

hochschule mannheim

Elektrische Anlagen und Netze

Prof. Dr. Götz Lipphardt
Fakultät für Elektrotechnik
Hochschule Mannheim
g.lipphardt@hs-mannheim.de

Rev. B - WS 2006/07

Vorwort

Vor Ihnen liegt das Skriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen und Netze“ (EAN) für Studierende der Elektrotechnik (Diplom- und Bachelorstudiengang) an der Hochschule Mannheim (Technik). Die Vorlesung ist laut Curriculum für 7UE oder 8UE und 6EB oder 7EB vorgesehen und umfasst 4 SWS.

Das Skript besteht aus den Teilen einführender Überblick (Kap. 1), Drehstromnetze (Kap. 2), deren Berechnung (Kap. 3) sowie den dort eingesetzten Betriebsmitteln (Kap. 4), Auslegung von Drehstromnetzen im ungestörten Betrieb (Kap. 5), Kurzschluss und Erdschluss im Drehstromnetz (Kap. 6), Netzbetrieb und Sternpunktbehandlung (Kap. 7) und Schutzeinrichtungen (Kap. 8). Es entspricht in seiner Struktur dem Aufbau der Vorlesung. Das Skript besteht zum großen Teil aus einer Stichwortsammlung. Das Skript erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und wird ggf. ergänzt bzw. korrigiert. Außerdem kann das Skript an manchen Stellen umfangreicher als die Vorlesung sein. Maßgeblich ist immer die gehaltene Vorlesung.

Fehler, Unstimmigkeiten etc. bitte - am besten per Email - an den Autor - danke!

Literaturhinweis: Ergänzende und weiterführende Informationen zu den Themen der Vorlesung können [3] (Signatur¹ EII 1474), [2] (Signatur EII 674) und [1] (Signatur EII 810) entnommen werden.

¹Die angegebenen Signaturen bezeichnen den Standort der genannten Fachbücher in der Bibliothek der HS Mannheim.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	IX
0 Überblick über die Vorlesung	1
1 Einführung in die elektrische Energieversorgung	2
1.1 Primärenergie und elektrische Energie	2
1.2 Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie	4
1.2.1 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)	4
2 Drehstromnetze	5
2.1 Einführung	5
2.2 Betriebsgrößen und Begriffe	6
2.3 Das deutsche Verbundnetz	10
2.3.1 Transport- bzw. Übertragungsnetze	13
2.3.2 Verteilungsnetze	18
3 Grundlagen der Berechnung von Drehstromnetzen	25
3.1 Symmetrischer und unsymmetrischer Netzbetrieb	25
3.1.1 Symmetrischer Netzbetrieb	25
3.1.2 Unsymmetrischer Netzbetrieb	25
3.2 Beschreibung von Netzen mit symmetrischen Komponenten	26
3.2.1 Herleitung der Transformationsgleichungen	26
3.3 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem	30
3.3.1 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem am Beispiel der Drehstromdrosselspule	30
3.3.2 Messtechnische Bestimmung der Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem	32
3.3.3 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem der Betriebsmittel in Drehstromnetzen	32
4 Betriebsmittel in Drehstromnetzen	33
4.1 Synchrongeneratoren	33
4.1.1 Einführung	33
4.1.2 Aufbau und Funktion	33
4.1.3 Betriebsverhalten und Ersatzschaltbild	34
4.1.4 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem	37
4.2 Leistungstransformatoren	38
4.2.1 Einführung	38
4.2.2 Aufbau und Funktion	38
4.2.3 Betriebsverhalten und Ersatzschaltbild	43
4.2.4 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem	46
4.3 Messwandler	47
4.3.1 Spannungswandler	47
4.3.2 Stromwandler	48
4.4 Freileitungen	49
4.4.1 Aufbau	49
4.4.2 Betriebsverhalten und Ersatzschaltbild	53
4.4.3 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem	56

4.5	Kabel	58
4.5.1	Aufbau	58
4.5.2	Betriebsverhalten und Ersatzschaltbild	61
4.5.3	Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem	63
4.6	Schalter	64
4.6.1	Leistungsschalter	65
4.6.2	Trennschalter	66
4.6.3	Lastschalter	66
4.7	Schaltanlagen	67
4.7.1	Schaltungen von Schaltanlagen	67
4.7.2	Bauweise von Schaltanlagen	68
5	Auslegung von Drehstromnetzen im ungestörten Betrieb	72
5.1	Kriterien für die Netzauslegung	72
5.1.1	Voraussetzungen für die analytische Berechnung von Drehstromnetzen	72
5.2	Belastbarkeit von einseitig gespeisten, einseitig belasteten Leitungen	73
5.2.1	Spannungsabfallermittlung	73
5.2.2	Querschnittsermittlung	74
5.3	Belastbarkeit von einseitig gespeisten, mehrfach belasteten Leitungen	76
5.4	Belastbarkeit von einseitig gespeisten, verzweigten Leitungen	77
5.5	Belastbarkeit von Ringleitungen und zweiseitig gespeisten Leitungen	78
5.6	Lastflussberechnungen im symmetrischen, vermaschten Drehstromnetz	81
5.6.1	Knotenpunktverfahren	81
5.6.2	Vereinfachtes Knotenpunktverfahren	85
5.6.3	Newton-Raphson-Verfahren	89
6	Kurzschluss und Erdschluss im Drehstromnetz	92
6.1	Fehlerarten, -ursachen und -bezeichnungen	92
6.2	Dreipoliger Kurzschluss	93
6.2.1	Generatorferner dreipoliger Kurzschluss	93
6.2.2	Generatornaher dreipoliger Kurzschluss	98
6.2.3	Kurzschlussleistung	99
6.3	Methoden zur Berechnung von Kurzschlussströmen in vermaschten Netzen	99
6.3.1	Überlagerungsverfahren	100
6.3.2	Verfahren der Ersatzspannungsquelle	101
6.3.3	Nachbildung der Betriebsmittel	102
6.3.4	Beispiel zur Berechnung eines dreipoligen Kurzschluss mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle	105
6.4	Unsymmetrische Fehler	105
6.4.1	Berechnungsverfahren für unsymmetrische Fehler	105
6.4.2	Anwendung des Berechnungsverfahrens auf verschiedene unsymmetrische Fehlerarten	109
7	Netzbetrieb und Sternpunktbehandlung	110
7.1	Netze mit isolierten Sternpunkten	110
7.2	Netze mit Erdschlusskompensation	112
7.3	Netze mit niederohmiger Sternpunkterdung	114
7.3.1	Kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung	116

8	Schutzeinrichtungen	118
8.1	Überstromschutz	119
8.2	Distanzschutz	120
8.3	Differentialschutz	120
	Literatur	122

Abbildungsverzeichnis

1.1	Der Weg der elektrischen Energie vom Kraftwerk zu den Verbrauchern (Quelle: VDN)	2
1.2	Stromerzeugung in Deutschland einschließlich Einfuhr 2003 (Quelle: VDE)	3
1.3	Verbrauch elektrischer Energie in Deutschland 2003 (Quelle: VDE)	3
1.4	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zur Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen (Quelle: [3])	5
1.5	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zur Übertragung elektrischer Energie über Seekabel (Quelle: [3])	5
2.1	Grundstrukturen von Leitungs- und Netzschaltungen: a) einseitig gespeiste Leitung, b) einseitig gespeiste, verzweigte Leitung, c) Strahlennetz, d) zweiseitig gespeiste Leitung, e) Ringleitung, f) vermaschtes Netz	7
2.2	Beispiel zur Netzsicherheit: a) $(n-1)$ -Kriterium nicht erfüllt, b) $(n-1)$ -Kriterium erfüllt	8
2.3	Schaltzeichen der Betriebsmittel (Quelle: [3])	9
2.4	Prinzipieller Aufbau des deutschen Verbundnetzes	10
2.5	Verbundsysteme Europa: Stromverbrauch und Stromaustausch der Länder 2003 (Quelle: VDN)	11
2.6	Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern 2004 (Quelle: VDN)	12
2.7	Deutsches Höchstspannungsnetz 2005 (Quelle: VDN)	14
2.8	380kV-Freileitungsnetz eines Übertragungsnetzbetreibers (Quelle: [2])	15
2.9	Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2005 (Quelle: VDN)	16
2.10	Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland (in GW) zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004 (Quelle: VDN)	17
2.11	Karte der deutschen Stromnetzbetreiber 2005 (Quelle: VDN)	18
2.12	Typische Netzstruktur in MS-Verteilungsnetzen	22
2.13	(Orts)Netzstationen in MS/NS-Verteilungsnetzen (Quelle: [1])	23
2.14	Netzstrukturen in NS-Verteilungsnetzen	23
2.15	Aufbau eines vieradrigen NS-Kabels NA2XY-J oder NAYY-J mit sektorförmigen Leitern (Bildquelle: Kabeltec GmbH)	24
2.16	Bezugsimpedanz am Verknüpfungspunkt zwischen Kundenanschluss und öffentlichem Netz	24
3.1	Bezeichnungen beim symmetrischen Drehstromnetz	25
3.2	Symmetrische Komponenten: a) Mitsystem; b) Gegensystem; c) Nullsystem (Grafikquelle: [3])	26
3.3	Zusammensetzung eines unsymmetrischen Systems aus Mit-, Gegen- und Nullsystem (Quelle: [2])	27
3.4	Ablauf der Berechnung eines unsymmetrischen Drehstromsystems mit Hilfe der symmetrischen Komponenten	27
3.5	Zeichnerische Symmetrierung bzw. Entsymmetrierung	29
3.6	Drehstromdrosselpule	30
3.7	Symmetrische Komponenten: Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem (Quelle: [2])	31
3.8	Symmetrische Komponenten: Messtechnische Bestimmung der Impedanzen im Nullsystem	32
4.1	Schaltzeichen von Synchrongeneratoren	33
4.2	Bauarten von Synchrongeneratoren	34
4.3	Generatorerregung	35
4.4	Ersatzschaltbild des Synchrongenerators für den stationären Betrieb	35
4.5	Ersatzschaltbild des Synchrongenerators für den Kurzschlussfall	36
4.6	Gegenimpedanz des Synchrongenerators	37
4.7	Schaltzeichen von Leistungstransformatoren	38

4.8	Beispiele von Leistungstransformatoren	39
4.9	Aufbau eines einphasigen Zweiwicklungstransformators	41
4.10	Aufbau eines Drehstromstransformators	41
4.11	Schaltgruppen von Drehstromstransformatoren	42
4.12	Ersatzschaltbild eines einphasigen Zweiwicklungstransformators	43
4.13	Drehstromtransformator mit Stufenschalter	45
4.14	Ersatzschaltbild phasendrehender Transformatoren im Mit- und Gegensystem	46
4.15	Schaltzeichen von Spannungs- und Stromwandlern	47
4.16	Aufbau von Spannungs- und Stromwandlern	48
4.17	Beispiele von Spannungs- und Stromwandlern	49
4.18	Freileitungen	50
4.19	Freileitungsisolatoren	50
4.20	Aufbau einer Freileitung	51
4.21	Allgemeines Ersatzschaltbild eines Drehstromfreileitungssystems mit Erdseil	53
4.22	Seilführung bei einer verdrehten Drehstromfreileitung mit einem Drehstromsystem	54
4.23	Ersatzschaltbilder einer verdrehten und symmetrisch betriebenen Drehstromfreileitung	55
4.24	Nullströme einer Drehstromfreileitung mit Erdseil	57
4.25	Schaltzeichen eines Kabels	58
4.26	Aufbau eines Niederspannungskabels	58
4.27	Aufbau eines Mittelspannungskabels	58
4.28	Feldsteuerung bei Kabeln	59
4.29	Aufbau eines VPE-Höchstspannungskabels	59
4.30	Aufbau eines Gürtelkabels	60
4.31	Aufbau eines Gasaußendruckkabels	61
4.32	Kapazitäten eines Kabels	63
4.33	Schaltzeichen von Schaltern	64
4.34	Ausschaltvorgang bei einem SF ₆ -Schalter	66
4.35	Trennschalter für Freiluftschaltanlagen	67
4.36	Schaltplan einer HS-Schaltanlage	68
4.37	Schaltung eines Abzweigs in einer HS-Schaltanlage	68
4.38	Schaltung eines 380/110kV-Umspannwerks	69
4.39	Schaltung einer 110/10(20)kV-Umspannstation	69
4.40	Aufbau einer 380/110kV-Freiluftschaltanlage	70
4.41	Abzweigfeld einer 110kV-Schaltanlage in SF ₆ -Ausführung	71
5.1	Einphasiges Ersatzschaltbild zur analytischen Berechnung der Belastbarkeit einer einseitig gespeisten, einseitig belasteten Drehstromleitung	73
5.2	Zeigerdiagramm der Ströme und Spannungen bei einer einseitig gespeisten Drehstromleitung	74
5.3	Einphasiges Ersatzschaltbild zur analytischen Berechnung der Belastbarkeit einer einseitig gespeisten, mehrfach belasteten Drehstromleitung	76
5.4	Einseitig gespeiste, verzweigte Drehstromleitung	77
5.5	Zweiseitig gespeiste Drehstromleitung	79
5.6	Beispielnetz zum vereinfachten Knotenpunktverfahren	85
5.7	Lastverlagerung aus Netzzweigen	88
6.1	Bezeichnung der Fehlerarten und der Anfangskurzschlusswechselströme in Drehstromnetzen	93
6.2	Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms und Parameter	94
6.3	Generatorferner dreipoliger Kurzschluss	95
6.4	Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms beim generatorfernen dreipoligen satten Kurzschluss	97

