



SIEMENS

Totally Integrated Power

Applikationen für die elektrische Energieverteilung

Rechenzentren

Answers for infrastructure.

Inhalt

Rechenzentren – Definition

1	Rahmenbedingungen für die elektrische Energieverteilung im Rechenzentrum	6	4.3	Netzersatzanlage	48
1.1	Aufgaben der elektrischen Energieversorgung im Rechenzentrum	7	4.4	USV-Anlage	50
1.2	Stromverbrauch im Rechenzentrum	8	4.5	Niederspannungs-Schaltanlagen	53
1.3	Gleichspannung im Rechenzentrum	8	4.6	Unterverteilungen	56
1.4	Ausfall der Energieversorgung und wirtschaftliche Folgen	10	4.7	Niederspannungs-Schutz- und Schaltgeräte	58
2	Aufgaben des Planers	12	4.8	Power Management System	60
2.1	Lastenheft	12	5	Energieverteilungsmodelle	64
2.2	Pflichtenheft	13	5.1	Aufteilung des Energieverbrauchs im Rechenzentrum	64
2.3	Planungstools für die elektrische Energieverteilung	14	5.2	Grundkonzept für das Rechenzentrumsmodell	64
3	Grundaufbau der elektrischen Energieverteilung in Rechenzentren	18	5.3	Modell der elektrischen Energieverteilung gemäß Tier IV	66
3.1	Spannungsqualität	19	5.4	Modell der elektrischen Energieverteilung für die IKT-Verbraucher gemäß einer Tier-IV-Green-Struktur	70
3.2	Elektromagnetische Verträglichkeit	26	5.5	Planungsperspektive	74
3.3	Verfügbarkeit, Redundanz und Tier-Klassifizierung	29	6	Anhang	76
3.4	Abschätzung des Leistungsbedarfs	35	6.1	Literaturverzeichnis	76
4	Hauptkomponenten der Energieversorgung	38	6.2	Abkürzungsverzeichnis	
4.1	Mittelspannungs-Schaltanlage	40		Siemens in Ihrer Nähe	81
4.2	Verteilungstransformatoren	45		Impressum	82



Einleitung

Rechenzentren – Definition

Rechenzentren – Definition

1941 begann die erfolgreiche Revolution der Datenverarbeitung (DV) und damit auch die Entwicklung der Rechenzentren (RZ). Mit seiner Rechenmaschine Z3 baute der Ingenieur Konrad Zuse erstmals einen Rechenautomaten für die vier Grundrechenarten – plus Wurzelziehen – ausschließlich mit elektromagnetischen Schaltern aus der Fernmeldetechnik. Der Automat im „Rechnenden Raum“, dem Wohnzimmer seiner Eltern, wog über eine Tonne und hatte einen elektrischen Leistungsbedarf von damals gigantischen 4.000 Watt. Das Pionier-Know-how der Zuse KG ging 1967 in der Siemens AG auf und steht bis heute für unser Bestreben den Fortschritt in der DV-Technik und der zugehörigen Infrastruktur voranzutreiben.

Die Weiterentwicklung der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) mit Röhrentechnik, Magnetspeichern und später Halbleiterbauelementen hat zu einer weltumspannenden Verbreitung von Rechenzentren in Wissenschaft, Industrie und Verwaltung geführt. Damit stiegen die Anforderungen an Sicherheit und Leistungsfähigkeit der zugehörigen Infrastruktur. Mit der Ausweitung des elektronischen Datentransfers, der Vernetzung elektronischer Medien und letztlich der Verbreitung des Internets, insbesondere des beim CERN (Conseil Européen pour la Recherche Nucléaire; deutsch: Europäische Organisation für Kernforschung) Ende der 80er Jahre im 20. Jahrhundert entwickelten „world wide webs“, entstand ein explosionsartig wachsender Dienstleistungssektor im Bereich der Rechenzentren und damit eine steigende Bedeutung der Gesamtverfügbarkeit und der Informationssicherheit.

Wikipedia bezeichnet als Rechenzentrum „sowohl das Gebäude bzw. die Räumlichkeiten, in denen die zentrale Rechentechnik (zum Beispiel Rechner, aber auch die zum Betrieb notwendige Infrastruktur) einer oder mehrerer Unternehmen bzw. Organisationen untergebracht ist als auch die Organisation selbst, die sich um diese Computer kümmert“ [1]. Auf *SearchDataCenter.com* wird sogar die Virtualität der Einrichtung in die Definition eingeschlossen: „... a centralized repository, either physical or virtual, for the storage, management, and dissemination of data and information organized around a particular body of knowledge or pertaining to a particular business“ [2].

Cremer et al. [3] differenzieren zwischen Rechenzentren „im engeren Sinn“, den Server-Farmen „in denen Daten und Dienstleistungen für Internet-Anwendungen gespeichert und ausgeführt werden“, und Rechenzentren „im weiteren Sinn“, womit „Gebäude und alle Teile von Gebäuden“ als Rechenzentren bezeichnet werden, „die Server und ähnliche IKT-Geräte beherbergen und die nicht direkt am Arbeitsplatz der Benutzers stehen“.

Viele verschiedene Merkmale wie zum Beispiel Gesamtfläche, Grundfläche für IKT-Ausrüstung, elektrischer Leistungsbedarf des IKT-Equipments oder Rechenoperationen pro Jahr, die im Rechenzentrum erfolgen sollen, werden zur Klassifizierung von Rechenzentren definiert. Relativ häufig erfolgt eine Klassifizierung von Rechenzentren über Stückzahlen des IKT-Inventars, insbesondere der Server. Allerdings unterscheiden sich Bezeichnungen und Größenangaben, wie folgende Tabelle zeigt.

	U.S. EPA [4]	UBA [5]	IZE, TU Berlin [6]	IDC [7]
Serverschrank	1-2 Server, keine externen Speichersysteme	3-10 Server	1-2 Server	
Serverraum	bis zu einigen Dutzenden Server, keine externen Speichersysteme	11-100 Server	3-10 Server	
Kleines RZ	einige Dutzende bis zu Hunderten Server, mäßige Nutzung externer Speichersysteme	101-500 Server	11-50 Server	350-500 Server
RZ			51-250 Server	
Mittleres RZ	Mehrere hundert Server, intensive Nutzung externer Speichersysteme	501-5.000 Server	251-800 Server	1.500-1.700 Server
Großes RZ		über 5.000 Server		2.000-2.500 Server
Sehr großes RZ/ Großrechenzentrum/ Enterprise-RZ	Tausende Server, intensive Nutzung externer Speichersysteme		mehr als 800 Server	bis zu 25.000 Server

Klassifizierung von Rechenzentren nach IKT-Ausstattung in unterschiedlichen Quellen



Kapitel 1

Rahmenbedingungen für die elektrische Energieverteilung im Rechenzentrum

- | | |
|--|----|
| 1.1 Aufgaben der elektrischen Energieversorgung im Rechenzentrum | 6 |
| 1.2 Stromverbrauch im Rechenzentrum | 8 |
| 1.3 Gleichspannung im Rechenzentrum | 8 |
| 1.4 Ausfall der Energieversorgung und wirtschaftliche Folgen | 10 |

1 Rahmenbedingungen für die elektrische Energieverteilung im Rechenzentrum

Das Rechenzentrum ist eine zentrale Einrichtung, die Dienstleistungen im Bereich der Datenverarbeitung und der Kommunikation ermöglichen soll wie zum Beispiel Datenübertragung, Datenspeicherung, Datenbearbeitung und -umsetzung. Dabei kann es sich um die Bereitstellung eines geeigneten Raums, einer geeigneten Informations- und Kommunikationstechnik(IKT)-Hardware, einer geeigneten Software, oder um die Ausführung solcher IKT-Anwendungen und Übermittlung von Daten und Ergebnissen an den Auftraggeber in gewünschter Form handeln. Ein Rechenzentrum kann firmenintern aufgebaut und genutzt werden, entsprechende Dienstleistungen können aber auch von externen Rechenzentrumsbetreibern bezogen werden.

1

1.1 Aufgaben der elektrischen Energieversorgung im Rechenzentrum

Grundvoraussetzung für den Betrieb von Rechnern, Bildschirmen, Laufwerken, Netzwerkkomponenten und Datenleitungen ist die Versorgung mit elektrischer Energie. Nicht nur für die IKT muss elektrische Energie zuverlässig zur Verfügung stehen, sondern auch für Infrastrukturaufgaben wie Kühlung und Klimatisierung, Brandüberwachung und -bekämpfung, Sicherheit und Kontrolle, Beleuchtung, Aufzüge, Antriebe, Motoren und vieles mehr (siehe Abb. 1/1).

Für die Konzeption der Energieversorgungsanlage sind folgende wesentliche Leistungskriterien von Bedeutung:

- Verfügbarkeit
- Kosteneffizienz
- Zuverlässigkeit
- Umweltbeeinflussung
- Schnelligkeit

Aufgabe des Planers ist es, die Energieversorgung optimal auszulegen. Dabei hat er sowohl die Vorgaben des Auftraggebers zu berücksichtigen als auch Gesetze,

Richtlinien, Vorschriften und Regelungen zu beachten. Zu den allgemeinen Kundenanforderungen, die gegenwärtig bei der Planung der elektrischen Energieversorgung für ein Rechenzentrum unbedingt beachtet werden sollten, gehören abhängig von den Einsatz- und Umgebungsbedingungen:

- Energieeffizienz
- Redundanz
- Sicherheit
- Erweiterbarkeit
- Betriebsmanagement
- Qualität

Die Ausprägung dieser Faktoren beeinflusst die geforderten Leistungskriterien nach denen die Energieverteilungsinfrastruktur geplant wird. Beispielsweise können durch zusätzliche Redundanzen bei der elektrischen Energieverteilung die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Rechenzentrums verbessert werden. Allerdings können sich die höheren Kosten für redundante Komponenten negativ auf die Kosteneffizienz auswirken und die ungünstigere Auslastung der redundanten Komponenten im Betrieb Nachteile bei der Effizienz und damit verbunden höhere Energieverluste und vermeidbare Umweltbelastungen mit sich bringen.

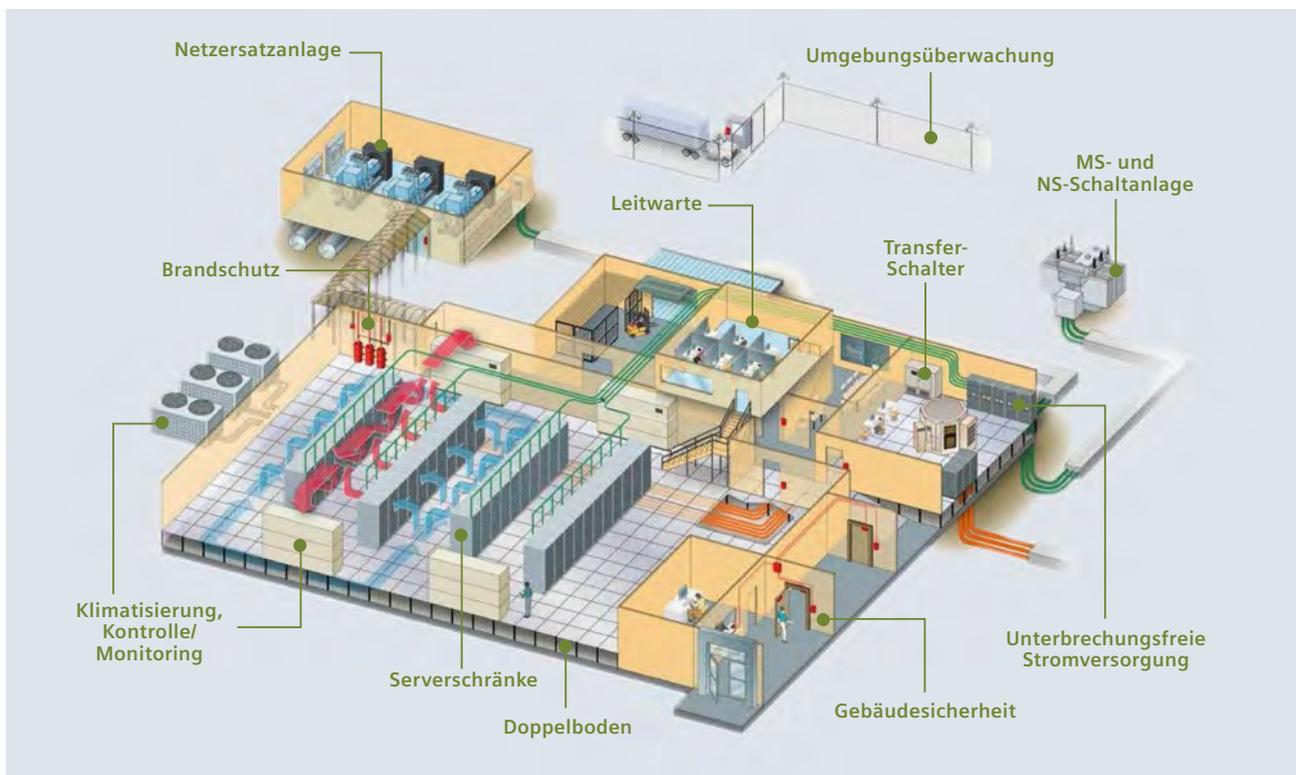


Abb. 1/1: Die Energieversorgung ist integraler Bestandteil der Infrastrukturkomponenten im Rechenzentrum

1.2 Stromverbrauch im Rechenzentrum

Grundsätzlich wird erwartet, dass weltweit der Energiebedarf von Rechenzentren steigen wird. Basierend auf Annahmen von 2007 prognostiziert beispielsweise Microsoft [8] einen weiterhin stark steigenden Stromverbrauch wie in Abb. 1/2. Dabei werden die Wachstumsraten der letzten Jahre fortgeführt und der Power-Usage-Efficiency(PUE)-Faktor von 2,0 (also das Verhältnis zwischen dem gesamten Leistungsbedarf eines Rechenzentrums zum Leistungsbedarf der IKT-Komponenten im Rechenzentrum – siehe [9]) unverändert gelassen.

In Westeuropa soll sich der Stromverbrauch zwischen 2007 und 2020 nach Ansicht der Europäischen Kommission [10] von 56 TWh auf 104 TWh beinahe verdoppeln. Dies korreliert trotzdem mit den Werten von Abb. 1/2, da zu erwarten ist, dass sich die Entwicklung in aufstrebenden Ländern wie China, Indien oder Russland in nächster Zeit deutlich beschleunigen wird.

Weitere Unsicherheitsfaktoren, die bei der Abschätzung der zukünftigen Entwicklung zu Abweichungen führen können, sind unter anderem:

- Entwicklung der Weltwirtschaft und Wettbewerbssituation
- Protektion, Regulierung und Liberalisierung von Märkten
- Änderungen bei den Stromerzeugungskosten
- Änderungen bei den Arbeits- und Materialkosten
- Einfluss der Umweltproblematik, verbunden mit der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch
- Entwicklungstrends bei IKT- und Infrastruktur-Komponenten im Rechenzentrum
- Entwicklungstrends beim Nutzerverhalten bezüglich Rechenzentrumsleistungen wie zum Beispiel Cloud Computing, Netzwerkanwendungen, Sicherheitsanforderungen

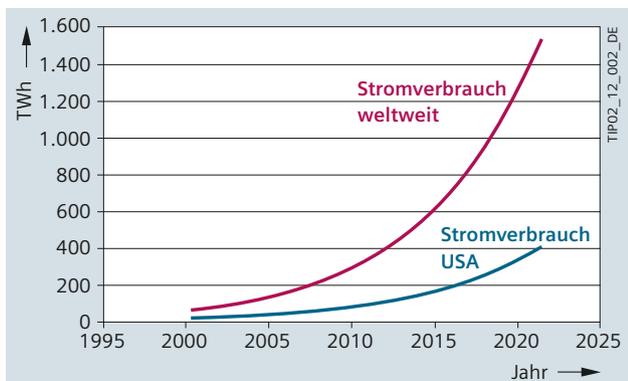


Abb. 1/2: Entwicklung des Stromverbrauchs von Rechenzentren [8]

Angesichts der hohen Anforderungen an die Umgebung eines Rechenzentrums, wie zum Beispiel

- Anbindung an das Stromverteilnetz und Datenübertragungsleitungen
- klimatische Randbedingungen
- Vermeidung von Verkehrsknotenpunkten und gefährlichen Industrieanlagen
- Abstand zu Militäreinrichtungen, Deponien und Müllverbrennungsanlagen und
- eine geringe Wahrscheinlichkeit von Naturkatastrophen

wird es zunehmend schwieriger, geeignete Lokalitäten für den Neubau von Rechenzentren auf der grünen Wiese (sog. „green field investment“) zu finden. Deshalb wird zukünftig der Um- und Ausbau von Rechenzentren (sog. „brown field investment“) sowie die Berücksichtigung von Erweiterungsmöglichkeiten und von modularen Systemen immer wichtiger werden. Ebenso kann die Eigenenergieerzeugung im Rechenzentrum und deren Nutzung stärker in die Planung einbezogen werden. Vorteilhaft ist dabei die Koinkidenz zwischen Stromverbrauch und Kühlungsbedarf, abhängig von der geforderten Rechen- und Kommunikationsleistung.

1.3 Gleichspannung im Rechenzentrum

In jüngster Vergangenheit diskutierten Rechenzentrums-Experten den Einsatz einer elektrischen Energieverteilung mit Gleichspannung für die IKT-Komponenten. Vom Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) wurden Energieeffizienzvorteile von über 28 % für ein „durchschnittliches“ Rechenzentrum prognostiziert, da Umwandlungsschritte von Gleichspannung (DC) zu Wechselspannung (AC) und umgekehrt vermieden werden können [11].

Ohne näher auf die Ergebnisse und die Randbedingungen einzugehen, unter denen diese Werte ermittelt wurden, ist festzuhalten, dass bei konsequentem Einsatz aktueller Technik kaum Effizienzvorteile zu erzielen sind. Bei europäischen Netzspannungsverhältnissen, modernen USV-Systemen und qualitativ hochwertigen Netzteilen der IKT-Komponenten sind die Verluste für AC- und DC-Systeme ähnlich groß.

Für IT-Verantwortliche muss ein einfacher und sicherer Umgang mit der Energieversorgung der Gerätschaften ermöglicht werden. Das sichere Trennen und Stecken von DC-Leitungsverbindungen muss ähnlich einfach, kostengünstig und standardisiert vonstattengehen wie bei AC-Steckersystemen. Da eine Trennung von DC-Systemen unter Spannung problematisch ist, ist bei der DC-Anbindung eine sichere Abschaltung zu gewährleisten.

Eine weitere Problematik für die Abschaltung von Fehlern in DC-Netzen mit höheren Spannungen ergibt sich aus der Lichtbogenerkennung im Verteilungsnetz. Herkömmliche Überstromschutzeinrichtungen (ÜSE) können hier nur bedingt eingesetzt werden. Zum einen kann es bei einer Begrenzung des Störlichtbogenstroms dazu kommen, dass die ÜSE nicht auslöst und zum anderen besteht, selbst wenn der Fehler erkannt wird, die Gefahr, dass der Lichtbogen in der ÜSE nicht gelöscht werden kann und sich damit die Brandgefahr erhöht.

Zudem bleibt festzuhalten, dass bei den vorliegenden Betrachtungen nur die IKT-Komponenten mit einer hohen Gleichspannung versorgt werden sollen, wohingegen eine komplette AC-Stromversorgungsstruktur für die anderen Stromverbraucher benötigt wird. Somit ist zu erwarten, dass neben der DC-Versorgung auch eine AC-Versorgung für die Rechner- und Telekommunikationsräume vorgesehen werden muss.

Ohne technische Details zu berücksichtigen, kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der aktuellen Marktsituation bei Servern, Speicher- und Netzwerk-Ausrüstung kein starker Entwicklungsschwenk, hin zu einer zweiten Produktschiene mit Gleichspannungsversorgung, stattfinden wird. Darum wird in dieser Schrift der aktuelle Stand der Technik bei der Stromversorgung für das 400/230-Volt-AC-Netz und die Entwicklungserwartung in den nächsten Jahren vorgestellt.



Abb. 1/3: Lichtbogen bei einem Überspannungstest im Siemens Schaltanlagenwerk Berlin

1.4 Ausfall der Energieversorgung und wirtschaftliche Folgen

In Rechenzentren muss der Strom die relevanten elektrischen Komponenten rund um die Uhr und mit höchster Zuverlässigkeit versorgen. Störungen oder gar ein Ausfall der elektrischen Energieversorgung und daraus resultierende Datenverluste und Betriebsunterbrechungen ziehen für die Betreiber eines Rechenzentrums bedeutende wirtschaftliche Schäden nach sich (Abb. 1/4). Darüber hinaus ist mit Folgeschäden durch Image- und Vertrauensverlust zu rechnen.

Oft werden die Folgen eines IT-Ausfalls unterschätzt, weil nur die verlorene Arbeitszeit in die Berechnung der Ausfallkosten eingehen. Folgeschäden wie Geschäftseinbußen, Vertrauensverlust bei Kunden und Investoren und eventuell sogar Vertragsstrafen werden außer Acht gelassen. Bestes Beispiel sind Just-in-time-Lieferungen bei Werkverträgen oder Bauverträgen. Werden Verzögerungen durch den IT-Ausfall verursacht, kann es zur Einforderung damit verbundener Vertragsstrafen kommen. Gleichzeitig haben IT-Verantwortliche die Erfahrung gemacht, dass Probleme bei der elektrischen Energieversorgung des Rechenzentrums die häufigste Ursache von Betriebsausfällen sind (siehe Abb. 1/5).

Trotz hoher Versorgungssicherheit kommt es immer wieder zu Unterbrechungen der Energieversorgung seitens der Verteilnetzbetreiber (VNB). Die größte Zahl dieser Störungen ist mit Zeiten unter einer Sekunde so kurz, dass der Mensch sie nicht bemerkt. Aber schon Unterbrechungen von mehr als zehn Millisekunden und Spannungseinbrüche sind geeignet, den IT-Betrieb zu stören und zu finanziellen Verlusten zu führen (siehe Abb. 1/6). Deshalb ist eine sorgfältige Planung der Sicherheitsstromversorgung (SV) und der Unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) für Rechenzentren von besonderer Bedeutung.



Abb. 1/4: Schadensereigniskosten verursacht durch IT-Ausfälle [12]

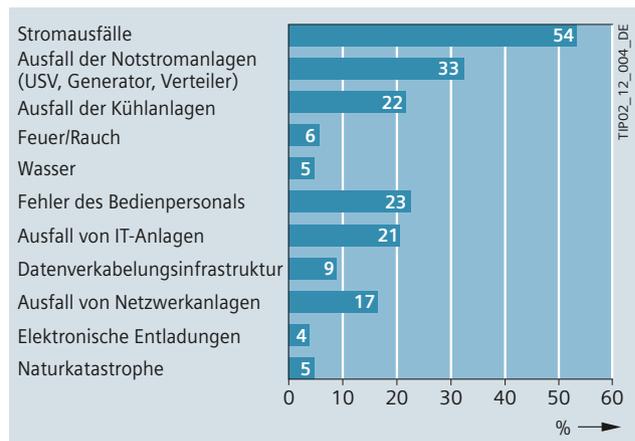


Abb. 1/5: Prozentuale Häufigkeitsverteilung auf die Frage: Welche Faktoren haben in den letzten 24 Monaten zu Betriebsunterbrechungen in Ihrem Rechenzentrum geführt? [13]

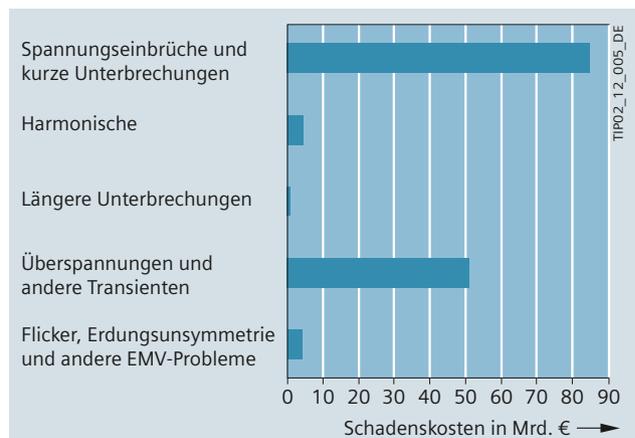


Abb. 1/6: Jährliche Verluste durch beeinträchtigte Spannungsqualität am Beispiel der Industrie in Europa [14]



Kapitel 2

Aufgaben des Planers

2.1 Lastenheft	12
2.2 Pflichtenheft	13
2.3 Planungstools für die elektrische Energieverteilung	14

2 Aufgaben des Planers

Der Planer hat es einerseits in der Hand, sich durch moderne, innovative Konzepte bei der Gestaltung der elektrischen Energieversorgung und bei der Auswahl der Betriebsmittel Wettbewerbsvorteile und Alleinstellungsmerkmale zu verschaffen. Andererseits ist er für seine Planung verantwortlich, was bedeutet, dass er auch zu Schadensersatz herangezogen werden kann. Darum ist es wichtig, frühzeitig mit dem Bauherrn den Projektrahmen und die wirtschaftlichen Randbedingungen abzuklären. Eine integrierte Planung im Sinne von Totally Integrated Power von der Mittelspannungseinspeisung bis zum Server-Rack (siehe Abb. 2/1) geht von einem ganzheitlichen Lösungsansatz aus, der diese Bedingungen beachtet und so zu einer wirtschaftlichen und sicheren Lösung führt.

Den ersten Leistungsphasen in der Planung der elektrischen Energieverteilung eines Rechenzentrums kommt bereits entscheidende Bedeutung zu. Hier werden die Grundlagen und Richtlinien für den weiteren Projektverlauf festgelegt. Fehlerhafte Annahmen und ungenaue Vorgaben können entweder zu Überdimensionierungen und damit zu unnötigen Kosten führen oder zu Unterdimensionierungen und damit zu Überlastungen und Ausfällen. Grundlagen dafür bieten das Lasten- und darauf aufbauend das Pflichtenheft, die zu den spezifischen Projekten erstellt werden.

2.1 Lastenheft

Das Lastenheft beschreibt das „Was“ und „Wofür“ und kennzeichnet die grundlegende Anforderungsspezifikation. Es dient dem Auftragnehmer als Grundlage für die Erstellung des Pflichtenhefts.

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

2

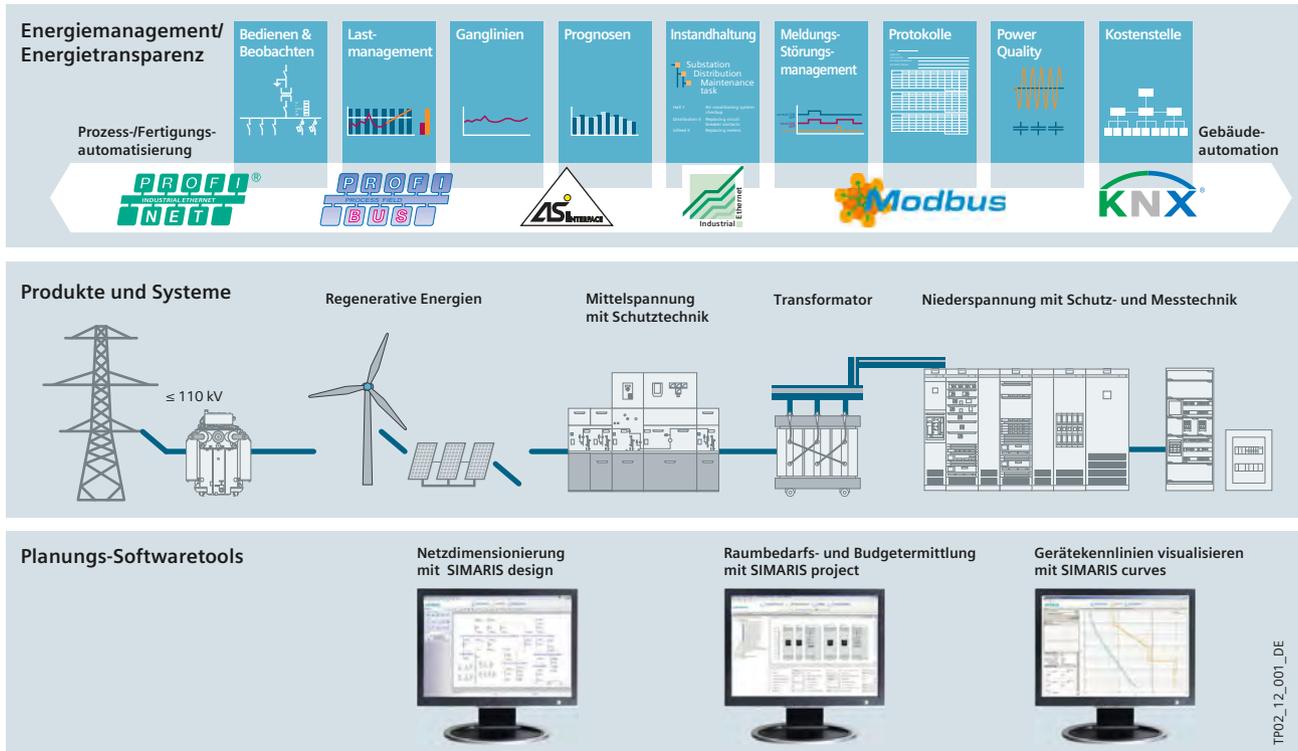


Abb. 2/1: Totally Integrated Power – durchgängige Lösungen für die Energieverteilung

2.2 Pflichtenheft

Das Pflichtenheft repräsentiert das Konzept, das realisiert werden soll und wird bereits so weit fachspezifisch abgefasst, dass daraus eine Spezifikation für die Beauftragung erstellt werden kann.

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

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

Gewöhnlich können jeder Anforderung des Lastenhefts eine oder mehrere Leistungen des Pflichtenhefts zugeordnet werden. So wird auch die Reihenfolge der beiden

Dokumente im Entwicklungsprozess deutlich: Die Anforderungen (requirements) werden durch Leistungen (features) erfüllt.

Bei der Erstellung von Lasten- und Pflichtenheft ist zu beachten, dass sich Teilziele wie Investitionen, Verluste, Zuverlässigkeit, Qualität und vieles mehr gegenseitig beeinflussen können. Eine tabellarische Aufstellung solcher Konkurrenzbeziehungen und deren projektspezifische Gewichtung unterstützen die Planungsentscheidung und damit die Schwerpunktauswahl in Lasten- und Pflichtenheft. Bei der Gewichtung ist dann für Lasten- und Pflichtenheft von den unterschiedlichen Fragestellungen auszugehen. Tab. 2/1 zeigt eine einfache Beziehungstabelle, in der die Konkurrenzsituation einzelner Teilziele untereinander eingeschätzt wird. Zum Beispiel wird das Teilziel 2 – Geringe Netzverluste – stark von Teilziel 1 – Investitionskosten – beeinflusst, während das Teilziel 4 – hohe Versorgungszuverlässigkeit – keinen unmittelbaren Bezug zu den Netzverlusten hat.

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

■ starke Konkurrenz □ Konkurrenz ○ keine oder unwesentliche Konkurrenz

Tab. 2/1: Konkurrenzsituation bei Planungsentscheidungen [14]

2.3 Planungstools für die elektrische Energieverteilung

Wegen der stetig wachsenden Anforderungen an die Ausstattung von Rechenzentren sowie der hohen Erwartungen an die Sicherheit der Anlagen und an die Anlagendokumentation wird die Planung der elektrischen Energieverteilung immer aufwendiger und komplexer. Die SIMARIS Softwaretools unterstützen bei der Planung von elektrischen Energieverteilungsanlagen unter Beachtung der IEC- und VDE-Normen und lassen sich dank übersichtlicher Benutzeroberflächen und intuitiv zu nutzender Funktionen einfach und komfortabel bedienen. Auch können beispielsweise häufig benötigte Module, Geräte und Anlagen als Favoriten hinterlegt und bei späteren Planungen wieder integriert werden. So lässt sich der Planungsaufwand durch die Nutzung der SIMARIS Softwaretools weiter reduzieren. Der Anwender kann die hinterlegten Produktdaten online unkompliziert aktualisieren, wobei die Angaben selbstverständlich zwischen den Programmen synchronisiert werden.

2.3.1 Dimensionieren mit SIMARIS design

Anhand der Vorgaben, die sich aus den Anforderungen des Projekts ergeben, kann mit SIMARIS design eine Netzberechnung und damit eine Dimensionierung der Betriebsmittel nach anerkannten Regeln der Technik und gültigen Normen (VDE, IEC) vorgenommen werden, von der Mittelspannungseinspeisung bis hin zu den Verbrauchern. SIMARIS design unterstützt die Berechnung von Kurzschlussströmen, Lastfluss und -verteilung, Spannungsfall und Energiebilanz. Außerdem hilft SIMARIS design bei der Auswahl der konkret benötigten Betriebsmittel, zum Beispiel von Mittelspannungs-Schalt- und -Schutzgeräten, Transformatoren, Generatoren, Niederspannungs-Schalt- und -Schutzgeräten sowie bei der Dimensionierung von Kabeln, Leitern und Stromschienensystemen. Zudem kann der Blitz- und Überspannungsschutz in die Dimensionierung einbezogen werden.

Das zu planende Netz kann mithilfe der in der Bibliothek hinterlegten Elemente schnell, einfach und übersichtlich grafisch aufgebaut werden (Abb. 2/2). Anschließend legt der Planer die für das Projekt erforderlichen Betriebsarten fest. Diese Festlegung kann je nach Größe des Projektes sowie nach Art und Anzahl der verwendeten Einspeisungen und Kupplungen mehr oder weniger komplex ausfallen. Sie ist jedoch mit SIMARIS design einfach zu treffen, da die relevanten Geräte und deren für die jeweilige Betriebsart erforderlichen Schaltzustände übersichtlich grafisch dargestellt werden. Alle in der Praxis gängigen Schaltungsarten können durch die Möglichkeit zur Darstellung von gerichteten und unge-

richteten Kupplungen, von Einspeisungen auf Unterverteilungsebene sowie von Inselnetzen abgebildet und berechnet werden.

Die Dimensionierung des gesamten Netzes bzw. von Teilnetzen erfolgt nach Vorgabe des Dimensionierungszieles „Selektivität“ oder „Backup-Schutz“ automatisch. Die Berechnungsergebnisse lassen sich mit diversen Ausgabevarianten dokumentieren. Mit der Professional-Variante der Software lässt sich unter anderem auch eine Selektivitätsbetrachtung des kompletten Netzes durchführen.

Erfahrungsgemäß ist jede Planung einer elektrischen Energieverteilung für ein Rechenzentrum sowohl im Planungs- als auch im Realisierungszeitraum häufigen Veränderungen und Anpassungen unterworfen, beispielsweise durch kurzfristige Konzeptänderungen des Auftraggebers. Mithilfe der Software lassen sich unter anderem auch Anpassungen bezüglich der Spannungsebene, der Verbraucherleistungen oder der technischen Einstellungen für die Mittel- bzw. Niederspannung schnell und sicher in das Versorgungskonzept einarbeiten, inklusive automatischer Überprüfung der Zulässigkeit anhand der hinterlegten geltenden Normen.

2.3.2 Platzbedarf ermitteln mit SIMARIS project

Bei Verwendung der Professional-Version von SIMARIS design kann eine Exportdatei aus SIMARIS design generiert werden, die alle relevanten Informationen zu den mit SIMARIS design ermittelten Betriebsmitteln enthält. Diese Datei kann zur Weiterbearbeitung des Planungsschemas in SIMARIS project importiert werden. Hier lassen sich die ermittelten Geräte und sonstigen Betriebsmittel den konkreten Anlagen zuordnen. So kann der Platzbedarf der geplanten Anlagen festgestellt und das Budget abgeschätzt werden.

Steht keine Exportdatei aus SIMARIS design zur Verfügung, kann der Planer anhand der gegebenen technischen Daten und der definierten Projektstruktur direkt in SIMARIS project die erforderlichen Mittelspannungsschaltanlagen, Transformatoren, Niederspannungsschaltanlagen, Unterverteiler, Schienenverteiler-Systeme und Geräte für die Schaltanlagen und Installationsverteiler bestimmen.

