzw. Brandwände dürfen nicht durch PV-Module, andere brennbare Bauelemente und Installationen überbaut werden.
- PV-Module können maximal bis an die Brandwand angrenzend installiert werden, wenn die Brandwand mind. 30 cm über die Moduloberkante geführt ist (siehe Abb. 5).
- Wird der Brandüberschlag durch ein waagrechtes Schott aus nicht brennbarem Material verhindert, dürfen die Module erst ab einem Abstand von mind. 50 cm zur Brandwand installiert werden (siehe Abb. 5).
- Werden PV-Module auf einem Flachdach aufgeständert und erfüllen nicht die Anforderungen der harten Bedachung sind diese als Dachaufbauten gemäß §32 MBO (Dächer) zu betrachten. Hier wird ein Abstand von 1,25 m zwischen PV-Modul und Brandwandmitte empfohlen.
- Dachintegrierte Anlagen, welche den Anforderungen der harten Bedachung entsprechen, können maximal bis an die Auskragung der Brandwand heran gebaut werden.

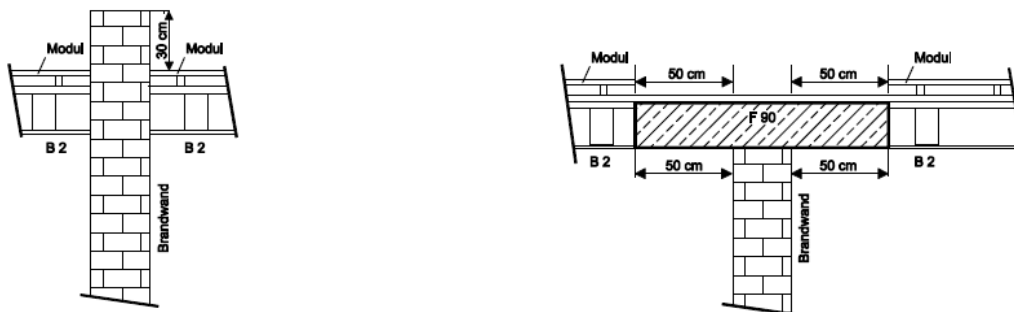


Abbildung 5: theoretisch mögliche Mindestabstände zwischen PV-Modul und Brandwand

Auf der Grundlage praktischer Erfahrungen und zur Unterstützung der Feuerwehr im Brandfall wird jedoch empfohlen, den in Abbildung 6 gekennzeichneten Abstand von PV-Modul und Brandwand nicht zu unterschreiten.

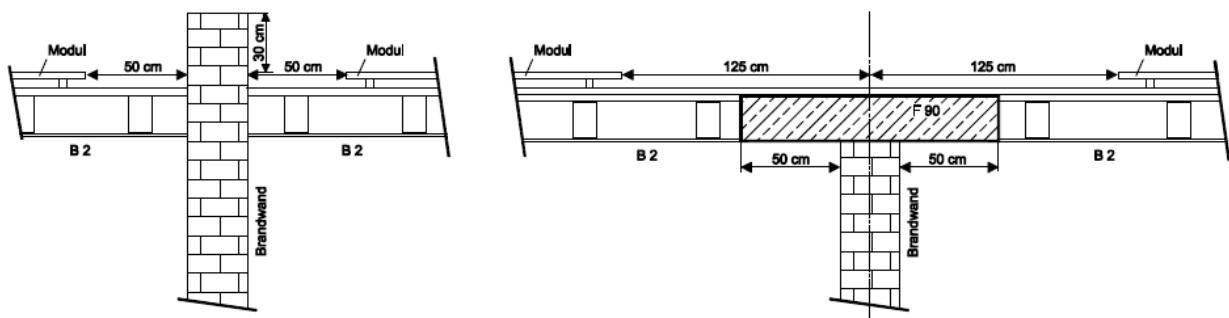


Abbildung 6: Empfehlung für Mindestabstände zwischen PV-Modul und Brandwand

Kabel und Leitungen sind nicht über Gebäudetrennwände bzw. Brandwände zu führen. Lässt sich dies im Ausnahmefall nicht vermeiden, müssen die Leitungen geschützt mittels Leitungsschott oder Brandschutzumhüllung verlegt werden.

7.3.4.2 Blitzschutz

Die Photovoltaikanlage muss in die Blitzschutzanlage des Gebäudes einbezogen werden. Eine bereits vorhandene Blitzschutzeinrichtung ist gegebenenfalls auf die veränderte Gebäude- und Anlagensituation abzustimmen. Ein Überbauen von Blitzschutzanlagen ist nicht zulässig.

Bei der Errichtung einer Photovoltaikanlage auf einem öffentlichen Gebäude müssen die Blitzschutzforderungen der jeweiligen Landesbauordnungen (LBO), sowie die geltenden Blitzschutz-Normen und Normen zur elektrischen Sicherheit berücksichtigt werden. Es wird empfohlen die PV-Anlage im Schutzbereich und unter Beachtung des entsprechenden Trennungsabstandes anzuordnen. Bei der Kabel-/Leitungsverlegung ist die Fläche für induktive Einkopplungen möglichst klein zu halten.

Für Gebäude mit Photovoltaik-Stromversorgungssystemen wird empfohlen das Beiblatt 5 der DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) „Blitz- und Überspannungsschutz für Photovoltaik-Stromversorgungssysteme“ anzuwenden. Im Besonderen wird verwiesen auf:

- das Flussdiagramm zur Vorgehensweise bei der Auswahl der Blitzschutzmaßnahmen und Überspannungsschutzgeräten (Beiblatt 5, Bild 11) sowie
- das Praxisbeispiel zur Berechnung der Trennungsabstände (Beiblatt 5, Anhang C).

7.3.4.3 Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit

Durch die Installation von PV-Anlagen dürfen keine gefährlichen berührbaren Spannungen auftreten. Auch im Schadensfall, wie z. B. im Brandfall am Gebäude, ist die Gefahr für Personen und Einsatzkräfte auf ein Minimum zu begrenzen.

Zur Gewährleistung der Forderung ist frühzeitig ein Schutzkonzept aufzustellen und mit der örtlichen Feuerwehr abzustimmen.

Das Schutzziel wird u. a. durch Abschalteneinrichtungen, wie der DC-Freischalter sowie der DC- und AC-seitige zentrale Not-Aus, erreicht.