6.5	Prinzip des Überlagerungsverfahrens zur Kurzschlussstromberechnung	100
6.6	Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle zur Kurzschlussstrom- berechnung	102
6.7	Nachbildung einer Netzeinspeisung im Mitsystem	103
6.8	Natürliche Größen und symmetrische Komponenten an der Fehlerstelle	106
6.9	Fehlerbedingungen und Schaltung der symmetrischen Komponenten beim einpoli- gen satten Erdkurzschluss	108
7.1	Netz mit isoliertem Sternpunkt	110
7.2	Ersatzschaltbild des Netzes mit isoliertem Sternpunkt und Erdschluss	111
7.3	Netz mit Erdschlusskompensation	112
7.4	Ersatzschaltbild des Netzes mit Erdschlusskompensation und Erdschluss	113
7.5	Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung	114
7.6	Ersatzschaltbild des Netzes mit niederohmiger Sternpunkterdung und Erdkurzschluss	115
7.7	Kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung	116
8.1	Prinzipieller Aufbau eines Schutzsystems	119
8.2	UMZ-Schutz als Leitungsschutz	119
8.3	Prinzipieller Aufbau eines Distanzschutzes	120
8.4	Staffelung des Distanzschutzes	121
8.5	Prinzip des Differentialschutzes	121

Tabellenverzeichnis

4.1	Kurzzeichen für Kabel	62
5.1	Bezogener Längswiderstand von Kabeln und Drehstromfreileitungen	75
6.1	Spannungsfaktor c nach DIN EN 60909 (VDE 0102)	95

0 Überblick über die Vorlesung

Die Vorlesung „Elektrische Anlagen und Netze“ behandelt die Einrichtungen, die zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie notwendig sind, d.h. die dazu notwendigen Komponenten - sog. Betriebsmittel - sowie deren Zusammenschaltung - Anlagen und Netze. (s. Bild 1.1)

Abgrenzungen:

- Die Umwandlung der Primärenergien ist nicht Gegenstand dieser Vorlesung, sondern wird in der Vorlesung „Energieanlagen und Kraftmaschinen“ (EAK) behandelt.
- Der für die Umwandlung der Primärenergien in elektrische Energie in der Regel eingesetzte Drehstromsynchrongenerator wird in der Vorlesung „Elektrische Maschinen 2“ (EM2) behandelt.

Kurzinhalt:

- Einführung in die elektrische Energieversorgung
 - Primärenergien
 - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
- Drehstromnetze
 - Definition, Normen
 - Betriebsgrößen und Begriffe
 - Verbundnetz
- Grundlagen der Berechnung von Drehstromnetzen
 - Symmetrischer und unsymmetrischer Netzbetrieb
 - Beschreibung von Netzen mit symmetrischen Komponenten
- Betriebsmittel in Drehstromnetzen
 - Generatoren
 - Transformatoren
 - Messwandler
 - Freileitungen
 - Kabel
 - Schalter und Schaltanlagen
- Auslegung von Drehstromnetzen im ungestörten Betrieb
 - Auslegungskriterien
 - Belastbarkeit von Leitungen
 - Lastflussberechnungen
- Berechnung von Kurzschlüssen und Erdschlüssen im Drehstromnetz
- Netzbetrieb und Sternpunktbehandlung
- Schutzeinrichtungen

1 Einführung in die elektrische Energieversorgung

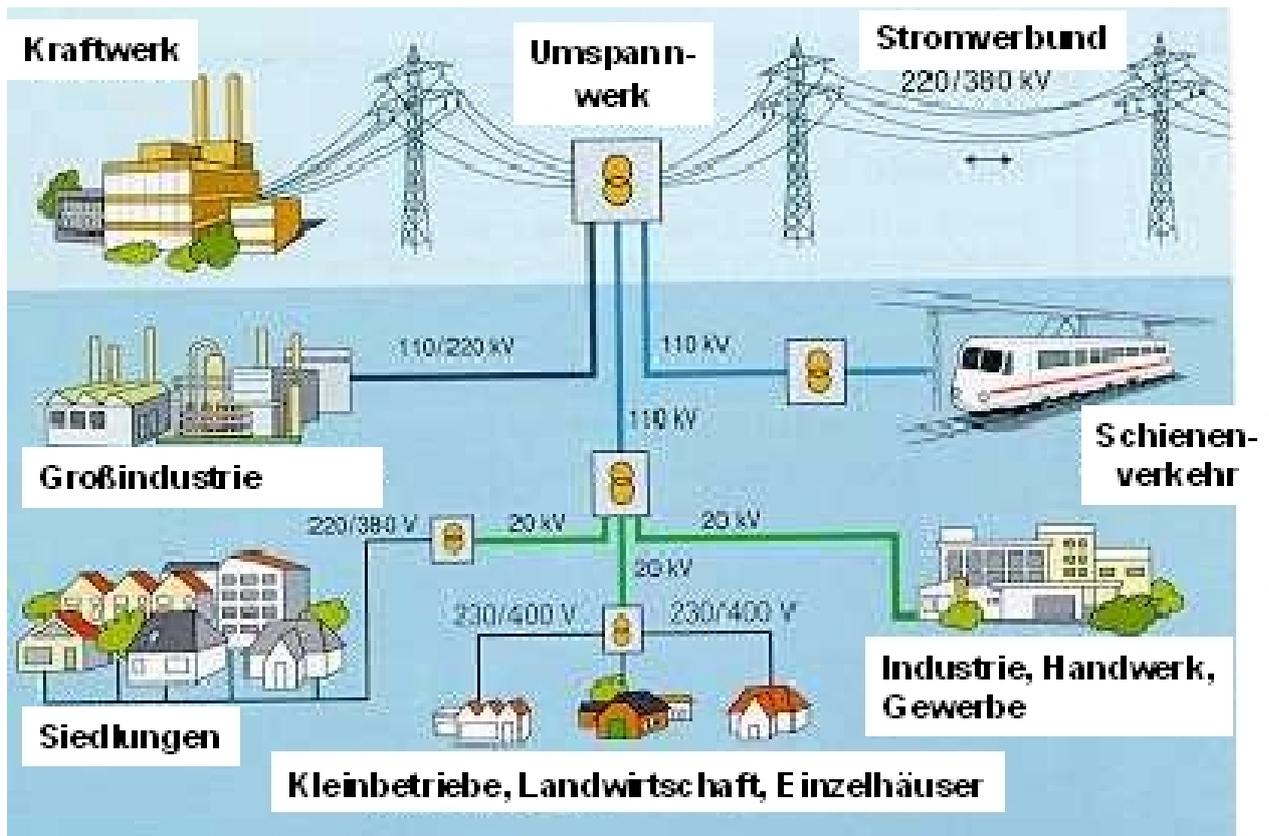


Bild 1.1: Der Weg der elektrischen Energie vom Kraftwerk zu den Verbrauchern (Quelle: VDN)

1.1 Primärenergie und elektrische Energie

Die Aufteilung der Stromerzeugung in Deutschland ist in Bild 1.2 dargestellt. Insgesamt sind im Jahr 2003 $644 \text{ TWh} = 664 \cdot 10^{12} \text{ Wh}$ elektrischer Energie erzeugt worden (einschl. Einfuhr bzw. Import). Zum Vergleich: Eine 60W-Glühlampe, die ein Jahr ununterbrochen betrieben wird, benötigt eine elektrische Energie von $8760 \text{ h} \cdot 60 \text{ W} = 525600 \text{ Wh}$, d.h. mit der insgesamt erzeugten elektrischen Energie können ca. 1230 Mrd. Glühlampen ein Jahr lang ununterbrochen betrieben werden. Bild 1.3 zeigt den Verbrauch elektrischer Energie in Deutschland im Jahr 2003, einschl. Ausfuhr bzw. Export und Verlusten sowie Eigenbedarf der Stromerzeugung, aufgeschlüsselt nach Verbrauchern.

Anmerkungen zur Erzeugung und zum Verbrauch elektrischer Energie in Deutschland:

- Stromexport und -import sind in etwa gleich groß und dienen im wesentlichen zum kurzfristigen Ausgleich und zur elektrischen Stabilisierung des Netzes.
- In den letzten zehn Jahren ist die Stromproduktion um ca. 1% pro Jahr gestiegen.
- Die Stromerzeugung durch Gas und Wind hat zu Lasten der Kohle zugenommen, v.a. die durch Wind.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien - ohne Wasserkraft und Wind - liegt unter 1%.
- Der Verbrauch elektrischer Energie ist ebenfalls in den letzten zehn Jahren um ca. 1% pro Jahr gestiegen.

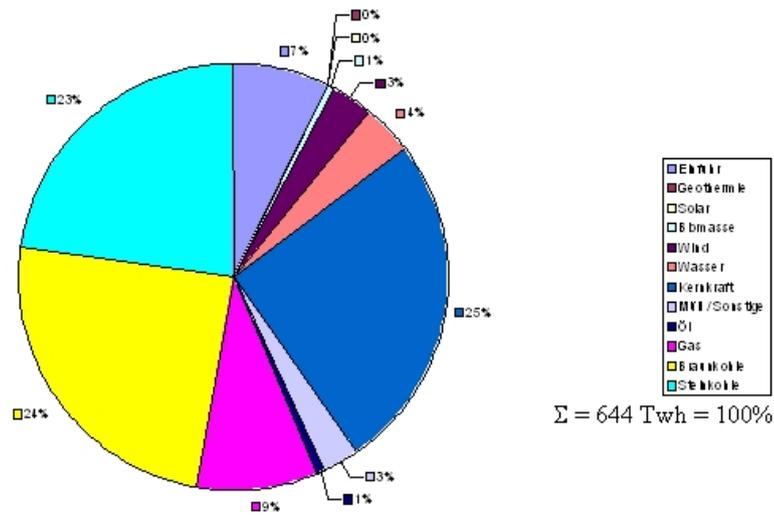


Bild 1.2: Stromerzeugung in Deutschland einschließlich Einfuhr 2003 (Quelle: VDE)

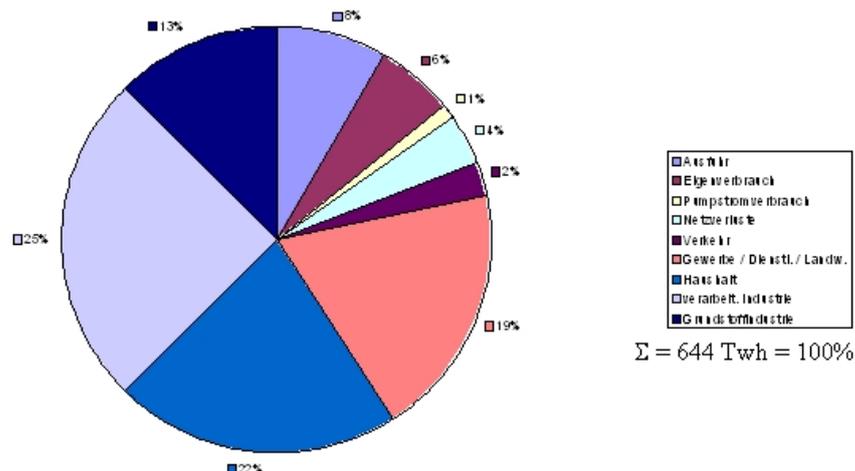


Bild 1.3: Verbrauch elektrischer Energie in Deutschland 2003 (Quelle: VDE)

- Der Anteil der Industrie am Gesamtverbrauch ist trotz Produktionsteigerungen in etwa gleich geblieben, während der Anteil der Haushalte und der Dienstleistungen angestiegen ist.