Die Anlagen werden je nach Art der Anlagen grafisch (siehe Abb. 2/3) oder in Listenform geplant. So kann der Planer beispielsweise die für die Mittelspannungsschaltanlagen erforderlichen Felder direkt wählen und grafisch platzieren, während ausgewählte Transformatoren und auch die für die Schienenverteiler benötigten Kompo-

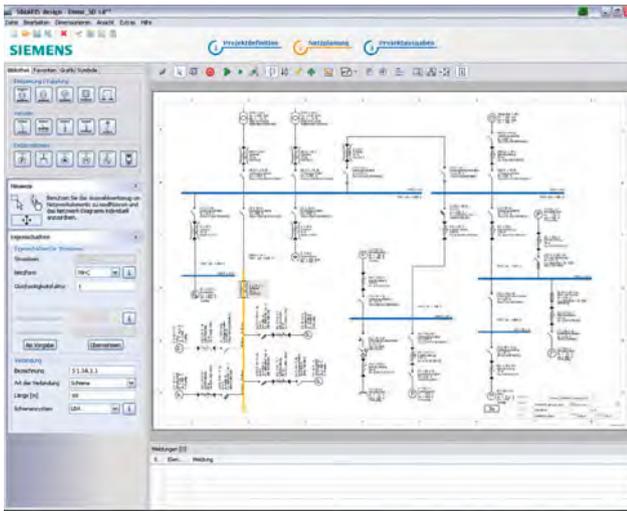


Abb. 2/2: Netzplanung mit SIMARIS design

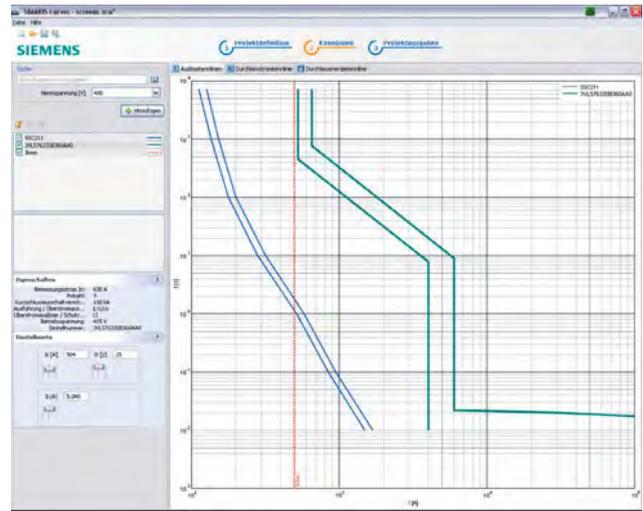


Abb. 2/4: Kennlinien (Sicherung, Kompaktleistungsschalter) in SIMARIS curves

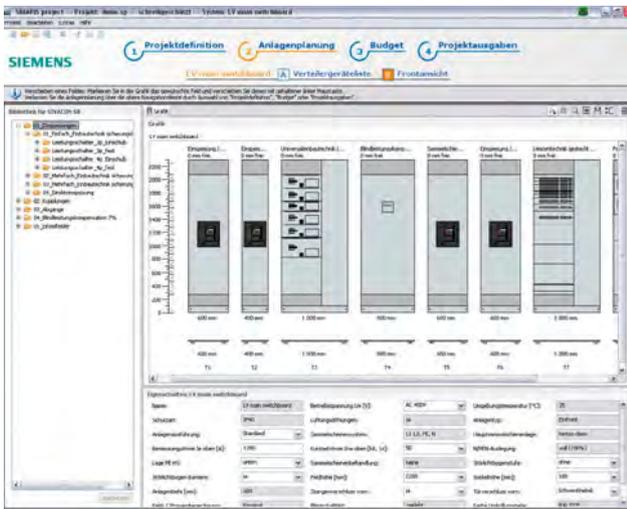


Abb. 2/3: Anlagenplanung SIVACON S8 mit SIMARIS project

nenen als Liste dargestellt werden. Bei den Niederspannungs-Schaltanlagen und Installationsverteilern werden in SIMARIS project zunächst die Geräte in einer Liste zusammengestellt und anschließend automatisch in den Anlagen platziert. Die so erzeugte Anordnung lässt sich in der Grafik noch nachbearbeiten (Abb. 2/3).

Im weiteren Verlauf des Projektes kann die Planung immer wieder den aktuellen Erfordernissen angepasst und dem Projektfortschritt entsprechend immer detaillierter werden. Als Ergebnis erhält der Nutzer konkrete technische Daten sowie Maße und Gewichte zu allen Komponenten der Energieverteilung. Zur Dokumentation der geplanten Anlagen lassen sich mit SIMARIS project

Ansichtszzeichnungen, technische Beschreibungen, Stücklisten und auch Leistungsverzeichnisse erstellen.

Eine Budget-Ermittlung für die zu erwartenden Kosten der geplanten Anlagen kann durch Einsenden der Projektdatei an den zuständigen Siemens-Ansprechpartner oder durch eine eigene Kalkulation erfolgen. Zur Unterstützung der Eigenkalkulation wird in SIMARIS project eine Liste der projektierten Anlagen als Zusammenfassung erzeugt, in der sich jede Anlage mit einem Preis sowie Zu- und Abschlägen versehen lässt.

Kennlinien anzeigen mit SIMARIS curves

Werden zur Vorbereitung der Planung oder zur Dokumentation Detailinformationen über das Auslöseverhalten einzelner Geräte benötigt, lassen sich Auslösekennlinien und deren Toleranzbereiche mit SIMARIS curves visualisieren und bewerten, wobei die Kennlinien durch Simulation von Parametereinstellungen angepasst werden können (Abb. 2/4). Zudem können mit SIMARIS curves auch Durchlassstrom- und Durchlassenergiekurven zu den Geräten angezeigt und dokumentiert werden.

Mehr Informationen: www.siemens.de/simaris



2



Kapitel 3

Grundaufbau der elektrischen Energieverteilung in Rechenzentren

3.1	Spannungsqualität	19
3.2	Elektromagnetische Verträglichkeit	26
3.3	Verfügbarkeit, Redundanz und Tier-Klassifizierung	29
3.4	Abschätzung des Leistungsbedarfs	35

3 Grundaufbau der elektrischen Energieverteilung in Rechenzentren

Eine hohe Verfügbarkeit ist von elementarer Bedeutung für den Rechenzentrumsbetrieb. Zusammen mit der Spannungs- und der Servicequalität charakterisiert die Verfügbarkeit der elektrischen Energieversorgung die Versorgungsqualität im Rechenzentrum. Die grundlegende Herausforderung bei der Planung besteht nun darin, das Optimum aus Investitions- und Betriebskosten einerseits und Risikoabschätzung (Produkt aus Störungshäufigkeit und Störungsauswirkung) andererseits zu finden (Abb. 3/1).

$$\text{Versorgungsqualität} = \text{Spannungsqualität} + \text{Verfügbarkeit} + \text{Servicequalität}$$

Die Pluszeichen in obiger Gleichung stehen symbolisch für die Verknüpfung der einzelnen Faktoren. Dabei wird der Begriff Spannungsqualität nicht im engeren Sinne der Netzspannungsqualität betrachtet, sondern umfasst im Sinne der Power Quality auch die Stromqualität, die Blindleistung und Störungen, die von Verbrauchern innerhalb des Rechenzentrums verursacht werden. Beim Planungsprozess führt die Frage nach der gewünschten Versorgungsqualität unmittelbar zu einer Kostenanalyse, da Investitionen zur Risikominderung mit den Folgekosten von Betriebsstörungen verglichen und bewertet werden müssen, die zum Beispiel beim Absturz eines Servers beziehungsweise beim Ausfall eines Racks oder gar des gesamten IT-Raums entstehen können.

3

Für eine Abschätzung der Kosten durch Versorgungsprobleme sind zumindest Unterbrechungs-, Ausfall- und Wiederinbetriebnahmekosten zu berücksichtigen. Indirekte Kosten, die durch Verschlechterung der Kundenbindung oder gar Auftragsverlust entstehen, sind in den Planungsphasen praktisch nicht als Kostenfaktor bewertbar.

Für eine Kostenabschätzung spielt die konkrete Nutzung des Rechenzentrums eine wesentliche Rolle. Es ist von Vorteil, wenn bereits in der Planungsphase der gewünschte Grad an Flexibilität im späteren Betrieb beachtet wird. Dazu hat der Rechenzentrumsbetreiber schon in der Vorplanungsphase festzulegen, welche Nutzungs- und Ausstattungsmöglichkeiten im Betrieb zulässig sein sollen. Wird dem Nutzer die elektrische Energieversorgung bis zum Rack angeboten, ist bei der Planung viel stärker auf eine variable Struktur zu achten, als wenn dem Nutzer nur eine Einspeisung in den IT-Raum mit einer festgelegten Leistung angeboten werden soll. In jedem Fall sind die sehr viel kürzeren Innovationsintervalle für IKT-Komponenten, verglichen mit den Innovationszyklen für die Infrastrukturkomponenten, zu beachten. Höhere Packungsdichten zum Beispiel führen zu größeren Leistungsanforderungen im Raum und entsprechend größer dimensionierten Leitungen sowie veränderten Schutzanforderungen.

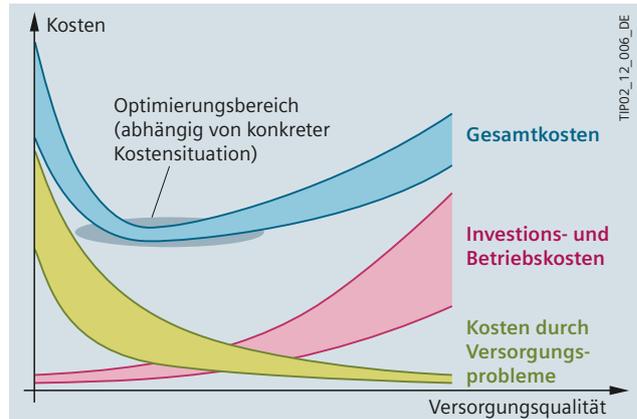


Abb. 3/1: Schematische Darstellung der Kostenoptimierung in Abhängigkeit von Versorgungsqualität

Den Punkt Servicequalität berücksichtigt der Elektroplaner indirekt über die Funktionalität und Qualität der Produkte, Systeme und daraus resultierender Anlagen. Komponenten für die elektrische Energieverteilung mit entsprechender Qualität werden in Kap. 4 vorgestellt.

Um die geforderte Produktqualität der angeschlossenen Verbraucher im Rechenzentrum hinsichtlich der Versorgungsspannung zu spezifizieren, wird als Vorgabe häufig die in Tab. 3/2 gezeigte Kurve des „Information Technology Industry Council“ (ITIC), früher „Computer and Business Equipment Manufacturers Association“ (CBEMA) herangezogen. Dabei ist zu beachten, dass diese Angaben auf einer Vereinbarung von Herstellern für Computernetzteile beruhen und für 120-Volt/60-Hertz-Stromversorgungen gelten. Im Einfluss-/Wirkungsbereich des American National Standards Institute (ANSI) liegt dieser Kurve die Norm IEEE 446 zugrunde. Die ITIC-Kurve wird im informativen Anhang B der Norm IEC 61000-2-4

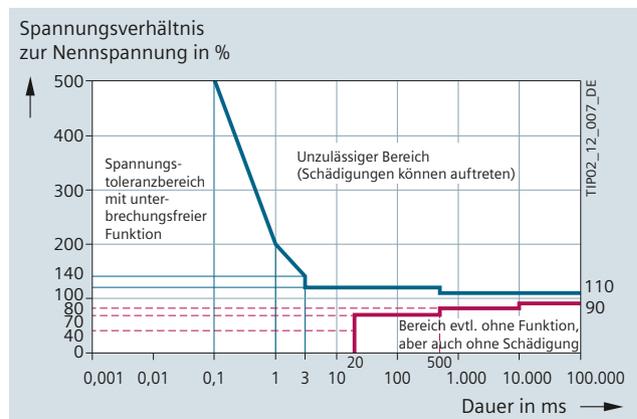


Abb. 3/2: ITIC-Kurve für Computernetzteile nach [15]

(VDE 0839-2-4) gezeigt. Jedoch wird besonders auf das 120-Volt-Einphasennetz hingewiesen und auf die Beschränkung auf Einrichtungen der Informationstechnik.

Heute werden viele einphasige Netzteile in IKT-Hardwarekomponenten für einen weiten Eingangsspannungsbereich von 110 bis 240 V verwendet, so dass die Kurven einen guten Ansatzpunkt für die zu wählenden Schutzmaßnahmen bieten. Die Randbedingungen aus Spannungsqualität und Verfügbarkeit werden in den nächsten beiden Abschnitten kurz erläutert und mit der Abschätzung des Leistungsbedarfs abgeschlossen. Grundsätzlich ist dabei die gesamte Infrastrukturkette im Rechenzentrum in die Betrachtung einzubeziehen, insbesondere der Kälte- und Klimatisierungsprozess.

3.1 Spannungsqualität

Die Spannungsqualität kennzeichnet die Übereinstimmung wichtiger Kriterien der elektrischen Energieversorgung für den Betrieb der angeschlossenen Verbraucher mit den vom Lieferanten zugesagten Eigenschaften. Dabei ist zu beachten, dass auch die Verbraucher die vom Lieferanten aufgestellten Forderungen erfüllen. Es kommt also zu einer Mischung aus Fehlern in der Netzversorgung und zu Netzurückwirkungen, verursacht durch

die angeschlossenen Geräte, Anlagen und Betriebsmittel. Die EN 50160 beschreibt die Anforderungen an die folgenden Hauptmerkmale der Versorgungsspannung für den Anschluss an die öffentlichen Netze:

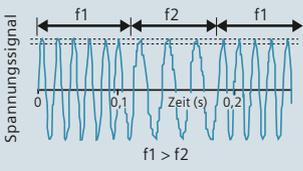
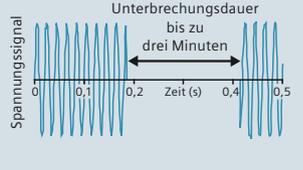
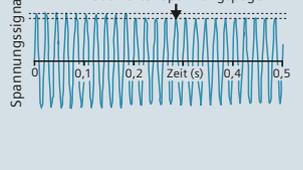
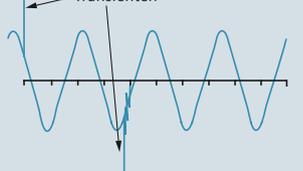
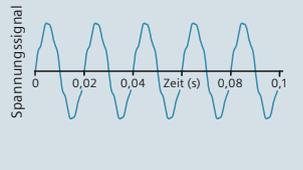
- Spannungshöhe und langsame Spannungsänderungen
- Schnelle Spannungsänderungen, Flicker
- Spannungseinbrüche
- Versorgungsunterbrechungen
- Spannungsunsymmetrie
- Oberschwingungsspannung und zwischenharmonische Spannung
- Netzfrequente und transiente Überspannungen
- Frequenzschwankungen

In vielen Ländern Europas dient diese Norm als Richtlinie oder Sollvorgabe zur Anpassung von Parametern an die Eigenschaften der eigenen Systeme, um nationale Standards zu schaffen. Die Aufstellung solcher Landesnormen erfolgt normalerweise auf der Basis der Erfahrungen lokaler Initiativen mit der Realisierung von Überwachungssystemen für die Netzqualität, mit denen die angemessenen Spannungsparameter bestimmt werden können. Tab. 3/1 zeigt eine genauere Unterteilung mit den entsprechenden Pegel- und Anhaltswerten.

Die in der EN 50160 genannten Störungsmerkmale beeinflussen den Betrieb im Rechenzentrum. Tab. 3/2 ordnet den einzelnen Problemen bei der Spannung

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

Tab. 3/1: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen nach EN 50160

Problem	Beschreibung	Ursache	Auswirkungen
	Frequenzänderung: Veränderung der normalerweise stabilen Netzfrequenz von 50 oder 60 Hz nach oben oder unten	<ul style="list-style-type: none"> • Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, zum Beispiel Klimageräte • Zu- oder Auskoppeln von Stromerzeugern oder kleinen Kraftwerken • Energiequellen mit instabiler Frequenz 	<ul style="list-style-type: none"> • Fehlfunktion oder gar Beschädigung des IT-Equipments • Datenverlust • Systemabsturz
	Unterbrechung der Stromversorgung: Planmäßige oder unplanmäßige Unterbrechung der Versorgung in einem bestimmten Gebiet, kurzzeitige Unterbrechungen von einer halben Sekunde bis zu 3 Minuten, sowie lange Unterbrechungen von mehr als 3 Minuten	<ul style="list-style-type: none"> • Schaltvorgänge beim Versuch, eine elektrische Störung zu isolieren und die Stromversorgung des betreffenden Raumes aufrecht zu erhalten • Zwischenfälle, Naturereignisse, usw. • Sicherungen, Wirkung einer Schutzfunktion, zum Beispiel automatisches Wiedereinschalten 	<ul style="list-style-type: none"> • Absturz empfindlicher Softwareprozesse • Verlust der Speicherinhalte von Rechnern • Hardwareausfall oder -schäden
	Spannungseinbruch/ Spannungserhöhung (sag/swell): Alle kurzzeitigen (1 Halbwelle bis 60 Sekunden) Verringerungen oder Erhöhungen der Spannung	<ul style="list-style-type: none"> • Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, zum Beispiel Klimageräte • Kurzschüsse (Störungen) • Unterdimensionierte Energieversorgung • Durch Ausfall von Anlagen oder durch Schaltvorgänge beim Versorgungsunternehmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherverlust, Datenfehler, Störungen der Bildschirmdarstellung • Schwankungen der Beleuchtung • Unrunder Lauf oder Stoppen von Motoren und Verkürzung der Motorenlebensdauer
	Abweichungen der Versorgungsspannung: Abweichungen von der Nennspannung nach oben oder nach unten bei normalen Betriebsbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Änderungen der Netzspannungsamplitude aufgrund von Lastwechseln 	<ul style="list-style-type: none"> • Anlagen-Abschaltung durch Unterspannungsauslösung • Überhitzung und/oder Beschädigung von Anlagen durch Überspannung • Verringerung des Wirkungsgrades oder der Lebensdauer elektrischer Anlagen
	Schnelle Spannungsänderung/Flicker: Unstetige visuelle Empfindung, verursacht durch einen Lichtreiz, dessen Helligkeit oder Spektralverteilung sich mit der Zeit verändert	<ul style="list-style-type: none"> • Intermittierende Lasten • Motoranlauf bei Lüftern, Pumpen • Lichtbogenöfen • Schweißanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Konzentrationsstörungen, Kopfschmerzen usw. bei Personen durch flackernde Beleuchtung; fehlerhafte Produkte durch Produktionsmängel
	Transiente: Eine Transiente ist eine plötzliche Spannungsänderung um bis zu mehrere tausend Volt. Sie kann in Form eines Pulses oder eines Schwingvorgangs auftreten (weitere Bezeichnungen: Impuls, Stoßspannung oder Spannungsspitze) Einbruch: Dies ist eine Störung, die mit umgekehrter Polarität auf die Signalform einwirkt	<ul style="list-style-type: none"> • Schaltvorgänge beim Energieversorger • Zu- oder Abschalten von großen Verbrauchern, Aufzügen • Statische Entladungen • Blitzschlag 	<ul style="list-style-type: none"> • Hardwareschäden • Datenverluste • Durchschmoren von Platinen und Netzteilen
	Rauschen: Es handelt sich um unerwünschte elektrische Signale, die von Einrichtungen erzeugt werden Oberschwingungen: Verzerrung der idealen Sinusschwingung durch nichtlineare Lasten im Versorgungsnetz	<ul style="list-style-type: none"> • Rauschen wird durch elektromagnetische Störungen verursacht, zum Beispiel durch Mikrowellen, Radio und TV-Signale oder unzureichende Erdung • Der Klirrfaktor wird zum Beispiel durch USV-Anlagen beeinflusst 	<ul style="list-style-type: none"> • Das Rauschen stört empfindliche Elektronik • Datenverluste • Harmonische Verzerrung bewirkt ein Überhitzen von Motoren, Transformatoren und Leitungen • Fehlfunktionen von Leistungsschaltern, Relais oder Sicherungen

Tab. 3/2: Hauptprobleme der Netzqualität

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

Tab. 3/3: Einteilung der Normungsreihe IEC 61000 (VDE 0838, VDE 0839, VDE 0848)

mögliche Ursachen und Folgen zu. Diese Thematik rückt gegenwärtig wieder stärker in den Planungsfokus, denn die Umstrukturierung des Energieerzeugungskonzepts von geregelten Kraftwerken in der Nähe der Verbrauchszentren hin zur dezentralen Stromversorgung abhängig von lokalen Gegebenheiten hat zur Folge, dass intelligente Konzepte, wie zum Beispiel Smart Grid, unter anderem auf dem effizienten Einsatz von Mess- und Automatisierungstechnik, Speichertechnologien und unterbrechungsfreien Stromversorgungssystemen beruhen.

In der EN 50160 werden keine Werte für die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) oder Grenzwerte für die Störaussendung spezifiziert. Beschrieben sind die Merkmale der Versorgungsspannung und zugehörige Anforderungen für den allgemeinen Betrieb. Dabei ist die EMV in der D-A-CH-CZ-Richtlinie [16] definiert als „Fähigkeit einer Einrichtung oder eines Systems in ihrer/seiner elektromagnetischen Umgebung zufriedenstellend zu funktionieren, ohne diese Umgebung, zu der auch andere Einrichtungen gehören, unzulässig zu beeinflussen“. Solche gegenseitigen Beeinflussungen von Betriebsmitteln im Verteilungsnetz und deren Einflüsse auf das

Verteilungsnetz werden als Netzzrückwirkungen bezeichnet.

Eine Klassifizierung von verschiedenen Betriebsumgebungen, die Zuordnung von entsprechenden Kenngrößen und Verträglichkeitspegeln werden in der Normenreihe IEC 61000 (VDE 0839) beschrieben. Tab. 3/3 gibt einen Überblick über die Inhalte der einzelnen Normen.

Gemäß IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) sind Betriebsmittel und Geräte, die sehr empfindlich auf Störgrößen in der Stromversorgung reagieren, wie zum Beispiel die Datenverarbeitungseinrichtungen im Rechenzentrum, der elektromagnetischen Umgebungsklasse 1 zuzuordnen. Der Schutz durch unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV), Filter oder Überspannungsableiter ist für diese Klasse üblich. Die Klasseneinteilung entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) ist in Tab. 3/4 aufgeführt.

Für den „white space“ im Rechenzentrum, also die Räumlichkeiten, in denen die Server, Router, Switches und Datenspeicherungseinrichtungen der IKT genutzt werden, können daher nach [14] Spannungseinbrüche und

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

Tab. 3/4: Elektromagnetische Umgebungsklassen entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4)

-schwankungen ausgeschlossen werden. Allerdings sind die Einflüsse auf die strombetriebenen Infrastrukturkomponenten im Rechenzentrum sowohl hinsichtlich Störaussendung als auch Störempfindlichkeit zu betrachten. Neben der Spannungsstabilität spielen im Rechenzentrum Spannungsunsymmetrien und Oberschwingungen eine wichtige Rolle bei der Beurteilung von Störungen und Spannungsqualität.

3.1.1 Spannungsunsymmetrie

Durch die ungleichmäßige Belastung der Außenleiter in einem Drehstromsystem entstehen Unsymmetrien. Da im Rechenzentrum die Server über einphasige Netzteile versorgt werden, sind Unsymmetrien praktisch immer gegeben. Allerdings führt eine feine Aufteilung der einphasigen Verbraucher im Betrieb zu einer Symmetrisierung. Entsprechend den Vorgaben der IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) für die geschützte Versorgung von Rechenzentren darf die Asymmetrie für den stationären Netzbetrieb den zulässigen Grad der Spannungsunsymmetrie von 2 % für die elektromagnetische Umgebungsklasse 1 nicht überschreiten. Es gilt:

$$k_U \approx S_A / S_{kV} \leq k_{U,zul} = 2\%$$

(S_A = Anschlussleistung der Ein- bzw. Zweiphasenlast)

3.1.2 Oberschwingungen

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

Wesentliche Oberschwingungserzeuger sind:

- Geräte und Anlagen der Leistungselektronik, zum Beispiel Stromrichterantriebe, statische USV-Anlagen, Gleichrichteranlagen, Dimmer
- Leuchtstofflampen
- Netzteile für die Gleichstromversorgung von IKT-Komponenten
- Motore mit nichtlinearer Strom-Spannungs-Kennlinie

Oberschwingungen können unter anderem folgende Auswirkungen haben:

- Erwärmung von Drehstrom- und Wechselstrommotoren
- Überhitzung von Transformatoren
- Fehlauslösungen von Leistungsschaltern und Leitungsschutzschaltern sowie Fehlfunktionen von Rundsteuerempfängern
- Überlastung und Zerstörung von Kondensatoren als Folge thermischer Überlastung
- Skin-Effekte bei Leitungen, die zu stärkeren Temperaturbelastungen und größerem Spannungsfall führen
- Funktionsstörungen bei elektronischen Geräten und bei Steuerungen durch Nulldurchgangsstörungen
- Probleme bei der Erdschlusskompensation
- Überlastung des Neutralleiters

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

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

Tab. 3/5: Elektromagnetische Verträglichkeitspegel entsprechend EN 50160 für Netzspannungen bis 35 kV

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

Tab. 3/6: Elektromagnetische Verträglichkeitspegel entsprechend IEC 61000-2-2 (VDE 0839-2-2) bis 1 kV

Die vom Verteilnetzbetreiber einzuhaltenden Verträglichkeitspegel sind in der EN 50160 festgelegt (siehe Tab. 3/5). Der Netznutzer muss beim Anschluss an das öffentliche Versorgungsnetz Sorge tragen, dass an den Verknüpfungspunkten zum öffentlichen Verteilnetz die Verträglichkeitspegel entsprechend der D-A-CH-CZ-Richtlinie [16] entsprechend EN 50160 und der Norm IEC 61000-2-2 (VDE 0839-2-2) (siehe Tab. 3/6) eingehalten werden. Für die Verträglichkeitspegel der Oberschwingungsspannungen von anlageninternen Anschlusspunkten in den nicht-öffentlichen Netzen eines Rechenzentrums kann die Norm IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) herangezogen werden. Für Rechenzentren ist von einer sehr empfindlichen Umgebung

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

Tab. 3/7: Elektromagnetische Verträglichkeitspegel für die Umgebungsklasse 1 entsprechend IEC 61000-2-4 (VDE 0839-2-4) bis 35 kV

auszugehen, so dass in der Übersicht Tab. 3/7 nur die Werte für die Umgebungsklasse 1 angegeben sind.

Die in den Normen spezifizierten Verträglichkeitspegel dienen dazu, in einer festgelegten Umgebung einen Bezugspegel zu bilden, der den tatsächlichen Störpegel nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit (< 5 %) überschreitet. Sie kommen bei der messtechnischen Überprüfung der Anlagen des Nutzers zum Einsatz. Für die Messung können Überwachungsgeräte verwendet werden, die umfangreichere Möglichkeiten der Datenverarbeitung und -analyse bieten als von der EN 50160 gefordert. Der SICAM Q80 Power Quality Recorder (Abb. 3/3) verwendet das Prinzip der „vollständigen Aufzeichnung“, so dass selbst Ereignisse, bei denen die festgelegten Schwellwerte nicht erreicht werden, weiterhin für Analysen der Netzqualität oder zur Registrierung solcher



Abb. 3/3: SICAM Q80 Power Quality Recorder

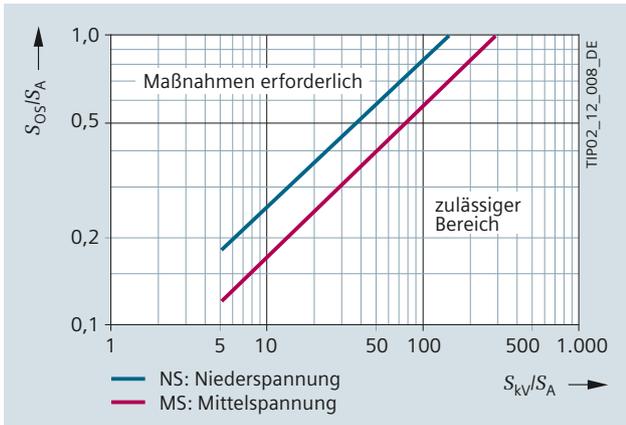


Abb. 3/5: Grafische Bewertung für den Oberschwingungsanteil

$$\frac{S_{Os}}{S_A} = b \times \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}}$$

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

Werden die Grenzl意思 von Abb. 3/5 für S_{Os}/S_A überschritten, können passive oder aktive Filter als wirksame Maßnahmen zur Begrenzung von Oberschwingungen eingesetzt werden. Während sich durch den Betrieb von passiven Filtern nur Oberschwingungen der darauf abgestimmten Frequenzen beeinflussen lassen, wird durch ein aktives Filter die Analyse der Störung durchgeführt und ein „negatives“ (um 180° phasenverschobenes) Oberschwingungsspektrum zur weitgehenden Auslöschung der Störungen ausgesandt.

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

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

Transformatoren können dann Stromrichtervarianten in Betracht gezogen werden. Oder die Kosten für eine Überdimensionierung der Transformatoren werden durch verringerte Energieverluste im Betrieb (siehe Kap. 5.4) ausgeglichen.

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

Für die elektrische Energieversorgung sind die Bündelung zu Leitungsgruppen und die Verdrillung von Hin- und Rückleiter vorteilhaft. Die unterschiedlichen Bündelungen von Leitern und der Einsatz der Schirmung werden in Abb. 3/6 qualitativ bezüglich der EMV angeordnet.

In der Regel bieten Schienenverteilersysteme gegenüber Kabeln bei gleichen Strömen Vorteile hinsichtlich der

EMV. Dazu kommt der Einfluss der Leiteranordnung sowohl bei Kabeln wie auch bei Schienenverteilersystemen. Eine symmetrische Aufteilung der Leiter im Schienenverteilersystem hat bei gleichen Strömen einen deutlichen Vorteil bezüglich EMV. Das LD-Schienenverteilersystem (LDA/LDC) von Siemens mit symmetrischer Leiteraufteilung ist also besonders für die Übertragung von großen Strömen mit günstiger EMV geeignet. In Abb. 3/7 erkennt man zudem, dass eine asymmetrische Auslastung der Leiter zu einer Verschlechterung der EMV führt.

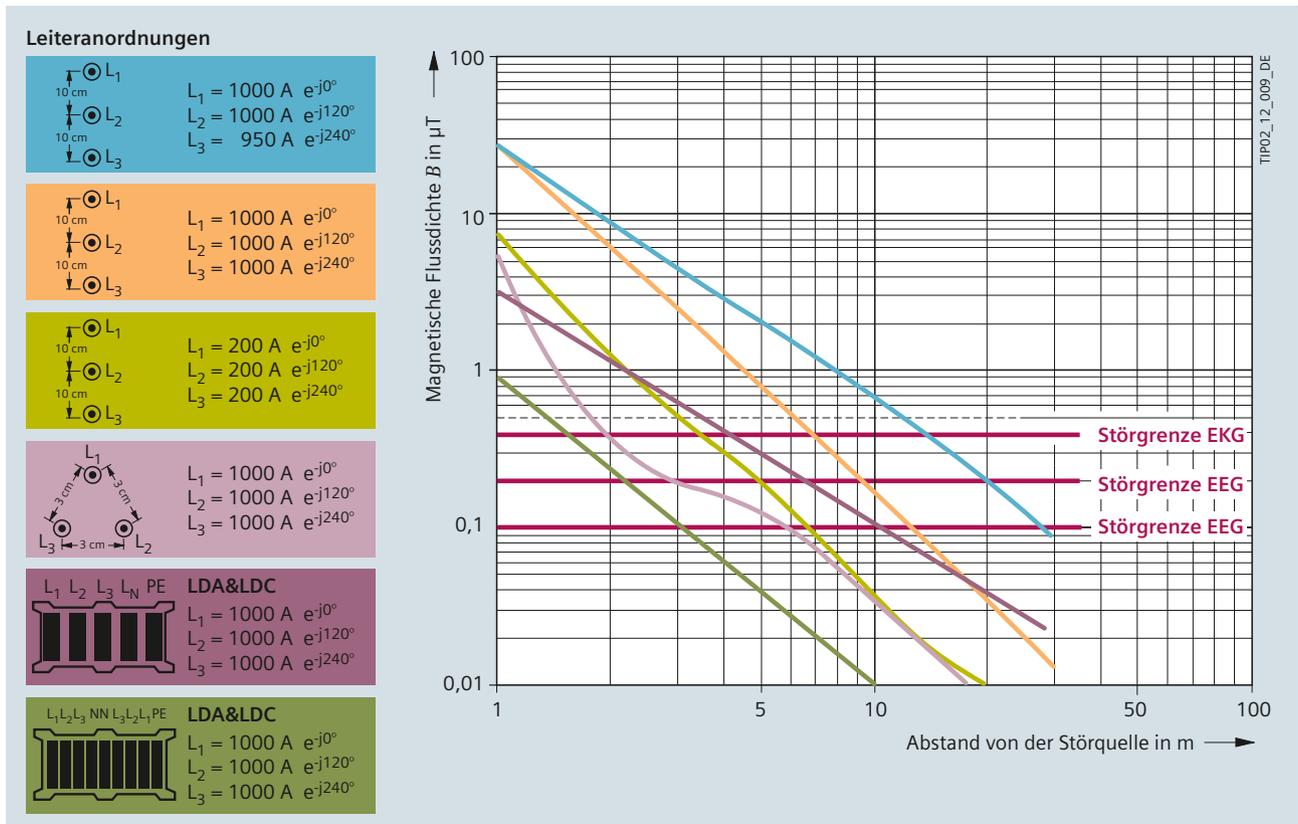


Abb. 3/7: Leitungsaufbau und Eignung für die gewünschte EMV (die Störgrenzen für Elektromyogramme (EMG), Elektrokardiogramme (EKG) und Elektroenzephalogramme (EEG) sind in IEC 60364-7-710 (VDE 0100-710) angegeben) hinsichtlich EMV

3.2.2 Erdung und Potentialausgleich

Gerade im Rechenzentrum können vagabundierende Ströme zu einem großen Problem werden. Ströme, die über den Schutzleiter und die Schirmung von Daten- und Informationsleitungen fließen können, sorgen für Störungen, Fehlfunktionen und sogar Schäden. Für diese leitungsgebundene EMV sind die im Niederspannungsnetz vorherrschenden Erdungsverhältnisse (Netzsystem) ausschlaggebend. Durch die strikte Trennung des Schutzleiters vom Neutralleiter im TN-S-Netz werden solche vagabundierenden Ströme vermieden.

Darüber hinaus sollte je Funktionseinheit ein zentraler Erdungspunkt (ZEP) im TN-S-System gebildet werden. Für die Umschaltverbindung bei einer Versorgung aus zwei Netzen mit jeweils eigenem ZEP sind vierpolige Schaltgeräte einzusetzen (im Beispiel Abb. 3/8 speisen Transformator und Generator dezentral in getrennte Verteiler). Außerdem muss der PEN in seinem gesamten Verlauf isoliert verlegt werden, auch in Schaltgerätekombinationen.

Eine genaue Betrachtung des Erdungskonzepts ist auch für die USV-Einspeisung durchzuführen. Gerade bei statischen USV-Anlagen mit unterschiedlichen Einspeisungen für den Gleichrichtereingang und den Anschluss des statischen Bypass-Schalters (siehe Kap. 4.4.2) muss beachtet werden, dass parallele Neutralleiter geschaltet werden. Es darf immer nur der Neutralleiter zugeschaltet sein, dessen zugehörige Phasenleitungen stromführend sind. Für weitere Informationen kontaktieren Sie bitte Ihren TIP Ansprechpartner.

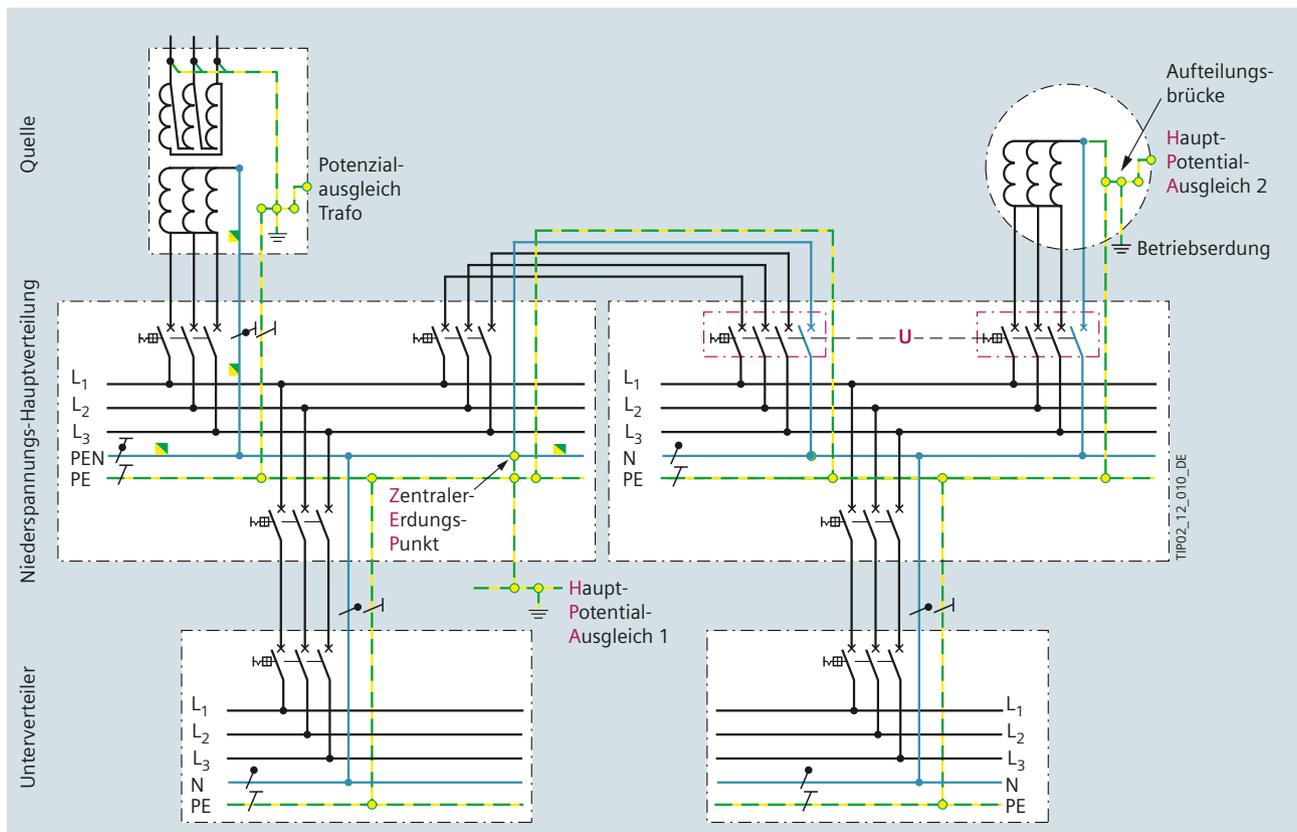


Abb. 3/8: Erdungskonzept für die Kupplung dezentraler Einspeisungen

3.3 Verfügbarkeit, Redundanz und Tier-Klassifizierung

Obwohl für die Versorgungszuverlässigkeit momentan keine bindenden Normen existieren, sollte bei der Planung auf die zulässige Unterbrechungsdauer und entsprechende Redundanzanforderungen geachtet werden. Angepasst an die DIN 40041 (vergleichbar ist die internationale Norm IEC 60050-191) ist die Redundanz im Rechenzentrum definiert als das Vorhandensein von mehr funktionsfähigen Stromversorgungskomponenten in einer Einheit, als für die Erhaltung der geforderten Funktion nötig sind (hier: für die elektrische Energieversorgung der IKT-Hardware und der kritischen Infrastruktureile). Dabei wird in der Norm explizit angemerkt, dass zur Aufrechterhaltung der Redundanz die Instandhaltung, das heißt die Überwachung, die Erhaltung und die Wiederherstellung (bei Versagen) der Funktionsfähigkeit, gefordert wird.