Ein wichtiger Bestandteil der Sicherheitseinrichtungen jeder PV-Anlage ist der DC-Lasttrennschalter (kurz: DC-Freischalter), der normativ seit 2006 in der DIN VDE 0100-712 gefordert wird. Der genaue Einbauort ist nicht vorgeschrieben. Der DC-Freischalter ist oft bereits in den Wechselrichtern enthalten oder je nach Anlagenkonfiguration alternativ in den Generator-Anschlusskästen integriert. Da der Leitungsbereich zwischen Wechselrichter/Generator-Anschlusskasten und PV-Modul auch nach einem Öffnen des DC-Lasttrennschalters unter Spannung steht, sollte der DC-Freischalter möglichst nah am Solar-generator platziert werden.

Zudem wird in Fachkreisen der Einbau eines Feuerwehr-Not-Aus-Schalters als DC-seitige zentrale Abschalteneinrichtung diskutiert, aber eine einheitliche Forderung existiert derzeit nicht. Die Notwendigkeit ist mit der örtlichen Feuerwehr frühzeitig abzustimmen. Momentan bieten die Hersteller unterschiedliche Systeme von Feuerwehr-Not-Aus-Schaltern an. Eine ggf. notwendige Feuerwehr-Not-Aus-Schaltung sollte so ausgeführt werden, dass sie ebenfalls möglichst nah am PV-Generator liegt.

Die Notwendigkeit eines AC-seitigen zentralen Not-Aus für die PV-Anlage ist ebenfalls mit der zuständigen Feuerwehr abzuklären. Dieser Not-Aus sollte im Zugangsbereich eines Gebäudes, ggf. in der Nähe bzw. integriert in das Feuerwehrbedienfeld angebracht werden. Weitere Schutzmaßnahmen beschreibt die Anwendungsregel „VDE-AR 2100-712“. Diese enthält Empfehlungen, um die Wahrscheinlichkeit eines elektrischen Schlages für Einsatzkräfte im Brandfall zu mindern.

Es wird empfohlen, zwischen dem Planer, Errichter und dem zukünftigen Betreiber einer PV-Anlage, einzelne Maßnahmen dieser Anwendungsregel zu vereinbaren.

Mögliche bauliche und organisatorische Maßnahmen sind beispielsweise:

- Kennzeichnung der PV-Anlage durch ein Hinweisschild und der PV-DC-Leitungsführung durch einen Übersichtsplan,
- Installation der Wechselrichter außerhalb des Gebäudes,
- Beschränkung der PV-DC-Leitungen im Gebäude auf ein Minimum und
- Verlegung der ggf. verbleibenden DC-Leitungen im Gebäude Unterputz oder in Brandschutzkanälen und -schächten.

Mögliche Technische Installationsmaßnahmen sind z. B. Einrichtungen zum:

- Schalten, Trennen oder Kurzschließen im DC-Bereich einer PV-Anlage,
- Trennen oder Kurzschließen des Strangs oder des PV-Generators und
- Abschalten des PV-Moduls.

Aktuell werden intelligente Abschaltungen auf Modulebene entwickelt. Eine Elektronik schaltet die Module nur dann in den Modulstrang, wenn auf der DC-Leitung ein Freigabesignal anliegt, das von einer zentralen Steuereinheit erzeugt wird. Die Elektronik kann als separates Bauteil in die PV-Strangleitungen eingebunden oder auch direkt in die Modul-Anschlussdosen integriert sein.

7.3.4.4 Funktionsüberwachung

Die Funktionsüberwachung einer Photovoltaikanlage vereint drei wesentliche Punkte. Hervorzuheben sind die Aufzeichnung der relevanten Daten, die Ausübung einer Überwachungsfunktion und die Datenvisualisierung.

Zur Funktionsüberwachung wird in der Regel der Wechselrichter herangezogen. Auf der Gleichstromseite werden z. B. die Stringleitungen laufend auf Erdschluss und Überspannung kontrolliert. Wechselspannungsseitig wird die Netzspannung sowie deren Frequenz ständig überprüft. Der Wechselrichter kontrolliert seine ordnungsgemäße Funktion und schaltet bei schwerwiegenden Fehlern selbst ab.

Die Kontrolleinrichtungen in den Wechselrichtern dienen der Sicherheit und dem langfristigen wirtschaftlichen Betrieb einer Photovoltaikanlage. Auftretende Störungen und Betriebsausfälle werden vom Wechselrichter datentechnisch erfasst und gespeichert. Diese Informationen sollten über einen Datenanschluss an eine zentrale Stelle weitergeleitet werden. Die visualisierte Funktionsüberwachung der Anlage per PC mit Onlinedarstellungen, Messdatenaufzeichnungen, grafischen Auswertungen sowie Datentransporten ist eine mögliche Lösung. Sofern vorhanden wird zusätzlich der Anschluss an die zentrale Leittechnik empfohlen.

7.3.4.5 Netzeinspeisung

Es wird zwischen Volleinspeisung und Überschusseinspeisung der erzeugten elektrischen Energie der Photovoltaikanlage unterschieden.

Volleinspeisung:

Die gesamte erzeugte elektrische Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Diese Einspeisung ist wirtschaftlich sinnvoll, solange der eingespeiste Strom höher vergütet wird als der vom Netzbetreiber bezogene Strom.

Überschusseinspeisung:

Die erzeugte elektrische Energie wird vorrangig im eigenen Hause verbraucht. Die überschüssige Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

PV-Anlagen sind grundsätzlich für Netzparallelbetrieb auszulegen und rechtzeitig beim zuständigen Netzbetreiber anzumelden. Der erzeugte Strom ist, soweit er nicht selbst verbraucht wird, über eine geeichte Zählleinrichtung ins Netz des VNB einzuspeisen. In Abstimmung mit diesem sind Einspeisepunkt, Zählleinrichtung, sowie Maßnahmen gegen Rückspannung und unerwünschte Netzrückwirkungen festzulegen. Besondere Schutzmaßnahmen gemäß EEG und TAB des VNB können insbesondere bei Anlagen ab einer elektrischen Leistung >30 kWp erforderlich sein. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist derzeit eine Überschusseinspeisung der erzeugten elektrischen Energie in das öffentliche Stromnetz am sinnvollsten. Lösungen mit Zwischenspeicherung der erzeugten Energie in Batterieanlagen oder anderen Energiespeichern sind wegen der hohen Investitions- und Betriebskosten derzeit noch nicht wirtschaftlich.

Der Markt entwickelt sich in diesem Bereich jedoch sehr dynamisch.

7.3.4.6 Einspeisemanagement

Der Stromanteil im öffentlichen Stromnetz, der durch Photovoltaikanlagen erzeugt wird, hat sich in den letzten Jahren stetig erhöht. Die dadurch zur Verfügung stehende Strommenge ist witterungsbedingt größeren Schwankungen unterworfen und kann die Stabilität der Stromversorgung gefährden. Gemäß EEG wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben, direkten Einfluss auf die von Photovoltaikanlagen in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge zu nehmen.