Weitere Daten zur Energieerzeugung:

- Weltweit werden ca. 64% der elektrischen Energie aus fossilen Brennstoffen erzeugt. Der Rest zu etwa gleichen Teilen aus Kernbrennstoff und aus erneuerbaren Energien, hauptsächlich Wasserkraft.
- Der Pro-Kopf-Verbrauch elektrischer Energie beträgt ca.: Tschad - 15kWh/a, China - 1070kWh/a, Deutschland - 6700kWh/a, USA - 13900kWh/a, Norwegen - 25900kWh/a, Welt - 2430kWh/a

1.2 Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie

Die Nutzung elektrischer Energie begann 1866 mit der Entdeckung des elektrodynamischen Prinzips durch Siemens und der damit verbundenen Entwicklung von Gleichstromgeneratoren und -motoren. Deshalb basierten die ersten Kraftwerke und elektrischen Netze auf Gleichspannung. Sie lagen in unmittelbarer Nähe zu den Verbrauchern. Trotzdem konnte die elektrische Energie die bis dato eingesetzten Dampfmaschinen verdrängen, da Erzeugung und Nutzung der Energie größere räumliche Distanzen zuließ.

Gegen 1890 standen praktisch einsetzbare Drehstromgeneratoren, -transformatoren und -motoren zur Verfügung. Auf der Weltausstellung 1891 in Frankfurt/M. wurden erstmals die Vorteile der Drehstromtechnik gegenüber der Gleichstromtechnik demonstriert. Dazu wurde die mittels Wasserkraft in Lauffen am Neckar erzeugte elektrische Energie über eine 175km lange Drehstromfreileitung mit einer Spannung von 15kV übertragen und auf der Ausstellung zur Beleuchtung und mittels Drehstrommotor zum Betrieb eines künstlichen Wasserfalls verwendet.

Vorteile der Drehstromtechnik gegenüber der Gleichstromtechnik sind:

- einfache Bau- und Betriebsweise
- verlustarme Energieübertragung durch Transformation auf eine höhere Spannung
- einfacheres Beherrschen der Schaltvorgänge aufgrund der Nulldurchgänge

Die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie erfolgt deshalb heute in der Regel mittels Drehstrom. Aufgrund der dabei verwendeten Spannungen spricht man von der Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung (DHÜ).

Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Energie sind in der Regel räumlich getrennt. Zur Übertragung der elektrischen Energie sind deshalb Netze notwendig, sog. Drehstromnetze (s. Kap. 2).

1.2.1 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Anwendungen:

- Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen
- Übertragung elektrischer Energie über Seekabel
- Kupplung asynchroner Netze (Kurzakupplung)

Vorteile:

- Kupplung von asynchronen Netzen, d.h. Netzen mit unterschiedlichen Frequenzen möglich
- Spannungsabfall auf den Leitungen nur ohmsche Anteile beschränkt; kein Einfluss der Reaktanzen ωL und $1/\omega C$.
- keine Blindleistungs- und Wirbelstromverluste in den Betriebsmitteln der Übertragungstrecke
- Verringerung der Kurzschlussleistung
- Verbesserung der Stabilität einer parallel betriebenen DHÜ möglich

Nachteile:

- höherer technischer Aufwand im Vergleich zur DHÜ
- höhere Kosten (bis zum Break-Even: Freileitung bei ca. 700 – 1000km, Kabelverbindungen: 40 – 150km)
- Oberschwingungsbelastung und Blindleistungsbedarf der angeschlossenen Drehstromnetze

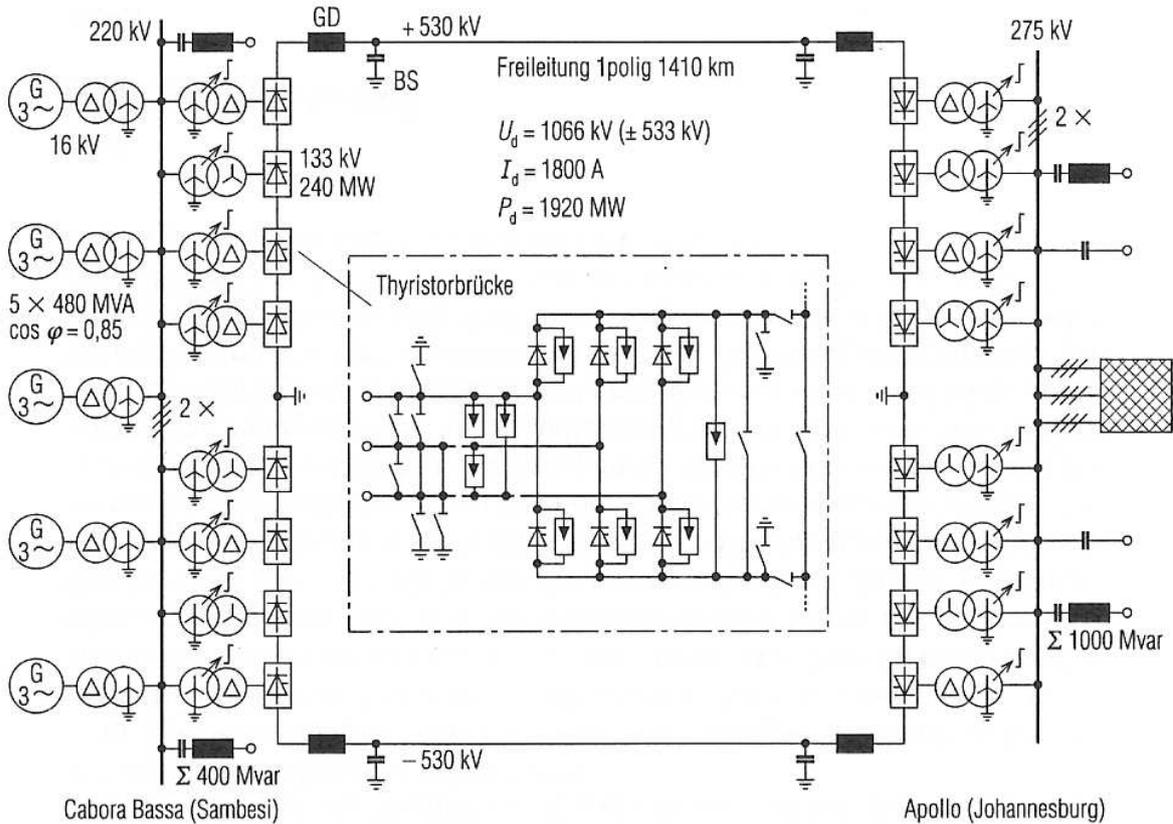


Bild 1.4: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zur Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen (Quelle: [3])

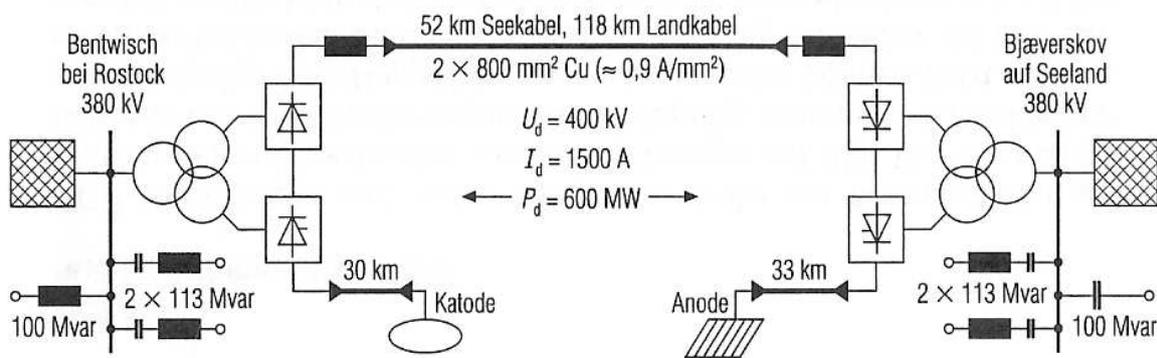


Bild 1.5: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zur Übertragung elektrischer Energie über Seekabel (Quelle: [3])

2 Drehstromnetze

2.1 Einführung

- Definition: Starkstromanlagen sind elektrische Anlagen mit Betriebsmitteln zum Erzeugen, Umwandeln, Speichern, Fortleiten, Verteilen und Verbrauchen elektrischer Energie mit dem Zweck der Verrichtung von Arbeit (Quelle: VDE 0100).
- Normen definieren die anerkannten Regeln der Technik und gelten somit als verbindlich. Die folgenden Normungsorganisationen sind von Bedeutung:

- International: IEC (International Electrotechnical Commission)
 - Europäisch: CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique)
 - National: DKE (Deutsche Kommission für Elektrotechnik im DIN (Deutschen Institut für Normung) und VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik)
- Verbände und Institutionen: Weil die z.Zt. verfügbaren Normen insbesondere im Bereich höherer Spannungen nicht ausreichend sind, gibt es zusätzlich Richtlinien und Empfehlungen von Verbänden, insbesondere dem VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft). Weitere wichtige Verbände bzw. Institutionen sind der VDN (Verband der Netzbetreiber) beim VDEW, dem Zusammenschluss der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber, und die DVG (Deutsche Verbundgesellschaft).

2.2 Betriebsgrößen und Begriffe

- Verbundnetz: Ein Verbundnetz ist der elektrische Zusammenschluss von Netzen unterschiedlicher Betreiber mit dem Ziel der gegenseitigen Stützung und des Ausgleichs bei Lastschwankungen. Voraussetzung ist die gemeinsame Regelung der Frequenz. Das Gegenteil von Verbundnetzen sind Inselnetze (z.B. Berlin mit dem Netzbetreiber/EVU BEWAG vor der Wiedervereinigung).
- Stromarten und Frequenzen: Transport und Verteilung von elektrischer Energie erfolgt heute vorwiegend mit dreiphasigem Wechselstrom (Drehstrom). Im Bereich des schienengebundenen Verkehrs (Bahnstrom) wird wegen der Einspeisung in die Fahrzeuge über Oberleitung eine einphasige Wechsellspannung verwendet. Die folgenden Frequenzen sind üblich:

50Hz	Europa
60Hz	USA, Kanada
16,7Hz (früher 16 2/3Hz)	Bahnstrom (u.a. DE, CH, AT)
50Hz	Bahnstrom (u.a. FR (z.T.), DK)

- Übertragungs- und Verteilspannungen (Spannungsebenen): In Deutschland werden üblicherweise die folgenden Spannungsebenen verwendet:

		U_n^a	U_m^b	
Niederspannung	NS	230/400V	–	0,4-kV-Ebene
Mittelspannung	MS	10kV	12kV	Verteilungsnetze
		20kV	24kV	
Hochspannung	HS	110V	123kV	Übertragungsnetze
Höchstspannung		220kV	245kV	
		380kV	420kV	

^a U_n : Nennspannung

^b U_m : maximal zulässige Spannung für Betriebsmittel

In Industrienetzen sind darüber hinaus Spannungen von 3kV bzw. 6kV üblich. In anderen Ländern werden Höchstspannungen von 500kV (USA, Russland) und 735kV (Kanada) für Übertragungsnetze verwendet.