3.3.1 Verfügbarkeitsklassen

Basierend auf der Einteilung der Harvard Research Group (HRG) von 2002 haben sich verschiedene Abstufungen der Verfügbarkeit etabliert (Tab. 3/8). Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) präsentiert im Hochverfügbarkeitskompendium [18] eine Klassifikation mit der Angabe von Ausfallzeiten entsprechend der jeweiligen Nichtverfügbarkeit (Tab. 3/9).

Als mathematischer Ausdruck ist die Verfügbarkeit als Quotient aus der mittleren Zeitdauer zwischen zwei

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

Tab. 3/8: Hochverfügbarkeitsklassifizierung (Availability Environment Classification (AEC)) nach [19]

Ausfällen („mean time between failure“ (MTBF)) und der Summe aus MTBF und der mittleren Zeitdauer zur Wiederinbetriebnahme („mean time to repair“ (MTTR)) definiert:

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

Die Verfügbarkeit wird allerdings erst dann aussagekräftig, wenn die Größenordnung von MTBF und MTTR bekannt sind. Tab. 3/10 zeigt drei vergleichbare Zahlenwerte für die Verfügbarkeit bei unterschiedlichen Störungsszenarien.

Die Prozentwerte für die Verfügbarkeit unterscheiden sich erst in der sechsten Stelle nach dem Komma, also marginal, aber die Bedeutung einer langen ungestörten Betriebsphase ist leicht einsichtig. Niemand möchte im Rechenzentrum ständig von kleinen Unterbrechungen gestört werden. Daraus lassen sich einige Leitsätze ableiten:

- Eine hohe Qualität der verwendeten Produkte sollte Vorrang haben
- Die Anzahl der verwendeten Komponenten sollte nicht unnötig vergrößert werden, da jede Komponente als mögliche Fehlerquelle betrachtet werden muss
- Ständige Eingriffe und Schaltvorgänge, gerade im Zusammenhang mit Modularisierung und lastabhängigem Betrieb, sollten vermieden werden
- Eine Abhängigkeit von Einzelkomponenten sollte vermieden werden, da durch den Ausfall oder die Abschaltung eines solchen „single point of failure“ (spof)¹ das gesamte System betroffen ist.

Verstärkend kommt hinzu, dass bei Ausfall der Stromversorgung im Rechenzentrum nicht mit einer Wiederinbetriebnahme innerhalb von Sekunden zu rechnen ist, sondern viel eher mit Stunden oder Tagen. IBetrifft ein Defekt spezielle Komponenten wie Transformatoren, USVen oder Schaltfelder kann der Austausch mehrere Tage oder Wochen dauern.

3.3.2 Redundanz

Die Verfügbarkeit eines Systems wird zum einen durch die Qualität der Komponenten (Verfügbarkeit der einzelnen Teile) und zum anderen durch Redundanzkonfigurationen beeinflusst. Allgemein kennzeichnet Redundanz

¹ Der Begriff „single point of failure“ (spof) bezeichnet Systemkomponenten oder Systempfade, bei deren Ausfall das System nicht mehr betriebsbereit ist. Das trifft immer dann zu, wenn eine Komponente eine zentrale Funktion im Gesamtsystem übernimmt, nicht redundant vorhanden ist und bei Ausfall die Funktionen der anderen Komponenten beeinträchtigt. Eine spof-Komponente ist zudem zwingend für die sichere und zuverlässige Funktionalität des Gesamtsystems verantwortlich. Nach <http://www.itwissen.info/definition/lexikon/single-point-of-failure-SPoF.html>

Parallel-Redundanz

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

Im USV-Beispiel von Abb. 3/10 genügen zwei der drei parallel geschalteten Anlagen, um die angeschlossene Last sicher versorgen zu können. Bei einer maximalen Ausnutzung der Redundanz liefert jede USV-Anlage zwei Drittel der benötigten Leistung.

Wie vorher beschrieben wird von einer $(n+1)$ -Redundanz gesprochen, wenn bei einem Parallelbetrieb „ n “ Geräte ausreichen, um einen ungestörten Betrieb zu gewährleisten, so dass ein Gerät ausfallen oder abgeschaltet werden kann. Damit ist dann keine Redundanz mehr gegeben.

Analog wäre bei einer verringerten Lastanforderung eine $(n+2)$ -Redundanz denkbar, wenn ein oder zwei Geräte ausfallen oder abgeschaltet werden dürften. Das heißt, bei einer ursprünglichen $(n+2)$ -Redundanz reduziert sich bei Ausfall eines Gerätes die Redundanz zu $(n+1)$. Im Beispiel von Abb. 3/10 wäre bei einer Last kleiner oder gleich 50 kVA eine $(n+2)$ -Redundanz – hier also $(1+2)$ – gegeben. Zu beachten ist, dass für die Synchronisierung des Ausgangs gesorgt werden muss, damit Ausgleichsströme vermieden werden.

Die gemeinsame Ausgangsschiene ist ein spof, der, wie im Folgenden beschrieben, durch ein zweites Bussystem

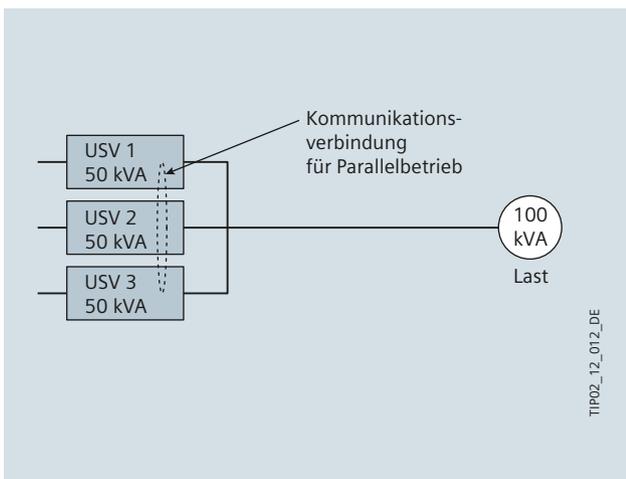


Abb. 3/10: Parallel-redundantes USV-System mit $(n+1)$ gleich $(2+1)$

vermieden wird. Ebenso sollte aus Verfügbarkeitsgründen keine gemeinsame Batterie für die einzelnen USV-Anlagen verwendet werden. Dadurch würde der Gleichspannungszwischenkreis zu einem spof werden. Oder allgemein ausgedrückt, sollten bei parallelen Systemen möglichst keine gemeinsamen Komponenten und Einrichtungen genutzt werden.

System-Redundanz

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

Der ungünstigere Fall, in dem ein Verbraucher nur über ein Netzteil versorgt werden kann, ist heute im Rechenzentrum eher selten zu finden. Nur wenige Router, Switches oder Speicherlaufwerke besitzen kein zweites Netzteil. Für solche Verbraucher lässt sich die elektrische Energieverteilung, wie in Abb. 3/12, Teilbild A, gezeigt, über zwei getrennte Wege bis zum statischen Transferschalter führen. Dieser und die einzelne Verbindung zum Netzteil sind dann weitere spof's in der Verteilung.

- A) für Verbraucher mit nur einem Netzteil;
- B) für Verbraucher mit zwei redundanten Netzteilen

Im Fall A) ist der statische Transferschalter eine zusätzliche Komponente, deren Verfügbarkeit berücksichtigt werden muss; sowohl die Verbindung zum Netzteil als auch die Singularität des Netzteils sind bedeutsame Einschränkungen der System-Redundanz.

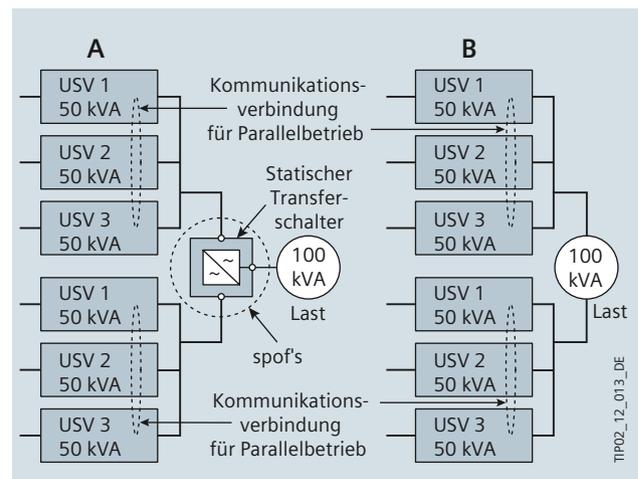


Abb. 3/11: System-redundantes USV-System mit $(n+1)+(n+1)$ für zwei verschiedene Lastkonfigurationen A und B

In Abb. 3/11, Teilbild B, werden die beiden redundanten Netzteile der IKT-Verbraucher über getrennte Wege versorgt, so dass kein statischer Transferschalter nötig ist. Dadurch wird die Redundanz bis zu den IKT-Komponenten ausgedehnt.

Manchmal wird bei Geräten mit drei zueinander redundanten Netzteilen wieder über den statischen Transferschalter nachgedacht. Hintergrund der Überlegungen ist das Umschalten zwischen zwei vorhandenen „Quellen“ (hier die USV-Systeme) im Fehlerfall. Dadurch soll erreicht werden, dass selbst bei Ausfall einer Versorgung eine Redundanz hinter der nun einzig verfügbaren „Quelle“ bestehen bleibt. Ein zweiter Fehler – nach dem Ausfall eines USV-Systems – führt dann zu keiner Versorgungsunterbrechung. In diesem Fall ist eine Umschaltung – mit einem zentralen statischen Transferschalter – möglichst nahe der Quellen anzustreben Abb. 3/12.

Wie aber unschwer zu erkennen ist, verkompliziert sich dadurch der Systemaufbau und die Anzahl der Komponenten erhöht sich. Außerdem muss im Betrieb auf die Stellung der Schalter und auf die aktuellen Stromverläufe geachtet werden, bevor Schaltungen, Service und Reparaturen erfolgen können. Deshalb sollte der Einsatz von statischen Transferschaltern, die sicher keine eigenständige Versorgung ersetzen können, bei der Planung kritisch betrachtet werden.

In allen zuvor beschriebenen Fällen kommt hinzu, dass jedes einzelne USV-System für sich parallel-redundant mit $(n+1)$ aufgebaut ist. Damit ergibt sich eine Gesamtredundanz von $(n+1)+(n+1)$. Zusammenfassend wird deutlich, dass bei jedem Schritt, der die Verfügbarkeit verbessern soll, das Verhältnis zwischen Aufwand und abge-

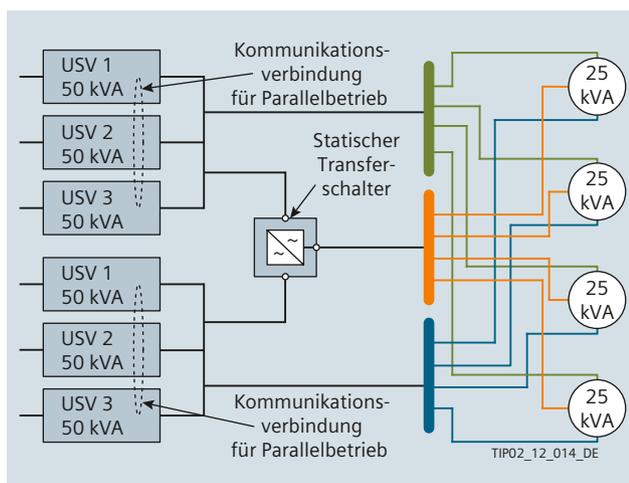


Abb. 3/12: Einsatz von statischen Transferschaltern bei ITK-Komponenten mit drei Netzteilen

chter Funktion bei der Planung genau betrachtet werden muss. Eine gute Dokumentation und Beschreibung von Betriebsfahrweisen und Schaltsequenzen kann viele Schwierigkeiten von vornherein vermeiden helfen.

Isoliert-parallele Redundanz

Um den Geräteaufwand etwas einzudämmen, der zum Erreichen einer hohen System-Redundanz nötig wäre, werden parallel arbeitende Komponenten $(n+1)$ -redundant eingesetzt und die Verbraucher in mehrere Gruppen aufgeteilt, die über verschiedene Wege versorgt werden. Vereinfacht ausgedrückt wird eine gleichzeitige Modularisierung von Systemen und Lasten ausgenutzt und die System-Redundanz $(n+1)+(n+1)$ ist der Spezialfall für $(1+1)^{(n+1)}$ – sprich: Eins plus eins Teilsysteme – für eine isoliert-parallele Redundanz, wobei jedes Teilsystem durch eine $(n+1)$ -Redundanz gekennzeichnet ist.

Mit vier Teilsystemen ergibt sich bei isoliert-paralleler Redundanz $(1+1+1+1)^{(n+1)}$, wobei dann jedes der vier Versorgungssysteme über einen eigenen Pfad mit jeder Verbrauchergruppe verbunden wäre. In der Regel wird ein solch komplexer Aufbau nicht realisiert. Vielmehr werden die einzelnen Verbrauchergruppen jeweils über zwei Pfade und damit zwei verschiedene Gruppen von Versorgungskomponenten erreicht.

Dies ist an einem Beispiel leichter darzustellen. In Abb. 3/13 werden drei Teilsysteme durch ein viertes,

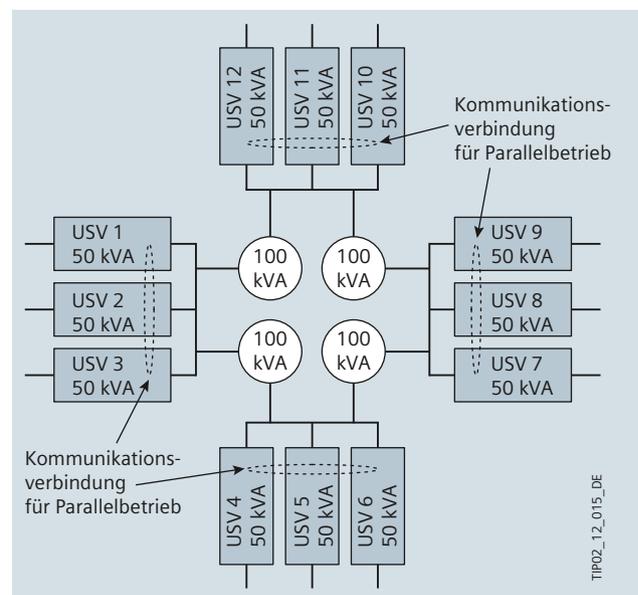


Abb. 3/13: Isoliert-paralleles USV-System mit einer Verknüpfung über zwei unabhängige Netzteile entsprechend $(m+1)^{(n+1)}$ – hier $(3+1)^{(2+1)}$

redundantes Versorgungssystem ergänzt. Da die Energieversorgung über zwei Netzteile erfolgt, kann auf statische Transferschalter verzichtet werden. Der Vorteil besteht darin, dass keine wechselseitige Beziehung zwischen zwei gleichen USV-Systemen besteht. Die $(m+1)$ -mal vorhandenen $(n+1)$ -Systeme werden immer nur auf zwei Teilsysteme von Verbrauchern aufgeteilt. Für das in Abb. 3/13 gezeigte Beispiel ist $m = 3$ und $n = 2$. Jedes Verbrauchersystem wird über zwei unterschiedliche Pfade (für die elektrische Energieversorgung sind die Pfade die Leitungen, wie Kabel und/oder Schienenverteilersysteme, mit den entsprechenden Komponenten für Messung, Schutz und Schaltung) versorgt. Daher werden nicht nur die Komponenten und Verbraucher in Gruppen aufgeteilt, sondern auch die Pfade modularisiert. Damit lassen sich Überdimensionierungen vermeiden sowie die Folgen von Ausfällen reduzieren und außerdem leichter auffangen.

Beispielsweise könnte bei einem kompletten Ausfall des parallel arbeitenden USV-Systems USV 1 bis USV 3 in Abb. 3/13 als zweiter Fehler noch eine weitere einzelne USV-Anlage (USV 4 oder 5 oder ... 12) ausfallen, ohne dass die Versorgung beeinträchtigt würde. Bei weiteren Störungen wäre die summierte Nennleistung der USV-Anlagen nicht mehr in der Lage 100 % der Last zu versorgen. Aber ein eingeschränkter Betrieb oder ein begrenzter Überlastbetrieb wäre unter Umständen möglich.

Eine Verknüpfung der einzelnen USV-Systeme über statische Transferschalter würde bis zu den Schaltern eine Redundanz entsprechend $(m+1)^{(n+1)}$ ermöglichen, allerdings mit einem entsprechend hohem Aufwand.

3.3.3 Tier-Klassifizierung

Ausgehend von einem „white paper“ des Uptime Institutes [20] hat sich eine Klassifizierung von Rechenzentren mit Verfügbarkeitsstufen durchgesetzt. Die Verfügbarkeit ist über das Verhältnis zwischen der Gesamtdauer von Betriebsunterbrechungen relativ zur Gesamtbetriebsdauer in einem Rechenzentrum definiert. Anzumerken ist, dass die kalkulierten Verfügbarkeitsangaben von Geräteherstellern für einzelne Produkte aus MTBF- und MTRR-Werten – nur für dieses eine Produkt – bloße Augenwischerei sind, wenn man bedenkt, dass die Wiederherstellung eines geregelten IT-Betriebs im Rechenzentrum, wie vom Uptime Institute als realistischer Mittelwert angenommen, etwa vier Stunden beträgt und bei der Annahme der Reparaturdauer die Wahrscheinlichkeit eines menschlichen Handlungsfehlers bei der Fehlerbeseitigung komplett vernachlässigt wird.

Ebenso wird vom Uptime Institute immer wieder betont, dass es keine Zwischenstufen wie zum Beispiel „Tier 2,5“

geben kann oder dass eine Mittelung zwischen divergierenden Ausprägungen bei Teilen der Infrastruktur nicht zulässig ist. Eine Einstufung der elektrischen Energieversorgung nach Tier IV und die Klassifizierung der Kühlung nach Tier II ergibt demnach keineswegs eine „mittlere“ Klassifizierung nach Tier III, sondern die schwächste Absicherung bestimmt die Tier-Klassifizierung des Rechenzentrums. Ebenso macht das Uptime Institute deutlich, dass die Verwendung von statischen Transferschaltern in keinem Fall die Schwächen der IT-Stromversorgung über nur ein Netzteil bei der Fehlertoleranz und beim wechselseitig nutzbaren Wartungspfad beheben kann. Vereinfacht gesagt, kann ein Rechenzentrum mit kritischen, nicht redundant aufgesetzten IKT-Komponenten, die nur über ein Netzteil versorgt werden, bestenfalls Tier II erreichen. Bei einem Co-Location-Betrieb kann und sollte daher nur eine auf die eigene Verantwortlichkeit begrenzte Klassifizierung erfolgen. Letztlich ist dies wieder ein Hinweis, dass bei der Planung von Rechenzentren bereits ein kundenorientiertes Konzept mit modularen Systemen zu bevorzugen ist. Dazu sollten ganzheitliche Lösungsansätze aufgestellt werden, die die bereits vorgesehenen Nutzerapplikationen einbeziehen.

Bei den Angaben zur Verfügbarkeit für die Tier-Klassifizierung geht das Uptime Institute bei einem Ausfall von der oben genannten Annahme von vier Stunden bis zur Wiederherstellung des Rechenzentrumsbetriebs aus. Im „white paper“ wurde keine Berechnung der Verfügbarkeit in den Vordergrund gestellt, sondern ein Zusammenhang zwischen Tier-Klassifizierung, Verfügbarkeit und Rechenzentrumskonzept dargestellt:

Tier I – Basic Data Center Site Infrastructure (Basisausführung der Rechenzentrumsinfrastruktur):

Für das Rechenzentrum sind zwei Abschaltungen von je zwölf Stunden für Reparatur und Wartung nötig und im langjährigen Mittel kommt es zu 1,2 Ausfällen pro Jahr. Da das Rechenzentrum bei einem Ausfall für vier Stunden steht, summieren sich die Stillstandszeiten pro Jahr auf 28,8 Stunden, was einer Verfügbarkeit von 99,67 % entspricht.

Tier II – Redundant Site Infrastructure (Redundant aufgebaute Infrastruktur):

Aus den Betriebserfahrungen für Rechenzentren ergibt sich eine zweite Stufe bei der drei Wartungs- und Reparaturfälle in zwei Jahren anfallen und durch die Redundanz einzelner Komponenten nur ein Ausfall pro Jahr vorkommt. Damit errechnet sich eine mittlere Stillstandszeit von 22 Stunden pro Jahr, was einer Verfügbarkeit von 99,75 % gleichkommt.

Tier III – Concurrently Maintainable Site Infrastructure (Infrastruktur mit der Möglichkeit der abwechselnden Wartung):

Im Rechenzentrum wird auf einen wechselseitig verwendbaren (engl.: concurrently maintainable) Versorgungspfad Wert gelegt, so dass keine Abschaltungen bei Wartung oder Reparatur nötig werden. Außerdem kommt es dadurch nur noch einmal in 2,5 Jahren zu einem Ausfall, so dass die gesamte Stillstandszeit 1,6 Stunden im Jahr beträgt. Dies entspricht einer Verfügbarkeit von 99,98 %.

Tier IV – Fault Tolerant Site Infrastructure (Fehlertolerante Infrastruktur):

Robustheit und fehlertoleranter Aufbau halbieren nochmals die Ausfallrate gegenüber Tier III, so dass die Stillstandszeit für Tier IV mit nur mehr 0,8 Stunden pro Jahr angegeben wird. Damit steigt die Verfügbarkeit auf 99,99 %.

Eine Charakterisierung der Redundanzen, um eine bestimmte Verfügbarkeit zu erreichen, wird durch die weithin bekannte „Tier-Struktur“ [17] des Uptime Institute gegeben. Diese hat sich inzwischen praktisch als Standard für Rechenzentren etabliert. Die Tier-Klassen von Tab. 3/11 lassen sich hinsichtlich Klimatisierung und Stromverteilung im Rechenzentrum auch grafisch veranschaulichen (siehe [21]).

Vorteilhaft wäre die Unabhängigkeit von einem einzelnen Versorgungsnetzanschluss. Leider ist es nur selten möglich zwei unabhängige Versorgungsnetzanschlüsse für ein Rechenzentrum zu realisieren, so dass durch die

Verbesserungen bei den Datenübertragungsnetzen das Konzept des Spiegel-Rechenzentrums stärker zum Tragen kommt. Ähnlich wie bei einem Backup-System mit gespiegelten Platten, arbeiten hier zwei Rechenzentren parallel.

Zukünftig sollen die Anwendungen durch „cloud computing“² unabhängig von der Lokalität der Hardware geführt werden. Dieses Konzept ist auch hinsichtlich der lokal unterschiedlichen Auslastung, abhängig von ortsüblichen Arbeitszeiten interessant. Zusätzlich kann die Umgebung des Rechenzentrums in die Energiebetrachtung einbezogen werden. Niedrigere Außentemperaturen während der Nachtzeiten oder durch die Jahreszeitabhängigkeit können die Kühlung vereinfachen und damit den Energiebedarf verringern. Und die Verschmelzung von Cloud Computing und Smart Grid könnte zu weiteren Vorteilen bei der Energienutzung führen. Die zunehmende Wechselwirkung zwischen Datenverarbeitung, Datenverkehr und elektrischer Energieverteilung erfordert zukünftig die besondere Beachtung der Kommunikationsfähigkeit und Steuerbarkeit von Komponenten der elektrischen Energieverteilung.

² Der Begriff umschreibt den Ansatz, abstrahierte IT-Infrastrukturen (zum Beispiel Rechenkapazität, Datenspeicher, Netzwerkkapazitäten oder auch fertige Software) dynamisch an den Bedarf angepasst über ein Netzwerk zur Verfügung zu stellen.

	Tier I	Tier II	Tier III	Tier IV
Aktive Komponenten, um die IT-Last zu versorgen	n	n+1	n+1	n nach einem beliebigen Fehler
Versorgungspfade	1	1	1 aktiver und 1 alternativer Pfad	2 gleichzeitig aktive Pfade
Wechselseitiger Service möglich	Nein	Nein	Ja	Ja
Fehlertoleranz (Einzelereignis)	Nein	Nein	Nein	Ja
Physikalische Trennung	Nein	Nein	Nein	Ja
Kontinuierliche Kühlung	lastdichteabhängig	lastdichteabhängig	lastdichteabhängig	Klasse A*
* Klasse A: Unterbrechungsfreie Kühlung: Lüfter der Kühleinrichtungen und Wasserpumpen der Chiller werden über USVen versorgt; es gibt einen temperierten Kühlwasserspeicher; Temperatur und relative Luftfeuchte bleiben selbst bei Ereignissen, die zum Halt der Kühlung führen würden, „normal“				

Tab. 3/11: Übersicht zu den Anforderungen für die vier Tier-Klassifikationseinstufungen [20]

3.4 Abschätzung des Leistungsbedarfs

Zum Festlegen der Anschlussbedingungen ist es erforderlich in der Vorplanung die später benötigte Leistung möglichst genau abzuschätzen. Je genauer der Leistungsbedarf abgeschätzt werden kann, desto besser lässt sich auch die Energieversorgung dimensionieren. Dies gilt für die Komponenten der allgemeinen Stromversorgung (AV) genauso wie für die Komponenten der Sicherheits-Stromversorgung (SV). Auch die Vorgaben für die benötigten Technikräume ergeben sich aus der Dimensionierung der elektrischen Energieverteilung. Angesichts der vorher aufgezeigten Bedeutung einer hohen Verfügbarkeit des Rechenzentrums ist die Auslegung der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und die Anbindung an AV und SV von besonderer Bedeutung (siehe Tab. 3/12).

Die Einspeisung erfolgt bei der AV durch:

- einen direkten Anschluss aus dem öffentlichen Netz – in der Regel bis 300 kW bei 400 V
- eine Übergabe aus dem Mittelspannungsnetz (bis 52 kV) über Verteilungstransformatoren – in der Regel bei einem Leistungsbedarf über 300 kW.

Für die SV und die USV erfolgt die Auswahl der Stromquellen in Abhängigkeit von Vorschriften und Bestimmungen sowie der zulässigen Unterbrechungszeit:

- Generatoren für allgemeinen Netzersatzbetrieb (NEA) und/oder SV
- USV-Anlagen
 - statische USV bestehend aus Gleich-/Wechselrichter-einheit mit Batterie oder Schwungmasse für die Überbrückung
 - rotierende USV bestehend aus Motor-/Generatorsatz und Schwungmasse bzw. Gleich-/Wechselrichter-einheit mit Batterie zur Überbrückung.

Im Infrastrukturbereich hat sich die in Abb. 3/14 dargestellte Konstellation bewährt.

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

Allgemein gilt, dass Stromkreise für Sicherheitszwecke, die durch brandgefährdete Bereiche geführt werden, feuerbeständig ausgeführt sein müssen. Sie dürfen keinesfalls durch explosionsgefährdete Bereiche geführt werden.

Art	Beispiel
Allgemeine Stromversorgung	Versorgung aller im Gebäude vorhandenen Anlagen und Verbraucher
Sicherheitsstromversorgung	Versorgung von Anlagen, die im Gefahrenfall Personen schützen, zum Beispiel:
	• Sicherheitsbeleuchtung
	• Feuerwehraufzüge
Unterbrechungsfreie Stromversorgung	Versorgung empfindlicher Verbraucher, die bei Ausfall/Störung der AV unterbrechungsfrei weiterbetrieben werden müssen, zum Beispiel:
	• Tunnelbeleuchtung
	• Server/Rechner
	• Kommunikationstechnik

Tab. 3/12: Art der Einspeisung

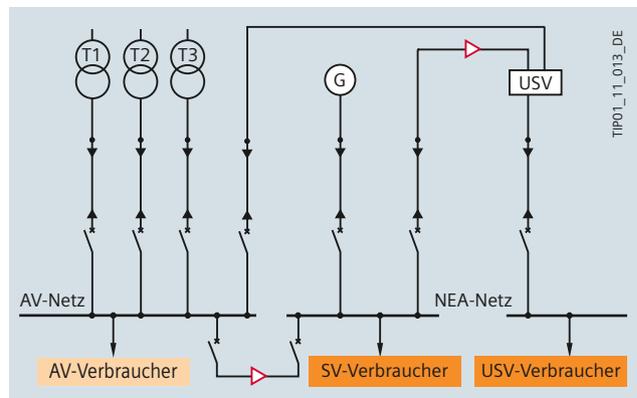


Abb. 3/14: Versorgungsstruktur entsprechend der Art der Einspeisung

Üblicherweise erhalten die Einrichtungen für Sicherheitszwecke eine automatische Stromversorgung, deren Einschaltung unabhängig vom Bedienpersonal erfolgt. Eine automatische Versorgung wird entsprechend IEC 60364-1 (VDE 0100-100) gemäß ihrer maximalen Umschaltzeit klassifiziert:

- unterbrechungsfrei: automatische Versorgung, die während der Umschaltung eine fortlaufende Versorgung innerhalb festgelegter Bedingungen, zum Beispiel hinsichtlich Spannungs- und Frequenzschwankungen, sicherstellen kann
- sehr kurze Unterbrechung: automatische Versorgung, die innerhalb von 0,15 s zur Verfügung steht
- kurze Unterbrechung: automatische Versorgung, die innerhalb von 0,5 s zur Verfügung steht
- mittlere Unterbrechung: automatische Versorgung, die innerhalb von 15 s zur Verfügung steht

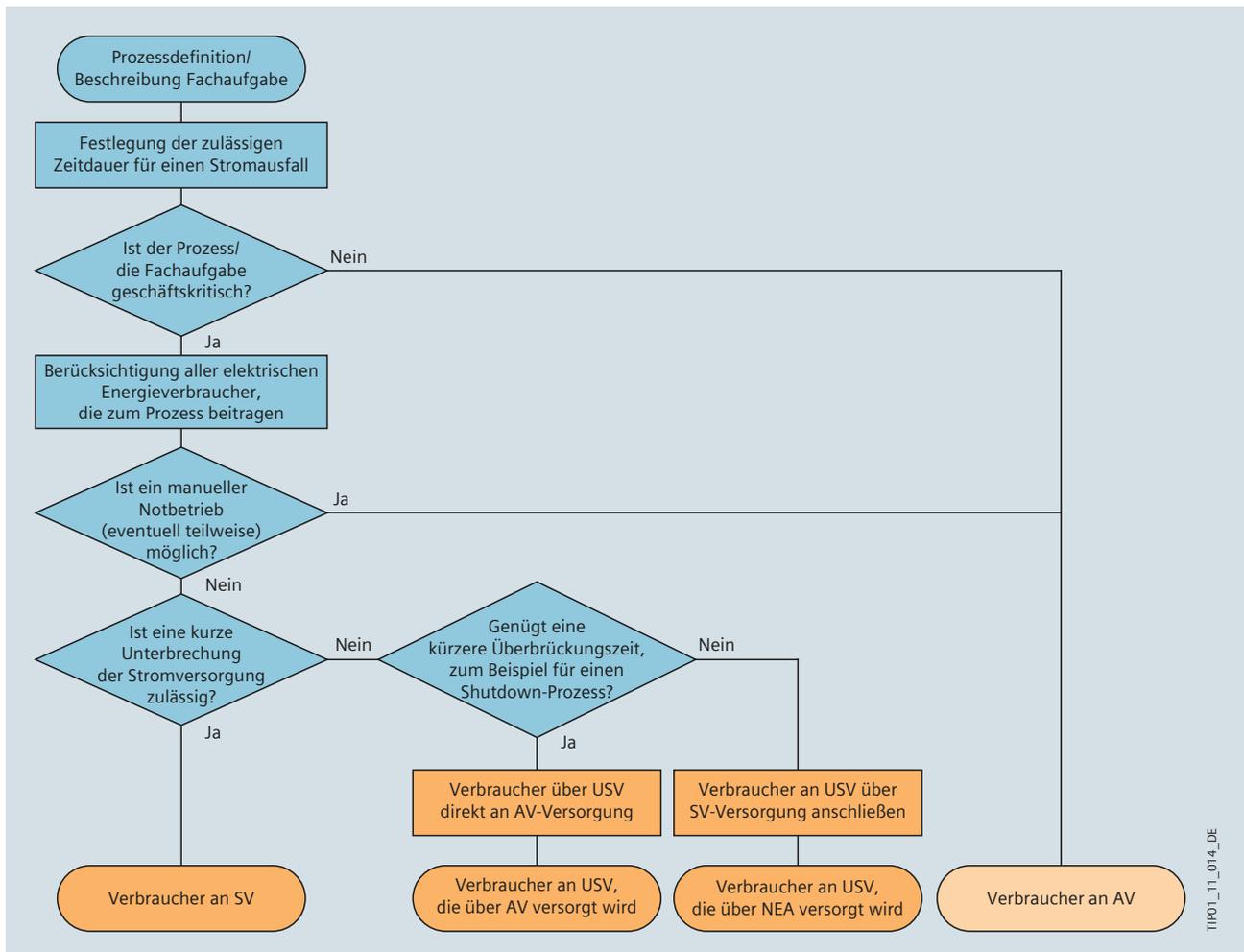


Abb. 3/15: Ablaufdiagramm für die Abschätzung von AV, SV und USV

- lange Unterbrechung: automatische Versorgung, die nach mehr als 15 s zur Verfügung steht.

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

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

Die in Abb. 3/15 skizzierte Vorgehensweise kann von Auftraggebern und/oder Planern genutzt werden, um eine nutzungsspezifische Einstufung unterschiedlicher

Verbraucher und der zugehörigen unternehmenskritischen Aufgaben vorzunehmen zu können.

Kriterien für die Bestimmung geschäftskritischer Prozesse können sein:

- Auswirkungen auf Leben und Gesundheit
- Schutz wichtiger Rechtsgüter
- Verstöße gegen Gesetze und Vorschriften
- Verlust des Ansehens der Institution.



Kapitel 4

Hauptkomponenten der Energieversorgung

4.1	Mittelspannungs-Schaltanlage	40
4.2	Verteilungstransformatoren	45
4.3	Netzersatzanlage	48
4.4	USV-Anlage	50
4.5	Niederspannungs-Schaltanlagen	53
4.6	Unterverteilungen	56
4.7	Niederspannungs-Schutz- und Schaltgeräte	58
4.8	Power Management System	60

4 Hauptkomponenten der Energieversorgung

Für den Betrieb der Rechenzentrumsinfrastruktur ist die Planung der elektrischen Energieverteilung entsprechend den qualitativen Vorgaben und Sicherheitsanforderungen nötig. Eine besondere Herausforderung ist dabei, die elektrische Energieversorgung für die einzelnen Gewerke aufeinander abzustimmen. Im Wesentlichen müssen Klima- und Kältetechnik, Beleuchtung, Brandschutz, Sicherheitstechnik und Leittechnik zuverlässig mit Strom versorgt werden (Abb. 4/1). Bei einer modernen Planung können die Anforderungen nicht einfach auf die einzelnen Gewerke heruntergebrochen werden, sondern die Berücksichtigung der oben genannten Faktoren für die Gewerke macht eine detaillierte Abstimmung erforderlich.