Das EEG regelt wie folgt detailliert den Einfluss der Netzbetreiber:

- Photovoltaikanlagen mit einer Leistung bis 30 kWp müssen mit einer dauerhaften Einspeisereduzierung auf 70% oder einer Einspeisereduzierung mit einem Rundsteuerempfänger ausgestattet werden.
- Bei Photovoltaikanlagen von 30 kWp bis 100 kWp erhält der Netzbetreiber direkten fernwirktechnischen Zugriff auf die Einspeisereduzierung. Die Einspeiseleistung kann bei Bedarf durch den Netzbetreiber auf Null gesenkt werden.
- Bei Photovoltaikanlagen über 100 kWp erhält der Netzbetreiber direkten fernwirktechnischen Zugriff auf die Einspeisereduzierung und zusätzlich eine Istwertübertragung der eingespeisten Leistung.

7.3.4.7 Visualisierung

Insbesondere an Orten mit viel Publikumsverkehr kann ein Demonstrationseffekt durch eine Visualisierung im Eingangsbereich des Gebäudes erreicht werden. An deutlich sichtbarer Stelle kann eine Anzeigentafel oder ein Monitor angebracht werden.

7.3.4.8 Prüfungen

Nach Fertigstellung der PV-Anlage ist eine Erstprüfung nach DIN VDE 100 Teil 600 und 712 durchzuführen. In diesem Zusammenhang wird empfohlen sich an der RAL-GZ 966 zu orientieren. Außerdem wird eine zusätzliche Prüfung durch ein unabhängiges Institut bzw. Sachverständigen angeraten.

7.3.5 Checkliste zur Planung und Errichtung von PV-Anlagen

Checkliste für PV-Anlagen ohne Batteriespeicher

Voraussetzungen für die Realisierung

- Prüfung des Dachzustandes (Standzeit > 20 Jahre)
- Prüfung, ob Modulbefestigung ohne Funktionsbeeinträchtigung des Daches möglich
- Prüfung auf Verschattungsfreiheit
- Ermittlung der möglichen Fläche für die Modulaufstellung
- Prüffähiger statischer Nachweis
- Beachtung öffentlich-rechtlicher Anforderungen (ggf. Denkmalschutz)
- Genehmigungsfreiheit klären
- Prüfung, ob bauaufsichtliche Zulassung erforderlich
- Abstimmung Gestattungsvertrag bei Verpachtung von Flächen
- Ermittlung der potenziellen Anlagenleistung in kWp
- positives Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung und Einspeisezusage des VNB

Technische Anforderungen

- Aufstellplan der Module
- Gleichstrom-Kabelwege zwischen Modulen und Wechselrichtern
- Position und Auslegung der Wechselrichter
- Kabelführungen von Wechselrichtern zum Einspeisepunkt
- Netzeinspeisepunkt
- Zählerplätze für Netzeinspeisung und Eigenverbrauch
- Fernüberwachung
- Einspeisemanagement

Wirtschaftlichkeit

- Herstellungskosten der PV-Anlage einschließlich Nebenkosten
- Jahresstromerzeugung
- Potenzieller Eigenverbrauch bzw. Einsparung durch Eigenverbrauch
- EEG-Einspeisevergütung
- Jährliche Kosten für Betrieb, Instandhaltung, Verwaltung etc.
- Kalkulatorischer Zinssatz
- angemessener Betrachtungszeitraum (z. B. 25 Jahre)

Brandschutz, Blitz- und Überspannungsschutz

- Einhaltung Brandschutzvorschriften und Landesbauordnungen
- Einbindung in ein bestehendes Brandschutzkonzept
- Prüfung Trennungsabstand und Einbindung in inneren und äußeren Blitzschutz
- Anschluss an den Potenzialausgleich

Abnahme und Inbetriebnahme

- Erstellung von Messprotokollen (z. B. nach RAL-GZ 966)
- Prüfung durch unabhängigen Sachverständigen
- Abnahme der Blitzschutzanlage durch Sachverständigen

- Dokumentation nach DIN EN 62446 (VDE 0126-23)
- Standsicherheitsnachweis hinsichtlich Wind- und Schneelasten
- PV-Anlagenpass (z. B. BSW oder gleichwertig)
- Einweisung Betreiber, Nutzer und Feuerwehr
- Anmeldung der PV-Anlage bei der Bundesnetzagentur

7.4 Energieeffizienz und -optimierung

Der rechtliche Rahmen zur Energieeffizienz unterliegt einer ständigen Weiterentwicklung, Ausweitung und Verschärfung.

Für den Gebäudebereich zeigen das beispielhaft die EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, das Energieeinsparungsgesetz und die Energieeinsparverordnung. Während vorgenannte Gesetze beim Neubau und der Sanierung von Gebäuden und technischen Anlagen zu beachten sind, beeinflusst die EU-Rahmenrichtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung die Beschaffung von Produkten. Auf der Grundlage der Rahmenrichtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung erlassene EU-Verordnungen regeln produktgruppenspezifische Anforderungen und Informationen zur Kennzeichnung. Das Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) und die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) setzen die Vorgaben in nationales Recht um.

Die Energiekennzeichnungspflicht betrifft verstärkt auch energieverbrauchende Produkte, die für kommerzielle und industrielle Zwecke genutzt werden. Dazu zählen u. a. Kühlzellen, Verkaufsautomaten und Industriemotoren. Die Kennzeichnungspflicht gilt außerdem für Bauprodukte, die selber keine Energie verbrauchen, jedoch einen maßgeblichen Einfluss auf den Energieverbrauch haben.

Daneben regeln Verwaltungsvorschriften wie beispielsweise die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Beschaffung energieeffizienter Produkte und Dienstleistungen“ des für Wirtschaft zuständigen Bundesministeriums die Beschaffung von Produkten und Dienstleistungen.

Um den Zielen und Vorgaben im Bereich der Energieeffizienz gerecht zu werden, wird empfohlen:

- im Rahmen der Planung technischer Anlagen sowie der Gerätebeschaffung die jeweils einzuhaltenden Anforderungen und Vorgaben frühzeitig zu ermitteln,
- energieeffiziente Systemlösungen bereits im Rahmen der Bedarfsanalyse bzw. der Entwurfsplanung zu prüfen,
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchzuführen und dabei neben den Investitions-/Anschaffungskosten die voraussichtlichen Betriebskosten (insbesondere Energieverbrauchskosten) über die Nutzungsdauer sowie die Abschreibungs- und Entsorgungskosten zu berücksichtigen (Lebenszykluskostenprinzip),
- energieeffizienzbezogene Vorgaben (z. B. Leistungs-/Verbrauchskennwerte) explizit in die Leistungsbeschreibung bzw. Vertragsbedingungen aufzunehmen und
- nach Inbetriebnahme der technischen Anlagen und Systemlösungen eine Erfolgskontrolle durchzuführen. Der Vergleich der erreichten Ergebnisse mit den Ansätzen in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erleichtert künftige Planungen und Entscheidungen bei vergleichbarer Aufgabenstellung.