- Netzstrukturen: Ein elektrisches Leitungsnetz umfasst die Gesamtheit aller Leitungen von der Erzeugung bis zum Verbraucher. Die üblicherweise verwendeten Leitungs- und Netzstrukturen zeigt Bild 2.1.

- Bei der einseitig gespeisten Leitung gibt es nur einen Einspeiseknoten, von dem aus alle Verbraucher versorgt werden, die entlang der Leitung angeschlossen sind.
- Die einseitig gespeiste, verzweigte Leitung entspricht der Struktur aus a), enthält aber eine zusätzliche Verzweigungsstelle entlang der Leitung.
- Das Strahlennetz setzt sich aus den Strukturelementen a) und b) zusammen.
- Bei der zweiseitig gespeisten Leitung gibt es zwei Einspeiseknoten - an jedem Leitungsende einen, von denen aus alle Verbraucher versorgt werden, die entlang der Leitung angeschlossen sind.
- Die Ringleitung ist eine Spezialform der Struktur aus d) dar. Vorteilhaft ist hierbei, dass bei Ausfall eines Teils der Leitung, z.B. bei einem Kabelschaden, nach Heraustrennung des fehlerbehafteten Leitungsstücks die verbleibenden Leitungsstücke jeweils einseitig gespeist weiterbetrieben werden können.
- Bei einem vermaschten Netz wird die Versorgung der einzelnen Verbraucher durch die Verknüpfung der Versorgungsleitungen untereinander und evtl. durch mehrere Einspeisungen optimal gesichert. Nachteile sind allerdings:
 - * aufwändigere Schutztechnik
 - * größere Kurzschlussleistung

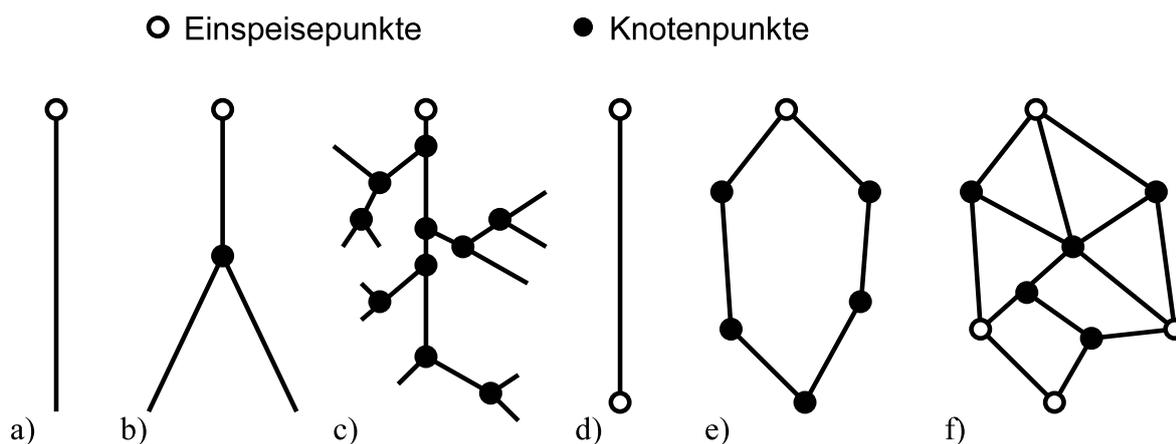


Bild 2.1: Grundstrukturen von Leitungs- und Netzschaltungen: a) einseitig gespeiste Leitung, b) einseitig gespeiste, verzweigte Leitung, c) Strahlennetz, d) zweiseitig gespeiste Leitung, e) Ringleitung, f) vermaschtes Netz

- Frequenzhaltung: Eine der zentralen Aufgabe eines Übertragungsnetzes als Verbundnetz ist die Frequenzhaltung. Die im UCTE-Verbundnetz zulässige Schwankungsbreite beträgt $\pm 0,2\%$.

$$S_{zul} = \frac{\Delta f}{f_n} \cdot 100 = 0,2 \Rightarrow \Delta f = \pm 0,1 \text{ Hz}$$

Die Frequenz wird im ungestörten Betrieb in sehr engen Grenzen gehalten, damit bei einer Störung die Regeleinrichtungen schnell und ausreichend wirken können. Falls beispielsweise durch einen Kraftwerksausfall Leistungsmangel im Verbundnetz auftritt, dann sinkt im gesamten Netz die Frequenz. Daraufhin geben alle Kraftwerke im Rahmen ihrer Primärregelung eine höhere Leistung ab und stützen so das Übertragungsnetz. Kraftwerke verfügen i.d.R. über eine zweistufige Kaskadenregelung: Die unterlagerte Primärregelung arbeitet als Leistungsregler, während die überlagerte Sekundärregelung als Frequenzregler arbeitet. Bei einer weiteren Frequenzabsenkung tritt der sog. 5-Stufen-Plan des VDN in Kraft, der im GridCode der DVG festgeschrieben ist.

	Kraftwerksblock T Turbine G Generator BT Blocktransformator		Spannungsquelle im Mitsystem (q:Quelle)
	Blocktransformator		Impedanz Z Mitsystem Z_1 Nullsystem Z_0
	Generator		Resistanz und Reaktanz $Z = R + jX$
	Transformator mit Schaltung der Wicklungen		Kapazität
	Transformator mit Stufenschalter		Trennschalter
	Dreiwicklungstransformator mit Klemmenbezeichnungen		Lastschalter (allgemein)
	Spartransformator mit geerdetem Sternpunkt und Dreiecksausgleichswicklung		Lasttrennschalter
	Sternpunktterdung über Impedanz Z_N oder eine Erdschlusslöschspule X_D		Leistungsschalter
	Kurzschlussstrom-Begrenzungsdrosselspule		Sicherung, Schmelzsicherung
	Stromwandler		Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle F
	Spannungswandler		Überspannungsableiter, MO-Ableiter, Ventilableiter
	Motor Drehstrommotor (Asynchromotor)		Diode
	Anzahl der Leiter (Hauptleiter und andere L) einer Leitung		Thyristor
	Drehstromnetz mit Anschlusspunkt Q		Leitung Drehstromfreileitung
			Doppelleitung
			Kabel, Drehstromkabel
			π -Ersatzschaltung, z. B. für eine Freileitung im Mitsystem (Index 1)

Bild 2.3: Schaltzeichen der Betriebsmittel (Quelle: [3])

2.3 Das deutsche Verbundnetz

Abb. 2.4 zeigt den prinzipiellen Aufbau des deutschen Verbundnetzes. Dabei wird unterschieden zwischen den sog. Transport- bzw. Übertragungsnetzen und den Verteilungsnetzen. Transportnetze arbeiten mit Spannungsebenen von 220kV bzw. 380kV. Verteilungsnetze arbeiten mit den darunter liegenden NS-, MS- und HS-Spannungsebenen.

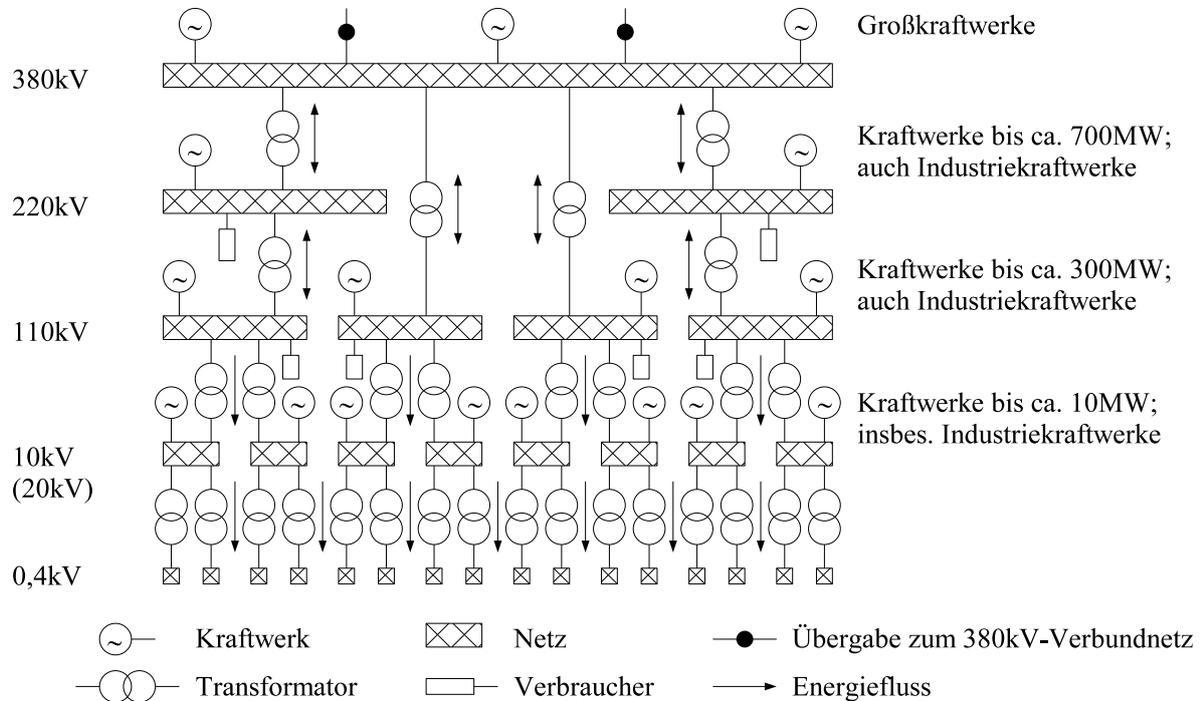


Bild 2.4: Prinzipieller Aufbau des deutschen Verbundnetzes

Planung und Betrieb der Energieversorgungsnetze sowie der Stromerzeugung und -lieferung werden in Deutschland von privatwirtschaftlich organisierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) vorgenommen (z.Zt. ca. 700 Unternehmen, die > 99% des Strombedarfs decken), die im VDEW organisiert sind. Seit 1996 gilt in der EU die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes. Dadurch wurde die Trennung (sog. Unbundling) von

- Erzeugung (Kraftwerke) und
- Transport (Übertragungsnetze)

erzwungen.

Das deutsche Verbundnetz ist eingebunden in das europäische Verbundnetz der UCTE (Union zur Koordination des Transport von Elektrizität). Dazu zeigt Abb. 2.5 die verschiedenen Verbundsysteme in Europa, deren Stromverbrauch sowie den betragsmäßigen Stromaustausch der einzelnen Länder untereinander, bezogen auf das Jahr 2003. In Abb. 2.6 ist der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern im Jahr 2004 dargestellt.