Für das Planungskonzept der elektrischen Energieversorgung sind nicht nur die gültigen Normen und Bestimmungen zu beachten, sondern auch wirtschaftliche und technische Zusammenhänge zu klären und zu erörtern. Dabei werden die elektrischen Betriebsmittel wie USV, Verteiler und Transformatoren so bemessen und ausgewählt, dass sie nicht als einzelne Betriebsmittel, sondern insgesamt ein Optimum darstellen. Alle Komponenten müssen für die Belastungen sowohl im Nennbetrieb als auch für den Störfall ausreichend dimensioniert werden.

Während der ersten Planungsphasen werden unter dem Aspekt Energieeffizienz häufig nur einzelne Komponenten mit größeren Verlusten im Betrieb betrachtet, zum Beispiel die USV und die Stromversorgung für die Küh-

lung. Redundanz- und Vernetzungskonzepte werden nicht in die Betrachtung einbezogen. Bei einer integrierten Planung sollte aber eine Abwägung zwischen Aufwand und Sicherheit erfolgen. Zum einen ist eine Zuordnung der Stromverbraucher zu den geeigneten Versorgungswegen nötig (siehe Abb. 4/2). Der sogenannte

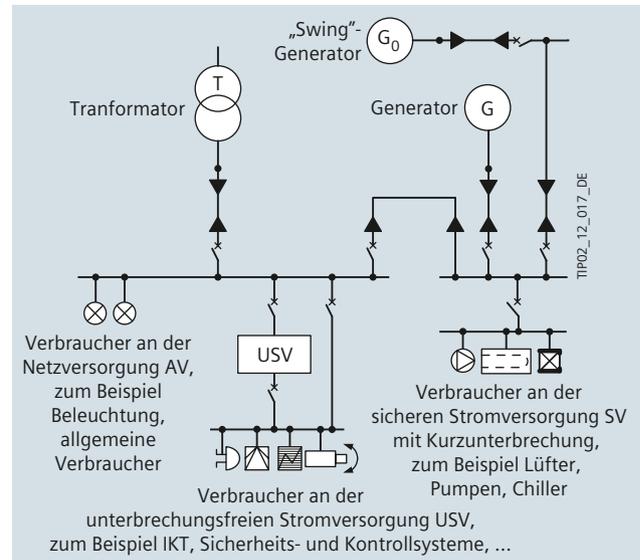


Abb. 4/2: Arten der Stromversorgung für die Rechenzentrumsinfrastruktur (allgemeine Stromversorgung AV, Sicherheitsstromversorgung SV, unterbrechungsfreie Stromversorgung USV)

4

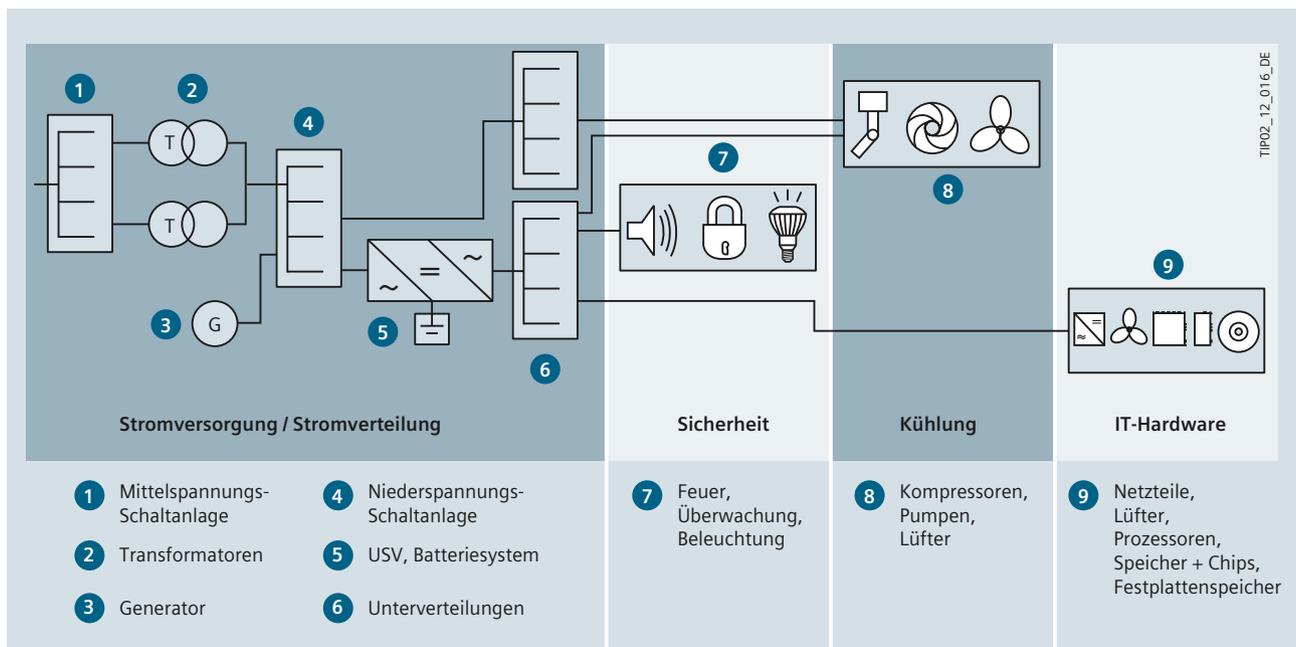


Abb. 4/1: Komponenten der Stromverteilung im Rechenzentrum

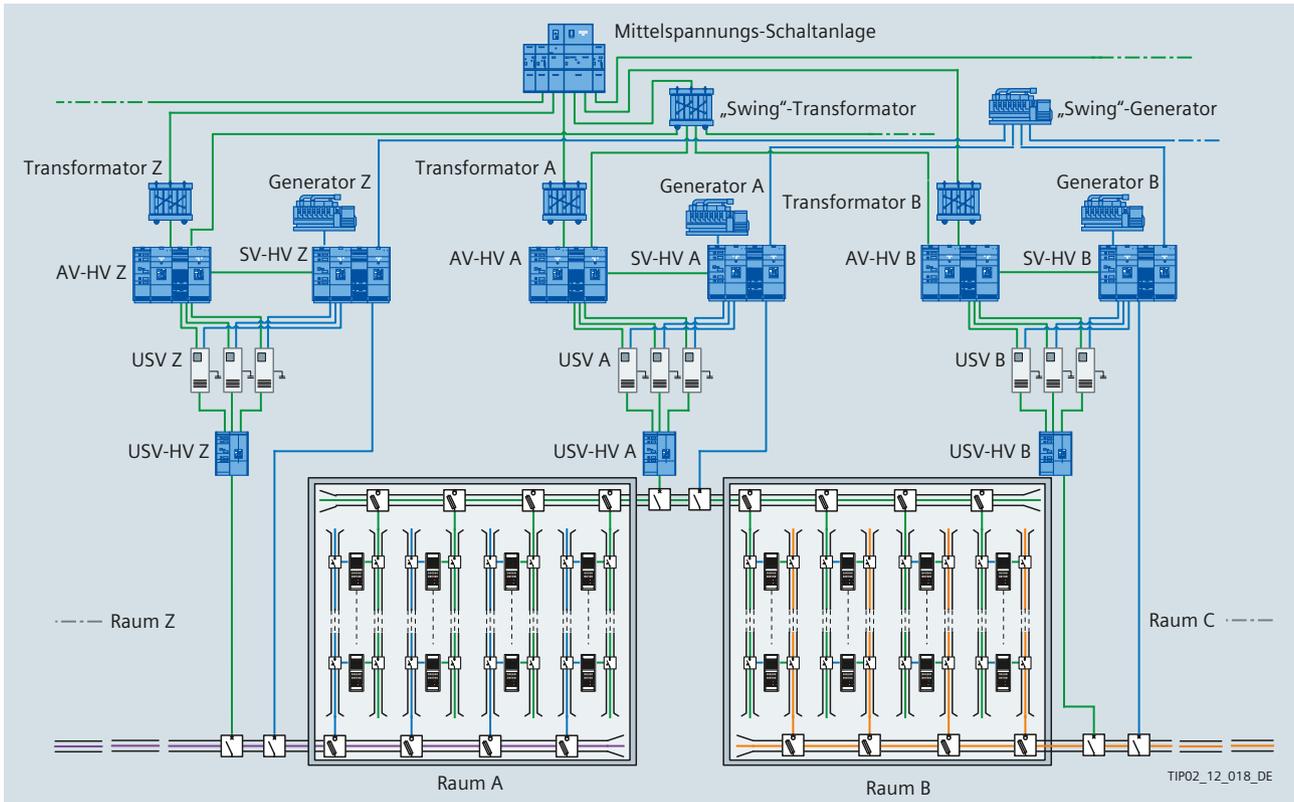


Abb. 4/3: Beispiel für eine Stromversorgung kritischer Verbraucher in mehr als einem „white space“-Bereich
 (Für die einzelnen Bereiche – Raum 1, Raum 2 – wird eine Verknüpfung für die redundante Energieverteilung
 entsprechend einer Tier-IV-Green-Struktur schematisch angedeutet)

„Swing“-Generator in Abb. 4/2 stellt eine Redundanz mit einem eigenen Versorgungsweg dar. Damit wird eine Überdimensionierung der Komponentenanzahl, sprich der Aufbau einer beliebig langen und breiten Kette von Komponenten zur gegenseitigen Ausfallabsicherung, vermieden. Schließlich dienen ja die Generatoren ihrerseits als Redundanz für den Ausfall der Netzversorgung. Zum anderen kann eine geschickte Energieverteilung über gemeinsam genutzte Systeme – wie in Abb. 4/3 am Beispiel der isoliert-parallelen Redundanz mehrerer „white space“-Bereiche im Rechenzentrum gezeigt – die Anschaffungs- und Betriebskosten mindern, ohne Einbußen bei Verfügbarkeit und Servicemöglichkeiten in Kauf nehmen zu müssen. Durch die Verteilung werden Auslastung und Effizienz verbessert. Anhand dieses Single-Line-Diagramms für die elektrische Energieverteilung und -nutzung im Rechenzentrum werden Abhängigkeiten zwischen Redundanz und Aufteilung deutlich (siehe auch Kapitel 5). Aufgrund der verbesserten Effizienz kann man dies im Sinne der Tier-Strukturen als „Tier-IV-Green“ definieren.

4.1 Mittelspannungs-Schaltanlage

Je nach VNB und benötigter Transformatorenleistung gibt es für die Mittelspannungs-Schaltanlage spezifische Vorgaben, die bei der Planung/Dimensionierung der Übergabestationen eingehalten werden müssen. Diese sind in den technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen VNB beschrieben. Für die anlagentechnische Umsetzung gilt bei Mittelspannungs(MS)-Schaltanlagen die Normenreihe IEC 62271 (VDE 0671).

Die in Tab. 4/1 aufgeführten Einflussfaktoren und Beanspruchungen bestimmen die Auswahl- und Bemessungsgrößen der Schaltanlage. Sie werden im Folgenden kurz beschrieben.

Netzspannung

Die Netzspannung bestimmt die Bemessungsspannung der Schaltanlage, der Schaltgeräte und anderer einge-

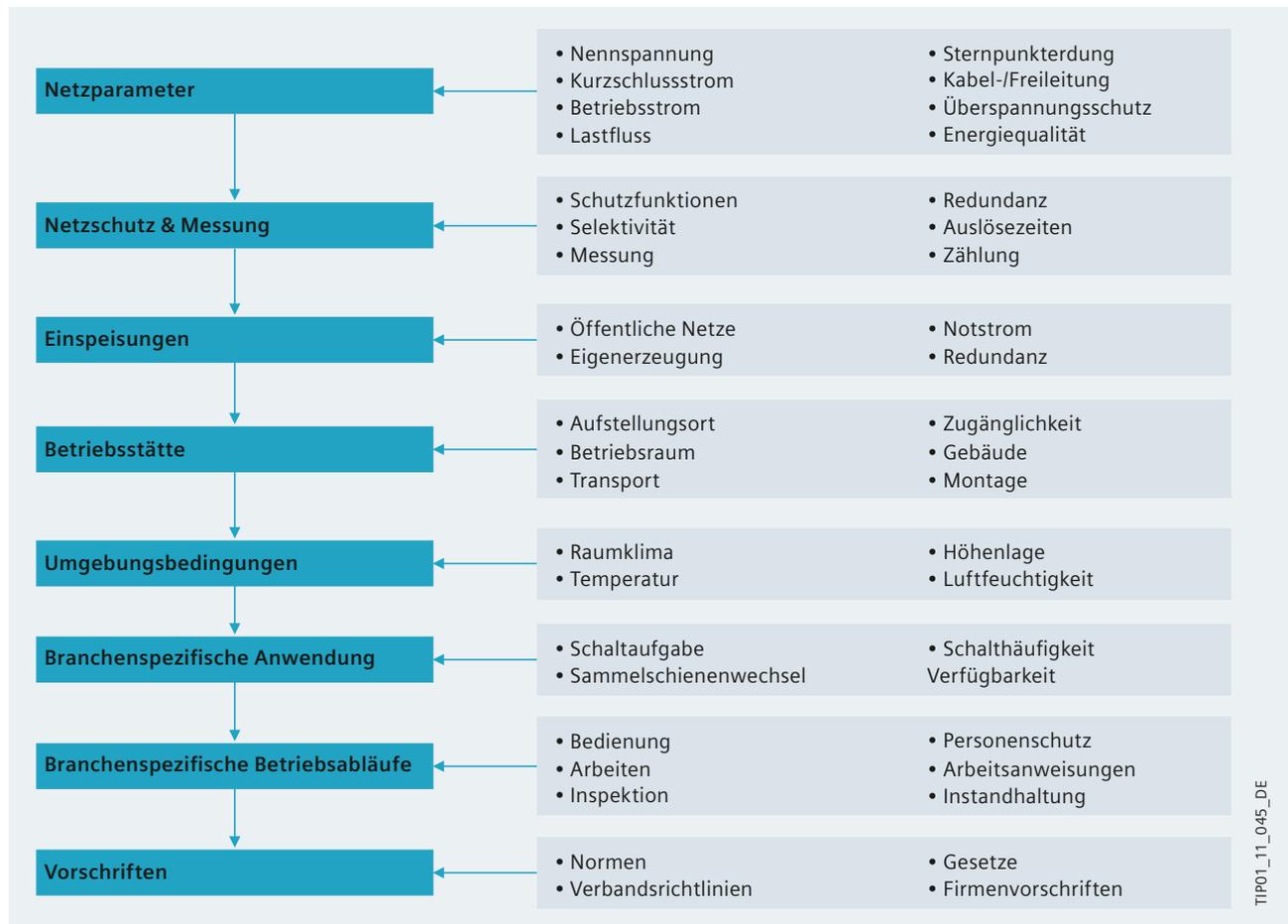
bauter Komponenten. Entscheidend ist die maximale Netzspannung an der oberen Toleranzgrenze.

Zugeordnete Projektierungskriterien für eine Schaltanlage sind:

- Bemessungsspannung U_r
- Bemessungsisolationspegel $U_d; U_p$
- Primäre Bemessungsspannung von Spannungswandlern U_{pr}

Kurzschlussstrom

Der Kurzschlussstrom ist gekennzeichnet durch die charakteristischen Größen Stoßstrom I_p (Scheitelwert des Anfangskurzschlusswechselstroms) und Dauerkurzschlussstrom I_k . Der erforderliche Kurzschlussstrompegel im Netz ist durch das dynamische Verhalten der Lasten und die einzuhaltende Energiequalität vorgegeben und bestimmt bei den Schaltgeräten und Anlagen das zu wählende Einschalt-, Ausschalt- und Stehvermögen (Tab. 4/2).



TIP01_11_045_DE

Tab. 4/1: Einflussfaktoren und Beanspruchungen einer Schaltanlage

Achtung: Das Verhältnis Stoß- zu Dauerkurzschlussstrom im Netz kann den Wert $2 \times \sqrt{2} = 2,83$ annehmen und damit etwas größer sein als der genormte Faktor $I_p/I_k = 2,5$ (50 Hz), nach dem Schalter und Anlagen gebaut werden. Ursache dafür können zum Beispiel Motoren sein, die beim Kurzschluss ins Netz zurückspeisen und so den Stoßstrom deutlich erhöhen.

Betriebsstrom und Lastfluss

Der Betriebsstrom bezieht sich auf Strompfade der Einspeisungen, der Sammelschiene(n) und der Verbraucherabzweige. Durch die räumliche Verteilung der Schaltfelder teilt sich auch der Strom auf, so dass im Verlauf einer Strombahn unterschiedliche Bemessungsstromwerte aneinandergereiht sein können; typisch sind verschiedene Werte für Sammelschienen und Abzweige. Bei der Dimensionierung der Anlagen sind Reserven einzuplanen

- entsprechend den Umgebungstemperaturschwankungen,
- für geplante Überlast,
- für zeitweilige Überlast bei Störungen.

Bei großen Betriebsströmen sind große Kabelquerschnitte oder mehrere Parallelkabel im Schaltfeld anzuschließen; der Feldanschluss muss dafür ausgelegt sein.

Zugeordnete Projektierungskriterien für eine Schaltanlage sind:

- Bemessungsstrom von Sammelschiene(n) und Abzweigen
- Anzahl der Kabel je Leiter im Schaltfeld (Parallelkabel)
- Bemessung der Stromwandler

Zur kostenoptimierten Auslegung der MS-Schaltanlage gilt es, die kleinstmögliche normierte Stufung der Schaltanlagen-Bemessungsgröße auszuwählen, wobei die Betriebsstrombedingung und die Kurzschlussstrombedingungen erfüllt sein müssen.

Betriebsstrombedingung:

$$I_{b\text{-max}} \leq I_{zul}$$

Zugeordnete Projektierungskriterien für eine Schaltanlage	
Haupt- und Erdungsstrombahn	<ul style="list-style-type: none"> • Bemessungsstoßstrom I_p • Bemessungskurzzeitstrom I_k
Schaltgeräte	<ul style="list-style-type: none"> • Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom I_{ma} • Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom I_{sc}
Stromwandler	<ul style="list-style-type: none"> • Bemessungsstoßstrom $I_{k\text{ dyn}}$ • Thermischer Bemessungskurzzeitstrom I_{th}

Tab. 4/2: Projektierungskriterien Kurzschlussstrom

(Der maximale Betriebsstrom muss kleiner oder gleich der Dauerstrombelastbarkeit sein)

Kurzschlussstrombedingungen:

$$I_a \leq I_{sc}$$

(Der symmetrische Ausschaltwechselstrom muss kleiner oder gleich dem Bemessungs-Kurzschlussausschaltwechselstrom des speisenden Netzes sein)

$$I_p \leq I_{ma} \text{ (für Schaltgeräte), bzw. } i_p \leq I_{pk} \text{ (für Schaltgeräte und Schaltanlage)}$$

(Der Stoßkurzschlussstrom muss kleiner oder gleich dem Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom, bzw. dem Bemessungsstoßkurzschlussstrom sein)

$$I_{th} \leq I_{thr} \text{ (für } t_k \leq t_{thr}), \text{ bzw. } I_{th} \leq I_{thr} \times \sqrt{[t(t_{thr}/t_k)]} \text{ (für } t_k > t_{thr})$$

(Der thermisch gleichwertige Kurzschlussstrom ist kleiner oder gleich dem Bemessungskurzzeitstrom, wenn die maximale Kurzschlussdauer t_k kleiner oder gleich Bemessungskurzzeit t_{thr} ist, bzw. kleiner oder gleich dem mit einem Faktor aus der Wurzel des Quotienten aus t_k und t_{thr} gewichteten Bemessungskurzzeitstrom, wenn die maximale Kurzschlussdauer größer als die Bemessungskurzzeit ist)

Für die Mittelspannungsübergabestation sollte eine gasisolierte Schaltanlage (zum Beispiel 8DJH von Siemens) eingesetzt werden (siehe Tab. 4/3). Vorteile der gasisolierten Schaltanlage sind:

- geringerer Platzbedarf (bis zu ca. 70 % Ersparnis bei 20 kV) im Vergleich zu einer entsprechenden luftisolierten Schaltanlage
- geringere Transportgrößen und entsprechend einfacherer Transport
- höhere Betriebssicherheit durch den hermetisch gekapselten Primärteil der Anlage (störende Einflüsse wie zum Beispiel Schmutz, Kleintiere, Berührung, Betauung sind durch die Kapselung ausgeschlossen)
- wartungsfreier Primärteil (Schmier- und Nachjustieren entfällt; wartungsfreier Gasraum auf Lebenszeit, da Edelstahlkessel)
- günstigere Ökobilanz als luftisolierte Schaltanlagen, bezogen auf die Lebenszeit der Anlage
- beim Einsatz eines Druckabsorbersystems ist der Druckanstieg im Fehlerfall deutlich geringer als bei einer luftisolierten Schaltanlage, wodurch kleinere Raumabmessungen möglich werden

Schaltanlage 8DJH									
Bemessungs-Isolationspegel	Bemessungs-Spannung U_r	[kV]	7,2	12	15	17,5	24		
	Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselfspannung U_d	[kV]	20	28	36	38	50		
	Bemessungs-Stehblitzstoßspannung U_p	[kV]	60	75	95	95	125		
Bemessungs-Frequenz f_r			50/60 Hz						
Bemessungs-Betriebsstrom I_r	für Abzweige		bis 400 A bzw. 630 A						
	für Sammelschiene		bis 630 A						
Bemessungs-Kurzzeitstrom I_k	für Anlagen mit $t_k = 1$ s	[bis kA]	20	25	20	25	20	25	20
	für Anlagen mit $t_k = 3$ s (Option)	[kA]	20	–	20	–	20	–	20
Bemessungs-Stoßstrom I_p		[bis kA]	50	63	50	63	50	63	50
Bemessungs-Kurzschlusseinschaltstrom I_{ma}		[bis kA]	50	63	50	63	50	63	50
Umgebungstemperatur T	ohne Sekundäreinrichtungen		– 25/– 40 bis + 70 °C						
	mit Sekundäreinrichtungen		– 5 bis + 55 °C						

Tab. 4/3: Elektrische Daten der gasisolierten Schaltanlage 8DJH

Personenschutz:

- Durch die geerdete Metallkapselung ist die gasisolierte Schaltanlage berührungssicher.
- HH-Sicherungen und Kabelendverschlüsse sind nur zugänglich bei geerdeten Abzweigen.
- Bedienung ist nur bei geschlossener Kapselung möglich.
- Ein wartungsfreies Druckabsorbersystem reduziert als „Spezialkühlsystem“ die druckabhängigen und thermischen Auswirkungen eines Störlichtbogens, so dass Personen und Gebäude geschützt bleiben (Abb. 4/4)

Schutz von Mittelspannungs-Schaltanlagen:

- Schutzgeräte (zum Beispiel SIPROTEC) erkennen Fehler im Netz und schalten betroffene Anlagenteile schnell und sicher ab.
- Bei einem Strahlennetz ist eine Staffelung ungerichteter Überstromzeitschutzrelais ausreichend.
- Auf Flexibilität durch unterschiedliche Protokolle, wie zum Beispiel nach IEC 61850, IEC 60870-5-103, PROFIBUS DB, Modbus RTU oder DNP 3.0, sollte geachtet werden.

Stationsleittechnik:

Die Anknüpfung der Schaltanlage an die Stationsleittechnik führt zu folgenden Vorteilen:

- hohe Verfügbarkeit und Sicherheit
- kurze Reaktionszeiten
- zentrales Bedienen und Beobachten

An der Schaltanlage werden Schaltzustände, Meldungen, Betriebszustände, und Messwerte erfasst und weitergeleitet. Wird ein durchgängiges Energieautomatisierungs-

system wie SICAM als Stationsleitsystem genutzt, können alle Feldebene angebinden werden:

- Prozessebene
- Feldleitebene
- Stationsleitebene
- Netzleitebene.

SICAM verwendet speziell geprüfte Komponenten und Standards zur Sicherstellung der oben genannten Vorteile.

Eine Erweiterung zu integrierten Automatisierungslösungen durch die Anbindung der Gebäudeautomatisierung, zum Beispiel über OPC (OLE for Process Control; OLE (Object link environment)), an übergeordnete Leitsysteme, die ihrerseits dem Kommunikationsstandard IEC 60870-5-101 oder IEC 60870-5-104 entsprechen, ist möglich.

Erweiterbarkeit:

Die Schaltanlage sollte mit minimalem zeitlichem Aufwand erweiterbar sein. Ein modulares System mit folgenden Eigenschaften bietet dafür die besten Voraussetzungen:

- Sammelschienenenerweiterung optional rechts, links oder beidseitig
- Einzelfelder und Schaltfeldblöcke beliebig aneinanderreihbar und erweiterbar – ohne Gasarbeiten vor Ort
- Niederspannungsschrank in zwei Bauhöhen lieferbar, Verdrahtung über Steckverbindungen mit dem Schaltfeld
- Austauschbarkeit aller Felder jederzeit möglich

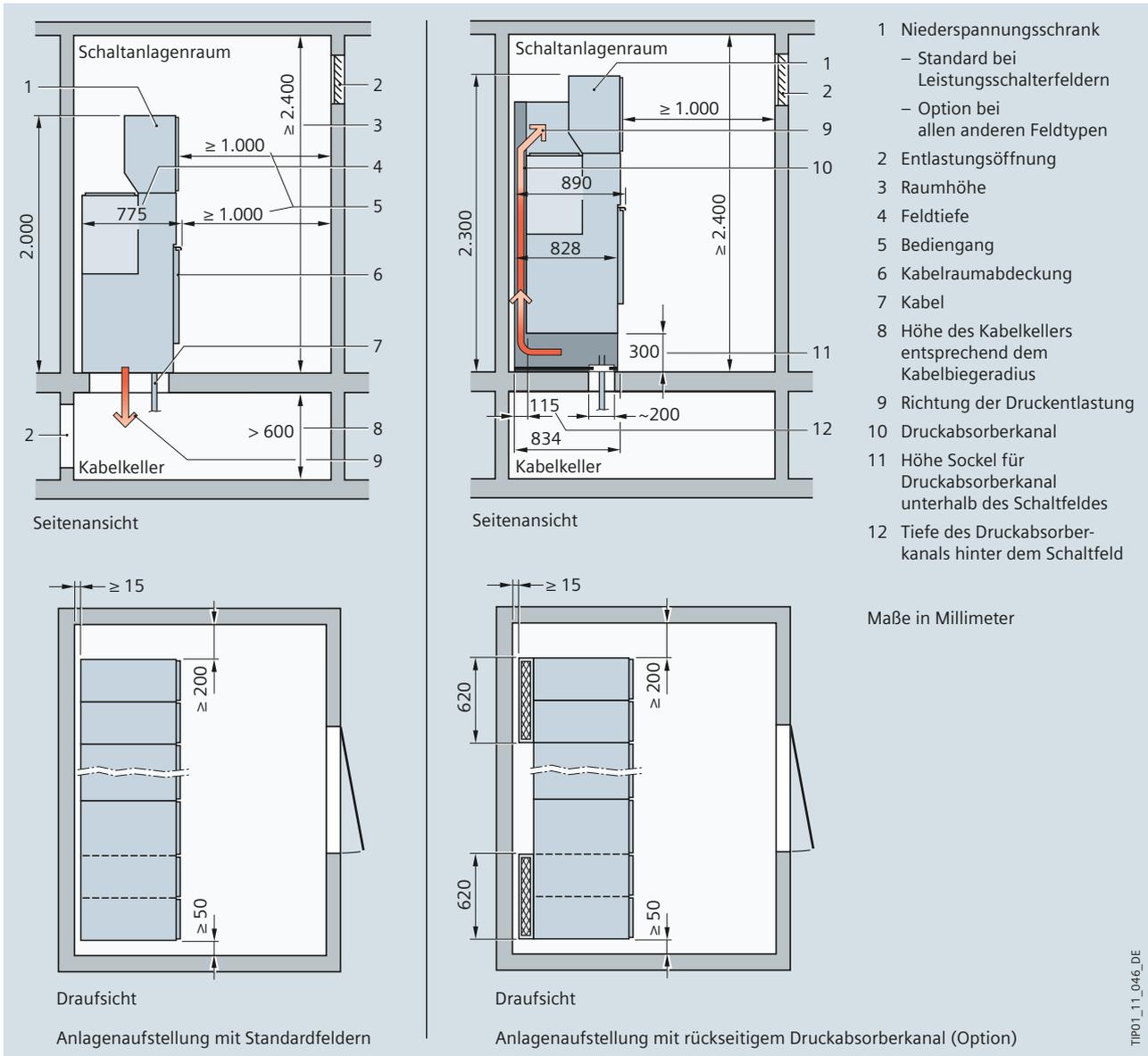


Abb. 4/4: Raumplanung für Anlagen mit Druckentlastung nach unten (links) und mit Druckabsorberkanal

Aufstellungsort

Die Schaltanlage sollte als Innenraumanlage nach IEC 61936 (Power Installations exceeding 1 kV a.c.) und VDE 0101 (Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV) einsetzbar sein. Man unterscheidet:

- Anlagen außerhalb abgeschlossener elektrischer Betriebsstätten, an Orten, die nicht der Öffentlichkeit zugänglich sind. Kapselungen solcher Anlagen können nur mit Werkzeug entfernt werden; die Bedienung durch Laien muss verhindert werden.
- Anlagen in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten. Eine abgeschlossene elektrische Betriebsstätte ist

ein Raum oder ein Ort, der ausschließlich zum Betrieb elektrischer Anlagen dient und unter Verschluss gehalten wird. Zutritt haben Elektrofachkräfte und elektrotechnisch unterwiesene Personen, Laien jedoch nur in Begleitung von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen.

Betriebs- und Instandhaltungsbereiche

Betriebs- und Instandhaltungsbereiche sind Korridore, Gänge, Zufahrtsbereiche, Transport- und Fluchtwege.

- Gänge und Zufahrtsbereiche müssen für Arbeiten, Bedienung und Transport ausreichend bemessen sein.

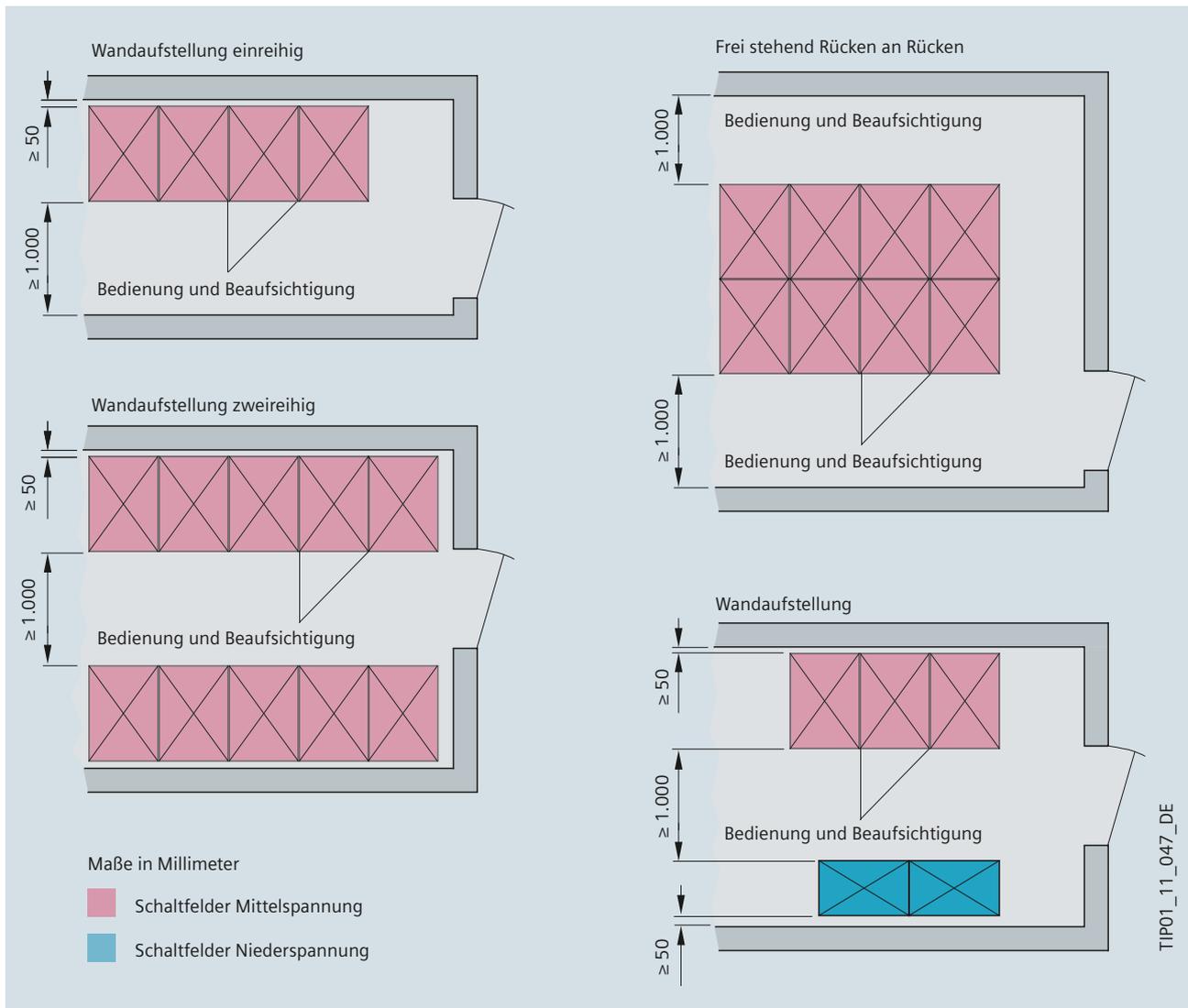


Abb. 4/5: Beispiele für die Anordnung von Schaltfeldern und Gängen (nach[22])

- Gänge müssen mindestens 800 mm breit sein.
- Die Breite der Gänge darf nicht durch in die Gänge hineinragende Betriebsmittel eingeschränkt sein, zum Beispiel ständig vorhandene Antriebe oder Schaltwagen in Trennstellung.
- Die Fluchtwegbreite muss mindestens 500 mm betragen, auch wenn entfernbare Teile oder in Endstellung geöffnete Türen in den Fluchtweg hineinragen.
- Die Türen von Schaltzellen oder Schaltfeldern sollten in Fluchtrichtung schließen.
- Für Montage- und Instandhaltungsgänge hinter gekapselten Anlagen (Freiaufstellung) genügt eine Breite von 500 mm.
- Unter Decken, Abdeckungen oder Umhüllungen (ausgenommen Kabelkeller) ist eine Mindesthöhe von 2.000 mm erforderlich.
- Für Bemessungsspannungen bis 52 kV müssen die Ausgänge so angeordnet sein, dass die Länge des Fluchtwegs innerhalb des Raums 20 m (40 m für Betriebsspannungen über 52 kV) nicht überschreitet. Dies gilt nicht für begehbare Sammelschienenkanäle oder Kabelkanäle.
- Wenn Bedienungsgänge eine Länge von 10 m nicht überschreiten, genügt ein Ausgang. Wenn der Fluchtweg 10 m überschreitet, ist an beiden Enden ein Ausgang oder Notausgang notwendig.
- Fest eingebaute Leitern oder ähnliche Einrichtungen sind als Notausgänge in Fluchtwegen zulässig.

4.2 Verteilungstransformatoren

Eine gesicherte Stromversorgung setzt ein gut ausgebautes Versorgungsnetz mit leistungsfähigen Transformatoren voraus. Verteilungstransformatoren sind für einen Leistungsbereich von 50 bis 2.500 kVA und maximal 36 kV ausgelegt. Auf der letzten Stufe verteilen sie die elektrische Energie in die Verbrauchernetze, indem sie die Spannung von der Mittelspannung zur Niederspannung transformieren. Sie sind entweder als flüssigkeitsisolierte Transformatoren oder als Gießharz-Trockentransformatoren ausgeführt.

Leistungstransformatoren, zu denen auch die Verteilungstransformatoren gehören, sollen den relevanten Spezifikationen, wie IEC 60076 (VDE 0532-76) „Leistungstransformatoren“ je nach Bauart den Anforderungen der Normen und Spezifikationen der Europäischen Union (DIN EN 50464 für „Ölgefüllte Drehstrom-Verteilungstransformatoren 50 Hz, ...“ beziehungsweise HD 538 für „Drehstrom-Trocken-Verteilungstransformatoren 50 Hz, ...“) entsprechen.

4.2.1 GEAFOL Gießharztransformatoren

Überall dort, wo Verteilungstransformatoren in unmittelbarer Nähe des Menschen höchste Sicherheit garantieren müssen, bieten sich Gießharz-Trockentransformatoren (zum Beispiel GEAFOL) an. Anforderungen an den Aufstellort nach VDE 0101 (Gewässerschutz, Brandschutz- und Funktionserhalt, Tab. 4/5) legen deren Einsatz nahe. Im Vergleich zu Transformatoren in Mineralöl- oder Silikonölauführung oder mit Ester als Isolationsflüssigkeit sind die Anforderungen bezüglich Aufstellungsort, Personenschutz und geringer Brandlast leichter zu erfüllen. Dabei sollten Gießharz-Trockentransformatoren

den in der Norm IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11) definierten Anforderungen C2 (Klimaklasse), E1 oder E2 (Umgebungs-kategorie) und F1 (Brandklasse) genügen (siehe Tab. 4/4).