Für einen wirtschaftlichen Gebäudebetrieb ist es beispielsweise unabdingbar, dass elektrische Anlagen und Betriebsmittel an veränderte Nutzungsbedingungen und Betriebszeiten angepasst und optimiert werden können. So ermöglichen Automatisierungsstationen, Frequenzumrichter und leistungsgeregelte Antriebe eine bedarfsabhängige Raumkonditionierung. Energieoptimierungsanlagen können elektrische Leistungsspitzen reduzieren und die Betriebskosten senken. Die sachgerechte Dimensionierung der Niederspannungsanlagen verringert zudem die Investitionskosten.

Bezüglich der Energieoptimierung bei Beleuchtungsanlagen wird auf die AMEV Arbeitshilfe „Beleuchtung 2011“ Abschnitt 8. „Wirtschaftlichkeit von Beleuchtungsanlagen“ verwiesen.

7.5 Sonnenschutz

Zur Einhaltung des sommerlichen Wärmeschutzes ist bei Gebäuden mit hohem Verglasungsanteil ein außen liegender, witterungsabhängig gesteuerter Sonnenschutz in vielen Fällen unverzichtbar. Wenn anderweitige bauliche Maßnahmen nicht möglich sind, es technisch sinnvoll und wirtschaftlich vertretbar ist, können in Verwaltungsgebäuden, Schulen, Hochschulen und Krankenhäusern Sonnenschutzanlagen mit elektromotorischen Antrieben installiert werden.

Für die zentrale Ansteuerung der Stellantriebe kann es vorteilhafter sein, anstelle eines komplexen und teuren Feldbussystems, eine konventionelle, auf wesentliche Funktionen beschränkte und damit oft einfacher zu programmierende Steuerung vorzusehen. Eingewiesene Betreiber können dann selbst Änderungen an den Steuerungsparametern vornehmen. Gleichzeitig reduziert sich häufig auch die Störanfälligkeit des Gesamtsystems.

Bei der Vergabe von Einzelgewerken sind die Schnittstellen zwischen Bau und Elektroplanung im Vorfeld gemeinsam abzustimmen. Die häufig auftretenden Probleme bei Ausführung und Gewährleistung können hierdurch auf ein Minimum reduziert werden.

Sofern keine anderen Vereinbarungen bestehen, wird empfohlen wie folgt zu verfahren:

Leistungszuordnung

Der Sonnenschutz einschließlich Antrieben ist in der DIN 276, Kostengruppe 338, enthalten und damit auch in den anrechenbaren Kosten der Architekturplanung nach HOAI. Die Planung, Ausschreibung und Bauleitung des Sonnenschutzes sollte dem beauftragten Architekten obliegen.

Leistungsbeschreibung

Alle zur Ausführung des Sonnenschutzes erforderlichen Angaben sind in der VOB/C, DIN 18358 (Rolladenarbeiten) aufgeführt. Diese Angaben sind durch den Ausschreibenden zu ermitteln und in der Leistungsbeschreibung Sonnenschutz zu dokumentieren. Dazu gehören:

- Anzahl, Art, Lage, Maße und Ausbildung einzubauender Bauteile,
- Notbedienung bei elektrisch betriebenen Aufzugseinrichtungen (sog. Nottraffsysteme),
- Art des Antriebes; bei elektrischem Antrieb Anschlusswerte und erforderliche Sicherheitseinrichtungen,
- vorgesehene Steuerung und
- Ausführung und Umfang elektrischer Anschlussarbeiten.

Werkplanung

Der den Sonnenschutz ausführende Auftragnehmer hat gem. VOB/C DIN 18358, im Rahmen seiner Werk- und Montageplanung einen verbindlichen Geräteplan, ein Schaltbild oder einen Stromlaufplan mit Klemmenplan zu liefern und den Anlaufstrom anzugeben.

Terminplanung

Die Vorlaufzeit für die Beistellung der vorgenannten Unterlagen durch die ausführende Sonnenschutzfirma ist bei der Terminierung der Elektroarbeiten zu berücksichtigen.

Tageslichtnutzung

Bei der Planung von Sonnenschutzanlagen ist der Aspekt der Tageslichtnutzung zu thematisieren und zu berücksichtigen. Auf die AMEV-Broschüre „Beleuchtung 2011“ wird hingewiesen.

7.6 Beheizen von Dachrinnen und Dachabläufen

Dachrinnen und Dachabläufe sind nur dann elektrisch zu beheizen, wenn sie wegen der Dachkonstruktion und der Witterungsverhältnisse unvermeidlich sind. Ausgedehnte elektrische Heizanlagen sind in mehrere Schaltkreise, unter Umständen nach Himmelsrichtungen getrennt, aufzuteilen. Ein RCD ist vorzuschalten. Die Steuerung der Heizanlage erfolgt anhand von Temperatur- und Feuchtesensoren und ggf. einem Zeitglied. Zusätzlich sollte ein manueller Eingriff möglich sein. Bei einer Handzuschaltung muss nach einer einstellbaren Zeit eine selbsttätige Abschaltung erfolgen. Der Betriebszustand der elektrischen Heizung für Dachrinnen und Dachabläufe ist auf einer ggf. vorhandenen Gebäudeautomation zu visualisieren.

8 Anhang

8.1 Planungshilfe für elektrische Leistungsbilanzen für das Normal- und Ersatznetz

Elektrische Leistungsbilanzen dienen insbesondere der bedarfsgerechten Auslegung von Transformatoren und Netzersatzaggregaten.

Das Excel-Berechnungstool, das über die AMEV-Homepage <http://www.amev-online.de> heruntergeladen werden kann, unterstützt die notwendigen Berechnungen für das Normal- und Ersatznetz. Neben Vordruckblättern für die Dateneingabe und den Berechnungsbeispielen (s. Abbildungen 8, 9) verfügt das Hilfsprogramm auch über tabellarische Übersichten der spezifischen Leistungen in Abhängigkeit der Nutzungsart und der Gleichzeitigkeitsfaktoren. Beide Übersichten sind inhaltlich identisch mit den Tabellen 1 und 3 im Abschnitt 1. Im Rechengang für das Normalnetz werden zusätzlich der errechnete Leistungswert und der nutzungsspezifische Leistungswert gemäß Tabelle 1 gegenübergestellt.

Soweit mit Softwareprogrammen vergleichbare Berechnungen erstellt werden, kann auf nachstehende Ermittlungen und Dokumentationen verzichtet werden.