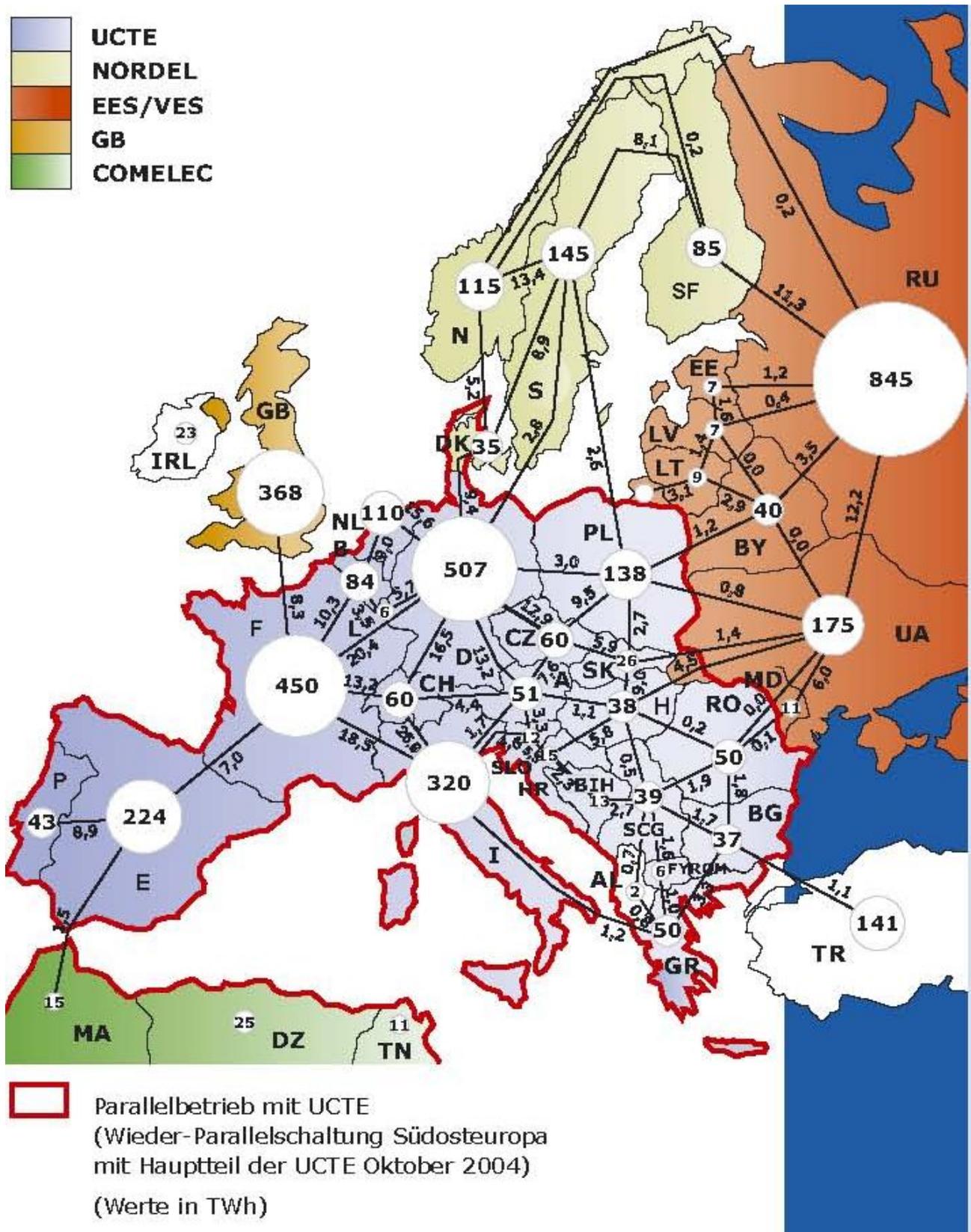


Bild 2.5: Verbundsysteme Europa: Stromverbrauch und Stromtausch der Länder 2003 (Quelle: VDN)

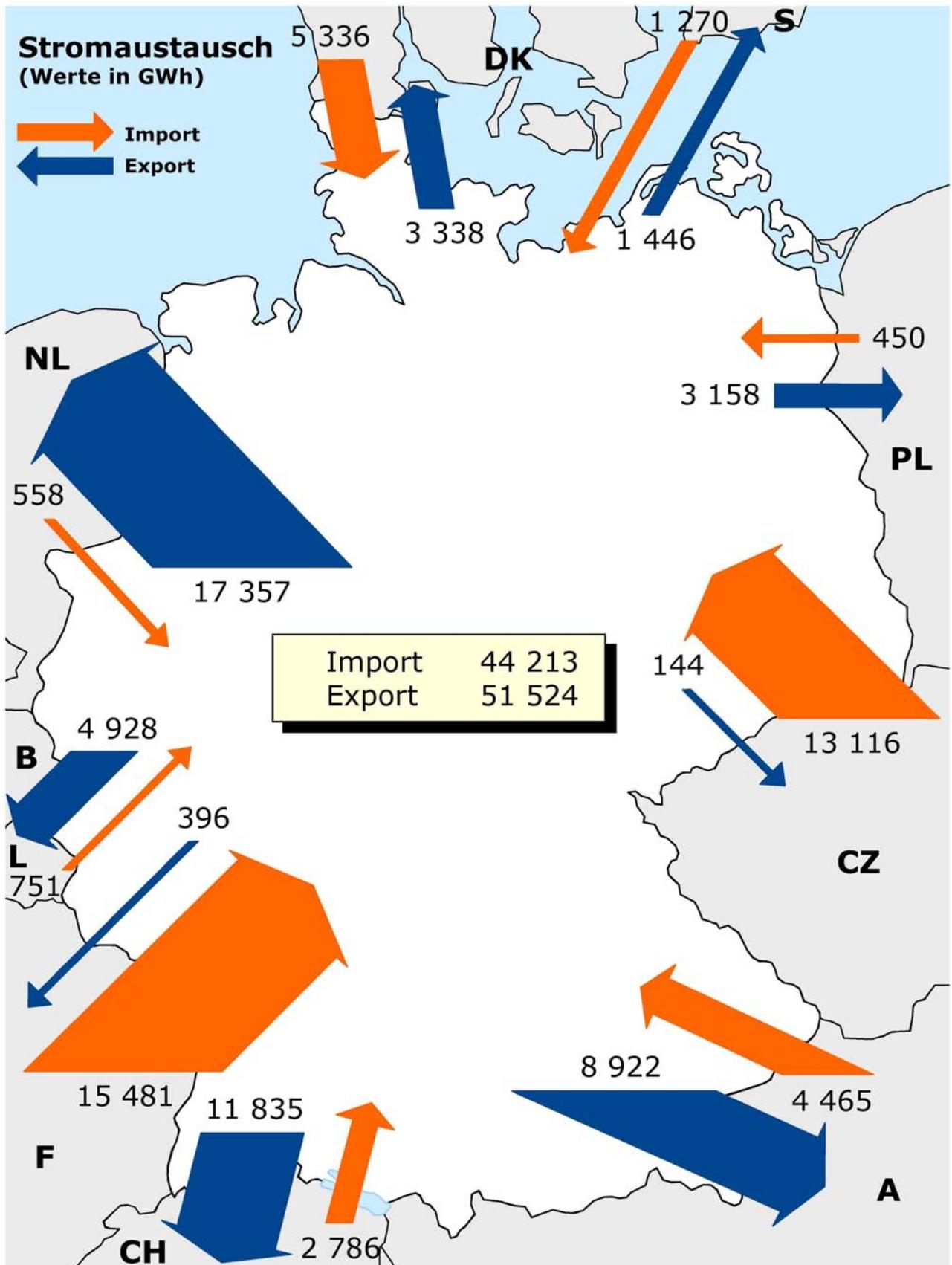


Bild 2.6: Stromtausch Deutschlands mit den Nachbarländern 2004 (Quelle: VDN)

2.3.1 Transport- bzw. Übertragungsnetze

- Aufgaben:
 - Aufnahme der Kraftwerksleistung (Kraftwerksanschluss).
 - Erzeugungsausgleich zwischen Kraftwerken unterschiedlicher Kostenstrukturen, d.h. optimaler Kraftwerkseinsatz bei minimalen Kosten.
 - Lastausgleich zwischen Gebieten unterschiedlicher Laststruktur.
 - Gegenseitige Aushilfe bei besonderen Lastschwankungen unter der Voraussetzung, dass die Leistungsfähigkeit des eigenen Netzes gegeben ist.
 - Abwicklung von Stromgeschäften mit Verbundpartnern.
 - Frequenz- und Spannungsstützung aller angeschlossenen Netze durch gesamte Kraftwerksleistung des Verbundnetzes.
- aktueller Netzplan: s. Abb. 2.7
- Spannungsebenen: Die Wahl der geeigneten Spannungsebene für ein Übertragungsnetz erfolgt nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten bezogen auf die Verteilung der Lasträume und der Kraftwerke.
Für Deutschland gilt auch weiterhin aufgrund der verbrauchsnahen Erzeugung, dass die 400kV-Ebene die kostengünstigste Variante ist. Höhere Spannungen sind erst bei großen Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch sinnvoll.
- Struktur: s. Abb. 2.8
- Betreiber: Die folgende Tabelle zeigt die Betreiber der Übertragungsnetze in Deutschland (Stand Sept. 2002):

E.ON	Preussen Elektra
	Bayernwerk
Vattenfall Europe	VEAG (Vereinigte Energiewerke AG)
	BEWAG
	HEW
RWE	RWE
	VEW (Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen)
EnBW	Badenwerk
	EVS (Energieversorgung Schwaben)

Abb. 2.9 zeigt die Regelzonen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland.

- Kennzahlen: Abb. 2.10 zeigt die Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland (in GWh) zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004. Vergleichsdaten: 1970 - $P_{\text{Höchstlast}} = 35\text{GWh}$; 2001 - $P_{\text{Höchstlast}} = 78,2\text{GWh}$
Der Netzwirkungsgrad im Transportnetz beträgt $\eta \approx 99,2\%$, d.h. die Netzverluste betragen $\approx 0,8\%$.