Wichtig!

Gemäß IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11) dürfen die erforderlichen Klassen durch den Betreiber definiert werden.

GEAFOL Standard-Gießharztransformatoren sind prinzipiell für die Umgebungs-kategorie E2 geeignet. Beim Typ GEAFOL Basic kann die Umgebungs-kategorie E1 optional auf E2 umgerüstet werden. Des Weiteren bietet GEAFOL Basic ein optimales Kosten-Nutzen-Verhältnis, bei einem entsprechenden Kompromiss aus kleineren Abmessungen

Umgebungs-kategorie	
Klasse E0	kein Feuchteniederschlag, Verschmutzung vernachlässigbar
Klasse E1	gelegentlicher Feuchteniederschlag, Verschmutzung begrenzt möglich
Klasse E2	häufiger Feuchteniederschlag oder Verschmutzung, auch beides gleichzeitig
Klimakategorie	
Klasse C1	Innenraumaufstellung nicht unter -5 °C
Klasse C2	Freiluftaufstellung bis herab auf -25 °C
Brand-kategorie	
Klasse F0	Eine Begrenzung der Brandgefahr ist nicht vorgesehen.
Klasse F1	Durch die Eigenschaften des Transformators wird die Brandgefahr begrenzt

Tab. 4/4: Umgebungs-, Klima- und Brand-kategorien nach IEC 60076-11 (VDE 0532-76-11)

Trafoausführung	Kühlungsart nach EN 60076-2 (VDE 0532-102)	Allgemein	in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten	Freiluftanlagen
Mineralöl *	O	a Auffangwannen und Sammelgruben b Austritt von Flüssigkeit aus der Sammelgrube muss verhindert werden c Wasserhaushaltsgesetz und die landesrechtlichen Verordnungen sind zu beachten	als Auffangwannen und Sammelgrube sind undurchlässige Fußböden mit Schwellen zulässig bei max. 3 Trafos und je Trafo weniger als 1.000 l Flüssigkeit	unter bestimmten Voraussetzungen keine Auffangwannen und Sammelgruben nötig (vollständiger Text aus VDE 0101, Abschnitt 5.4.2.5 C ist unbedingt zu berücksichtigen)
= Trafos mit Silikonöl bzw. synth. Ester **	K	Wie bei Kühlmittelbezeichnung O		
Gießharz-Trockentransformatoren	A	Keine Maßnahmen erforderlich		
* bzw. Brennpunkt der Kühl- und Isolierflüssigkeit ≤ 300 °C ** bzw. Brennpunkt der Kühl- und Isolierflüssigkeit > 300 °C				

Tab. 4/5: Schutzmaßnahmen für Gewässerschutz nach VDE 0101

Kühlmittelbezeichnung	Allgemein	Freiluftanlagen
O	a Räume feuerbeständig F90A getrennt b Türen feuerhemmend T30 c Türen ins Freie schwer entflammbar d Auffangwannen und Sammelgruben so angeordnet, dass Brand nicht weitergeleitet wird, ausgenommen bei Aufstellung in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten mit max. 3 Trafos, je Trafo weniger als 1.000 l Flüssigkeit e Schnell wirkende Schutzeinrichtungen	a ausreichende Abstände oder b feuerbeständige Trennwände
K	Wie bei Kühlmittelbez. O: a, b und c kann entfallen, wenn e vorhanden	keine Maßnahmen erforderlich
A	Wie bei Kühlmittelbez. K, jedoch ohne d	keine Maßnahmen erforderlich

Tab. 4/6: Schutzmaßnahmen für Brandschutz und Funktionserhalt nach VDE 0101

gen und leicht höheren Verlusten als bei der Standardversion.

Anforderungen an den Aufstellungsort

Gießharztransformatoren stellen die geringsten Anforderungen an den Aufstellungsort. Dies ergibt sich aus den Vorschriften für Grundwasserschutz, Brandschutz und Funktionserhalt in VDE 0101, IEC 60364-7-718 (VDE 0100-718) (siehe Tab. 4/5 und Tab. 4/6) und der EltBauVO [23].

Wie viele Transformatoren werden benötigt?

Abhängig von den Anwendungen kann der Einsatz mehrerer parallel betriebener Transformatoren sinnvoll sein. GEAFOL Transformatoren sind praktisch wartungsfrei. Ein Reservetransformator für Wartungsarbeiten braucht daher nicht eingeplant werden.

Achtung!

Bei Parallelbetrieb zweier Transformatoren ist darauf zu achten, dass beide Transformatoren die gleichen technischen Merkmale (einschließlich der Bemessungskurzschlussspannung) aufweisen.

Für die Auslegung zweier Transformatoren im Parallelbetrieb bestimmt man als Anhaltswert:

$$\text{Bemessungsleistung jedes Transformators} = 1/2 \times (\text{Leistungsbedarf} / 0,8)$$

Transformatorzusatzbelüftung für mehr Leistung

Durch den Anbau von Querstromlüftern kann die Leistung von GEAFOL Transformatoren bis 2.500 kVA, Schutzart IP00, auf 130 bzw. 150 % gesteigert werden. Mit einer effizienten Beblasung kann zum Beispiel die Dauerleistung des 1.000-kVA-Transformators auf 1.300 kVA bzw. 1.500 kVA angehoben werden. Hierbei betragen allerdings auch die Kurzschlussverluste das

2-fache bzw. 2,3-fache des Wertes bei 100 % Nennlast. Die Zusatzbelüftung ist ein erprobtes Mittel zum Abdecken von Spitzenlasten und als Reserve bei Ausfall eines Transformators im Parallelbetrieb.

Leerlaufverluste – reduzierte Verluste

Dem „Leitfaden Nachhaltiges Bauen“ des ehemaligen Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (heute: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) [24] folgend und im Hinblick auf den Energieausweis für Gebäude nach Energieeinsparverordnung (EnEV 2009 [25]), sollten generell Transformatoren mit reduzierten Verlusten eingesetzt werden. Zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit eines solchen Transformators kann eine Verlustbewertung durchgeführt werden. Hierbei kann Ihnen Ihr Siemens Ansprechpartner weiterhelfen.

Aufstellungsbedingungen – Raumgestaltung

GEAFOL Gießharz-Trockentransformatoren können ohne Zusatzmaßnahmen mit Mittel- und Niederspannungsschaltanlagen in einem Raum untergebracht werden. Bei Anlagen, die in den Geltungsbereich der EltBauVO fallen, müssen Türen der Feuerwiderstandsklasse F30A und Wände der Feuerwiderstandsklasse F90A den elektrischen Betriebsraum feuerbeständig abtrennen.

Temperatur der Kühlluft

Transformatoren werden entsprechend der einschlägigen Normen für folgende Werte der Kühlluft ausgelegt:

- maximal 40 °C
- Tagesmittel 30 °C
- Jahresmittel 20 °C

Im Normalbetrieb wird dabei der normale Lebensdauerverbrauch erzielt. Für den Lebensdauerverbrauch sind insbesondere die mittlere Jahrestemperatur sowie die Belastung entscheidend. Davon abweichende Tempera-

turen der Umgebung verändern die Belastbarkeit der Anlage (siehe Tab. 4/7).

Besondere Aufstellungsbedingungen

Extreme Bedingungen vor Ort sind bei der Anlagenplanung zu berücksichtigen:

- Relevant für den Einsatz in tropischem Klima sind Anstrich und vorherrschende Temperaturen.
- Bei Einsatz in über 1.000 m Höhe über NN ist eine Sonderauslegung bezüglich Erwärmung und Isolationspegel notwendig (siehe IEC 60076-11; VDE 0532-76-11).
- Bei erhöhter mechanischer Beanspruchung – Einsatz in Schiff, Bagger, Erdbebengebiet usw. – können konstruktive Zusätze erforderlich sein, zum Beispiel das Abstützen der oberen Joche.

4.2.2 Öl-Verteilungstransformatoren

Verteilungstransformatoren mit Öl als Kühl- und Isolierflüssigkeit sind entweder hermetisch geschlossen oder besitzen ein Ausdehnungsgefäß. Bei den TUNORMA Verteilungstransformatoren (Abb. 4/6) wird der Ölstand im Kessel und in den oben eingebauten Durchführungsisolatoren mittels eines Ölausdehnungsgefäßes konstant gehalten, das am höchsten Punkt des Transformators montiert ist. Ölstandsveränderungen aufgrund von thermischer Wechselbeanspruchung beeinflussen ausschließlich das Ölausdehnungsgefäß. Das hermetisch abgeschlossene System der TUMETIC Verteilungstransformatoren (Abb. 4/7) verhindert das Eindringen von Sauerstoff, Stickstoff oder Feuchtigkeit in die Kühlflüssigkeit. Dies verbessert die Alterungseigenschaften des Öls so sehr, dass die Transformatoren während ihrer gesamten Betriebsdauer wartungsfrei sind. Im Allgemeinen sind Transformatoren des Typs TUMETIC niedriger gebaut als vergleichbare Transformatoren vom Typ TUNORMA.

Des Weiteren unterscheidet man hinsichtlich der Kühl- und Isolierflüssigkeit:

- Mineralöl, das den Anforderungen der Internationalen Bestimmungen für Isolieröle (IEC 60296) entspricht – für Verteilungstransformatoren ohne besondere Anforderungen.
- Silikonöl, das im Brandfall selbstverlöschend ist. Aufgrund des hohen Brennpunktes von über 300 °C ist es nach EN 61100 (VDE 0389-2) als Flüssigkeit der Klasse K eingestuft.
- Ester, der unschädlich für Wasser und sehr gut biologisch abbaubar ist. Zusätzlich bietet Ester durch einen Brennpunkt von über 300 °C eine hohe Sicherheit gegen Brände und ist nach EN 61100 (VDE 0389-2) ebenso als K-Flüssigkeit eingestuft.

Umgebungstemperatur (Jahresmittel)	Belastbarkeit
-20 °C	124%
-10 °C	118%
0 °C	112%
+10 °C	106%
+20 °C	100%
+30 °C	93%

Tab. 4/7: Anlagenbelastbarkeit in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur

Die Ausführung der Transformatoren richtet sich nach den Anforderungen. So stehen zum Beispiel Doppelkeselansführungen für besondere Anforderungen in Wasserschutzgebieten und extrem strahlungsreduzierte Ausführungen für den Einsatz in EMV-empfindlichen Bereichen zur Verfügung.

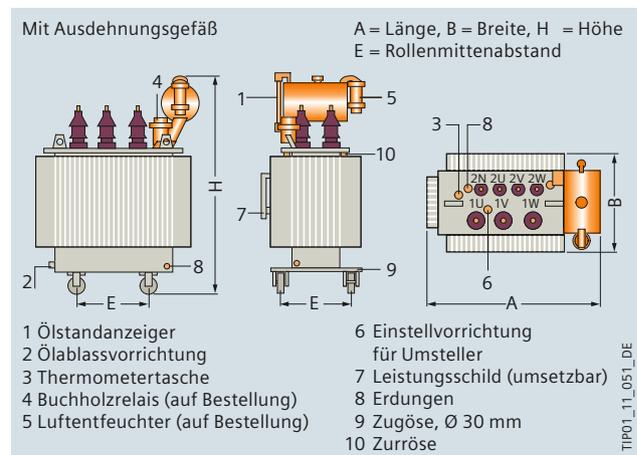


Abb. 4/6: Öl-Verteilungstransformator mit Dehngefäß

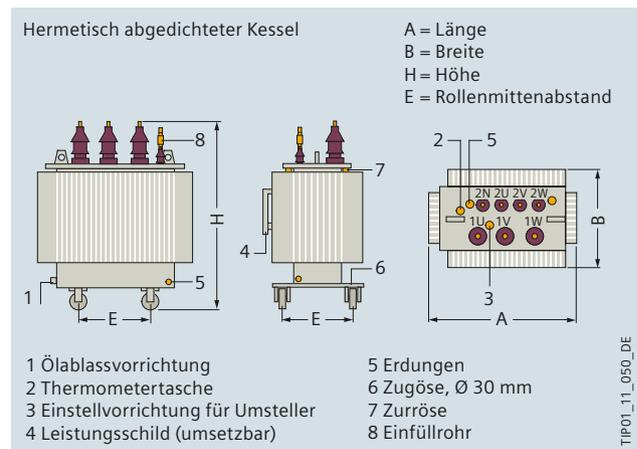


Abb. 4/7: Öl-Verteilungstransformator mit hermetisch abgedichtetem Kessel

4.3 Netzersatzanlage

Eine Netzersatzanlage (NEA) liefert elektrische Energie bei Ausfall der öffentlichen Versorgung und kann aus verschiedenen Gründen erforderlich sein:

- Erfüllung gesetzlicher Vorschriften bei baulichen Anlagen für Menschenansammlungen, Krankenhäusern o. Ä.
- Erfüllung behördlicher oder gesetzlicher Forderungen zum Betrieb von Hochhäusern, Geschäftshäusern, Arbeitsstätten, Großgaragen o. Ä.
- Aufrechterhaltung des Betriebes von sicherheitstechnischen Systemen wie Sprinkleranlagen, Entrauchungsanlagen, Leit- und Überwachungseinrichtungen o. Ä.
- Aufrechterhaltung des Betriebes von IT-Anlagen
- Absicherung von Produktionsprozessen in der Industrie
- Abdeckung von Spitzenlasten bzw. zur Ergänzung der Netzversorgung

4.3.1 Auslegung der Aggregate

Maßgebend für die Auslegung und Fertigung von Netzersatzaggregaten sind die Normenreihen ISO 8528 und DIN 6280. Hieraus ergibt sich entsprechend den Verbraucheranforderungen die Ausführungsklasse des Aggregates. Für die Auslegung der Aggregate-Nennleistung sind unter anderem folgende Faktoren bedeutsam:

- Summe der angeschlossenen Verbraucher = Verbraucherleistung
- Betriebsverhalten der Verbraucher (zum Beispiel Schaltnetzteile, Frequenzumformer und statische USV-Geräte mit hohen Stromverzerrungen)
- Gleichzeitigkeitsfaktor $g = 1$
- Einschaltverhalten der Verbraucher
- Dynamisches Verhalten und Lastaufschaltverhalten des Aggregats
- Umgebungsbedingungen am Aufstellungsort des Aggregats
- Reserven für Erweiterungen
- Kurzschlussverhalten

4.3.2 Einbindung ins Netzkonzept

Durch die verbraucherabhängigen Randbedingungen der SV wie Leistungsanforderungen, Energieverteilungskonzept, Gleichzeitigkeitsfaktor und Erweiterungsreserven sind folgende Auswahlkriterien für die NEA zu betrachten:

- Netzeinspeisung der NEA auf Mittelspannungs- oder Niederspannungsebene
- Verteilung der SV-Last auf mehrere parallel geschaltete NEAs oder Versorgung über eine große NEA
- Zentrale Aufstellung der NEA oder Verteilung einzelner Anlagen nahe bei den SV-Verbrauchern

Bei Auswahl und Konzeption der NEA ist zu beachten, dass die Unterschiede bei der Verkabelung der Sicherheitsstromversorgung, die Störanfälligkeit der Steuerung, der Aufwand für Schalt- und Schutzmaßnahmen sowie die Versorgung der „notstromberechtigten“ Verbraucher während Wartung und Reparatur berücksichtigt werden.

Für die Wahl zwischen Mittel- und Niederspannungsebene werden kurz einige Entscheidungskriterien aus Sicht der Mittelspannung gegeben.

Die Mittelspannung hat folgende Vorteile:

- Größere Leistungen lassen sich besser über längere Strecken transportieren;
- Bessere Netzqualität bei ausgedehnten Netzen (Spannungsfall)
- Kleinere niederspannungsseitige Sammelschienenströme ermöglichen kostengünstigere Niederspannungs-Schaltanlagen
- Bei der Schutzmaßnahme „Schutz durch Abschaltung“ im TN-S-Netz ist der erforderliche Kurzschlussstrom wesentlich leichter zu erreichen.

Die Mittelspannung hat folgende Nachteile:

- Ab einem Leistungsbedarf kleiner etwa 400 kVA ist die Wirtschaftlichkeit zu prüfen
- Bei umfangreichen Netzen ist ein höherer Aufwand für das Schutzkonzept nötig
- Es sind auch im Netz der Sicherheitsstromversorgung (zusätzliche) Transformatoren mit den zugehörigen Schaltanlagen und entsprechendem Schutz erforderlich;
- Höhere Qualifikation des Schaltpersonals ist erforderlich.

Allgemein ist eine Mittelspannungsversorgung nur dann wirtschaftlich, wenn hohe Leistungen über größere Entfernungen zu transportieren sind.

4.3.3 Verhalten und Planungsrandbedingungen

Einschalt- und Betriebsverhalten von Verbrauchern

Das Anlauf- bzw. Einschaltverhalten von Elektromotoren, Transformatoren, großer Beleuchtungsanlagen mit Glühlampen oder ähnlichem hat entscheidenden Einfluss auf die Aggregateleistung. Besonders bei einem hohen Anteil von kritischen Verbrauchern im Verhältnis zur Aggregateleistung muss eine individuelle Prüfung erfolgen. Die Möglichkeit einer zeitlich gestaffelten Zuschaltung von Verbrauchern oder Verbrauchergruppen kann die erforderliche Aggregateleistung deutlich begrenzen.

Bei Verwendung von Turbolader-Motoren muss die Last in Stufen zugeschaltet werden.

Alle verfügbaren Möglichkeiten zur Verringerung der Anlaufleistungen von installierten Verbrauchern sollten ausgeschöpft werden. Auch der Betrieb einiger Verbraucherarten kann auf die Aggregateleistung und Aggregateausführung entscheidenden Einfluss haben. Insbesondere bei der Versorgung von Verbrauchern mit leistungselektronischen Bauteilen (Frequenzumrichter, Stromrichter, USV-Anlagen) muss eine besondere Prüfung erfolgen.

Dynamisches Verhalten

Das dynamische Verhalten des Aggregates bei Volllastzuschaltung und bei den zu erwartenden Lastwechseln ist auf die zulässigen Werte der Verbraucher abzustimmen. Durch die Art der Verbraucher oder durch entsprechende Vorschriften ergibt sich die Ausführungsklasse des Aggregates gemäß ISO 8528. Die Einhaltung der geforderten Werte kann eine Überdimensionierung von Motor, Generator oder beiden Komponenten bedingen. Grundsätzlich muss berücksichtigt werden, dass moderne Dieselmotoren mit Turboladern und gegebenenfalls Ladeluftkühlung meist nicht für Lastzuschaltungen von größer ca. 60 % in einem Laststoß geeignet sind. Werden keine besonderen verbraucherabhängigen Anforderungen an das Aggregat gestellt, muss die Lastzuschaltung in mehreren Laststufen erfolgen.

Kurzschlussverhalten

Werden keine besonderen Maßnahmen getroffen, erbringen die Generatoren von Aggregaten einen dreipoligen Dauerkurzschlussstrom von ca. 3 bis $3,5 \times I_n$ an den Generatorklemmen. Werden durch die jeweilige Aggregateanlage umfangreiche Netze gespeist, kann zum Beispiel zur Einhaltung der Abschaltbedingung ein größerer Kurzschlussstrom erforderlich sein. In diesen Fällen wird eine Überdimensionierung des Generators notwendig oder alternativ der Einsatz eines Auslösers mit Erdschluss-Schutzfunktion.

Umgebungsbedingungen

Hier sind die Bezugsbedingungen der Dieselmotoren zu berücksichtigen. Gemäß ISO 3046-1 (DIN 6271-3) gilt eine Umgebungs- bzw. Ansaugtemperatur von 27 °C, eine Aufstellhöhe von max. 1.000 m über NN und eine relative Luftfeuchtigkeit von 60 %. Bei ungünstigeren Bedingungen am Aufstellungsort des Aggregats muss der Dieselmotor überdimensioniert, bzw. müssen die motorspezifischen Reduktionsfaktoren beachtet werden.

Raumplanung und Anlagenbestandteile

Bei der Planung des Aggregaterraums sind die örtlichen Vorschriften der Bauaufsicht zu beachten. Außerdem können bereits bei der Planung des Aggregaterraums die Anschaffungskosten einer NEA in hohem Maße beeinflusst werden. Die Auswahl des Aufstellungsraums sollte nach folgenden Kriterien erfolgen:

- kurze Kabelwege zur einspeisenden Stelle (Niederspannungshauptverteilung)
- Lage des Raumes so weit wie möglich entfernt von bewohnten Räumen, Büroräumen o. Ä. (Lärmbelästigung)
- problemlose Zu- und Abluftführung der erforderlichen Luftmengen
- Anordnung der Belüftungsöffnungen unter Beachtung der Hauptwindrichtung
- problemlose Führung der erforderlichen Abgasleitung
- einfacher Transportweg bei der Einbringung

Der Aggregaterraum muss so groß gewählt werden, dass alle Anlagenteile gut untergebracht werden können (siehe auch Abb. 4/8). Um das Aggregat herum sollte je nach Anlagengröße ein zugänglicher Bereich von ein bis zwei Meter erhalten bleiben. Eine Temperierung des Aggregaterraums auf mindestens +10 °C sollte in jedem Fall gegeben sein, um Kondensatbildung und Korrosion zu verhindern sowie die Motorvorheizung zu entlasten.

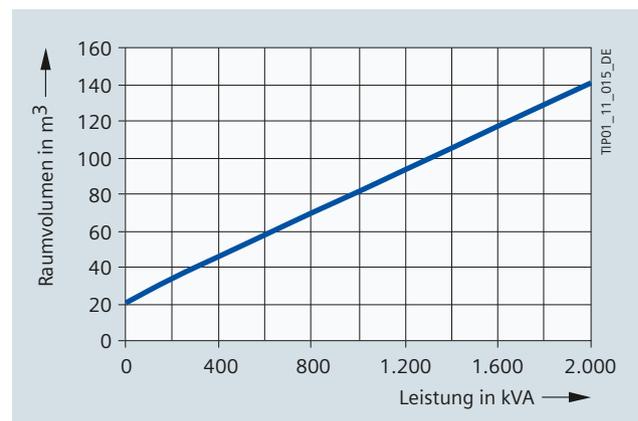


Abb. 4/8: Raumbedarf einer kompletten Netzersatzanlage einschließlich Schalldämmung

4.4 USV-Anlage

Durch den Einsatz einer USV-Anlage sollen empfindliche Verbraucher vor Störungen in der allgemeinen Stromversorgung (AV) geschützt und bei Netzausfällen sicher weiter betrieben werden können (siehe Abb. 3/14). Für die Verfügbarkeit des gesamten Stromversorgungssystems ist die richtige Einbindung des USV-Systems in das Netzkonzept von entscheidender Bedeutung. Dabei sollten bei der Planung folgende allgemeine Punkte hinsichtlich der USV beachtet werden:

- Selektivität für die Schalt- und Schutzfunktionalität in Verbindung mit dem USV-System
- Abschaltbedingungen (Personenschutz nach IEC 60364-4-41 (VDE 0100-410) in Verbindung mit dem USV-System
- Berücksichtigung der Kurzschlussenergie I^2t und des Kurzschlussstromes I_k für den statischen Bypass
- Schutz der USV-Hauptverteilung (möglicher spof) am USV-Ausgang; insbesondere bei USV-Parallelschaltung

Grundlegend wird zwischen dynamischen und statischen USV-Anlagen unterschieden. Zu beachten ist dabei, dass es sich auch um eine statische USV-Anlage handelt, wenn ein rotierender Energiespeicher bei Spannungsproblemen zur Versorgung der kritischen Lasten über einen elektronischen Umrichter genutzt wird.

4.4.1 Dynamische USV-Anlagen

Die beiden wesentlichen Bestandteile einer dynamischen USV sind der Elektromotor und der Generator, die als Maschinensatz aufeinander abgestimmt sind. Dabei werden nach DIN 6280-12 die kritischen Verbraucher über den Generator versorgt. Die unterschiedlichen Systeme der dynamischen USV-Anlagen sind dort beschrieben. Abb. 4/9 zeigt eine schematische Aufteilung nach DIN 6280-12.

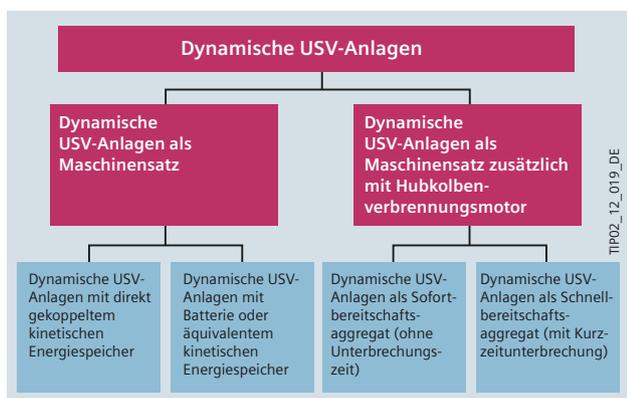


Abb. 4/9: Übersicht möglicher dynamischer USV-Systeme

Der Maschinensatz besitzt prinzipiell einen kleinen kinetischen Energie-Inhalt für eine Überbrückung von Spannungsausfällen im Millisekundenbereich. In der Regel wird dieser durch den Einsatz von Schwungmassenspeichern und/oder Batteriesystemen auf eine begrenzte Zeit erweitert. Die Überbrückungszeit beträgt dann meist Sekunden oder Minuten. Für Überbrückungszeiten im Stundenbereich kann zusätzlich ein Dieselmotor angekoppelt werden. In der Zeit bis der Dieselmotor hochgelaufen ist, halten die Zwischenspeicher (Schwungmasse, Batterie) die Energieversorgung für den Generator aufrecht (siehe Abb. 4/10).

Die Betriebsweisen von dynamischen USV-Anlagen entsprechend DIN 6280-12 führen zur weiteren Unterscheidung:

- Aktiver Bereitschaftsbetrieb (Schnellbereitschaft – Short break: 2 bis 500 ms)
- Durchlaufbetrieb (galvanisch vom Netz getrennte Lastversorgung über USV: Sofortbereitschaft – No-break)
- Aktiver Mitlaufbetrieb (unterbrechungsfreie Übergänge zwischen Lastversorgung über Netz und Lastversorgung über mitlaufende USV: Sofortbereitschaft – No-break)

Zu beachten ist, dass diese Unterscheidung nicht mit der Klassifizierung von statischen USV-Anlagen (siehe Abb. 4/11) korreliert. Denn auch beim Durchlaufbetrieb kann eine Frequenzabhängigkeit der dynamischen USV gegeben sein, wenn die Netzspannung nicht durch einen Wechselrichter in eine quasi eigenständige Versorgungsspannung für den Motor gewandelt wird.

Für die IKT-Komponenten im Rechenzentrum ist der aktive Bereitschaftsbetrieb nicht möglich, da seitens der Hersteller die in Kap. 3 beschriebene ITIC-Kurve aus [15]

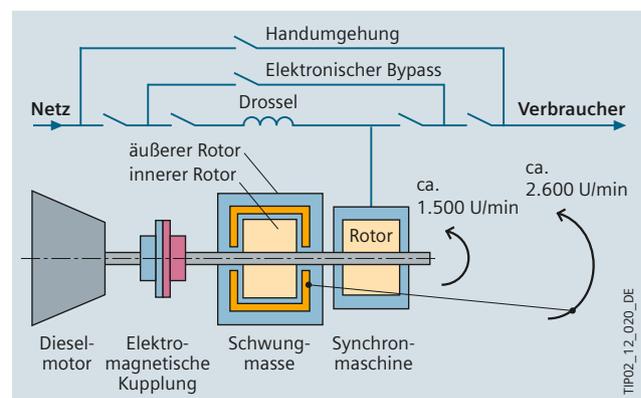


Abb. 4/10: Schematische Darstellung einer dynamischen USV-Anlage mit einer Kombination aus Dieselmotor, Schwungmasse und generatorischer Stromerzeugung

erstellt wurde, in der die zulässigen Spannungsverhältnisse (siehe Abb. 3/2) für die Energieversorgung von IKT-Komponenten beschrieben werden. Die Kurve wurde für einphasige 120-Volt-Geräte mit einer AC-Frequenz von 60 Hz eingeführt, wird allerdings heute in ähnlicher Form auch für viele weitere Produktreihen genutzt.

4.4.2 Statische USV-Anlagen

Bei der statischen USV werden zur Beeinflussung der Versorgungsspannung Bauteile der Leistungselektronik wie Dioden, Thyristoren und Transistoren verwendet. Abhängig von der Einflussnahme klassifiziert die Norm IEC 62040-3 (VDE 0558-530) die statischen USV-Anlagen entsprechend der Qualität der USV-Ausgangsspannung und dem Verhalten bei Netzstörungen (siehe Tab. 4/8).

Die vereinfachten Schaltschemas in Abb. 4/11 machen deutlich, dass die USV-Doppelwandlertechnik (VFI-Technik)¹ eine Versorgungsqualität für die Verbraucher bereitstellt, die von der Einspeiseversorgung unabhängig ist. Bei der VI-USV wird die Spannung unabhängig von der USV-Eingangsspannung eingestellt – während die Frequenz am USV-Ausgang mit der vom USV-Eingang verknüpft ist. Bei einer sogenannten Off-line-Schaltung (VFD) ist sowohl die Spannung als auch die Frequenz am USV-

Ausgang von den Verhältnissen am Eingang abhängig. Für alle USV-Typen ist bei der Planung zu beachten, dass die Rückwirkungen vom USV-Eingang Einfluss auf die Qualität der elektrischen Energieverteilung vor der USV haben.

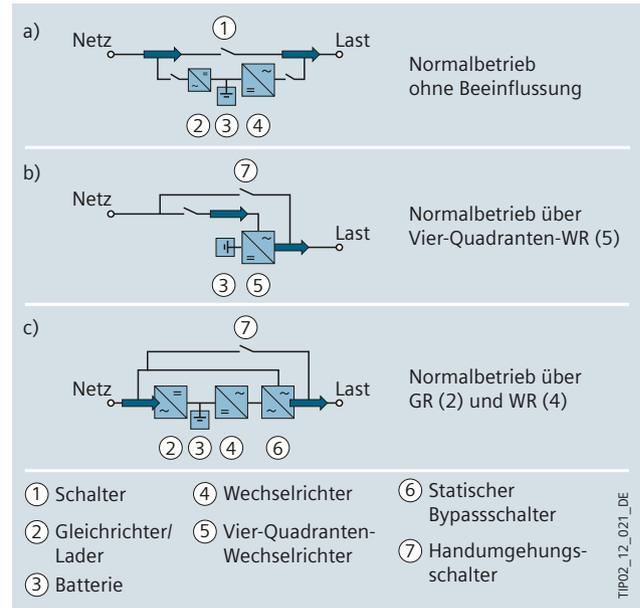


Abb. 4/11: USV-Systeme mit Energiefluss bei Normalbetrieb: a) Off-line-USV-Anlage, b) Line-interactive USV-System c) On-line-USV-System

¹ voltage and frequency independent (engl.), Spannungs und frequenzunabhängig

Netzstörungen	Zeit	z. B.	EN 62040-2	USV-Lösung	Anbieter-Lösung
1. Netzausfälle	> 10 ms		VFD Voltage + Frequency Dependent	Klassifizierung 3 Passiver Standby- Betrieb (Offline)	–
2. Spannungsschwankungen	< 16 ms				–
3. Spannungsspitzen	4 ... 16 ms				–
4. Unterspannungen	kontinuierlich		VI Voltage Independent	Klassifizierung 2 Line-Interactive- Betrieb	–
5. Überspannungen	kontinuierlich				–
6. Spannungsstöße (Surge)	< 4 ms		VFI Voltage + Frequency Independent	Klassifizierung 1 Double- Conversion- Betrieb (Online)	–
7. Blitzeinwirkungen	sporadisch				Blitz- und Überspannungs- schutz (IEC 60364-5-53)
8. Spannungsverzerrung (Burst)	periodisch				–
9. Spannungsüberschwingungen	kontinuierlich				–
10. Frequenzschwankungen	sporadisch				–

Tab. 4/8: Arten von Netzstörungen und die passenden USV-Lösungen nach IEC 62040-3 (VDE 0558-530) [12]

Da im Rechenzentrum eine räumliche Trennung der IKT-Komponenten von den Komponenten der elektrischen Energieversorgung gewünscht ist, werden in der Regel größere USV-Leistungseinheiten mit dreiphasigem Anschluss und Doppelwandlertechnik (On-line-USV-Systeme) eingesetzt. Die Systeme aus USV und Batterie sollten aus Gründen der Belüftung, der EMV, der Geräusche, der Wartung, des Brandschutzes uvm. in eigenen Betriebsräumen untergebracht sein.

Zur Leistungserhöhung und zur Verbesserung der Verfügbarkeit können parallel geschaltete USV-Systeme genutzt werden. Zu beachten ist, dass sich mit zunehmender Anzahl von Bauteilen der Serviceaufwand erhöht und die gestiegene Systemkomplexität zu neuen Fehlerursachen führen kann. Aus Gründen der Nutzungseffizienz sollte der lastabhängige USV-Wirkungsgrad auch beim Redundanzkonzept berücksichtigt werden. Daher kann unter Umständen eine (2+1)-Redundanz eine etwas höhere Verfügbarkeit, günstigere Wartungskosten und geringere Verluste im Betrieb realisieren als zum Beispiel eine (6+1)-Redundanz.

Ein aktueller Trend, der für die Planung einer sicheren Stromversorgung im Rechenzentrum von Bedeutung sein kann, ist die Aus- und Umbaufähigkeit durch modulare USV-Systeme. Bei einem modularen USV-System können Erweiterungsmodule bei steigendem Leistungsbedarf in eine vorhandene Anlage integriert werden. Dafür sollte bereits zu Betriebsstart ein mögliches Endausbauszenario gegeben sein. Oft wird argumentiert, dass durch Erweiterungsmodule die Anfangsinvestitionen verringert werden können. Zudem soll eine einfache Erweiterbarkeit und schneller Austausch der Module bei einer Störung die USV-Ausfalldauer im Störfall verringern, um auch die Verfügbarkeit gegenüber einer gewöhnlichen USV-Lösung zu erhöhen.

Beide Punkte, die Kosten- und die Verfügbarkeitsvorteile, werden in einem „white paper“ von Emerson Network Power [26] kritisch betrachtet. Darin wird eine 40-kW-USV mit einem modularen USV-System verglichen (10-kW-Leistungsmodule, die in eine für 40 kW geeignete USV-Struktur eingebaut werden).

Verfügbarkeit

Durch die höhere Anzahl von Komponenten bei der modularen Lösung ist deren Ausfallwahrscheinlichkeit deutlich höher. Da anzunehmen ist, dass im Störfall bei beiden Systemen der USV-Service gerufen wird und ein Serviceprogramm mit Ersatzteillieferung gewählt wurde, unterscheidet sich der Zeitaufwand für die Störungsbehebung nur unwesentlich. Im „white paper“ [25] werden folgende Verfügbarkeitswerte angegeben:

- Modernes einfaches USV-System, (1+1)-redundant Verfügbarkeit = 0,99999998
- Modernes einfaches USV-System, nichtredundant Verfügbarkeit = 0,99996510
- Modulares USV-System, (4+1)-redundant Verfügbarkeit = 0,99999320

Kosten

Bei den Kosten kommt das „white paper“, abhängig von den Ausbauszenarien für ein kleineres Rechenzentrum, zu unterschiedlichen Ergebnissen. Bei einem redundanten USV-System mit ungünstiger Leistungsstufung (50 kW USV-Einheiten)) lassen sich finanzielle Vorteile für die modulare Lösung errechnen. Umgekehrt ist die einfache USV-Lösung günstiger, wenn die Leistungsanforderung mit der USV (40 kW) besser getroffen wird. In beiden Fällen liegen die Kostendifferenzen in der Größe von 10 %.

Insgesamt sollte eine nicht zu große Anzahl von USV-Geräten mit einer vernünftigen räumlichen Aufteilung gewählt werden. Wichtige Punkte für die USV-Nutzung, die sich bei Verfügbarkeitsbetrachtungen leider nicht einfach berücksichtigen lassen, sind die Produktqualität und die Serviceleistungen, die sich sowohl bei Zeitdauer zwischen dem Auftreten von zwei Fehlern (Mean time between failures (MTBF)) und der Zeitdauer für die Wiederherstellung eines sicheren Betriebs (Mean downtime (MDT)) auswirkt. Für die MDT ist aber nicht nur die Ausfallzeit der USV zu beachten, sondern die prinzipielle Dauer bis das Gesamtsystem wieder richtig funktioniert. Dies kann bei komplexen Verknüpfungen zwischen Hard- und Software und tiefgreifenden Virtualisierungssystemen zu sehr viel größeren Zeitspannen für den gesamten Betriebsausfall führen als die Zeitdauer nur für die reine Behebung eines USV-Defekts beträgt.