Anwendungshinweise

Die grau hinterlegten Felder in den Vordruckblättern des Excel-Berechnungstools für Normal- und Ersatznetz sind mit Werten des Objektes bzw. Standardwerten auszufüllen. Die weiß hinterlegten Felder werden gemäß Anleitung anschließend berechnet.

Vorgehensweise am Beispiel Normalnetz:

- Installierte Nennwirkleistung der einzelnen Verbrauchergruppen in Spalte P_1 eintragen
- Gleichzeitigkeitsfaktor innerhalb der einzelnen Verbrauchergruppen in Spalte G_{f1} eintragen
- Gruppenwirkleistung berechnen ($P_1 \times G_{f1}$) und in Spalte P_2 eintragen
- Wirkleistungsfaktor der einzelnen Verbrauchergruppen in Spalte $\cos \varphi_1$ eintragen
- Gruppenscheinleistung berechnen ($P_2 / \cos \varphi_1$) und in Spalte S_2 eintragen
- Spaltensummen berechnen von P_1 , P_2 und S_2

- Wirkleistung an der Sammelschiene berechnen (P_3)
- Wirkleistungsfaktor der Sammelschiene berechnen $\cos \varphi_2 = \Sigma P_2 / \Sigma S_2$
- Gewünschter Wirkleistungsfaktor (mit Kompensation) als $\cos \varphi_3$ eintragen
- Gesamtgleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene (über alle Gruppen) als G_{f2} eintragen
- Scheinleistung der Sammelschiene berechnen ($S_3 = \Sigma P_3 / \cos \varphi_3$)
- Blindleistung Kompensation Sammelschiene berechnen (Q_K); (Q_3) Auf Basis von S_3 erforderliche Transformator-nennleistung S_T bestimmen

Zwecks Überprüfung kann ein Vergleich zwischen dem mit dem obigen Verfahren ermittelten Leistungswert und dem durchschnittlichen spezifischen Leistungswert gemäß Tabelle 1 vorgenommen werden. Hierzu ist die Angabe der Nettogrundfläche NGF erforderlich.

- Spezifische Leistung des Objektes berechnen ($p_{NGF} = P_3 / NGF \times 1000$)
- Diesen Wert vergleichen mit geschätztem Scheinwert ($PS_3 = p_{NGF} \text{ Tabelle} \times NGF / \cos \varphi_3 / 1000$)

Elektrische Leistungsbilanz - Normalnetz							
Formeln	Bezeichnungen						
$P_2 = P_1 \times G_{r1}$	P_1	: installierte Nennwirkleistung (kW) der Verbrauchergruppe					
$S_2 = P_2 / \cos \varphi_1$	P_2	: Wirkleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
$\Sigma S_2 = [(\Sigma P_2)^2 + (\Sigma Q_2)^2]^{1/2}$	S_2	: Scheinleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
$Q_K = \Sigma Q_2 \times G_{r2} - Q_3$	Q_2	: Blindleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
$P_{NGF} = S_3 / NGF$	P_3	: Wirkleistung an der Sammelschiene					
	S_3	: Scheinleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
	Q_3	: Blindleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
	S_V	: geschätzte Scheinleistung (kVA) nach Vergleichswert					
	S_T	: gewählte Transformator-Nennleistung (Scheinleistung in kVA)					
	Q_K	: Kondensator-Nennleistung (Blindleistung in kvar)					
	G_{r1}	: Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbrauchergruppe					
	G_{r2}	: Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene (bei NSHV, sonst 1)					
	$\cos \varphi_1$: Leistungsfaktor der Verbraucher					
	$\cos \varphi_2$: Leistungsfaktor der Sammelschiene (ohne Kondensatoren)					
	$\cos \varphi_3$: angestrebter Leistungsfaktor (mit Kondensatoren)					
	p_{NGF}	: spezifische Leistung des Objektes					
	$p_{NGF Tab1}$: spezifische Leistung der Nutzungsart nach Tabelle 1 (Mittelwert)*					
Verbraucher	P_1 (kW)	G_{r1}	P_2 (kW)	$\cos \varphi_1$	$\sin \varphi_1$	S_2 (kVA)	Q_2 (kvar)
Abwasser-/Wasser-/Gas anl.							
Wärmeversorgungsanlagen	146,0	0,70	102	0,70	0,71	146	104,26
Warmwasserbereitung							
Lufttechnische Anlagen	427,0	0,70	299	0,70	0,71	427	304,94
Beleuchtungsanlagen	386,0	0,70	270	0,90	0,44	300	130,86
Außenbeleuchtungsanlagen	45,0	1,00	45	0,90	0,44	50	21,79
Steckdosen (normal)	450,0	0,10	45	0,75	0,66	60	39,69
Steckdosen (DV)	385,0	0,30	116	0,85	0,53	136	71,58
Festinstalliertes Sondergerät	750,0	0,30	225	0,80	0,60	281	168,75
FM- und IT- Anlagen	20,0	1,00	20	0,90	0,44	22	9,69
Aufzugsanlagen	142,0	0,60	85	0,75	0,66	114	75,14
Übrige Förderanlagen							
Nutzungsspezifische Anlagen							
Küchentechnische Anlagen	376,0	0,65	244	0,85	0,53	288	151,47
Gebäudeautomation							
Summen:	P_1 (kW) = 3.127,0	ΣP_2 (kW) = 1.451	ΣS_2 (kVA)= 1.808	ΣQ_2 (kvar)= 1.078			
$P_3 = \Sigma P_2 \times G_{r2} =$	798	$\cos \varphi_3 =$	0,90	$\sin \varphi_3 =$	0,44		
$\cos \varphi_2 = \Sigma P_2 / \Sigma S_2 =$	0,80	$G_{r2} =$	0,55				
$S_3 = P_3 / \cos \varphi_3 =$	887 kVA	Q_K (kvar) =	206	Q_3 (kvar)=	387		
Nettogrundfläche (NGF) =	48.445 m ²	$p_{NGF} =$	16,48 W/m ² NGF				
Kennziffer der Nutzungsart * =	6	$p_{NGF Tab1}^* =$	17,00 W/m ² NGF				
$S_V = p_{NGF Tab1} \times NGF / \cos \varphi_3 :$	915 kVA	$S_T =$	1.000 kVA				

Abbildung 8: Hilfsprogramm zur Leistungsberechnung
Berechnungsbeispiel für Elektrische Leistungsbilanz, Normalnetz