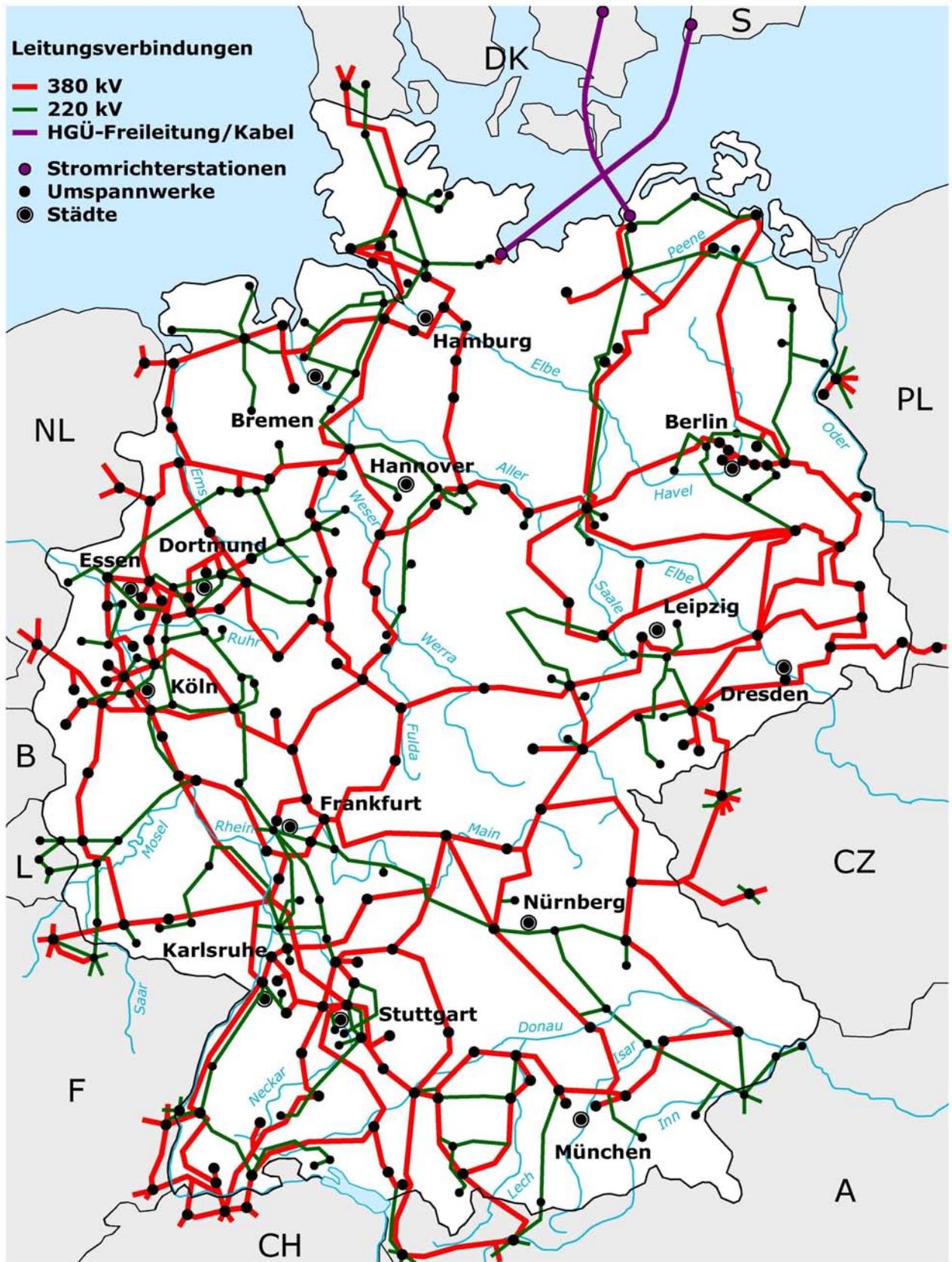
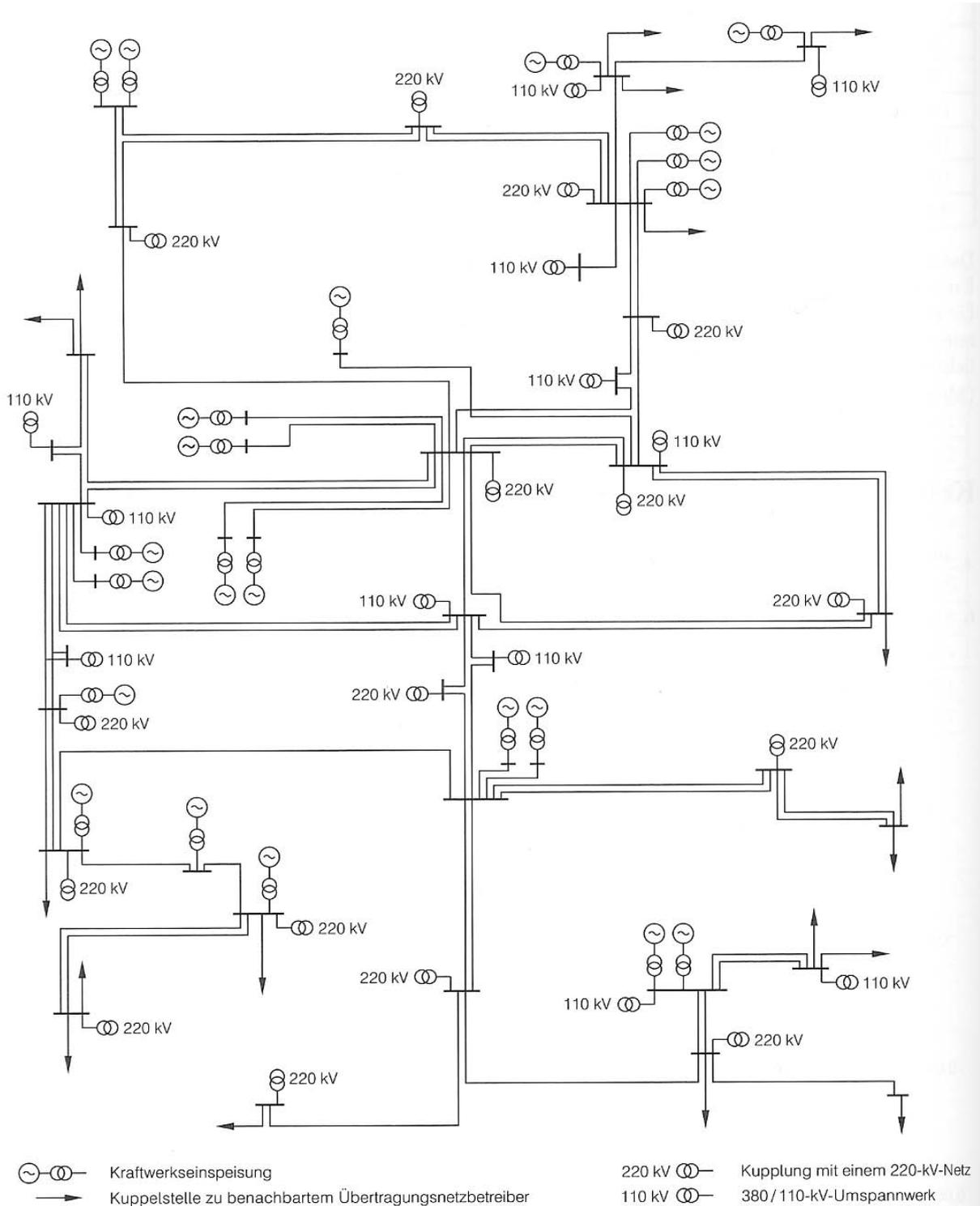


Bild 2.7: Deutsches Höchstspannungsnetz 2005 (Quelle: VDN)



EAN_UEEB_b009

Bild 2.8: 380kV-Freileitungsnetz eines Übertragungsnetzbetreibers (Quelle: [2])

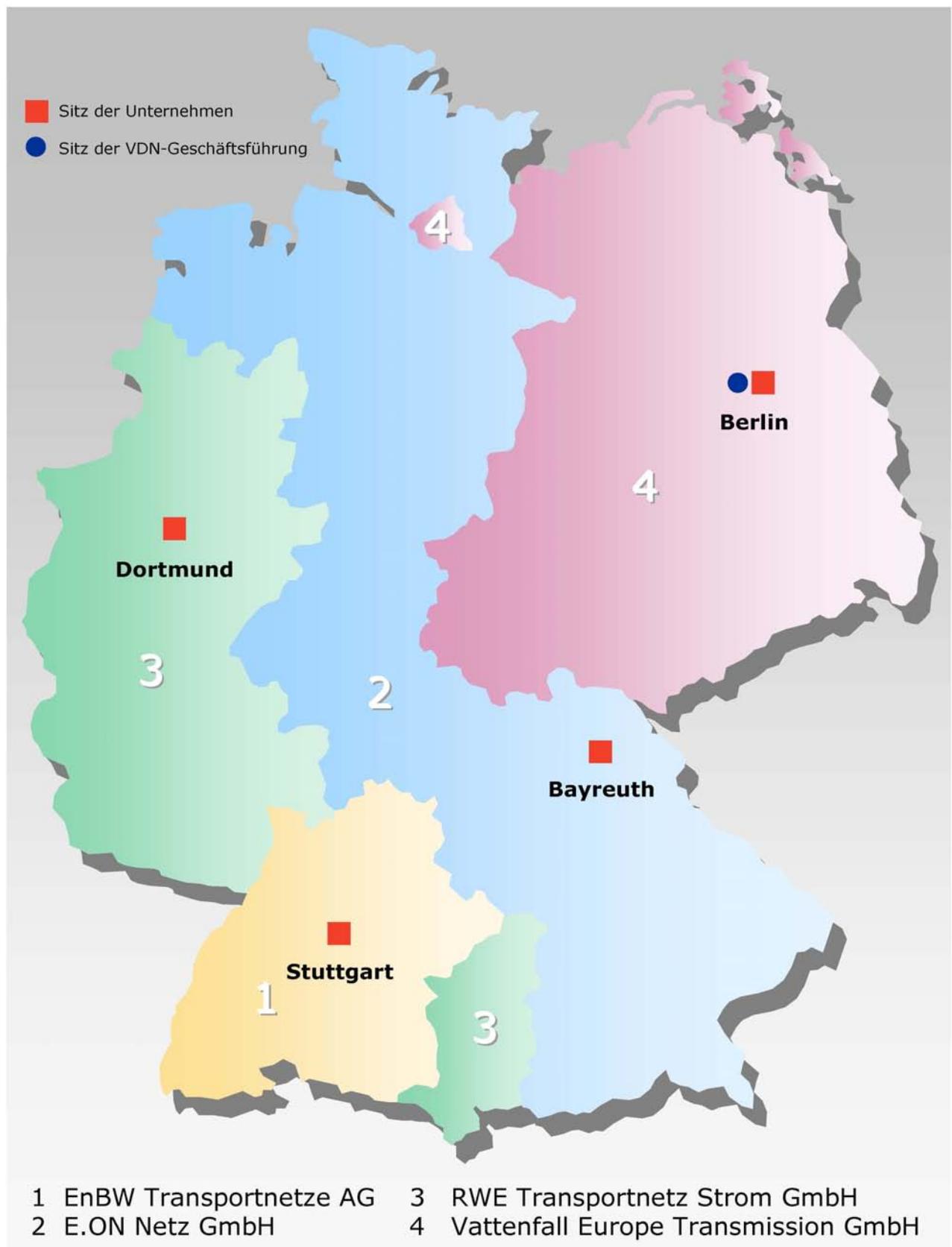


Bild 2.9: Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2005 (Quelle: VDN)

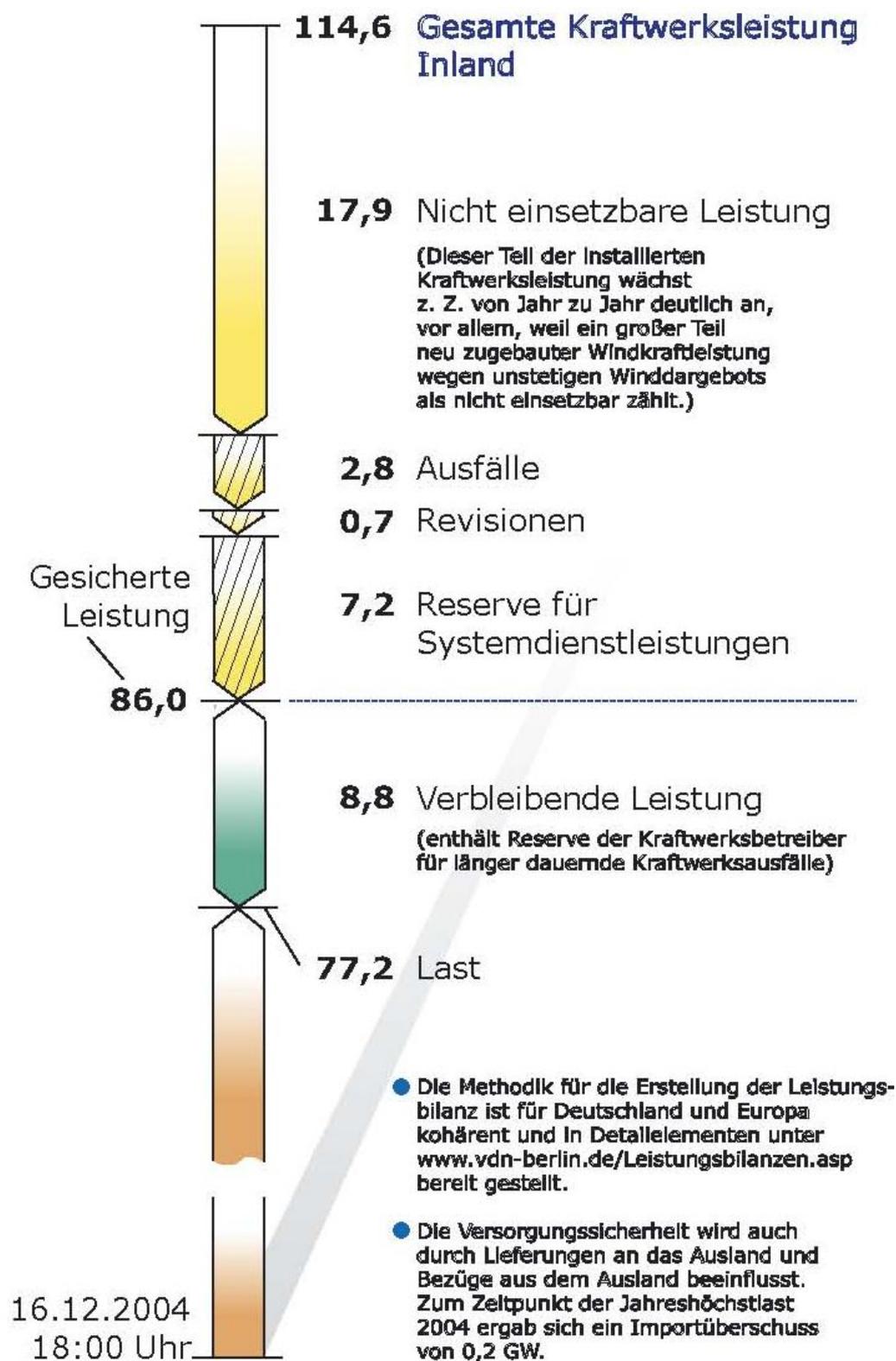


Bild 2.10: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland (in GW) zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004 (Quelle: VDN)