4.5 Niederspannungs-Schaltanlagen

Bei der Planung einer Niederspannungs-Schaltanlage ist das Wissen über die Bedingungen am Einsatzort, die Schaltaufgabe sowie die Anforderungen an die Verfügbarkeit Voraussetzung für eine wirtschaftliche Dimensionierung. Austauschbarkeit und Versorgungssicherheit sind die wichtigsten Kriterien für eine Energieverteilung im Rechenzentrum, um Ausfälle zu vermeiden. Der Einsatz von Einschubtechnik in sowohl sicherungsloser als auch sicherungsbehalteter Technik ist dafür eine wichtige Grundlage.

Das Verhindern von Personen- und Anlagenschäden muss jedoch bei allen Ausführungen an erster Stelle stehen. Bei der Auswahl der richtigen Schaltanlage ist daher darauf zu achten, dass eine bauartgeprüfte Schaltanlage (Bauartnachweis durch Prüfung nach IEC 61439-1/-2 (VDE 0660-600-1/-2) mit der erweiterten Prüfung bezüglich des Verhaltens im Störlichtbogenfall (IEC/TR 61641, VDE 0660-500, Beiblatt 2) eingesetzt wird. Die Auswahl der Schalt- und Schutzgeräte muss immer unter dem Aspekt der einzuhaltenden Vorschriften bezüglich der Anforderungen an das gesamte Netz (Vollselektivität, Teillektivität) erfolgen.

Empfehlung:

Die Anbindung einer Niederspannungs-Schaltanlage mit Sammelschienenisolierung an die Einspeisung über Stromschienensysteme mit Standardanschlusskomponenten minimiert sowohl das Auftreten von Fehlern als auch deren Auswirkung.

Bei der Aufstellung von Niederspannungs-Schaltanlagen sind die vom Hersteller vorgegebenen Mindestabstände der Schaltanlagen zu Hindernissen einzuhalten (Abb. 4/12). Mindestabmessungen von Bedien- und Wartungsgängen sind nach IEC 60364-7-729 (VDE 0100-729) bei der Planung des Platzbedarfs zu berücksichtigen (Abb. 4/13 und Abb. 4/14).

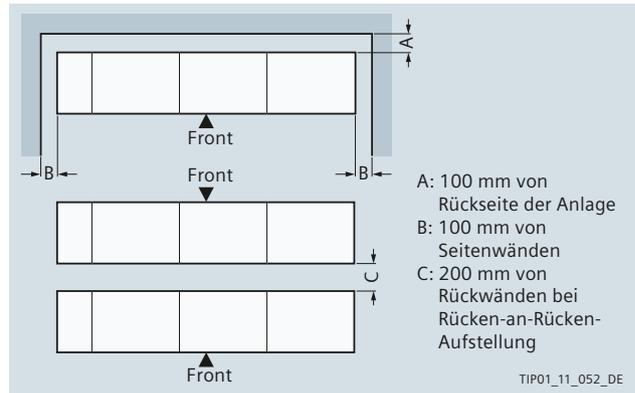


Abb. 4/12: Abstände von Niederspannungs-Schaltanlagen zu Hindernissen

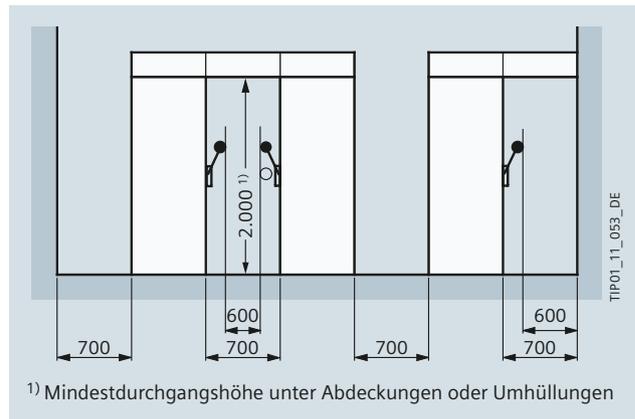


Abb. 4/13: Reduzierte Gangbreiten im Bereich offener Türen

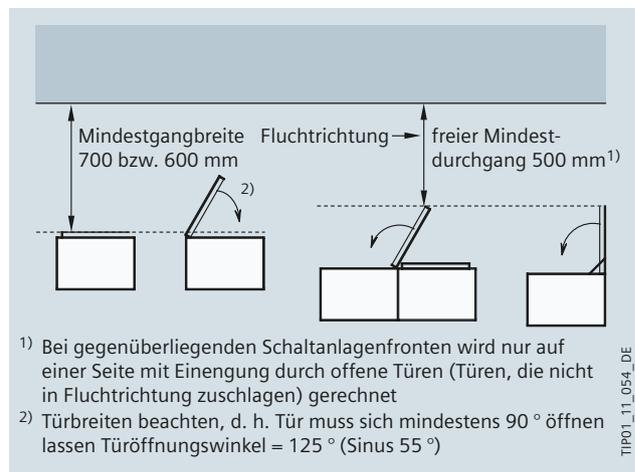


Abb. 4/14: Mindestgangbreite für Schaltanlagenfronten

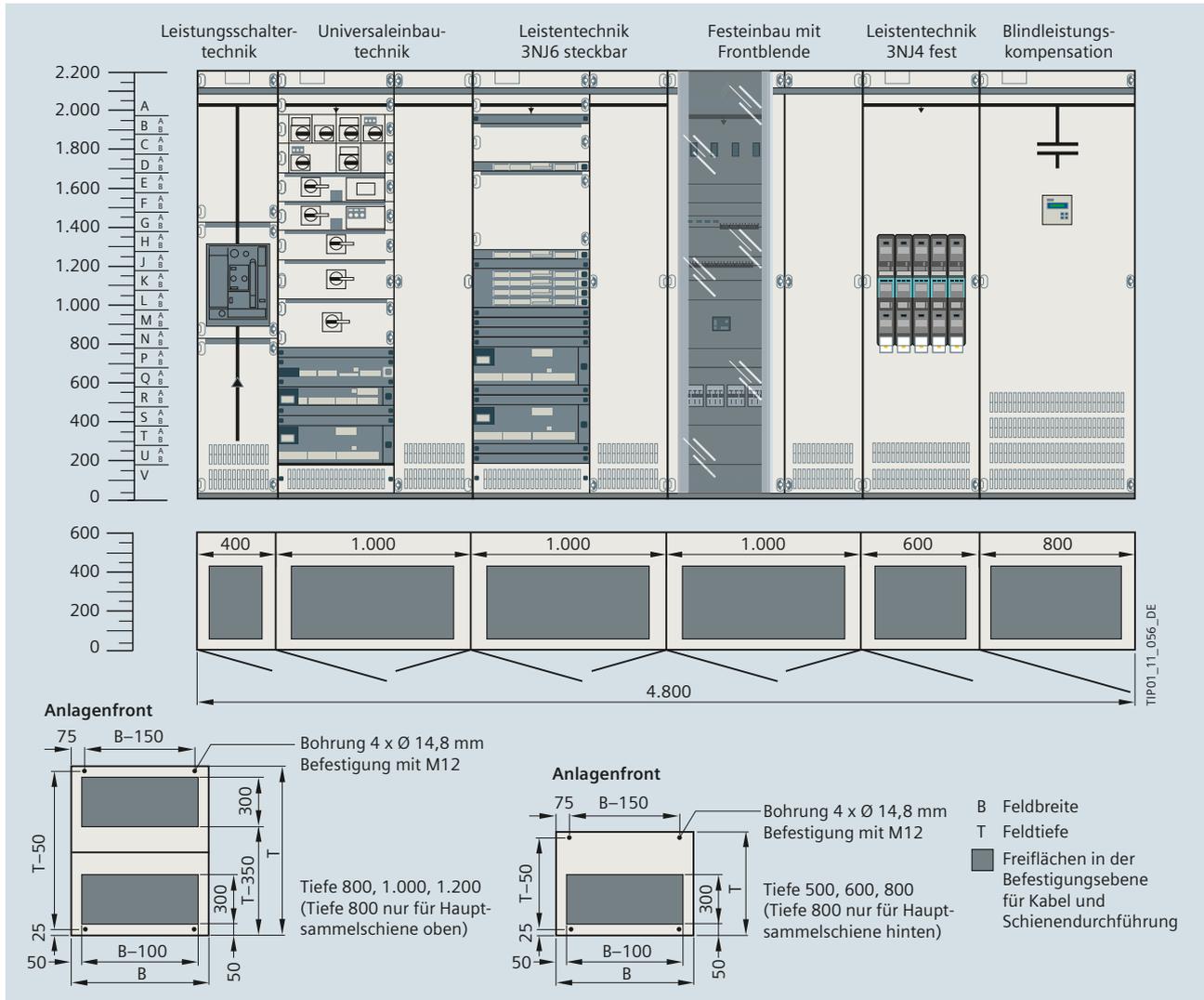


Abb. 4/15: Niederspannungs-Schaltanlage – Beispiel SIVACON S8: Sammelschienenlage hinten 2.200 x 4.800 x 600 (H x B x T in mm)

Feldart	Leistungs-schaltertechnik	Universal-einbautechnik	Leistentechnik 3NJ6	Festeinbau-technik	Leistentechnik 3NJ4	Blindleistungs-kompensation
Einbautechnik	Festeinbau Einschubtechnik	Festeinbau Stecktechnik Einschubtechnik	Stecktechnik	Festeinbau mit Frontblenden	Festeinbau	Festeinbau
Funktion	Einspeisung Abgang Kupplung	Kabelabgänge Motorabzweige	Kabelabgänge	Kabelabgänge	Kabelabgänge	zentrale Kompensation der Blindleistung
Strom I_n	bis 6.300 A	bis 630 A / bis 250 kW	bis 630 A	bis 630 A	bis 630 A	bis 600 kvar
Anschluss	front- und rückseitig	front- und rückseitig	frontseitig	frontseitig	frontseitig	frontseitig
Feldbreite [mm]	400/600/800/1.000/1.400	600/1.000/1.200	1.000/1.200	1.000/1.200	600/800	800
Innere Unterteilung	1, 2b, 3a, 4b	2b, 4a, 3b, 4b	1, 3b, 4b	1, 2b, 4a, 3b, 4b	1, 2b	1, 2b
Sammelschienen	hinten/oben	hinten/oben	hinten/oben	hinten/oben	hinten	hinten/oben/ohne

Tab. 4/9: Verschiedene Einbautechniken nach Feldtypen

4.5.1 Doppelfrontanlagen

In der Doppelfrontanlage stehen die Felder in einer Reihe neben- und hintereinander. Wesentliche Eigenschaft einer Doppelfrontanlage ist der extrem wirtschaftliche Aufbau, da die Abzweige auf beiden Bedienfronten aus nur einem Hauptsammelschienensystem versorgt werden. Dabei ist für die Zuordnung bestimmter Bausteine die Anlagenstruktur „Doppelfronteinheit“ notwendig. Eine Doppelfronteinheit (Abb. 4/16) besteht aus mindestens zwei, maximal vier Feldern. Die Breite der Doppelfronteinheit wird durch das breiteste Feld (1) innerhalb der Doppelfronteinheit bestimmt. Dieses Feld kann auf der Vorder- oder Rückseite der Doppelfronteinheit platziert werden. Auf der gegenüberliegenden Seite können bis zu drei weitere Felder (2), (3), (4) platziert werden. Die Summe der Feldbreiten der Felder (2) bis (4) muss gleich der Feldbreite des breitesten Feldes (1) sein. Die Feldzusammenstellung innerhalb der Doppelfronteinheit ist bis auf nachfolgende Ausnahmen für alle Techniken möglich.

Ausnahmen:

Folgende Felder bestimmen die Breite der Doppelfronteinheit und dürfen nur mit einem Leerfeld kombiniert werden:

- Längskupplung (BCL)
- Einspeisung/Abgang 5.000 A
- Einspeisung/Abgang 6.300 A

Abb. 4/15 und Tab. 4/9 zeigen beispielhaft die Abmessungen und die verschiedenen Feldtechniken der Niederspannungs-Schaltanlage SIVACON S8.

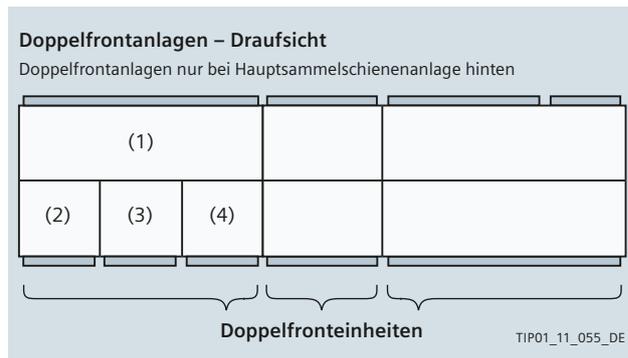


Abb. 4/16: Feldanordnung bei Doppelfrontanlagen

4.6 Unterverteilungen

Bei der Realisierung unterschiedlicher Lösungen für die elektrische Energieverteilung im Rechenzentrum spielen die grundlegenden Verteilungskonzepte, basierend auf regionalen und anwendungsspezifischen Randbedingungen, eine wesentliche Rolle. Die Einheiten zur Energieverteilung werden allgemein als „power distribution unit“ (PDU) bezeichnet, wobei dieser Begriff für folgende Gerätschaften verwendet wird:

- Verteilerschränke (Installationsverteiler mit und ohne Powermanagement-Ausstattung)
- Schienenverteilersysteme
- Steckdosenverteilsysteme („power bars“ mit oder ohne Absicherung, Schaltfunktion, bzw. Mess- und Managementfunktionalität)
- 19-Zoll-Verteilungseinschübe für Serverschränke (spezielles Format der „power bars“, zum Beispiel mit Leitungsschutzschaltern, Handumgehungsschaltern, Festverdrahtung)

4.6.1 Installationsverteiler

Installationsverteiler können zwar als Unterputz-, Aufputz- und Standverteiler ausgeführt werden, im Rechenzentrum bietet sich jedoch aus Gründen höherer räumlicher Flexibilität die Planung mit Standverteilern an (siehe Abb. 4/17). Die Installation der Unterverteilungen erfolgt oft in engen Nischen/Fluren. Daraus resultiert häufig eine hohe Packungsdichte der Geräte.



Abb. 4/17: Standverteiler ALPHA 630

Damit es nicht zu Ausfällen der Geräte oder sogar zu Bränden durch Übertemperatur kommt, ist auf die zulässige Verlustleistung, bezogen auf die Verteilergröße, Schutzart und Umgebungstemperatur, besonderes Augenmerk zu legen.

Anschlussräume

Für den rationellen Ablauf der Anschlussarbeiten nach dem Aufstellen der Schaltanlagen und Verteiler ist der innerhalb oder auch außerhalb verfügbare Anschlussraum für abgehende Kabel und Leitungen entscheidend. Eine besonders kleine Kapselung erscheint wegen der kostengünstigen Anschaffung zunächst sehr wirtschaftlich. Wegen des beengten Anschlussraumes kann aber der Montageaufwand beim erstmaligen und auch späteren Anschließen von Kabeln und Leitungen so hoch sein, dass die Wirtschaftlichkeit dadurch verloren geht. Bei Kabeln mit großem Querschnitt ist darauf zu achten, dass genügend Platz für das Aufspreizen der Adern sowie das Rangieren vorhanden ist.

Lösungen mit Messgeräten für jeden Abzweig zu den Serverschränken erlauben ein nutzerspezifisches Energiemanagement und eine verursachungsgerechte Verrechnung zum Beispiel für Webspaces-Provider.

4.6.2 Schienenverteilersysteme

Im Gebäude sind bei den heutigen komplexen Bauvorhaben hohe Transparenz und Flexibilität bei der Energieverteilung und beim Energietransport unverzichtbar. Im Rechenzentrum ist die kontinuierliche Bereitstellung der Energie unabdingbar für Server- und Netzwerkbetrieb. Dabei ist die Möglichkeit der Nach- und Umrüstung ohne den laufenden Betrieb zu unterbrechen ein entscheidender wirtschaftlicher Vorteil. Siemens Schienenverteilersysteme sind Bauart-geprüfte Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen, für die die geforderten Prüfungen (entsprechend IEC 61439-1/-6, VDE 0660-600-1/-6) erfolgreich durchgeführt worden sind. Aufgrund der einfachen Planung, schnellen Montage, hohen Flexibilität und Sicherheit erfüllen sie die Anforderungen an eine wirtschaftliche Energieverteilung (Abb. 4/18).

Vorteile von Schienenverteilersystemen sind:

- übersichtlicher Netzaufbau
- geringer Platzbedarf
- leichte Nachrüstbarkeit bei spontanen Änderungen der Standorte und Leistungen der Verbraucher
- hohe Kurzschlussfestigkeit und geringe Brandlast
- erhöhte Planungssicherheit

Bei der Verwendung von Schienenverteilern im Rechenzentrum können diese Vorteile beim Vergleich mit einer

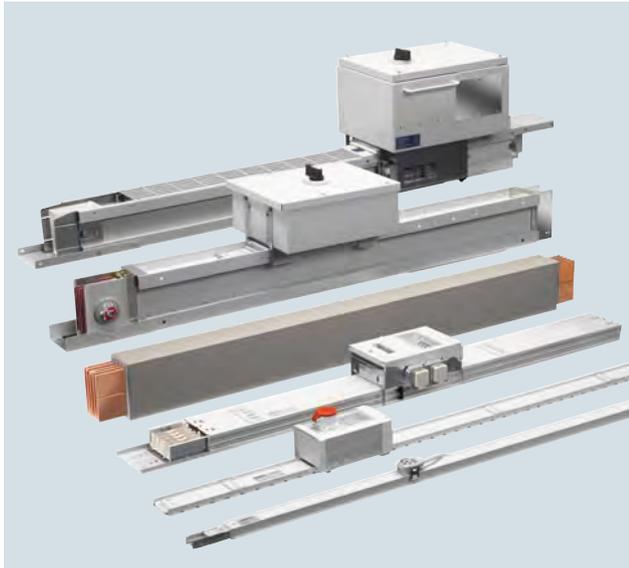


Abb. 4/18: Schienenverteiler

Kablöschung anschaulich gemacht werden. Dass dies zudem Kostenvorteile von bis zu 30 %, eine beträchtliche Zeitersparnis bei der Montage in vergleichbarer Größen-

ordnung sowie eine große Flexibilität für die Rack-Anschlussmöglichkeiten im Betrieb mit sich bringt, kann man sich vorstellen (Abb. 4/19).

Energietransport

Für den Energietransport werden Stromschienen ohne Abgangsstellen eingesetzt. Diese sind in Standardlängen und Passlängen erhältlich. Neben den Standardlängen kann der Anwender innerhalb von mehreren Längenbereichen beliebige Längen auswählen, um den baulichen Gegebenheiten gerecht zu werden.

Ab einem Nennstrom von etwa 1.600 A haben Stromschienen in der Regel deutliche Vorteile gegenüber Kabeln und Leitungen bei Material- und Montagepreisen sowie bei den Kosten für Hilfsmaterial wie zum Beispiel Endverschlüsse oder bei Mauerdurchführungen. Sowohl diese Kosten- als auch die Zeitvorteile bei der Installation nehmen mit steigendem Nennstrom zu.

Variable Energieverteilung

Bei den Schienenverteilersystemen kann der Strom nicht nur, wie bei der Kabelinstallation, an ein für alle Mal

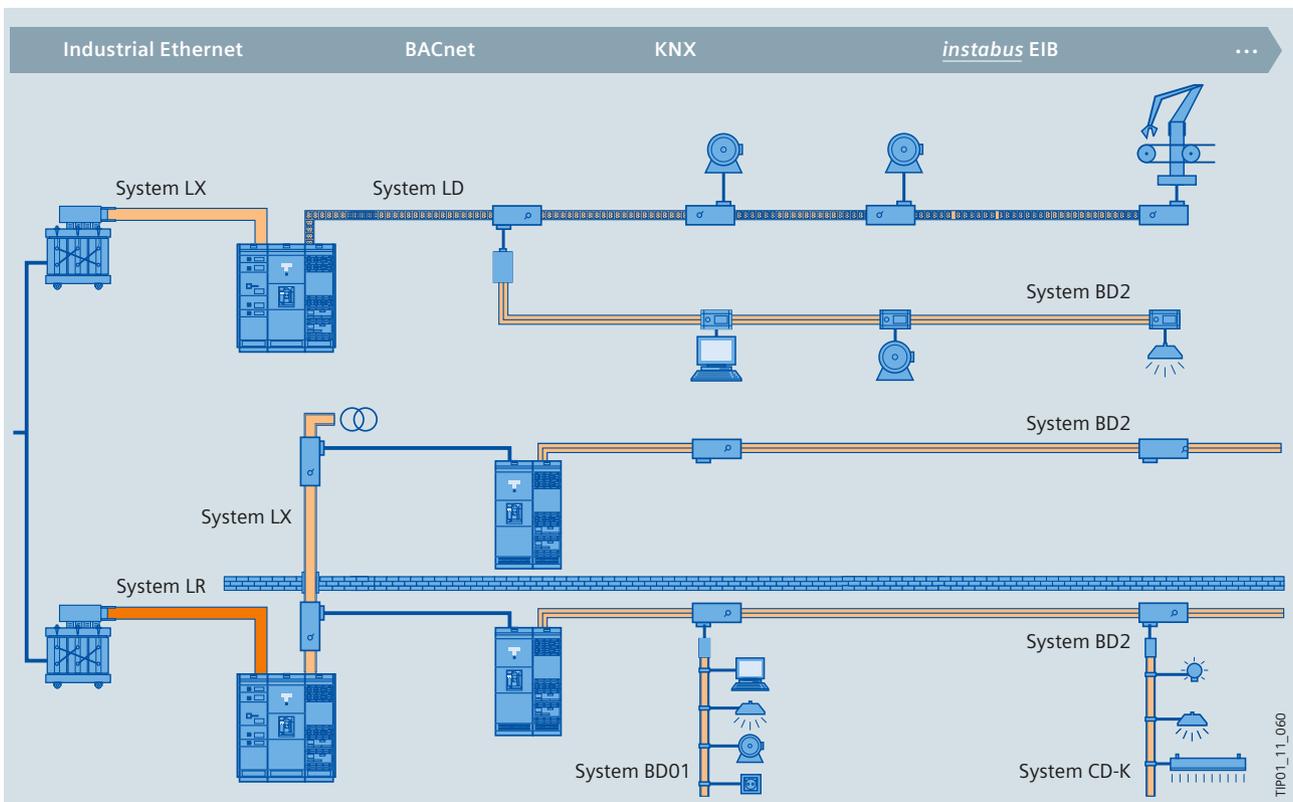


Abb. 4/19: Schienenverteilersysteme für unterschiedliche Ansprüche und Lasten

festgelegten Stellen entnommen werden. Stromabgänge können vielmehr in der gesamten mit Energie zu versorgenden Anlage beliebig variiert werden. Zur Energieabnahme genügt es, einen Abgangskasten an der Abgangsstelle auf das Schienensystem zu stecken. Es entsteht eine variable Verteileranlage für eine linien- und/oder flächendeckende, dezentrale Energieversorgung. Die Abgangsstellen sind beidseitig oder einseitig an den geraden Schienenkästen angebracht. Zur Energieentnahme und zum Anschluss der Verbraucher steht für jedes Schienenverteilersystem eine breite Auswahl an Abgangskästen zur Verfügung. Dabei sind auch Kommunikations- und Messmöglichkeiten realisierbar.

4.6.3 „Power bar“ und 19-Zoll-Einschub-PDU

Für die Versorgung der IKT-Komponenten im Rack können „power bars“ und Energieverteiler im 19-Zoll-Format eingesetzt werden. Die „power bars“ können mittels Verschraubungen an vielen Stellen im Rack befestigt werden. Dabei lässt sich auch der Raum seitlich neben dem 19-Zoll-Einschubraum nutzen.

Die 19-Zoll-Einschub-PDUs werden zwischen den Einschubholmen befestigt. Damit nehmen sie den Raum von Servern und IKT-Equipment im Rack ein.

Mit beiden Rack-Verteilungseinrichtungen lassen sich die Verbindungen innerhalb des Racks schnell und sicher durch leistungsgerechte Steckverbindungen herstellen und lösen. Mögliche, weitere Zusatzleistungen dieser PDUs sind:

- Trennschalter und Absicherung der Steckanschlüsse
- Messmöglichkeiten für Wirkleistung und Scheinleistung
- Netzwerkanbindung zur Datenübertragung

Durch Sensoren, die die Rack-Umgebungsbedingungen wie Temperatur und Luftfeuchte überwachen und durch die Möglichkeit eines ferngesteuerten Schaltens der Stromanschlüsse können die Bedien- und Kontrollfunktionen dieser rack-orientierten PDUs erweitert werden.

4.7 Niederspannungs-Schutz- und Schaltgeräte

Sicherheit für Mensch und Maschine gewinnt bei zunehmend komplexeren Abläufen immer größere Bedeutung. Mit den Schutz- und Schaltgeräten von Siemens lassen sich in einer modernen Energieverteilung die optimalen Voraussetzungen für den vollständigen Anlagenschutz und somit für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb schaffen. Im Rechenzentrum werden höchste Anforderungen an die elektrische Energieversorgung gestellt. Einher mit der Forderung nach mehr Effizienz geht die Forderung nach optimaler Sicherheit und geringeren Ausfallzeiten einher. Das heißt, nur optimal aufeinander abgestimmte Komponenten und Produkte aus einer Hand, mit einem garantiert einheitlichen Qualitätsstandard, basierend auf nationalen und internationalen Normen und Bestimmungen, ermöglichen ein entsprechend hohes Sicherheitsniveau. Sie realisieren auf wirtschaftlicher Basis einen störungsfreien Betrieb über viele Jahre hinweg durch die hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der einzelnen Komponenten und somit des gesamten Systems.

Siemens kann mit einem breiten Angebot an Schutz- und Schaltgeräten den Anforderungen im Rechenzentrum gerecht werden. Hohe Qualität und technologische Vorteile, die die Energieverteilungskomponenten bieten, resultieren in Einsparungen bei elektrischer Energie und bei Wartungskosten.

4.7.1 Offene Leistungsschalter

Die offenen Leistungsschalter 3WL (Abb. 4/20) werden eingesetzt als Einspeise-, Verteiler-, Kuppel- und Abgangsschalter in elektrischen Anlagen. Sie dienen dem Schalten und Schützen von Generatoren, Transformatoren, Sammelschienen und Kabeln, Verteilungen, Motoren und Kondensatoren. Vorteile von 3WL:

- Einfach zu planen, aufzubauen und umzurüsten durch modularen Aufbau mit nur drei Baugrößen, wenigen Bauteilen und einheitlichem Zubehör
- Durchgängiges Kommunikationskonzept für PROFIBUS und Modbus
- Vier Schaltleistungsklassen des Kurzschluss-Schaltvermögens für alle Applikationen
- Sehr hohe Zuverlässigkeit und Langlebigkeit
- Effektives Diagnosemanagement; Messwerte sind Basis für effizientes Lastmanagement zur Erstellung von Energiebedarfsprofilen und der Energiezuweisung zu Kostenstellen

4.7.2 Kompaktleistungsschalter

Die Kompaktleistungsschalter 3VL (Abb. 4/21) werden als Einspeise- und Abzweigschalter in Niederspannungsschaltanlagen eingesetzt. Außerdem dienen sie als Schalt- und Schutzgeräte für Motoren, Transformatoren und Kondensatoren sowie als Netzeinrichtung mit Eigenschaften zum Stillsetzen und Ausschalten in Verbindung mit abschließbaren Drehantrieben und Anschlussabdeckungen. Vorteile von 3VL:

- Einfach zu planen, aufzubauen und umzurüsten durch modularen Aufbau, wenige Bauteile sowie einheitliches Zubehör
- Vollständig kommunikationsfähig über PROFIBUS DP und Modbus
- Breites Produktspektrum von 16 bis 1.600 A
- Drei Schaltleistungsklassen des Schaltvermögens
- Preisgünstige Lösung für alle Kundenanforderungen
- Kundenspezifische Lösungen ab Werk lieferbar

4.7.3 Lasttrennschalter mit Sicherungen

Die steckbaren Lasttrennschalter mit Sicherungen 3NJ62 werden überall dort eingebaut, wo in Niederspannungs-Verteilern auf engstem Raum möglichst viele Kabelgänge zur Energieverteilung untergebracht werden müssen (Abb. 4/22). Vorteile von 3NJ:

- Einfach zu planen, aufzubauen und umzurüsten
- Typgeprüft nach IEC 60947-3 (VDE 0660-107)
- Umrüsten, Nachrüsten und Austausch ohne Abschalten der Schaltanlage
- Entwickelt für Schaltanlagen in Stecktechnik
- Spannungsfreier Sicherungswechsel
- Wartungsfreiheit
- Hoher Personenschutz
- Bediengriff ausschließlich in AUS-Stellung
- Eindeutige Schaltstellungsanzeige

4.7.4 Niederspannungs-Schutzschaltgeräte

Siemens SENTRON Niederspannungs-Schutzschalttechnik bietet Sicherungssysteme und Schutzschalter, die den Strom im Kurzschlussfall trennen und vor gefährlichen Körperströmen bei direktem oder indirektem Berühren schützen (Abb. 4/23).



Abb. 4/22: Lasttrennschalter 3NJ62 mit eingelegten Sicherungen



Abb. 4/20: Offene Leistungsschalter 3VL



Abb. 4/21: Kompaktleistungsschalter 3VL



Abb. 4/23: Schaltleiste mit Komponenten aus dem SENTRON Geräteprogramm

4.8 Power Management System

Im Fokus eines Power Management Systems stehen sowohl die Forderung nach verbesserter Transparenz von Energieverbrauch und Energiequalität im Rechenzentrum als auch die Sicherstellung der Verfügbarkeit der Energieverteilung. Ganzheitliche Transparenz ist die Basis für die Optimierung der Energiekosten und des Verbrauchs. Die gewonnenen Informationen liefern eine realistische Basis für eine Kostenstellenzuordnung sowie für Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung. Sie dokumentieren darüber hinaus erzielte Einsparungen.

Funktionen Power Management System

- Auswertung der Energiedaten/Energieflüsse mit gezielten Gangliniendarstellungen
- Darstellung der Abhängigkeiten
- Ermittlung von Einsparpotenzialen, interpretierte Minimal- und Maximalwerte
- Energiemessungen für Verrechnungszwecke (interne Kostenstellenzuordnung, externe Verrechnung)
- Benchmarking intern (Rack-Linie/Gebäudeteil) oder extern (Räume/Anlagen) mit vergleichbarer Nutzung aufgrund der gewonnenen Messwerte
- Visualisierung der Energieversorgung mit Schaltzuständen und Energieflüssen
- Vorbereitung von Entscheidungen für zum Beispiel Erweiterungen der Energieversorgung
- Überprüfbare Wirkungsgradverbesserungen
- Gezielte Fehlerbeseitigung durch schnelle und detaillierte Informationen über Ereignisse und Störungen der Energieverteilung innerhalb des Serverraums/des Gebäudeteils
- Protokollieren von Fehler- und Ereignismeldungen (zum Beispiel Schaltfolgen) mit Datum und Uhrzeit, so dass Ausfallzeiten dokumentiert und Fehlerverläufe später anhand der Daten wieder nachvollzogen werden können
- Einhalten von Bezugsverträgen durch gezielte Steuerung von Verbrauchern
- Automatische Benachrichtigung des Servicepersonals

Ebenen des Power Management Systems

Power Management ist die spezielle Energiesicht auf ein Rechenzentrum oder eine Rechenzentrumsliegenschaft vom Energiebezug über die Verteilung bis hin zu den Verbrauchern. Es umfasst dabei die Ebenen

- Erfassung der Energiewerte durch die Multifunktionsmessgeräte SENTRON PAC,
- Verarbeitung der Messdaten,
- Beobachten mit Visualisierung, Archivierung, Reports und Meldesystem.

Erfassungssysteme und Messgeräte können direkt per Modbus TCP an den Server mit der Energiemanagementsoftware, zum Beispiel Siemens powermanager, angebunden werden. Die Software sorgt dann für die eigentliche Aufzeichnung, Darstellung und Protokollierung der erfassten Werte. Über einen SIMATIC S7 Controller lässt sich ein vergleichbares Netzwerk für industriell genutzte Bussysteme, wie PROFINET oder PROFIBUS DP aufbauen. Für die direkte Einbindung der Messgeräte können PROFIBUS-Erweiterungsmodule wie zum Beispiel auch für 7KM PAC3200, genutzt werden. Ein Messgerät 7KM PAC4200 kann in beiden Fällen, über Modbus TCP oder mittels PROFIBUS-Erweiterungsmodul über PROFIBUS DP, als Gateway zu einem unterlagerten Modbus RTU-Netzwerk dienen (Abb. 4/24).

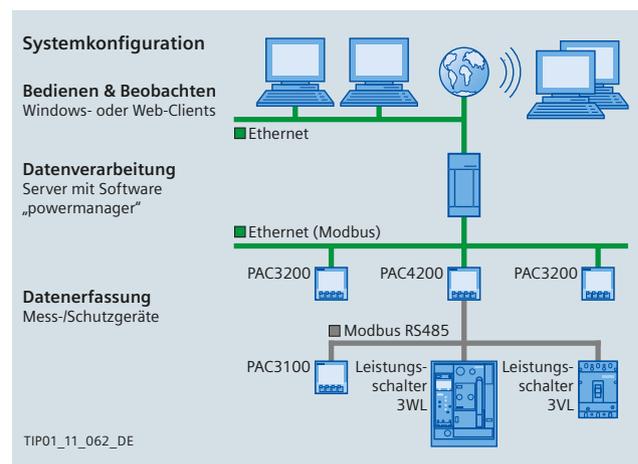


Abb. 4/24: Aufbau eines Power Management Systems

Messungen

Die Grundlage eines jeden Power Management Systems sind Messwerte und Daten aus der Feldebene, in der die Energie verbraucht wird. Für die Budgetierung und um die Voraussetzungen für die ISO 50001 zu schaffen, müssen Messgeräte und Auswertetools berücksichtigt werden, die die Kommunikationsmöglichkeiten der Schaltgeräte in der Feldebene ausnutzen.

Messgeräte (Multifunktionsmessgeräte, Energiezähler, Motormanagement) können neben den Strom- und Spannungsmessungen auch errechnete Werte (Phasenverschiebung, Arbeit, Leistung) ausgeben (siehe Abb. 4/25).

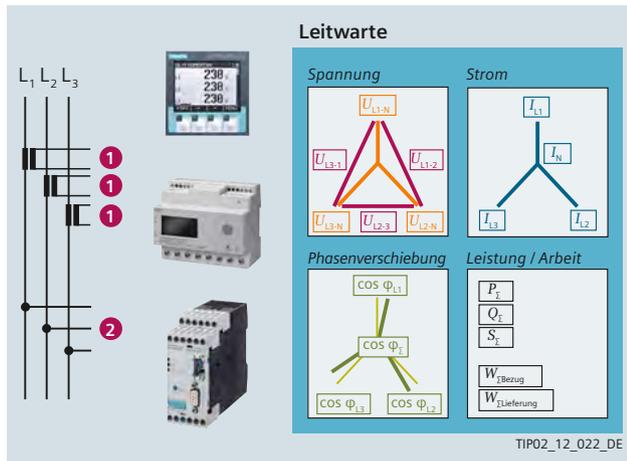


Abb. 4/25: Messtechnik

- 1 Die Wandler wandeln/transformieren Strommessungen auf einen normierten Wert (1 A bzw. 5 A), da die in der Niederspannungstechnik üblichen Ströme (bis 6.300 A) nicht direkt weiterverarbeitet werden können.
- 2 Der Spannungsabgriff erfasst direkt die anliegenden/messenen Spannungen.

Multifunktionsmessgeräte

Das Multifunktionsmessgerät 7KM PAC3200 (Abb. 4/26) ist ein Einbauminstrument für Energieverteilungsanlagen und Steuerschränke. Es erfasst präzise und zuverlässig Strom, Spannung, Leistungsfaktor sowie Energie- und Leistungswerte für elektrische Abzweige oder einzelne Verbraucher. Darüber hinaus ist es standardmäßig mit einer Ethernetschnittstelle (mit Modbus TCP) und optional mit PROFIBUS DP oder Modbus RTU ausgestattet. Zur Konfiguration, die das Einstellen mehrerer Messgeräte vereinfacht, steht die kostenfreie Software „powerconfig“ zur Verfügung.

- Basis für exakte Kostenzuordnung, da hohe Messgenauigkeit
- Breites Funktionsspektrum, dadurch nur eine Gerätevariante für verschiedene Messaufgaben erforderlich
- Einfache Bedienung durch intuitive Benutzerführung mit mehrsprachigen Klartextanzeigen
- Schnelle Montage durch einrastende Halterung
- auch werkzeuglose Montage möglich
- Spannungsfreier Sicherungswechsel
- Wartungsfreiheit
- Hoher Personenschutz
- Bedienungszugriff ausschließlich in AUS-Stellung
- Eindeutige Schaltstellungsanzeige



Abb. 4/26: Multifunktionsmessgerät 7KM PAC3200



4



SIEMENS
SIVACON
+NA03

Kapitel 5

Energieverteilungsmodelle

5.1 Aufteilung des Energieverbrauchs im Rechenzentrum	64
5.2 Grundkonzept für das Rechenzentrumsmodell	64
5.3 Modell der elektrischen Energieverteilung gemäß Tier IV	66
5.4 Modell der elektrischen Energieverteilung für die IKT-Verbraucher gemäß einer Tier-IV-Green-Struktur	70
5.5 Planungsperspektive	74

5 Energieverteilungsmodelle

Die Komponenten der elektrischen Energieverteilung werden im Folgenden für ein Rechenzentrum unter dem Ansatz von Totally Integrated Power betrachtet und als exemplarische Systemlösung zusammengebracht. Totally Integrated Power bietet alles, was man von einer zukunftsorientierten Energieverteilung erwarten kann: Offenheit, Durchgängigkeit, effiziente Engineering-Tools, vielfältige Kommunikationsmöglichkeiten und eine deutliche Effizienzsteigerung. Der Nutzer des Rechenzentrums profitiert von einer hohen Versorgungsqualität und -quantität zu günstigen Konditionen.