Elektrische Leistungsbilanz - Ersatznetz							
Formeln	Bezeichnungen						
$P_2 = P_1 \times G_{f1}$	P_1	: installierte Nennwirkleistung (kW) der Verbrauchergruppe					
$S_2 = P_2 / \cos \varphi 1$	P_2	: Wirkleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
$\Sigma S_2 = [(\Sigma P_2)^2 + (\Sigma Q_2)^2]^{1/2}$	S_2	: Scheinleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
	Q_2	: Blindleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
$Q_K = \Sigma Q_2 * G_{f2} - Q_3$	P_3	: Wirkleistung an der Sammelschiene					
	S_3	: Scheinleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
	Q_3	: Blindleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
	S_A	: gewählte Aggregat-Nennleistung (kVA)					
	Q_K	: Kondensator-Nennleistung (Blindleistung in kvar)					
	G_{f1}	: Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbraucher					
	G_{f2}	: Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene					
	$\cos \varphi 1$: Leistungsfaktor der Verbraucher					
	$\cos \varphi 2$: Leistungsfaktor der Sammelschiene (ohne Kondensatoren)					
	$\cos \varphi 3$: angestrebter Leistungsfaktor (mit Kondensatoren)					
Verbraucher	P_1 (kW)	G_{f1}	P_2 (kW)	$\cos \varphi 1$	$\sin \varphi 1$	S_2 (kVA)	Q_2 (kvar)
Abwasser-/Wasser-/Gas anl.							
Wärmeversorgungsanlagen	22,0	0,70	15	0,70	0,71	22	15,71
Warmwasserbereitung							
Lufttechnische Anlagen	57,0	0,70	40	0,70	0,71	57	40,71
Beleuchtungsanlagen	171,0	0,70	120	0,90	0,44	133	57,97
Außenbeleuchtungsanlagen	45,0	1,00	45	0,90	0,44	50	21,79
Steckdosen (normal)							
Steckdosen (DV)	385,0	0,30	116	0,85	0,53	136	71,58
Festinstalliertes Sondergerät							
FM- und IT- Anlagen	20,0	1,00	20	0,90	0,44	22	9,69
Aufzugsanlagen	20,0	1,00	20	0,75	0,66	27	17,64
Übrige Förderanlagen							
Nutzungsspezifische Anlagen							
Küchentechnische Anlagen	63,0	0,65	41	0,85	0,53	48	25,38
Gebäudeautomation							
Summen:	P_1 (kW) = 783,0		ΣP_2 (kW) = 416		ΣS_2 (kVA)= 491		ΣQ_2 (kvar)= 260
$P_3 = \Sigma P_2 \times G_{f2} =$	354		$\cos \varphi 3 =$	0,90	$\sin \varphi 3 =$	0,44	
$\cos \varphi 2 = \Sigma P_2 / \Sigma S_2 =$	0,85		$G_{f2} =$	0,85			
$S_3 = P_3 / \cos \varphi 3 =$	393 kVA		Q_K (kvar) =	50	Q_3 (kvar)=	171	
$S_A =$	400 kVA		$S_{T[wie NN]} =$	1.000 kVA	$S_A / S_T =$	40%	

Abbildung 9: Hilfsprogramm zur Leistungsberechnung
Berechnungsbeispiel für Elektrische Leistungsbilanz, Ersatznetz

8.2 Checkliste für die Abnahme von elektrischen Anlagen durch den Auftraggeber

	Unterlage	Grundlage
Planunterlagen	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pläne für elektrotechnische Anlagen <ul style="list-style-type: none"> • Inhalts- und Planverzeichnis • Gebäudezeichnung (Installationsplan) mit Einbauort der elektrotechnischen Anlagen, der Elektroinstallation und der Beleuchtung • Übersichtsplan der elektrischen Kabel- und Leitungsanlagen im Gelände • Bestandsplan/Gesamtübersicht der Stromversorgung • Bestandsunterlagen für Blitzschutz- und Erdungsanlagen • Geräteplan mit Schaltbild oder Stromlaufplan der Schaltgeräteeinheiten/Verteilungen • Elektrische Anschluss- und Übersichtspläne der Technischen Anlagen/Geräte z. B. Verteiler • Verteilerlisten, Aufbauzeichnungen von Verteilungen • Adressierungspläne, Klemmenpläne und Belegung ➤ Pläne für explosionsgefährdete Bereiche <ul style="list-style-type: none"> • Zusätzlich: Übersichtsplan Zoneneinteilung • Explosionsschutzdokument ➤ Besondere Unterlagen zu Sonderanlagen 	<p>DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1)</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.6 Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.6 Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.6 Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18384 Nr. 3.2 Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.3 Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.3 Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.3 Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.3 Grundleistung</p> <p>BetrSichV § 6 (künftig GefStoffV)</p>
Prüfungen	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bericht über Prüfungen vor der ersten Inbetriebnahme von Stromversorgungs- und Starkstromanlagen ➤ Ggf. Prüfprotokoll eines unabhängigen Prüfinstituts bzw. (Prüf-)Sachverständigen ➤ Bescheinigung einer zugelassenen Überwachungsstelle über die Prüfung explosionsgeschützter Installation ➤ Bescheinigung einer zugelassenen Überwachungsstelle oder einer befähigten Person über die Prüfung der Elektroinstallation und des Potenzialausgleichs medizinisch genutzter Räume ➤ Bescheinigung über Erstprüfung von PV-Anlagen 	<p>DIN VDE 0100-600, MPrüfVO § 2 (4), TechPrüfVO VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.7 Grundleistung</p> <p>DIN VDE MPrüfVO § 2, TechPrüfVO</p> <p>BetrSichV § 14 (künftig ArbmittSichV)</p> <p>DIN VDE 0100-710</p> <p>DIN VDE 0100-600 und -712</p>