2.3.2 Verteilungsnetze

(engl.: distribution networks)

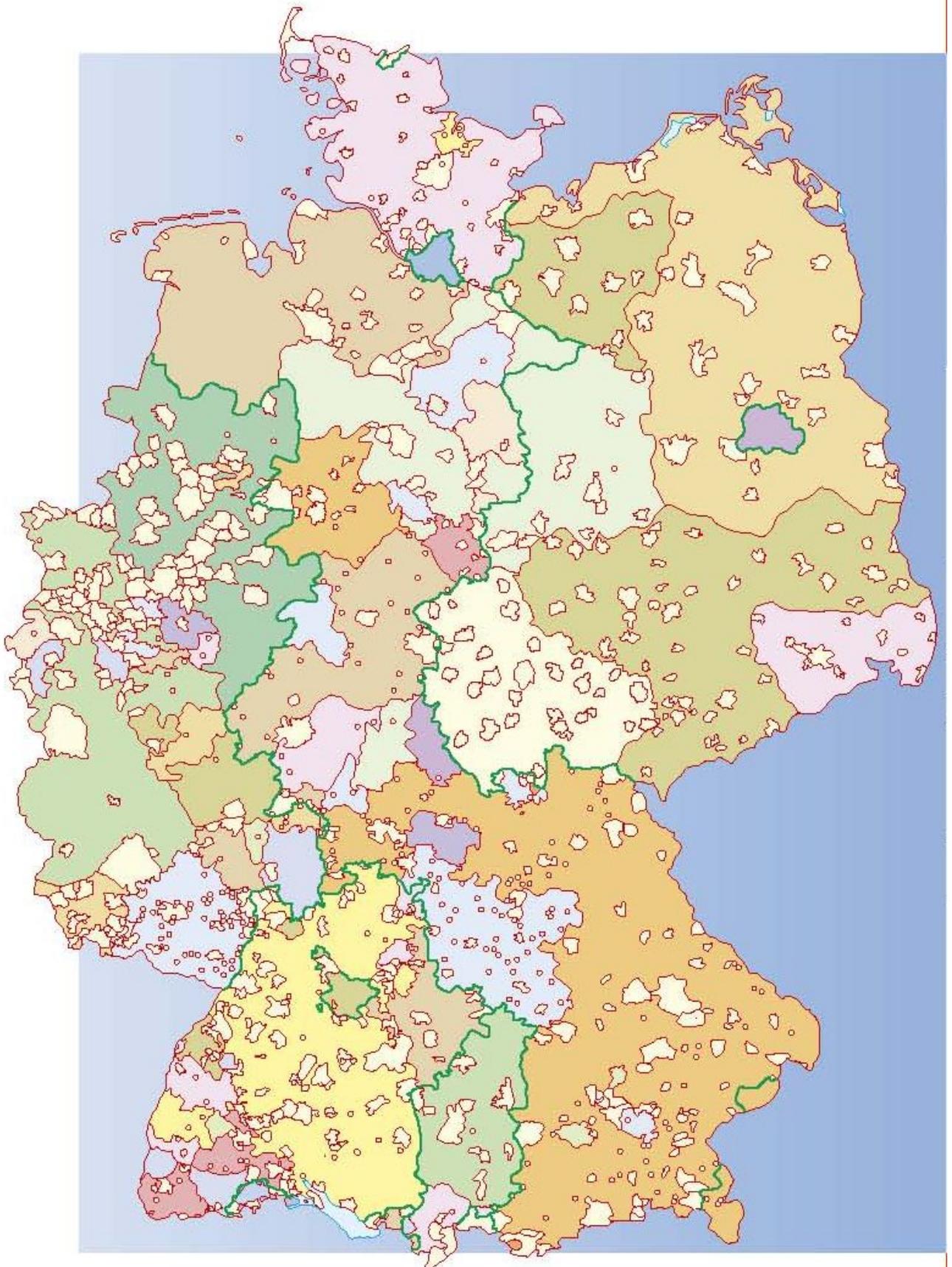


Bild 2.11: Karte der deutschen Stromnetzbetreiber 2005 (Quelle: VDN)

Verteilungsnetze sind hierarchisch strukturiert.

- Aufgaben:
 - Verteilung der elektrischen Energie zu den Verbrauchern
- Spannungsebenen:
 - $U_n = 110\text{kV}$: zur stadtnahen Verteilung; Versorgung aus dem 380kV- oder 220kV-Netz über Umspannwerke (100...300MVA); auch Einspeisung von Industriekraftwerken bis ca. 300MW
 - $U_n = 10/20\text{kV}$: in ländlichen Gebieten mit geringer Lastdichte oder in städtischen Gebieten mit hoher Lastdichte; Versorgung aus dem 110kV-Netz über Umspannstationen (20...50MVA)
 - $U_n = 0,4\text{kV}$: zur Endverteilung der elektrischen Energie an die Verbraucher wie Haushalte und kleinere Industrieunternehmen; Versorgung aus dem 10/20kV-Netz über (Orts)Netzstationen (250, 400, 630kVA); (Orts)Netzstationen werden üblicherweise so dimensioniert, dass sie im Bemessungsbetrieb zu 60...70% ausgelastet sind; Ausführung der Freileitungen oder Kabel in 4-Leiter-Technik (um Anschluss 1-phasiger Verbraucher zu ermöglichen)
- Netzstrukturen in MS-Verteilungsnetzen (s.a. Beispielnetz in Vorlesung): Ausführung i.d.R. in Form von Ringleitungen bzw. verzweigten Ringen (s. Bild 2.1+2.12); jede Ringleitung speist 5...10 Stationen; Übertragungsmittel: Ausführung in Städten vorzugsweise als Kabelnetze (Verlegung in ca. 1,20m Tiefe unterhalb der NS-Kabel), auf dem Land häufig als Freileitungsnetze; Entfernung zwischen den Netzstationen max. 500m (typ.); auch Maschennetze möglich, aber um evtl. auftretende Kurzschlussströme zu begrenzen, wird der Vermaschungsgrad und die Anzahl der Einspeisungen eher gering gehalten, d.h. i.d.R. ist nur eine Einspeisung vorhanden; in Industrienetzen sind auch Spannungen von 6kV üblich, wegen größerer Motoren, die für diese Spannung einfacher als für 10kV gebaut werden können.
- Aufbau einer Ortsnetzstation: s. Bild 2.13
- Netzstrukturen in NS-Verteilungsnetzen (s.a. Beispielnetz in Vorlesung): Die Struktur der Netze ist im wesentlichen vom Parameter Lastdichte (= Summe aller Lasten bezogen auf die Fläche) abhängig.
 - Niedrige Lastdichten (z.B. ländl. Gebiete): Strahlennetze (s. Bild 2.14a); Übertragungsmittel: v.a. Freileitungen; Nachteile: Absinken der Netzspannung beim Einschalten großer Lasten (Bsp. Skilift); geringe Versorgungssicherheit, v.a. bei Fehlern in der Netzstation (Abhilfemaßnahmen: Mobile Notstromeinrichtungen, Verbindungsleitungen zu Nachbar-netzen für den Fehlerfall)
 - Höhere Lastdichten (z.B. städt. Gebiete): Ringleitungen (s. Bild 2.14b) oder verzweigter Ring (s. Bild 2.14c); Übertragungsmittel: v.a. Kabel; Verlegung entlang der Straßen, häufig auf beiden Seiten; Betrieb als offene Ringe; zusätzliche Trennstellen vorgesehen; im Fehlerfall wird die angrenzende Fehlerstelle freigeschaltet; Vorteil: höhere Sicherheit als beim Strahlennetz (Eigensicherheit)
 - Noch höhere Lastdichten ($\geq 5\text{MVA}/\text{km}^2$): Maschennetz (s. Bild 2.14d); Nachteile des Maschennetzes: Wiederinbetriebnahme nach Netzausfall schwierig (nur manuelle Inbetriebnahme jeder Station - nicht gleichzeitig - dadurch Ausfall durch Überlast möglich). Um evtl. auftretende Kurzschlussströme zu begrenzen, wird der Vermaschungsgrad und die Anzahl der Einspeisungen eher gering gehalten.

- Kennzahlen von NS-Verteilungsnetzen: Verbraucher bis ca. 300kW zulässig. Deshalb in Industrienetzen (mit i.d.R. vielen motorischen Verbrauchern) auch Niederspannungen von 690V bzw. 1000V üblich.
Versorgung von ca. 41 Mio. Tarifkunden (überwiegend Haushalte); Stromkreislängen (NS): 1.050.000km (Kabelanteil ca. 75%); Transformatoren: ca. 550.000 Stück (Quelle: VDN)
- Planung eines NS-Verteilungsnetzes für ein Wohn-/Gewerbegebiet: Basisgröße für die Dimensionierung eines NS-Verteilungsnetzes ist die Netzbelastung durch die Verbraucher. Über die Art und Anzahl der zu erwartenden Verbraucher (Wohnen, Gewerbe, Industrie) gibt der Bebauungsplan Auskunft.
Die Berechnung der Netzlast erfolgt aufgrund von Richtwerten (z.B. vom VDN) für die einzelnen Verbraucher:

<i>a</i>	allelektrische Versorgung ^b [W/qm]	vollelektrische Versorgung ^c [W/qm]
Wohnen ^d	170	50
Büro	190	120
Verkauf	250	150
Gewerbe	80	80
Gemeinbedarf ^e	170	80
Hallen ^f	50	50
Sonstige ^g	30	30

^aQuelle: AEG-Mitteilungen Heft 77

^binkl. Elektroheizung oder -warmwasserbereitung

^cohne Elektroheizung oder -warmwasserbereitung

^ddurchschnittliche Fläche: 90m²/Wohneinheit (WE)

^eSchulen, Krankenhäuser, etc.

^fLager-, Messehallen, Verkehrsbauten

^gParkhäuser, Depots

Berücksichtigt wird der sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktor: Da üblicherweise nicht alle installierten Anschlussleistungen gleichzeitig genutzt werden, plant man die Netzauslegung mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor g :

$$g = \frac{P_{\text{Abnahme}}}{P_{\text{Anschluss}}} < 1$$

mit P_{Abnahme} als gleichzeitig abgenommene Leistung und $P_{\text{Anschluss}}$ als theoretische Anschlussleistung, die sich aus der Zahl der Verbraucher (z.B. WE) und der durchschnittlichen Last pro Verbraucher ergibt. Als Planungswert für die Netzauslegung nimmt man die Höchstlast

$$P_{\text{max}} = g \cdot P_{\text{Anschluss}}$$

mit z.B. $g = 0,33$ oder $g = 0,07 + 0,93/n$ (n = Anzahl der WE) für reine Wohngebiete. Die Größe des Gleichzeitigkeitsfaktors basiert auf Erfahrungswerten und ist abhängig von der Netzform und der Art und Anzahl der Verbraucher.