5.1 Aufteilung des Energieverbrauchs im Rechenzentrum

Für ein grobes Rechenzentrumsmodell zur Planung der elektrischen Energieverteilung werden zunächst die Relationen der Leistungsanforderungen für die wichtigsten Komponenten aufgestellt. Als Grundannahme dient ein Power-Usage-Efficiency(PUE)-Wert von 1,5, der besagt, dass zwei Drittel der elektrischen Energie zur Versorgung der Server und anderer IKT-Komponenten genutzt wird, während für die Versorgung der Rechenzentrumsinfrastruktur das restliche Drittel eingesetzt wird.

$$PUE = \frac{\text{Gesamtenergieverbrauch}}{\text{Energieverbrauch der IKT-Komponenten}}$$

In dieser Formel wird die Aufteilung des Stromverbrauchs hinsichtlich der wesentlichen Komponenten eines Servers und der elektrischen Energieversorgungs- und Klimatisierungsinfrastruktur eingesetzt. Vielfach wird in der Fachliteratur zwischen gemittelten Werten aus Messdaten (Jahresmittel, monatliches Mittel, Wochen- und Tageswerte) und theoretisch ermittelten Werten aus der Summierung von Kenndaten für den Leistungsbedarf von Geräten und Komponenten unterschieden. Diese uneinheitlichen PUE-Betrachtungen verlangen also stets eine Definition der Randbedingungen.

Des Weiteren sind die Anforderungen an die Verfügbarkeit und die Leistungsfähigkeit der einzelnen Komponenten zu beachten. Je kompakter die Server bauen, desto problematischer wird die Abführung der Wärme, um ein Überhitzen der IKT-Komponenten zu verhindern. Zudem werden in Richtlinien wie zum Beispiel von ASHRAE [27] für den Betrieb eines Rechenzentrums größere Temperaturbereiche für zulässig erklärt. Da diese Richtlinien meist nur Temperaturmittelwerte betrachten, ist zu bedenken, dass eine geringe Erhöhung der mittleren Temperatur im Raum sehr wohl zu einer deutlichen Temperaturerhöhung auf dem Chip führen kann. Gleich-

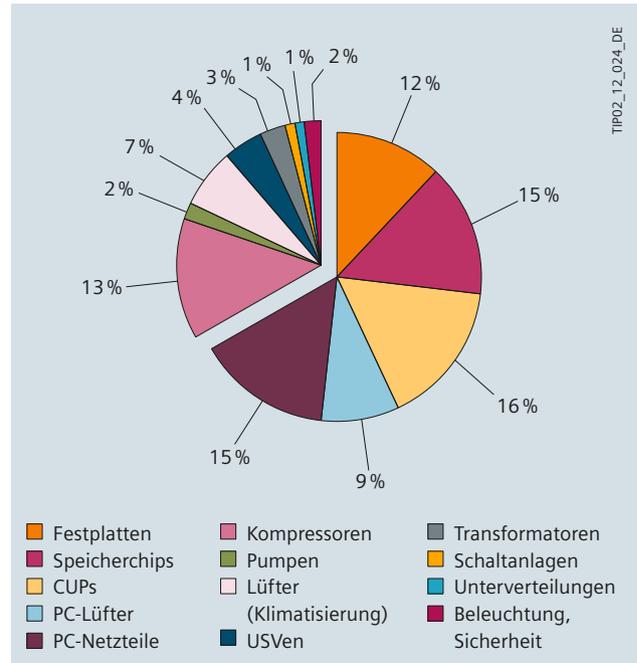


Abb. 5/1: Prozentuale Leistungsverteilung eines Rechenzentrums mit einem PUE-Wert von ca. 1,5 (Verhältnis von 2:1 zwischen Leistungsbedarf der IKT-Komponenten und Leistungsbedarf für die Infrastruktur)

zeitig kann ein kurzer Ausfall der Stromversorgung dazu führen, dass die Kühlanlage für einen Zeitraum von ein oder zwei Minuten nicht funktioniert und erst langsam wieder die Kühlleistung steigern kann. Insgesamt können unter Umständen die zulässigen Betriebstemperaturen an einzelnen Computerbausteinen überschritten werden, so dass in einem solchen Fall die Stromversorgung für die Kühlung über ein USV-System der Klassifizierung VFI (siehe Abschnitt 4.4.2) erfolgen sollte.

5.2 Grundkonzept für das Rechenzentrumsmodell

Als Basis für die Rechenzentrumsgröße wird gern die Anzahl der Racks herangezogen. Um den Leistungsbedarf im Rechenzentrum zu bestimmen, sind als weitere Grunddaten die Größe des verfügbaren Raums für IKT-Komponenten (siehe [28]) und der Leistungsbedarf pro Rack im Modell festzulegen. In aktuellen Schriften werden sehr unterschiedliche Werte von 1,5 bis über 40 kW für den Leistungsbedarf pro Rack angegeben.

Ein wichtiges Kriterium für die Planung der elektrischen Energieverteilung ist die geforderte Verfügbarkeit und das damit verknüpfte Redundanzkonzept, bzw. eine

Vorgabe der Tier-Topologie für elektrische Energieversorgung und Kühlung in Anlehnung an das Rechenzentrumsmodell des Uptime-Instituts [20].

Für die hier beschriebenen fiktiven Modelle eines Rechenzentrums gelten die folgenden Annahmen für den IKT-Bereich, den Leistungsbedarf und die Verfügbarkeitsanforderungen:

- 4 Computerräume
- 40 Racks (42 Höheneinheiten) in 4 Reihen je Raum
- 15 kW Leistungsbedarf je Rack, verteilt auf Blade-Server und Slimline-Server sowie Netzwerk-Switches
- Der Platzbedarf für die Computerräume errechnet sich aus einer durchschnittlichen Flächenleistung von ca. 2 kW/m², da für Kalt- und Warmgang sowie Verteilungen und Klimatisierungseinrichtungen ein Faktor von 5 bis 10, verglichen zur Aufstellfläche von etwa 1 m² je Rack vorgesehen werden muss
- Für das Flächenverhältnis von Gesamtfläche des Rechenzentrums zur Fläche der Computerräume müssen Größenrelation und Verfügbarkeitsanforderungen berücksichtigt werden. Für eine erste Abschätzung kann auf der Basis der Tier-Klassifizierung des Uptime-Instituts für den Raumbedarf der Infrastruktur ein Tier-abhängiger Faktor angenommen werden:

- Tier II (n+1) relativ zu Tier I (n)
Faktor 1,2 (n = 5) bis Faktor 2 (n = 1)
- Tier III (n+1) relativ zu Tier II (n+1)
Faktor 1,25
- Tier IV (n+n) relativ zu Tier I (n)
Faktor 2
- Tier IV ((n+1)+(n+1)) relativ zu Tier I (n)
Faktor 2,4 (n = 5) bis 4 (n = 1)

Ausgehend von einer typischen Relation beim Platzbedarf von 2 zu 1 für Computerräume zu Infrastrukturfläche bei einer (n+1)-Redundanz, verdoppelt sich der Platzbedarf für die angestrebte Tier-IV-Struktur mit (n+1)+(n+1), so dass die Infrastruktur den gleichen Platz einnimmt wie der „white space“.

Für die IKT-Komponenten ergibt sich ein Gesamtleistungsbedarf von 2.400 kW und, bei Annahme eines PUE-Werts von 1,5, ein Leistungsbedarf des Rechenzentrums von 3.600 kW. Jeder der vier Computerräume wird etwa 300 m² groß gewählt, so dass für ein nach Tier IV mit (n+1)+(n+1) ausgelegtes Rechenzentrum eine Fläche von etwa 2.400 m² vorzusehen ist. Abb. 5/2 zeigt den schematisierten Grundriss für ein ebenerdiges Rechenzentrum.

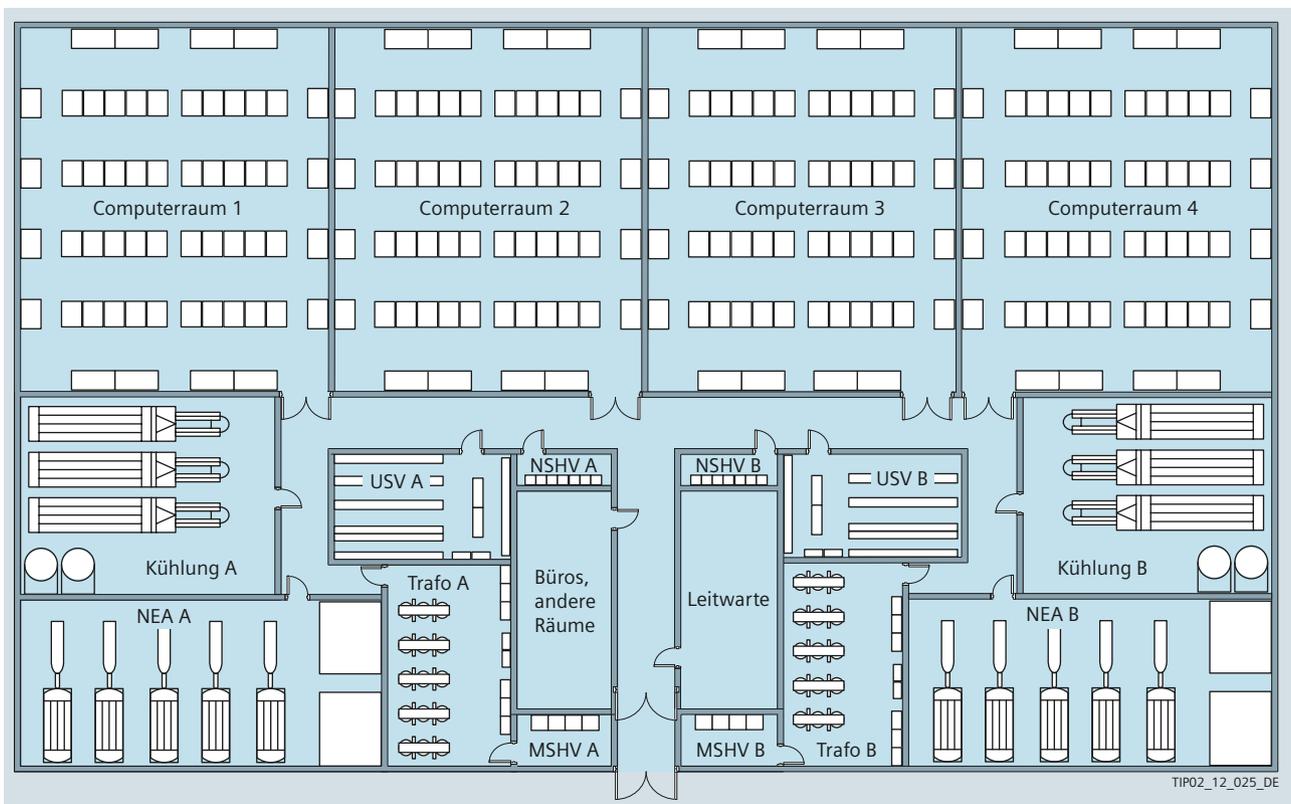


Abb. 5/2: Schematischer Grundriss des Rechenzentrumsmodells

5.3 Modell der elektrischen Energieverteilung gemäß Tier IV

Durch die Tier IV-Struktur ergibt sich eine Unterteilung der zwei Versorgungsschienen, die Ihrerseits die Computerräume und die technische Gebäudeausrüstung (TGA) im Rechenzentrum versorgen. Abb. 5/3 verdeutlicht die Versorgungsstruktur, wobei davon ausgegangen wird, dass die Rechner in der Leitwarte nur von einem Netzteil versorgt werden. In der Regel werden jedoch gerade sicherheitsrelevante Teile der Leitwarte, der Brandschutzüberwachung und der weiteren Sicherheitseinrichtungen redundant ausgelegt und sollten nach Möglichkeit über zwei Versorgungspfade angeschlossen werden. Tab. 5/1 listet die Hauptkomponenten für die Infrastruktur der elektrischen Energieversorgung aus diesem Modell auf.

Bei den für den Rechenzentrumsbetrieb wichtigen Berechnungen zu den IT-Schienen A und B genügt es diese für eine Schiene, zum Beispiel Schiene A, durchzuführen. Mit dem Planungstool SIMARIS design wird eine der

2	Mittelspannungs-Schaltanlagen
10	GEAFOL Gießharztransformatoren (1.250 kVA)
10	NEAs mit Dieselgenerator (1.250 kW)
6	Statische USV-Anlagen (1.200 kVA) mit Batterie für die Computerräume
4	Statische USV-Anlagen (200 kVA) mit Batterie für kritische Infrastruktur
2	Niederspannungs-Schaltanlagen für die Computerräume
2	Niederspannungs-Schaltanlagen für die kritische Infrastruktur
2	Niederspannungs-Schaltanlagen für die AV-Stromversorgung
2	Niederspannungs-Schaltanlagen für die SV-Stromversorgung
2	Schienenverteilersysteme zwischen USV und Computerräumen
32	Schienenverteilersysteme für die Energieanbindung der Racks

Tab. 5/1: Aufschlüsselung des Rechenzentrumsmodells nach Hauptkomponenten

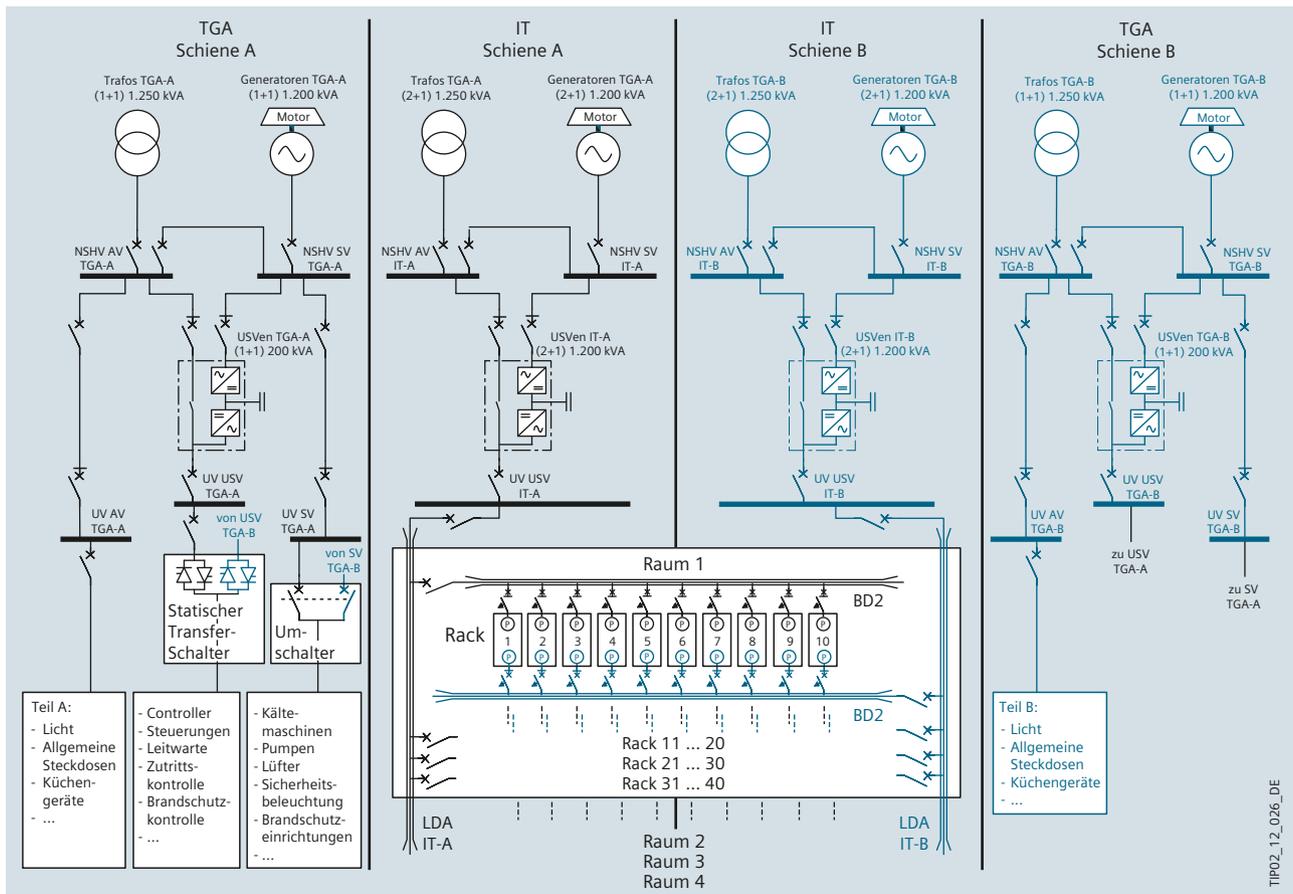


Abb. 5/3: Schema der elektrischen Energieversorgungsstruktur für ein Tier-IV-Rechenzentrum und (n+1)+(n+1) Systemredundanz

beiden IT-Schienen nachgebildet und ausgewertet. Dabei werden für die vier Stränge, die jeweils einer Rack-Reihe in einem Raum entsprechen, und für die Rack-Anschlüsse innerhalb der Stränge unterschiedliche Leistungsschalter und Sicherungslasttrennschalter eingesetzt, um das Verhalten aufzuzeigen. In SIMARIS design werden die Rack-Anschlüsse nachgebildet und können unterschiedlich belastet werden. Die Mittelspannungs-Schaltanlage 8DJH versorgt in SIMARIS design das Kabel zu den GEAFOL Transformatoren für die betrachtete IT-Schiene. In Abb. 5/4 ist das Single-Line-Diagramm für eine beispielhafte Konfiguration dargestellt. In der Abbildung wird der kritische Fall betrachtet, dass die elektrische Energieversorgung der IKT-Komponenten nur über eine IT-Schiene erfolgt. Im Normalbetrieb findet zwischen den redundanten Netzteilen eine Lastaufteilung statt.

die Schaltschränke durchgeplant und nach eigenen Vorstellungen umgestellt werden. Die Ergebnisse in Form von Diagrammen, Frontansichten, Beschreibungen und Leistungsverzeichnissen lassen sich ableiten und im Planungsprozess weiter nutzen.

Typischerweise werden in der Projektdokumentation sowohl die allgemeinen wie auch die produktspezifischen Angaben gemacht. Die Zeichnungen können als Pdf-Datei oder als CAD-Datei für die weitere Nutzung in AutoCad ausgegeben werden. Für die weitere Verwendung, zum Beispiel in Planungsunterlagen, können verschiedene Ansichten und Single-line-Diagramme gewählt werden. Mit den Leistungsverzeichnissen im RTF- oder im GAEB 90-Format erhält der Planer die genaue Spezifizierung der eingesetzten Produkte.

Mit der „professional“-Version der SIMARIS-Tools lassen sich die Ergebnisse von SIMARIS design unmittelbar in SIMARIS project überleiten und nutzen. Damit können

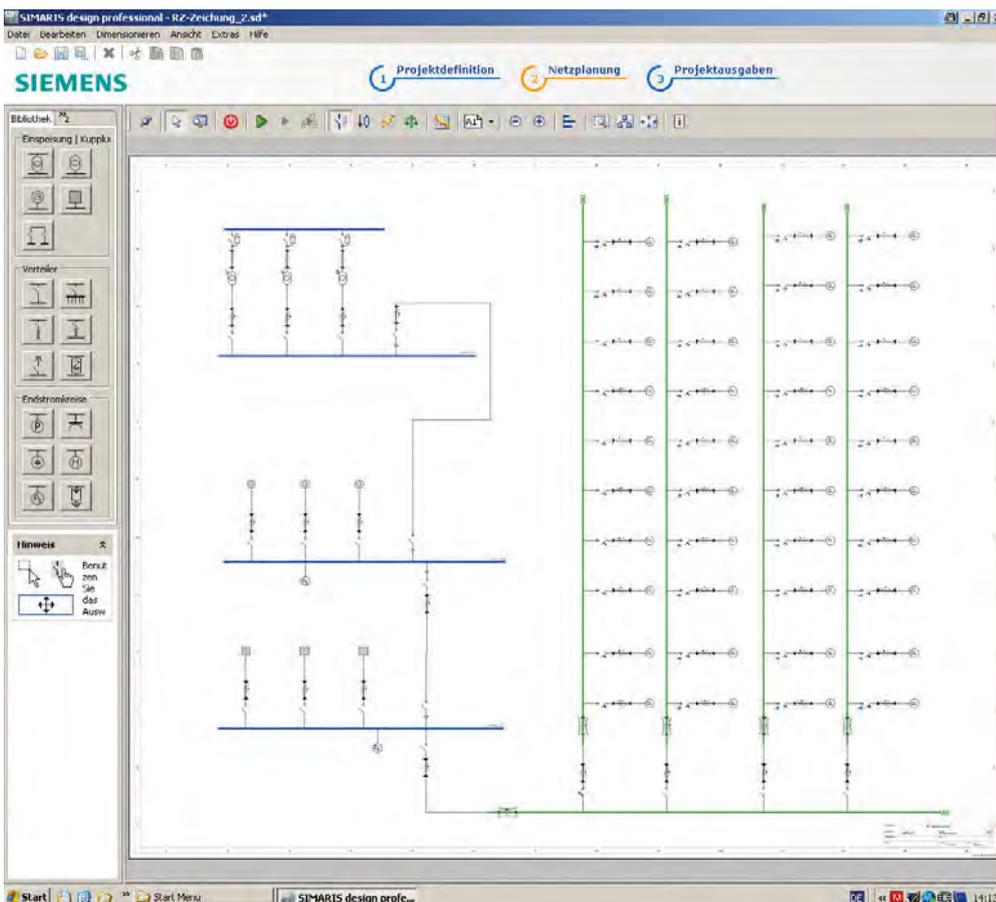


Abb. 5/4: Netzplanung für ein Rechenzentrumskonzept in SIMARIS design

Tab. 5/2 zeigt die Netzparameter und Tab. 5/3 bis Tab. 5/7 enthalten einige wichtige technische Daten zu den Hauptkomponenten des betrachteten Beispiels aus der Projektdokumentation für einen der vier IKT-Räume.

Allgemein	
Normen	IEC
Aufstellungshöhe	< 1.000 m
Mittelspannung	
Nennspannung	20,0 kV
Umgebungstemperatur	40,0 °C
Max./Min. Kurzschlussleistung	100,0/50,0 MVA
Sternpunktbehandlung	Niederohmig
Leitertemperatur MS-Kabel	
bei $I_{k,max}$	20,0 °C
bei Abschaltung	80,0 °C
bei Spannungsfall	55,0 °C
Niederspannung	
Nennspannung	400,0 V
Netzsystem	TN-S
Netzfrequenz	50,0 Hz
Zulässige Berührungsspannung	50 V
Umgebungstemperatur Geräte	45,0 °C
Spannungsfaktor c_{max}	1,1
Spannungsfaktor c_{min}	0,95
Leitertemperatur NS-Kabel	
bei $I_{k,max}$	20,0
bei Abschaltung	80,0 °C
bei Spannungsfall	55,0 °C

Tab. 5/2: Netzparameter für die elektrische Energieversorgung der IKT-Komponenten einer IT-Schiene im Rechenzentrum für das Projektbeispiel

GEAFOL Transformatoren

Scheinleistung	1.250 kVA
Bemessungsspannung OS ¹⁾	10 kV
Anzapfungsbereich:	$\pm 2 \times 2,5\%$
Bemessungsspannung US ²⁾	0,4 kV
Schaltgruppe	Dyn5
El. Kurzschlussspannung	6 %
Verluste	reduziert
Leerlaufverlust P_0	2,4 kW
Kurzschlussverlust $P_{k,120}$	11 kW
Verlustleistung bei Trafo-Nennleistung	9,6 kW
Schalleistungspegel	75 dB
Lüfteranbau	nein
Außenmaße	
Länge	1.720 mm
Breite	990 mm
Höhe	1.605 mm
Gesamtgewicht	2.600 kg
Lage der OS- und US-Anschlüsse	oben
Bestellnummer	4GB61 44-3DY00-1AA0-ZV...

¹⁾ OS: Oberspannungsseitig; ²⁾ US: Unterspannungsseitig

Tab. 5/3: Technische Daten von GEAFOL Transformatoren für die elektrische Energieversorgung einer IT-Schiene im Rechenzentrum für das Projektbeispiel

MSHV 1.1

Schaltanlagentyp	8DJH
Bemessungsspannung	12 kV
Betriebsspannung	10 kV
Bemessungsfrequenz	50 Hz
Bemessungskurzzeitstrom	16/1 kAs-1
Bemessungsbetriebsstrom	630 A
Störlichtbogenqualifikation	ja
Druckabsorber	nein
Kap. Spannungsprüfsystem	HR
Kommunikation	nein
Gesamtgewicht	2.010 kg
Außenmaße	
Gesamtbreite	3.250 mm
Höhe	2.000 mm
Tiefe	775 mm

Tab. 5/4: Technische Daten einer Mittelspannungs-Hauptverteilung für die elektrische Energieversorgung einer IT-Schiene im Rechenzentrum für das Projektbeispiel

NSHV 1.1A

Verteilersystem	SIVACON S8
Anlagentyp	Einfront
Betriebsspannung U_e	AC 400 V
Umgebungstemperatur	35 °C
Schutzart	IP40
Lüftungsöffnungen	ja
Sammelschienensystem	L1-L3, PE, N
Hauptsammelschienenlage	hinten oben
Störlichtbogenschutz	Sammelschienenisolierung
Bemessungsstrom $I_{e\text{ oben}}$	1.824 A
Kurzzeitstrom $I_{cw\text{ oben}}$	65 kAs ⁻¹
Querschnitt $L_{1...3\text{ oben}}$	1x4x20x10
Gesamtgewicht	1.336 kg
Außenmaße	
Höhe	2.200 mm
Breite	2.400 mm
Anlagentiefe	600 mm
max. abzuführende Verlustleistung P_v	
Verlustleistung 80%	2.960 W
Verlustleistung 100%	4.560 W

Tab. 5/5: Technische Daten der Niederspannungs-Hauptverteilung für die elektrische Energieversorgung einer IT-Schiene im Rechenzentrum für das Projektbeispiel

NSVA 1.1C.4.1.1.1

Schienenverteilersystem	BD2
Bemessungsstrom	160,00 A
Bemessungsbetriebsspannung	690,00 V
Bemessungsfrequenz	50...60 Hz
Schutzart	IP52; IP54; IP55
Leiterkonfiguration	L ₃ – N _{0,5} – PE(N)
Netzsystem	TN-S
Einbaulage	horizontal hochkant
Brandlast Schienenkästen	1,00 kWhm ⁻¹
Gesamtgewicht	191 kg
Gesamtlänge	30 m
Außenmaße Schienenkästen	
Breite	167,00 mm
Höhe	68,00 mm

Tab. 5/7: Technische Daten des Schienenverteilersystems BD2 für die elektrische Energieversorgung einer IT-Schiene im Rechenzentrum für das Projektbeispiel

NSVA 1.1C.4

Schienenverteilersystem	LD
Bemessungsstrom	1.100 A
Bemessungsbetriebsspannung	1.000 V
Bemessungsfrequenz	50...60 Hz
Schutzart	IP34
Leiterkonfiguration	L3 – N – PE
Netzform	TN-S
Einbaulage	horizontal hochkant
Brandlast Schienenkästen	4,00 kWhm ⁻¹
Gesamtgewicht	933 kg
Gesamtlänge	50 m
Außenmaße Schienenkästen	
Breite	180,00 mm
Höhe	180,00 mm

Tab. 5/6: Technische Daten des Schienenverteilersystems LD für die elektrische Energieversorgung einer IT-Schiene im Rechenzentrum für das Projektbeispiel

5.4 Modell der elektrischen Energieverteilung für die IKT-Verbraucher gemäß einer Tier-IV-Green-Struktur

Der große Aufwand für die Realisierung einer Tier-IV-Struktur mit $(n+1)+(n+1)$ -Redundanz wird deutlich, wenn man zum Beispiel die IKT-Last mit der installierten USV-Leistung vergleicht, die zur Versorgung dieser Last über die IT-Schienen A und B benötigt wird. Für die Absicherung eines maximalen Leistungsbedarfs von 2.400 kW

werden entsprechend Tab. 5/1 USV-Anlagen mit 7.200 kVA Gesamtleistung eingesetzt. Somit sind die USV-Anlagen einer IT-Schiene selbst bei voller Nutzung des Rechenzentrums nur zu 33,3 % ausgelastet, da von IKT-Komponenten ausgegangen werden kann, die eine Lastaufteilung erlauben. Dabei kann jedes der beiden vorhandenen Netzteile, bei einer Störung des anderen Netzteils, sofort die Gesamtversorgung übernehmen. Selbstverständlich können im Tier-IV-Modell aus dem vorhergehenden Abschnitt auch kleinere Einheiten eingesetzt werden, so dass die Auslastung der einzelnen Anlagen angehoben wird.

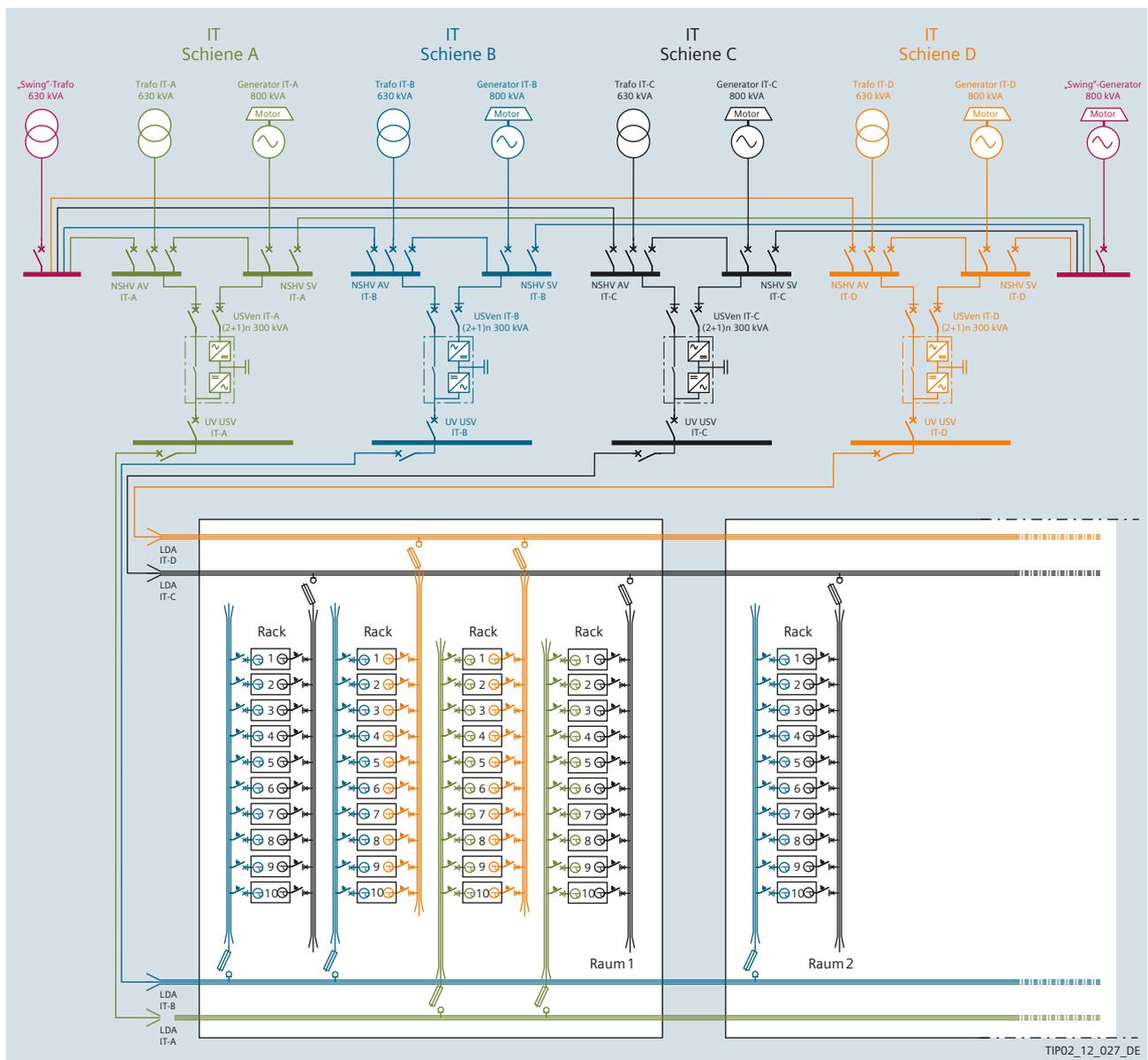


Abb. 5/5: Schema der Stromversorgungsstruktur für die Computerräume in einem Tier-IV-Green Rechenzentrum

Als erste Maßnahme für eine effizientere Konfiguration der elektrischen Energieversorgung wird das Konzept des Swing-Generators entsprechend Abb. 5/3 übernommen und auf die Transformatoren übertragen. Da das Hochfahren der Generatoren für die durch USV-Anlagen abgesicherten Verbraucher ebenso wie für SV-Verbraucher, zulässig ist, genügt eine gemeinsame Redundanz mit einem eigenen Versorgungsweg. Gleiches gilt für das Zuschalten des Swing-Transformators.

Bei der Aufteilung auf vier IT-Schienen A bis D können kleinere Komponenten eingesetzt werden (Abb. 5/5). Für das Tier-IV-Green-Konzept werden im Beispiel fünf Transformatoren mit 630 kVA Bemessungsleistung und zwölf USV-Anlagen mit jeweils 300 kVA Nennleistung benötigt. Die summierte USV-Gesamtleistung von 3.600 kVA entspricht dem 1,5-Fachen der maximal geforderten IKT-Verbraucherleistung und beträgt nur die Hälfte der USV-Leistung für das Tier-IV-Konzept im vorhergehenden Abschnitt.

Der Vergleich von Tier-IV-Green mit der typischen Tier-IV-Lösung bietet sich insbesondere für einige betriebsrelevante Komponenten wie Transformator und USV an. Eine Abschätzung in der Planungsphase kann bereits Hinweise auf die Effizienz im Betrieb geben.

Da der Netzausfall eine untergeordnete Rolle für den alltäglichen Betrieb spielt, genügt eine Effizienzbetrachtung von Transformatoren und USV-Anlagen im Normalbetrieb. Bei einem Szenario mit einer durchgängigen Belastung von 75 % Auslastung für die elektrische Energieversorgung der IKT-Komponenten im Rechenzentrum werden in Tab. 5/8 einige Angaben zur Ausstattung und zu Betriebsgrößen für die unterschiedlichen Tier-Kon-

zepte der IT-Schienen zusammengefasst. Die Auslastung von 75 % ist realistisch, da Server selbst im Leerlauf einen Stromverbrauchsanteil von 50 % und mehr, bezogen auf den Nennleistungsbedarf bei vollständiger Auslastung, haben können [29]. Es werden fünf verlustreduzierte Transformatoren mit 630 kVA Bemessungsleistung und insgesamt zwölf USV-Anlagen mit jeweils 300 kVA Ausgangsscheinleistung eingesetzt, damit eine Aufteilung der Verbraucher in vier Untergruppen für die vier verschiedenen Pfade möglich ist (Abb. 5/5).

Um die Auswirkungen der stärkeren Modularisierung für die (n+1)+(n+1)-Struktur des Tier-IV-Modells aufzuzeigen, wird zusätzlich zu der in Kapitel 5.4 beschriebenen Variante noch eine Variante mit $n = 6$ und dementsprechend 400-kVA-USV-Anlagen und Transformatoren aufgeführt. Hierfür wird aber keine gesonderte Grafik gezeigt, sondern es werden nur die Werte in Tab. 5/8 aufgeführt.

Zur Bestimmung der Betriebsverluste der USV-Anlagen in allen Varianten wird eine theoretische Wirkungsgradkurve verwendet (siehe Abb. 5/6). Für die Netzteile der Server und anderen IKT-Komponenten wird wie zuvor von einer aktiven Redundanz ausgegangen, so dass eine Lastaufteilung erfolgt. Für den Swing-Transformator im Tier-IV-Green-Konzept müssen die Leerlaufverluste berücksichtigt werden.