	Unterlage	Grundlage
Nachweise	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Messung der Bodenableitwiderstände bei ableitfähigen bzw. isolierenden Fußböden ➤ Blitzschutzbuch mit Prüfnachweis durch befähigte Person über <ul style="list-style-type: none"> • ordnungsgemäße Installation des äußeren Blitzschutzes • Dokumentation und Durchgangsmessung des Fundamenterders (bei neu errichteten Bauten) • Messung der Erdungswiderstände • Trennungsabstandberechnung • ordnungsgemäße Installation des inneren Blitzschutzes • Einhaltung der EMV-Vorschriften ➤ Nachweis der Funktionsfähigkeit der Sicherheitsstromversorgung <ul style="list-style-type: none"> • Übernahme der Stromversorgung • Nachweis der geforderten Nennleistung • Einhaltung der Unempfindlichkeit gegen Störgrößen • Nachweis der Funktion der Abschaltung im Fehlerfall • Funktion der Alarmmeldungen ➤ Nachweis über Bereitstellung persönlicher Schutzausrüstungen, Schalt- und Erdungsvorrichtungen in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten für Anlagen > 1 kV ➤ Konformitätsnachweise in erforderlichem Umfang (z. B. Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen und Verteiler) ➤ Zertifikate, Prüfzeugnisse von Bauteilen zur Eignung der Verwendung am Einbauort (z. B. für die Bauteile des Brandschutzes) ➤ Nachweise für PV-Anlagen 	<p>DIN EN 61340-4-1 (VDE 0300-4-1), VDE 0100-600</p> <p>DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) mit Beiblatt 3</p> <p>DIN 18014</p> <p>DIN VDE 0100-560</p> <p>DGUV Vorschrift 3 und 4</p> <p>MBO § 19 (Länderspezifik)</p> <p>RAL-GZ 966</p>
Wartungs-/Instandhaltungsverträge	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Wartung innerhalb der Verjährungsfrist für Mängelansprüche ➤ Wartungs-/Instandhaltungsverträge für <ul style="list-style-type: none"> • Anlagen der Stromversorgung > 1 kV • Elektrotechnische Sicherheitseinrichtungen 	<p>VOB/B § 13 Nr. 4 (2)</p> <p>RBBau/RLBau/(D)ABau</p>
Bescheinigungen / Protokolle	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Errichterbescheinigung über die ordnungs- und vorschriftengemäße Errichtung ➤ Bescheinigungen über die Anbringung der Gefahrenhinweise, Sicherheitskennzeichnung und Unfallhinweise an <ul style="list-style-type: none"> • Abgeschlossenen Betriebsstätten • Batterieräumen • Explosionsgefährdeten Bereichen ➤ Protokoll über die Einweisung des Betriebs- und Instandhaltungspersonals und der Fachkräfte für Arbeitssicherheit 	<p>DGUV Vorschrift 9</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.8 Grundleistung</p>

	Unterlage	Grundlage
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Abnahmeprotokoll für Blitzschutzanlage ➤ Abnahmeprotokoll für Starkstromanlage ➤ Anträge auf und Ausnahmegenehmigungen über Nichteinhaltung gesetzlicher und verordnungsrechtlicher Auflagen oder technischer Vorschriften ➤ Öffentlich-rechtliche Abnahmebescheinigungen 	<p>VOB/C DIN 18384 Nr. 3.4 Grundleistung, HOAI § 55 (1) und (3) LPh 8 Grundleistung</p> <p>HOAI § 55 (1) und (3) LPh 8 Grundleistung</p> <p>HOAI § 55 (1) und (3) LPh 4 Grundleistung</p>
Sonstige Unterlagen	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Anlagenbeschreibungen ➤ Geräteliste ➤ Ersatzteillisten ➤ Liste der nicht handelsüblichen Ersatzteile ➤ Liste prüfzeichenpflichtiger Bauteile ➤ Liste über Wiederholungsprüfungen ➤ Auflistung der Verjährungsfristen der Ansprüche auf Mängelbeseitigung für Anlagen, Geräte und Bauteile ➤ Wartungsanleitungen, -hinweise ➤ Pflegeanleitungen ➤ Bedienungs- und Gebrauchsanleitungen ➤ Betriebsanweisungen ➤ Gefahrenhinweise ➤ Hinweise über Nutzung persönlicher Schutzausrüstungen 	<p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.3 Grundleistung VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.3 Grundleistung</p> <p>HOAI § 55 (1) und (3) LPh (8) Grundleistung</p> <p>VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.6 Grundleistung</p> <p>ProdSG § 3 (4) VOB/C DIN 18382 Nr. 3.1.6 Grundleistung</p> <p>BGI 578</p> <p>ProdSG § 6(1)</p> <p>ProdSG § 6(1)</p>

9 Auswahl wichtiger Vorschriften, Regelwerke und Arbeitshilfen

9.1 Öffentlich-rechtliche Vorschriften des Bundes

1. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
2. Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV)
3. Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung - StromGKV)
4. Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG)
5. Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV)
6. Gesetz über die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt (Produktsicherheitsgesetz - ProdSG)

9.2 Öffentlich-rechtliche Vorschriften der Länder

1. Landesbauordnung (LBO)
2. Verordnungen bzw. Richtlinien der Länder zur LBO über:
 - Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen
 - bauaufsichtliche Anforderungen an Krankenhäuser
 - bauaufsichtliche Anforderungen an Schulen
 - Bau und Betrieb von Garagen
 - Bau und Betrieb von Versammlungsstätten
 - Bau und Betrieb von Beherbergungsstätten
 - Bau und Betrieb von Hochhäuser
 - Bau und Betrieb von Verkaufsstätten
 - Prüfungen von technischen Anlagen nach Bauordnungsrecht
3. Musterverordnungen bzw. -richtlinien der Bauministerkonferenz (www.bauministerkonferenz.de)

9.3 Regeln der Technik

1. Reihe DIN VDE 0100 Bestimmungen für das Errichten von Niederspannungsanlagen

DIN VDE 0100-444 Errichten von Niederspannungsanlagen –
Teil 4-444: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Störspannungen und elektromagnetischen Störgrößen

DIN VDE 0100-520 Errichten von Niederspannungsanlagen –
Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen

DIN VDE 0100-710 Errichten von Niederspannungsanlagen –
Teil 7-710: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art –
Medizinisch genutzte Bereiche

DIN VDE 0100-712 Errichten von Niederspannungsanlagen –
Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art –
Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme

DIN VDE 0100-718 Errichten von Niederspannungsanlagen –
Teil 7-718: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art –
Öffentliche Einrichtungen und Arbeitsstätten

DIN VDE 0100-729 Errichten von Niederspannungsanlagen –
Teil 7-729: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art –
Bedienungsgänge und Wartungsgänge

DIN VDE 0100-731 Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V –
Teil 731: Elektrische Betriebsstätten und abgeschlossene elektrische Betriebsstätten

2. DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1) Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV – Teil 1: Allgemeine Bestimmungen

3. IEC 62305, DIN EN 62305 (VDE 0185-305) Blitzschutz

DIN EN 62305-1 (VDE 0185-305-1) Blitzschutz
Teil 1: Allgemeine Grundsätze

DIN EN 62305-2 (VDE 0185-305-2) Blitzschutz
Teil 2: Risiko-Management

DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) Blitzschutz
Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen

DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4) Blitzschutz
Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen

4. DIN 4102 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen

- Teil 9: Kabelabschottungen; Begriffe, Anforderungen und Prüfungen
- Teil 11: Rohrummantelungen, Installationsschächte und -kanäle sowie Abschlüsse ihrer Revisionsöffnungen; Begriffe, Anforderungen und Prüfungen

- Teil 12: Funktionserhalt von elektrischen Kabelanlagen; Anforderungen und Prüfungen
5. Vorschriften der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV)
 - DGUV Vorschrift 3 – Elektrische Anlagen und Betriebsmittel

9.4 Richtlinien, Schriften, Arbeitsblätter

1. Richtlinien des VdS Schadenverhütung GmbH
 - VdS 2010 Risikoorientierter Blitz- und Überspannungsschutz
 - VdS 2025 Elektrische Leitungsanlagen
 - VdS 2046 Sicherheitsvorschriften für elektrische Anlagen bis 1000 V
 - VdS 2134 Verbrennungswärme der Isolierstoffe von Kabeln und Leitungen
2. Baufachliche Richtlinien Gebäudebestandsdokumentation –BFR GBestand– (Ausgabe Juni 2012), Hrsg. Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
3. Schriften der Fachkommission Bauaufsicht der ARGEBAU - Richtlinie über brandschutztechnische Anforderungen an Leitungsanlagen (Muster-Leitungsanlagen-Richtlinie MLAR)
4. AMEV-Schriften
 - Wartung, Inspektion und damit verbundene kleine Instandsetzungsarbeiten von technischen Anlagen und Einrichtungen in öffentlichen Gebäuden (Wartung 2014)
 - Hinweise für die Innenraumbeleuchtung mit künstlichem Licht in öffentlichen Gebäuden (Beleuchtung 2011)
 - Hinweise zum Energiemanagement in öffentlichen Gebäuden (Energie 2010)
 - Hinweise zur Ausführung von Ersatzstromversorgungsanlagen in öffentlichen Gebäuden (Ersatzstrom 2006)
5. Arbeitsblätter der Arbeitsgemeinschaft Industriebau e. V. (AGI)
J 31-1. Elektrotechnische Anlagen – Bautechnische Ausführung von Räumen für stationäre Batterien – Batterieräume

10 Glossar- und Abkürzungsverzeichnis

AC	engl.: alternating current; Wechselstrom
AGI	Arbeitsgemeinschaft Industriebau e. V.
AMEV	Arbeitskreis Maschinenbau- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen
AMZ	abhängiger Maximalstrom-Zeit-(Schutz)
ArbMittSichV	Arbeitsmittelsicherheitsverordnung (ersetzt Betriebssicherheitsverordnung)
ARGEBAU	Arbeitsgemeinschaft für Städtebau-, Bau- und Wohnungswesen (neu: Bauministerkonferenz)
ASR	Technische Regeln für Arbeitsstätten
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BFR	Baufachliche Richtlinie
BGF	Bruttogrundfläche
BGI	Berufsgenossenschaftliche Informationen für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit
BGV A3	Unfallverhütungsvorschrift „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel“
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMVg	Bundesministerium der Verteidigung
BRI	Bruttorauminhalt
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e. V.
CAD	Computer Aided Design
CAE	Computer Aided Engineering
CE	Kennzeichnung zum EU-Konformitätsnachweis
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
CEPE	Schweizer Centre for Energy Policy and Economics
DABau	Dienstanweisung Bau
DC	engl.: direct current; Gleichstrom
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung (vormals BGV bzw. GUV)
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DV	Datenverarbeitung
E	Funktionserhalt
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien
Elt	Elektro
EltBauVO	Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln
EN	Europäische Norm
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnVKV	Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EW-Bau	Entwurfsunterlage Bau
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
FE	Isolationserhalt
GA	Gebäudeautomation
GefStoffV	Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen (Gefahrstoffverordnung)
GHV	Gebäudehauptverteilung
GMA	Gefahrenmeldeanlage
GUV	Gemeindeunfallversicherungsverband
GZ	Gütezeichen
HH-	Hochspannungs-Hochleistungs-
HNF	Hauptnutzfläche
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HPA	Hauptpotenzialausgleich

HU-Bau	Haushaltsunterlage Bau
IEC	International Electrotechnical Commission
ISI	(Fraunhofer) Institut System- und Innovationsforschung
IuK	Informations- und Kommunikationstechnik
LAR	Leitungsanlagen-Richtlinie
LBO	Landes-Bauordnung
LEMP	engl.: lightning electromagnetic impulse; elektromagnetischer Blitzimpuls
LPh	Leistungsphase
LPS	engl.: lightning protection system; Blitz- und Überspannungsschutzsystem
LPZ	engl.: lightning protection zones; innere Blitzschutzzonen
LV	Leistungsverzeichnis
(M)LAR	(Muster-)Leitungsanlagen-Richtlinie
MBO	Musterbauordnung
MS	Mittelspannung
MPrüfVO	Muster-Verordnung über Prüfungen von technischen Anlagen und Einrichtungen nach Bauordnungsrecht
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NF	Nutzfläche
NGF	Nettogrundfläche
NS	Niederspannung
NSHV	Niederspannungshauptverteilung
PA	Potenzialausgleich
PE	engl.: protective earth
PEN	engl.: protective earth neutral
ProdSG	Produktsicherheitsgesetz
ProdSV	Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz
PSC	Energieschaltgerätekombination
PV	Photovoltaik
RAL	Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.
RBBau	Richtlinie für die Durchführung von Bauaufgaben des Bundes
RCD	engl.: residual current device; Fehlstromschutzschalter
RCM	Geräte mit Differenzstromüberwachung
RKM	Richtlinien für kundeneigene Mittelspannungsanlagen
RLBau	Richtlinie für die Durchführung von Landesbaumaßnahmen
SF ₆	Schwefelhexafluorid
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
SPD	engl.: source protection device; Überspannungsschutzgerät
TAB	Technischen Anschlussbedingungen
TechPrüfVO	Verordnung über die Prüfung technischer Anlagen und Einrichtungen (Landesverordnung)
TN-C	frz.: Terre Neutre Combiné
TN-S	frz.: Terre Neutre Séparé
TN-C-S	frz.: Terre Neutre Combiné Séparé
TT	frz.: Terre Terre
UMZ	unabhängiger Maximalstrom-Zeit-(Schutz)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UV	Unterverteilung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VdS	VdS Schadenverhütung GmbH (ehem. Verband der Schadenversicherer)
VHB	Vergabehandbuch
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VOB	Verdingungsordnung für Bauleistungen
ZEP	Zentraler Erdungspunkt

11 Mitarbeiter

Sebastian Eiblwieser	Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern, München
Ulrike Leidinger	Stadtverwaltung Aachen, Aachen
Andreas Ranzinger	Stadt München, München
Andreas Schemm	Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, Berlin
Matthias Schreiber	Thüringer Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Verkehr, Erfurt (Obmann)
Michael Schulte	Stadt Köln, Köln
Helmut Wollgarten	Bau- und Liegenschaftsbetrieb des Landes Nordrhein-Westfalen, Niederlassung Aachen

Dank für Beiträge

Holger Müller	Bundesamt für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr, Bonn
---------------	---