Eine Betrachtung der Betriebsverluste von Generatoren ist vernachlässigbar, da die Einsatzdauer im Störfall und während der regelmäßigen Tests, verglichen mit dem Dauerbetrieb im Rechenzentrum, kurz sein sollte. Deshalb würde sich für die Generatoren die Investition in viele kleine Geräte im Allgemeinen nicht lohnen, außer

	Tier IV: (n+1) + (n+1)	Tier IV: (n+1) + (n+1)	Tier-IV-Green
Redundanz	$n = 2$	$n = 6$	$m = 3, n = 2$
Bemessungsleistung der Transformatoren	6 x 1.250 kVA	14 x 400 kVA	5 x 630 kVA
Transformatorentyp	GEAFOL 10/0,4 kV, 6%, red. Verluste	GEAFOL 10/0,4 kV, 6%, red. Verluste	GEAFOL 10/0,4 kV, 6%, red. Verluste
Leistungsaufteilung	6 x 300 kW	14 x 128,6 kW	4 x 450 kW + 1 x Leerlauf
Gesamte Transformatorverluste p. a.	127.900 kWh	160.200 kWh	182.200 kWh
USV-Anlagen	6 x 1.200 kVA	14 x 400 kVA	12 x 300 kVA
Leistungsaufteilung	6 x 300 kW	14 x 128,6 kW	12 x 150 kW
USV-Wirkungsgrad (nach Abb. 5/6)	94,4 % (25 % Auslastung)	95,2 % (32 % Auslastung)	95,7 % (50 % Auslastung)
Gesamte USV-Verluste p. a.	884.750 kWh	757.000 kWh	678.000 kWh
Verluste (Trafo – USV)	1.012.650 kWh	917.200 kWh	860.200 kWh

Tab. 5/8: Abschätzung für die Energieverluste verschiedener Redundanzstrukturen beim Betrieb von Transformatoren und USV-Anlagen (1.800 kW Leistungsbedarf – rund um die Uhr – entsprechen 75 % Auslastung der elektrischen Energieversorgung für die IT-Schienen im vorher beschriebenen Modell)

der Betreiber möchte die Generatoren zum Ausgleich der Spitzenlast nutzen. Dafür ist ein projektspezifisches Energiemanagement nötig, das eine Automatisierung des Generatorbetriebs erforderlich macht. Will man die Batteriespeicher der USV-Anlagen in ein solches Konzept einbinden, sollte man bedenken, dass zusätzliche Lade- und Entladezyklen zur schnelleren Alterung des Batteriespeichers beitragen. Darüber hinaus müsste die Möglichkeit bestehen, dass die Generatoren nach einer spezifizierten Zeit zur Versorgung des USV-Eingangs und zum Nachladen des Batteriespeichers zugeschaltet werden.

Für den Rechenzentrumsbetrieb und die zugehörigen Energieverluste in Tab. 5/8 wird eine durchgängige Auslastung über das ganze Jahr idealisiert. Bei den GEAFOLE Transformatoren werden jeweils verlustreduzierte Varianten mit 6 % Kurzschlussspannung u_{zr} genommen. Die Verluste der Transformatoren werden entsprechend den Angaben in [31] berechnet. Für den Swing-Transformator werden die Leerlaufverluste in die Berechnung einbezogen.

Die Investitionskosten für die Tier-IV-Green-Lösung werden deutlich niedriger sein als für die beiden Tier-IV-Lösungen. Bei einer groben Abschätzung kommt die Tier-IV-Green-Lösung nur auf etwa zwei Drittel der aufzubringenden Gelder, verglichen mit der günstigeren der beiden Tier-IV-Varianten. Als Einzelposten machen die USV-Kosten zwar betragsmäßig den Löwenanteil darin aus, aber ein Vergleich der Transformatorinvestitionskosten zeigt für die Tier-IV-Green-Lösung sogar einen Vorteil von über 40 %.

Betrachtet man die Betriebsverluste der Transformatoren, so ist auf den ersten Blick die Tier-IV-Green-Lösung ineffizienter. Ausschlaggebend dafür ist der Betriebspunkt der Transformatoren in Relation zur Bemessungsleistung. Abb. 5/7 vergleicht die Verlustleistungen einiger ausgewählter GEAFOLE Transformatoren und verdeutlicht, dass aus Sicht der Betriebseffizienz für die Tier-IV-Green-Lösung ein Transformator mit größerer Bemessungsleistung gewählt werden sollte. Bei Gesamtkostenbetrachtungen sind die Lastkurven zu berücksichtigen. Um das Gesamtkostenoptimum zu ermitteln, sollten Effizienzkalkulationen durchgeführt werden, die die Investitions- und Betriebskosten berücksichtigen.

Bereits der optische Vergleich der Verlustleistungen zwischen einem 630-kVA-Transformator und einem 1.250-kVA-Transformator in Abb. 5/7 macht deutlich, dass beim Einsatz größerer Transformatoren Energieeinsparungen von etwa 30 % möglich sein könnten. Bei einer einfachen Rechnung für den Rechenzentrumsbetrieb mit fünf 1.250-kVA-Transformatoren anstelle der 630-kVA-Varianten im Tier-IV-Green-System lassen sich

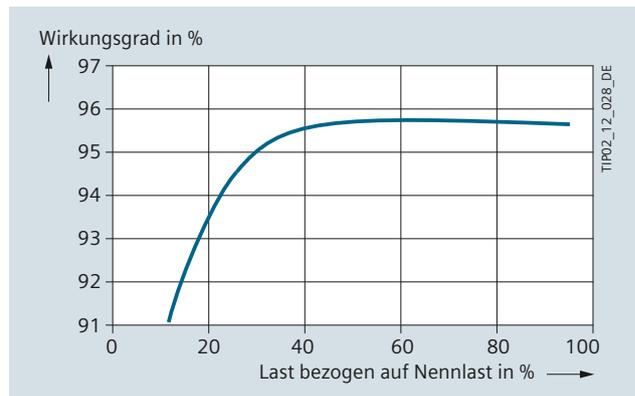


Abb. 5/6: Beispiel für die Lastabhängigkeit des USV-Wirkungsgrad nach [30]

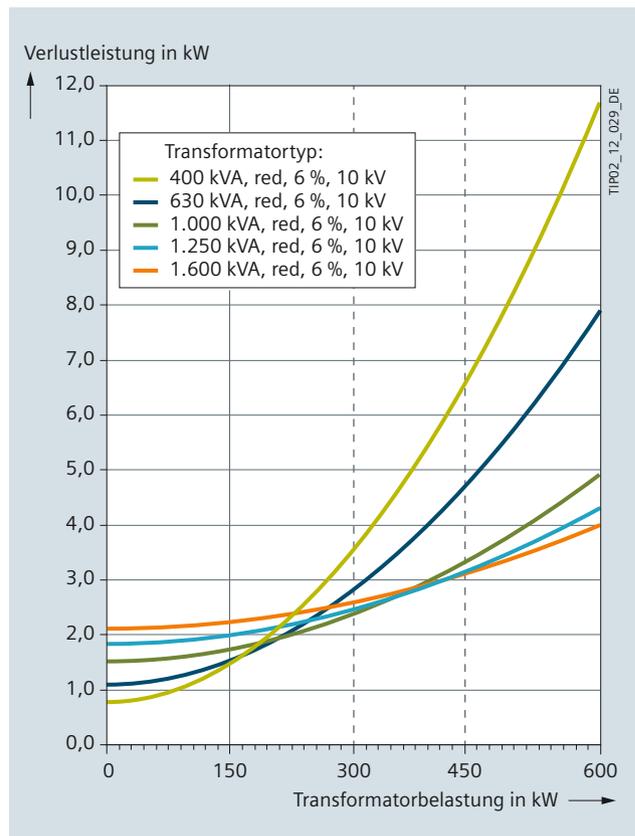


Abb. 5/7: Vergleich der Verlustleistungen verschiedener GEAFOLE Transformatoren in Abhängigkeit von der angeschlossenen Last

die jährlichen Energieverluste insgesamt auf nur etwa 128.800 kWh senken – bei 450 kW Leistungsbedarf für vier Transformatoren plus der Leerlaufverluste für den Swing-Transformator. Durch solch große Einspareffekte amortisieren sich die zusätzlichen Investitionen in grö-

Bere und effizientere Transformatoren häufig bereits innerhalb der ersten zwei oder drei Betriebsjahre.

Wegen des selbst im Leerlauf noch relativ hohen Leistungsbedarfs von Servern, Speicherplatten und anderen IKT-Komponenten ist ein minimaler Leistungsbedarf der IKT-Komponenten von etwa 50 % und darüber realistisch. Die senkrechte gestrichelte Linie links in Abb. 5/7 bei 300 kW markiert diesen Wert für unser Beispiel mit einem Maximalwert von 600 kW pro Serverraum. Die zweite senkrechte gestrichelte Linie bei 450 kW entspricht der angenommenen Auslastung von 75 %. Abb. 5/7 zeigt, dass je höher die Auslastung im Rechenzentrum angenommen wird, desto vorteilhafter lassen sich größere Transformatoren hinsichtlich der Betriebsverluste einsetzen.

Achtung!

Alle Effizienzbetrachtungen sind wesentlich vom Stromverteilungskonzept und von den Randbedingungen der Auslastung abhängig. Hinzu kommen die Veränderlichkeiten hinsichtlich Vertragsbedingungen für den Strombezug, Umweltaspekte und Finanzierungsmöglichkeiten. Für detaillierte Betrachtungen zu spezifischen Anforderungen können Sie sich an Ihren Siemens TIP-Ansprechpartner wenden.

Bei der Optimierung der elektrischen Energieverteilung für die technische Gebäudeausrüstung, verglichen zu den vorher beschriebenen Effizienzbetrachtungen für die elektrische Energieversorgung der IKT-Komponenten, können meist nur geringere Einsparungen erzielt werden. Wenn auch dafür ein „Swing“-Generator und ein „Swing“-Transformator eingesetzt werden, reduziert sich deren Anzahl auf jeweils drei. Die Minderung der notwendigen Kühlleistung im Rechenzentrum durch die Reduktion der Verluste bei der elektrischen Energieverteilung ist allerdings gering, wenn man bedenkt, dass etwa ein Fünftel von 10 % des Gesamtenergieverbrauchs – also etwa 2 % davon – nicht mehr weggekühlt werden müssen. Deshalb bleiben die USV-Anlagen für die technische Gebäudeausrüstung unverändert und ebenso die entsprechenden Leistungsgrößen von Generatoren und Transformatoren.

Die Räume für Generatoren, Transformatoren und USV-Anlagen von Abb. 5/2 beanspruchen etwa die Hälfte des Raums für die Infrastruktur im Rechenzentrum. Durch die Optimierung kann dieser Raumbedarf, wie in Abb. 5/8 gezeigt, um etwa 25 % verringert werden.

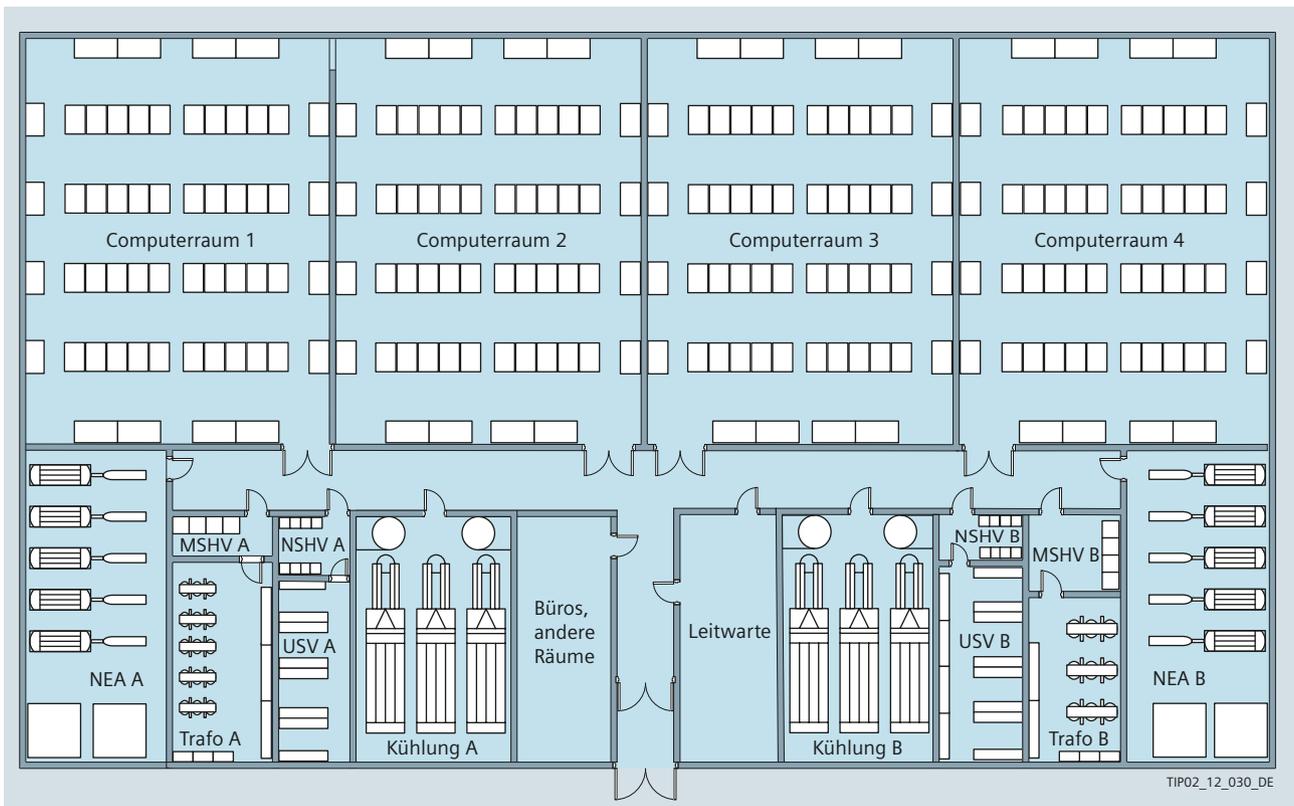


Abb. 5/8: Raumaufteilung für ein Rechenzentrumsmodell nach dem Tier-IV-Green Konzept

5.5 Planungsperspektive

Die vorangegangene Auslegung der Infrastruktur im Rechenzentrumsmodell ist an die aktuellen Gegebenheiten angepasst. Wegen immer kleinerer Baugrößen bei steigender Leistungsfähigkeit der IKT sind zwei Entwicklungsszenarien denkbar. Zum einen könnte die steigende Leistungsfähigkeit der Chips (siehe Abb. 5/9) zu einem geringeren Stromverbrauch der IKT-Komponenten und so zu einer Überdimensionierung der Infrastruktur führen. Zum anderen kann aber die zunehmende Kompaktheit der IKT-Komponente zu einer intensiveren Nutzung des vorhandenen Raumes führen. Damit verknüpft sind ein steigender elektrischer Energiebedarf und eine höhere Wärmedichte in den IKT-Räumen.

Da der Bedarf an IT-Leistung durch Internet, Datenverkehr und Telekommunikation unaufhörlich zu wachsen scheint, ist wohl eher davon auszugehen, dass Rechenzentrumsbetreiber den vorhandenen Raum für möglichst umfangreiche IT-Dienstleistungen nutzen wollen. Somit wächst der flächenbezogene Strombedarf und wegen der vermehrten Abwärme steigt auch der Kühlbedarf. Die zunehmende Kompaktheit führt zu einer Abwärmeproduktion, die sich auf einen kleinen Raum konzentriert. Diese Wärmekonzentration kann leicht zum Überhitzen der Chips und IT-Bausteine führen, wenn die Kühlung nicht ausreichend funktioniert.

Dadurch entsteht für die Planung das Problem der unterschiedlichen Entwicklungszyklen. Während die technische Weiterentwicklung von beispielsweise Servern und Routern geradezu nach einem Austausch technisch veralteter Geräte nach 4 bis 5 Jahren schreitet, werden die Komponenten der elektrischen Energieverteilung auf eine Betriebsdauer von 20 bis 40 Jahren ausgelegt. Und Rechenzentrumsbetreiber möchten diese aus Wirtschaftlichkeitsgründen auch nicht früher ersetzen müssen. Deshalb ist bei der Planung darauf zu achten, dass ein entsprechender Service sowie Ersatz- und Austauschdienst vom Anbieter gewährleistet ist.

Die weiter zunehmende energetische Leistungsdichte bei der IT-Hardware, verbunden mit einer gleichzeitig überproportional steigenden technischen Leistungsfähigkeit, kann zu einer Verringerung des Platzbedarfs für die IT-Hardware führen. Dadurch kommt es zu einem immer höheren Bedarf an elektrischer Energie einerseits und zu einer immer stärker konzentrierten Abwärme andererseits. Dies beeinflusst unter Umständen die Stromversorgung der dafür notwendigen Kühlgeräte, so dass eventuell Lüfter und Pumpen über USV-Geräte versorgt werden müssen. Eine unzureichende Kühlung, verursacht durch einen Stromausfall von 10 oder 20 Sekunden, kann bereits zu Schäden durch Überhitzung führen. Das be-

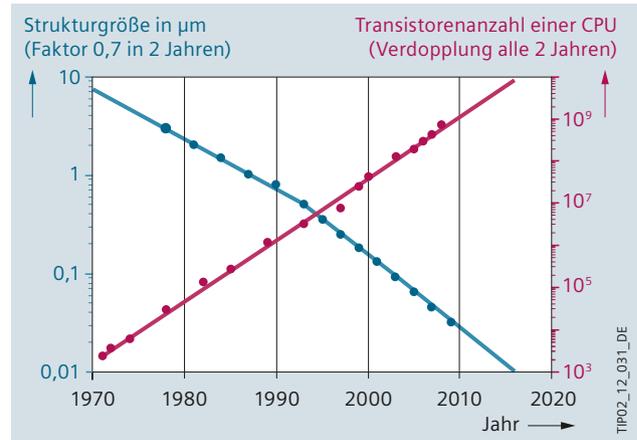
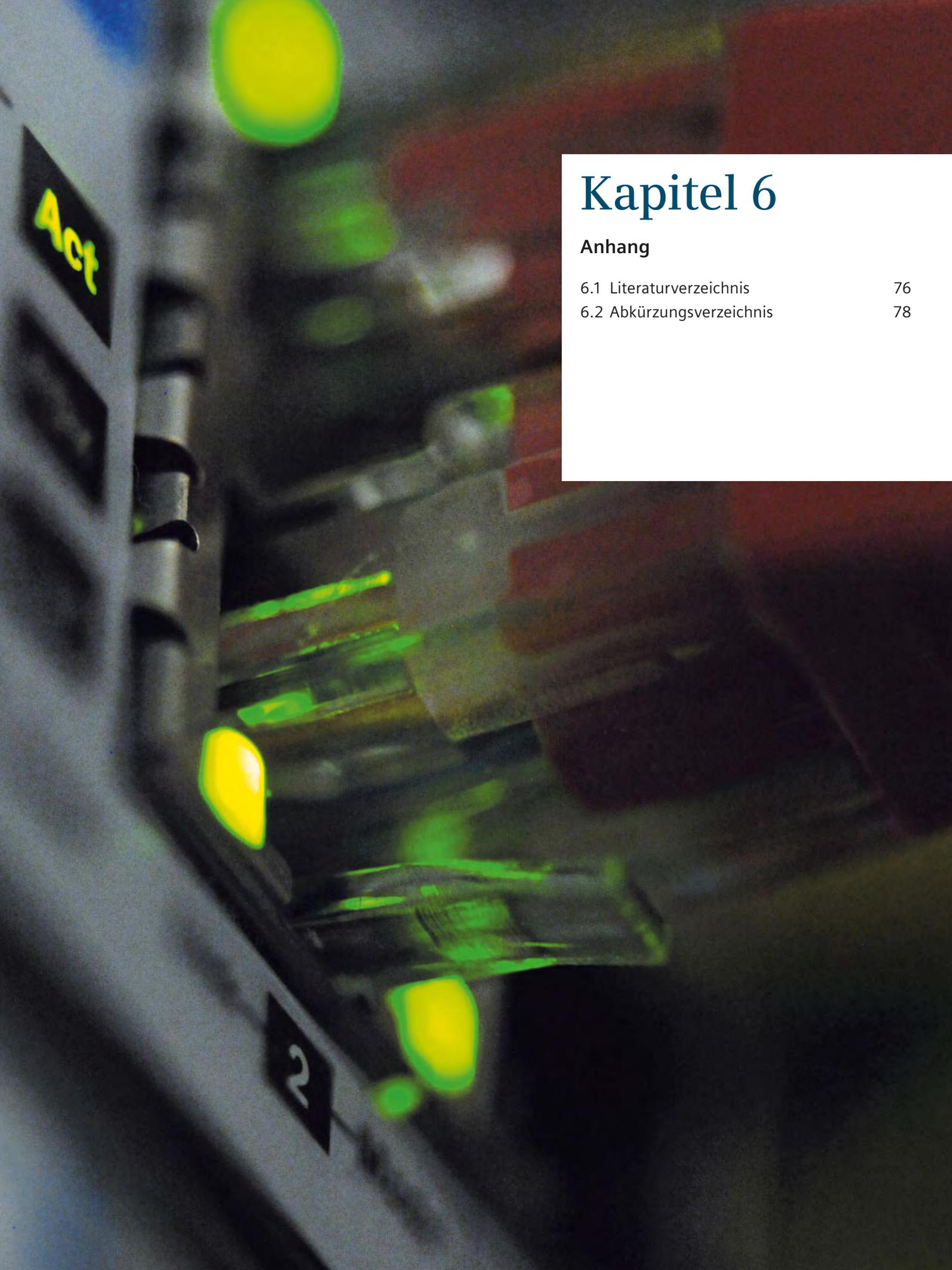


Abb. 5/9: Entwicklung der Größe von Transistoren und der Anzahl von Transistoren je CPU [32]

deutet, dass das langfristig angelegte Infrastrukturkonzept für ein Rechenzentrum stets mit den Planungen für die IKT-Hardware korrelieren sollte.

Eine Alternative zur Entschärfung der Problematik können modulare Rechenzentrumskonzepte sein, wie sie Siemens anbietet. Dabei ist die Modularität nicht auf einzelne Teile beschränkt, sondern wie bei einem Baukasten können Teilmodule oder Komplettmodule genutzt werden, um ein Rechenzentrum zu bauen oder zu erweitern. Dies gilt es bei der Planung der elektrischen Energieversorgung zu berücksichtigen. Grundvoraussetzung für den Einsatz modularer Rechenzentrumskonzepte ist die Kompatibilität der unterschiedlichen Entwicklungsstufen, wie sie verantwortungsbewusste Anbieter für entsprechende Nutzungsdauern anbieten können.



Kapitel 6

Anhang

6.1 Literaturverzeichnis	76
6.2 Abkürzungsverzeichnis	78

6 Anhang

6.1 Literaturverzeichnis

- [1] Wikipedia, http://en.wikipedia.org/wiki/Data_center, Link aufgesucht am 21.01.2013
- [2] SearchDataCenter.com, <http://searchdatacenter.techtarget.com/definition/data-center>, Link aufgesucht am 21.01.2013
- [3] Cremer et al., 2003, Der Einfluss moderner Gerätegenerationen der Informations- und Kommunikationstechnik auf den Energieverbrauch in Deutschland bis 2010 – Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Energieeinsparung in diesen Bereichen
- [4] U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2007, Report to Congress on Server and Data Center Energy Efficiency Public Law 109-431
- [5] Umweltbundesamt, 2010, Materialbestand der Rechenzentren in Deutschland: Typologie von Rechenzentren
- [6] IZE und TU Berlin, 2008, Konzeptstudie zur Energie- und Ressourceneffizienz im Betrieb von Rechenzentren
- [7] IDC, 2006, Defining the Landscape – Trends and Forecasts for the Enterprise Server Market and Data Centers
- [8] Projecting Annual New Datacenter Construction Market Size; 2011 – Microsoft
- [9] White paper # 6: Green Grid Data Center Power Efficiency Metrics: PUE and DCIE; 2008 – The Green Grid
- [10] Code of Conduct on Data Centres Energy Efficiency Version 1.0; 2008 – EU-commission DG JRC
- [11] DC Power for Improved Data Center Efficiency; 2008 – Lawrence Berkeley National Laboratory
- [12] Unterbrechungsfreie Stromversorgung 2. Auflage; 2003 – ZVEI
- [13] Innovationen in Zeiten der Veränderung; 2009 – Commscope inc.
- [14] Planungsleitfaden für Energieverteilungsanlagen; 2011 – Kiank, Fruth
- [15] ITIC (CBEMA) Curve Application Note; 2000 – Information Technology Industry Council TC3
- [16] D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen; 2007 – VEÖ, VSE, CSRES, VDN, VWEW
- [17] Richtlinie 2004/108/EG des europäischen Parlaments und des Rates; 2004
- [18] HV-Kompodium V 1.2 Band 1: Einführung und methodische Grundlagen; 2011 – Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
- [19] Oracle 10g Hochverfügbarkeit; 2005 – A. Held
- [20] Data Center Site Infrastructure Tier Standard: Topology; 2009 – Uptime Institute
- [21] Innovative Energieverteilung im Rechenzentrum; 2012 – Siemens AG
- [22] AGI-Arbeitsblatt J12; 1997 – Arbeitsgemeinschaft Industriebau e. V.
- [23] Muster einer Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (EltBauVO); 2009 – Fachkommission Bauaufsicht der ARGEBAU
- [24] Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung; 2009 – Bundesgesetzblatt 2009 Teil 1 Nr. 23
- [25] Leitfaden Nachhaltiges Bauen; 2011 – Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)
- [26] Choosing the Right UPS for Small and Midsize Data Centers: A Cost and Reliability Comparison; 2004 – Emerson Network Power
- [27] Thermal Guidelines for Data Processing Environments – Expanded Data Center Classes and Usage Guidance; 2011 – ASHRAE
- [28] Materialbestand der Rechenzentren in Deutschland: Typologie von Rechenzentren; 2010 – Umweltbundesamt
- [29] White Paper: Five Ways to Maximise Web Tier Efficiency; 2008 – Intel Corporation
- [30] Energieeffizienz im Rechenzentrum; 2010 – BITKOM
- [31] Planungshandbuch für die elektrische Energieverteilung – Band 1: Planungsgrundlagen; 2013 – Siemens AG
- [32] Moore's Law past 32nm: Future Challenges in Device Scaling; 2009 – K. Kuhn

6.2 Abkürzungsverzeichnis

A

AC	Alternating current (Wechselspannung)
AEC	Availability Environment Classification
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
AV	Allgemeine Energieversorgung

B

BITKOM	Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V.
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik

C

CPU	Central processing unit (Hauptprozessor)
-----	--

D

DC	Direct current (Gleichspannung)
DIN	Deutsches Institut für Normung

E

EltBauVO	Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen
EN	Europäische Norm
EnEV	Energieeinsparverordnung

G

GAEB	Gemeinsamer Ausschuss Elektronik im Bauwesen
------	--

H

HH-Sicherung	Hochspannungssicherung
HRG	Harvard Research Group

I

IEC	International Engineering Consortium
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IP	Ingress protection (Schutz gegen Eindringen)
ISO	International Organization for Standardization (Internationale Normungsorganisation)
IT	Informationstechnik
ITIC	Information Technology Industry Council

L

LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratories
------	---

M

MDT	Mean downtime (mittlere Ausfalldauer)
MS	Mittelspannung
MSHV	Mittelspannungshauptverteilung
MTBF	Mean time between failure (mittlere Zeitdauer zwischen zwei Ausfällen)
MTTR	Mean time to repair (mittlere Zeitdauer zur Wiederinbetriebnahme)

N

NEA	Netzersatzanlage
NN	Normalnull (bei Höhenangaben)
NS	Niederspannung
NSHV	Niederspannungshauptverteilung

O

OLE	Object linking and embedding (Objekt-Verknüpfung und –Einbettung)
OPC	OLE for process control (OLE für Prozesskontrolle)
OS	Oberspannungsseite

P

PC	Personal computer
PDU	Power distribution unit (Stromverteilereinrichtung)
PE	Schutzleiter
PEN	kombinierter Schutz- und Neutraleiter
PUE	Power Usage Efficiency (Relation zwischen Gesamtleistungsbedarf und Leistungsbedarf der IKT im Rechenzentrum)

R

RCD	Residual current protective device (Fehlerstrom-Schutzeinrichtung)
RTF	Rich text format
RTU	Remote terminal unit (Fernbedienungsterminal)
RZ	Rechenzentrum

S

spof	Single point of failure (fehlerkritischer Einzelpunkt oder einzelnes Element)
SV	Sicherheitsstromversorgung

T

TCP	Transmission control protocol (Steuerungsprotokoll bei der Datenübertragung)
TGA	Technische Gebäudeausrüstung
TV	Television

U

US	Unterspannungsseite
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

V

VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VFD	Spannungs- und frequenzabhängig (Voltage and frequency dependant)
VFI	Spannungs- und frequenzunabhängig (Voltage and frequency independant)
VI	Spannungsunabhängig (Voltage independent)
VK	Verfügbarkeitsklasse
VNB	Verteilnetzbetreiber

Z

ZEP	Zentraler Erdungspunkt
-----	------------------------

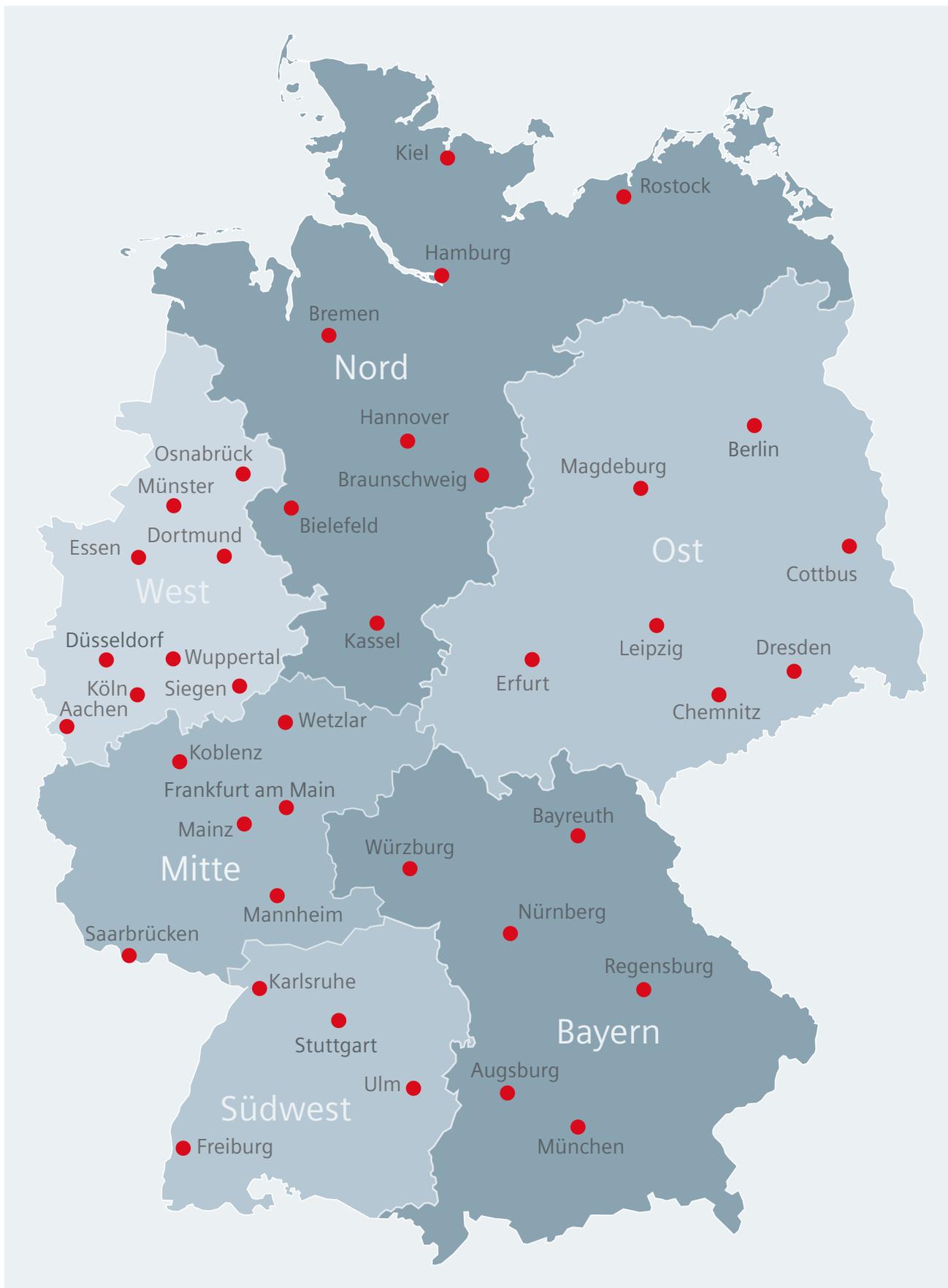


Abb. 6/1: Regionen Deutschland

Siemens in Ihrer Nähe

TIP Ansprechpartner

Region Nord

Dieter Drescher
Telefon: 0 40 / 28 89 20 84
E-Mail: drescher.dieter@siemens.com

Helmut Onken
Telefon: 0 40 / 28 89 21
E-Mail: helmut.onken@siemens.com

Peter Weidemeier
Telefon: 05 11 / 8 77 24 32
E-Mail: peter.weidemeier@siemens.com

Orhan Yilderim
Telefon: 0 40 / 28 89 21 53
E-Mail: orhan.yilderim@siemens.com

Region West

Franz Ertzkus
Telefon: 02 34 / 5 88 48 63
E-Mail: franz.ertzkus@siemens.com

Jürgen Hupperich
Telefon: 02 21 / 5 76 31 37
E-Mail: juergen.hupperich@siemens.com

Rainer Müller
Telefon: 02 31 / 5 76 14 16
E-Mail: rainerm.mueller@siemens.com

Frank Röhling
Telefon: 0 27 39 / 30 15 30
E-Mail: frank.roehling@siemens.com

Region Ost

Ronald Franz
Telefon: 0 30 / 38 63 30 21
E-Mail: ronald.franz@siemens.com

Ralf Heinemann
Telefon: 03 61 / 7 53 33 55
E-Mail: ralf.heinemann@siemens.com

Roberto Gleixner
Telefon: 03 51 / 8 44 43 51
E-Mail: roberto.gleixner@siemens.com

Region Mitte

Ralph Samulowitz
Telefon: 0 69 / 7 97 33 70
E-Mail: ralph.samulowitz@siemens.com

Martin Windirsch
Telefon: 0 69 / 7 97 50 16
E-Mail: martin.windirsch@siemens.com

Region Südwest

Klaus-Jürgen Häberlen
Telefon: 07 11 / 1 37 22 21
E-Mail: klaus.haeberlen@siemens.com

Oskar Scherzinger
Telefon: 07 61 / 2 71 21 51
E-Mail: oskar.scherzinger@siemens.com

Region Bayern

Wolfgang Bährle
Telefon: 0 89 / 92 21 34 53
E-Mail: wolfgang.baehrle@siemens.com

Wilhelm Ebentheuer
Telefon: 09 11 / 6 54 39 69
E-Mail: wilhelm.ebentheuer@siemens.com

Bernhard-Wilhelm Hartel
Telefon: 0 89 / 92 21 69 78
E-Mail: bernhard.hartel@siemens.com

Österreich

Erich Thauer
Telefon: +43 5 17 07 2 29 86
E-Mail: erich.thauer@siemens.com

Schweiz

Lutz Daul
Telefon: +41 585 583 934
E-Mail: lutz.daul@siemens.com

Impressum

Totally Integrated Power
Applikationen für die elektrische Energieverteilung
Rechenzentren

Herausgeber

Siemens Aktiengesellschaft
Infrastructure & Cities Sector
Low and Medium Voltage Division

Schriftleitung und Redaktion

Siemens AG
IC LMV MS CI TIP
Dr. Siegbert Hopf
E-Mail: siegbert.hopf@siemens.com

Verlag

Publicis Publishing
Nägelsbachstr. 33
D-91052 Erlangen

Bildnachweis

Titel, Seite 37 © R. Oberhäuser;
Seite 3 © Fotolia/imageteam;
Seite 17 © W. Geyer

Alle anderen, nicht gekennzeichneten
Bilder und Grafiken © Siemens AG.

Druck

Kösel GmbH & Co. KG
Am Buchweg 1
D-87452 Altusried-Krugzell

© 2013 Siemens Aktiengesellschaft
Berlin und München

Alle Rechte vorbehalten. Schutzgebühr 5,00 Euro
Alle Angaben und Schaltungsbeispiele ohne Gewähr
Änderungen vorbehalten.

Bestell-Nr. IC1000-G320-H148
Dispo 27612

Wenn Markenzeichen, Handelsnamen, technische Lösungen oder
dergleichen nicht besonders erwähnt sind, bedeutet dies nicht,
dass sie keinen Schutz genießen.

Siemens AG

Sektor Infrastructure & Cities

Division Low and Medium Voltage

Freyeslebenstr. 1

91058 ERLANGEN

DEUTSCHLAND

Die Informationen in dieser Broschüre enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden.

Alle Erzeugnisbezeichnungen können Marken oder Erzeugnisnamen der Siemens AG oder anderer, zuliefernder Unternehmen sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen kann.