Neben der Wirkleistung P interessiert für die Netzauslegung auch die Blindleistung Q zur Charakterisierung der Last. Ihr Leistungsfaktor $\cos \varphi$ lässt sich ebenfalls als Erfahrungswert genügend genau abschätzen. Bei Haushalten (Wohnen) beträgt $\cos \varphi \approx 0,9$ (induktiv). In Gewerbegebiet beträgt der Sollwert $\cos \varphi = 0,9$ (induktiv). Allgemein gilt $Q = P \tan \varphi$, so dass aus P_{max} der Blindleistungsbedarf berechnet werden kann.

NS-Kabel sind i.d.R. vieradrig und vom Typ NA2XY-J oder NAYY-J mit sektorförmigen Leitern

(s. Bild 2.15) (zur verwendeten Nomenklatur bei Kabeln s. Kap. 4.5). Dabei handelt es sich um Kunststoffkabel mit VPE- oder PVC-Isolierung und Aluminiumleitern. Die VPE-Isolierung erlaubt höhere Grenztemperaturen für die Isolierung und damit eine höhere Kabelbelastung. Für die einzelnen Kabeltypen werden sog. Bemessungsströme I_r definiert, die im üblichen Netzbetrieb nicht überschritten werden dürfen, und die den Tabellen der DIN VDE 0276 entnommen werden können.

- Spannungsqualität in Verteilungsnetzen: Die Spannungsqualität ist im deregulierten Markt für die Netzbetreiber zu einem wichtigen Konkurrenz-Kriterium geworden. Die Kriterien zur Beurteilung der Spannungsqualität sind:

- Frequenzhaltung: Die Netzbetreiber der Verteilungsnetze sind praktisch nicht an der Regelung der Frequenz beteiligt, da i.d.R. keine oder nur geringe Energieerzeugung vorliegt. Die Frequenz wird im wesentlichen durch die Transport- oder Übertragungsnetze bestimmt.
- Spannungshaltung (stationär): < 3% Spannungsabfall vom Trafo zum Verbraucher; bei Vollast realisiert durch:

- * Kabeldimensionierung
- * kurze Kabelwege durch hohe Anzahl von Netzstationen

Die zulässige Grenze beträgt z.Zt. +6% / – 10%, ab 01.01.2009 $\pm 10\%$ U_{eff} .

- Spannungseinbrüche im ms-Bereich (voltage dips) (Flicker):
 - * Verursacht durch Stoßlasten, z.B. Schweiß-Maschinen, Stanzen, Motoranläufe, gepulste Leistungen bei Röntgengeräten / Tomographen, etc.
 - * Abhilfe durch ausreichende Kurzschlussleistung (= ausreichende „Steifheit“ des Netzes) S''_k am Verknüpfungspunkt:

$$\text{Maßzahl} = \frac{S''_k}{S_A} \geq 0,04 \frac{\text{MVA}}{\text{kVA}}$$

mit S_A = Anschlusswert der Stoßlast.

Beispiel: Röntgengerät mit $S_A = 50\text{kVA}$

$$\Rightarrow S''_k \geq 0,04 \frac{\text{MVA}}{\text{kVA}} \cdot 50\text{kVA} = 2\text{MVA}$$

am NS-Anschlusspunkt.

- * Nachweis über Berechnung der Kurzschlussleistung.
- Spannungs- / Versorgungsunterbrechungen:
 - * Kurzzeitunterbrechungen: < 3min
 - * Langzeitunterbrechungen: > 3min
- Transiente (kurzzeitige) Überspannungen: Erzeugung durch Schalten induktiver Verbraucher (z.B. Widerstandsschweißen), nicht abgestimmte oder defekte Kompensationsanlagen oder atmosphärische Überspannung (Blitzeinschlag).
- Oberschwingungsgehalt:
 - * Verursacht durch nichtlineare Verbraucher, z.B. Energiesparlampen, (Schalt)Netzteile, Stromrichter.
 - * Führt zu Ausgleichsströmen über Null- und Erdleiter; Hauptursache für Busstörungen bei Kommunikationsverbindungen.
 - * Abhilfe durch passive und aktive Filter vor der Last.

- * Beschreibung durch den Verzerrungsfaktor der Spannung (THD = total harmonic distortion):

$$\text{THD}_{\%} = \frac{\sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + \dots}}{U_1} = \frac{\text{Effektivwert aller OS}}{\text{Grundschwingung}}$$

Wird eingeteilt in drei elektromagnetische Umgebungsklassen zur Beschreibung der Verträglichkeitspegel:

- Klasse 1: geschützte Versorgungen für techn. Laboratorien, EDV-Anlagen (besser als das öffentliche Netz)
- Klasse 2: gilt für Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz und für anlageninterne Verknüpfungspunkte in Industrienetzen
- Klasse 3: nur für Industrienetze

	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
THD	5%	8%	10%

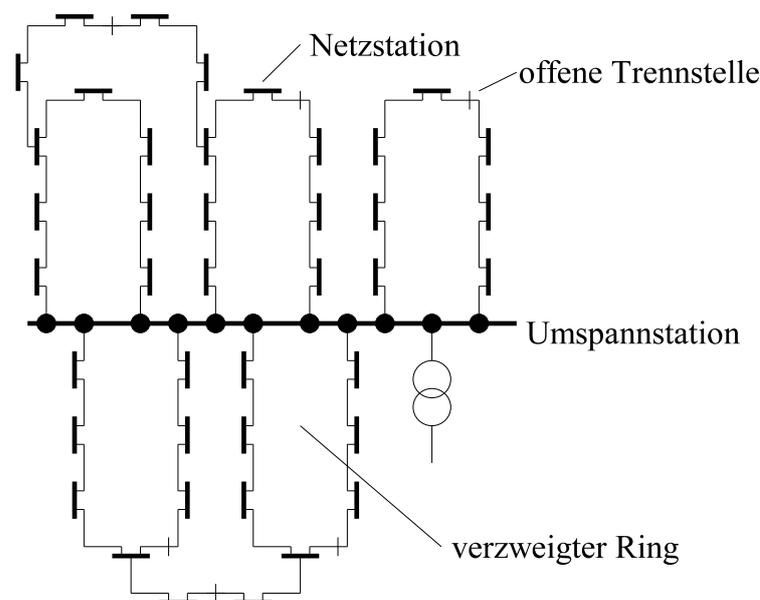
- Spannungssymmetrie des Drehstromnetzes:
 - * Ungleichheit der Leiter-Erde-Spannungen der einzelnen Phasen.
 - * Verursacht durch unsymmetrische Lasten.
- Verknüpfungspunkt zwischen Kundenanschluss und öffentlichem Netz:
Bezugs-/Referenzimpedanz:

$$X_A = 0,15\Omega, R_A = 0,24\Omega, X_N = 0,10\Omega, R_N = 0,16\Omega$$

Für den einphasigen Stromkreis ($L - N$) ergibt sich

$$R_{ref} = |(R_A + R_N) + j(X_A + X_N)| = |0,4 + j0,25|\Omega \approx 0,5\Omega$$

Auf der Kundenseite muss so dimensioniert werden, dass im Kurzschlussfall ein ausreichend hoher Kurzschlussstrom den Schutzschalter bzw. die Sicherung auslösen kann.



EAN_b011

Bild 2.12: Typische Netzstruktur in MS-Verteilungsnetzen

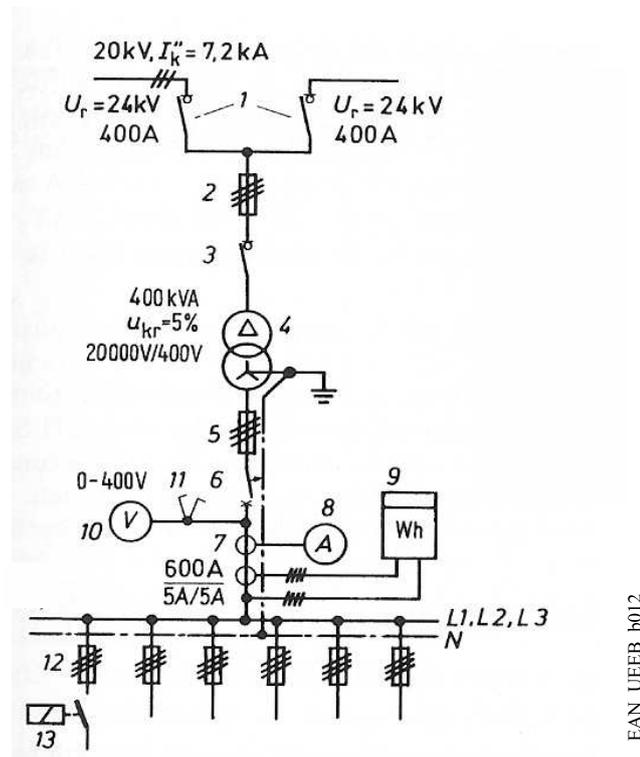


Bild 2.13: (Orts)Netzstationen in MS/NS-Verteilungsnetzen (Quelle: [1]): 1,3 Lasttrennschalter; 2 HH-Sicherung; 4 (Ortsnetz)ransformator; 5 NH-Sicherung; 6 NS-Schalter mit Überstromauslösung; 7-11 Messwandler und Zähler; 12 NS-Abgänge; 13 Schütz für z.B. Straßenbeleuchtung

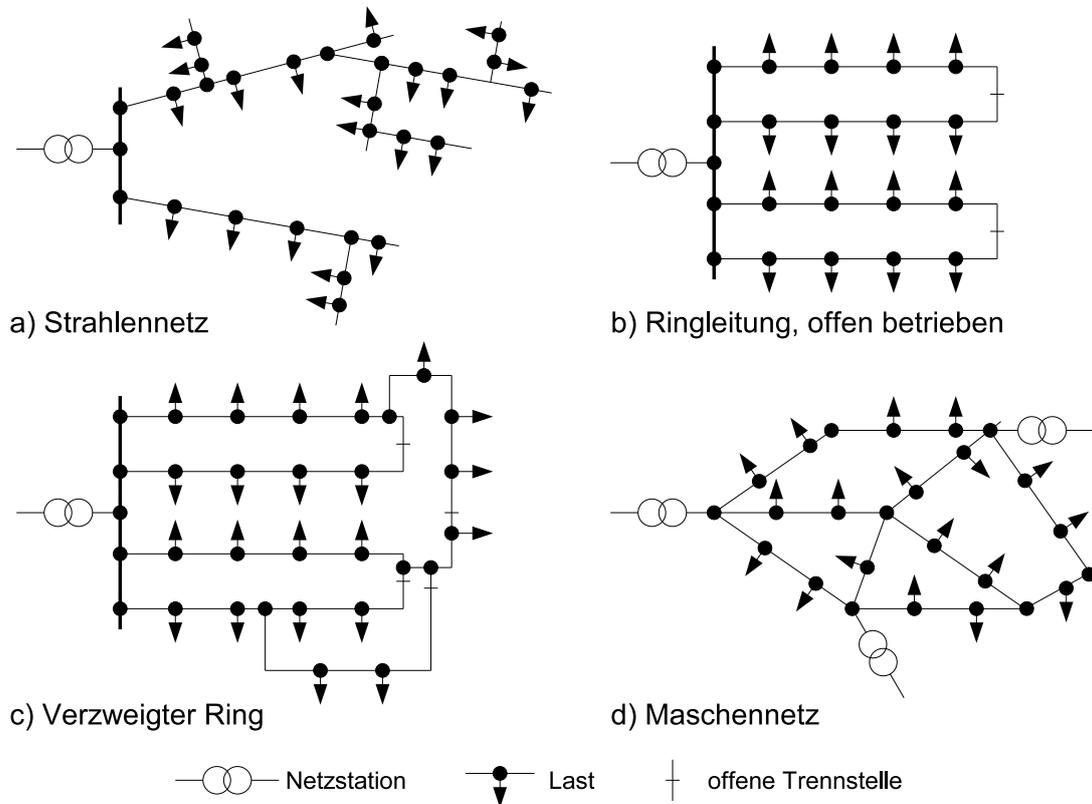
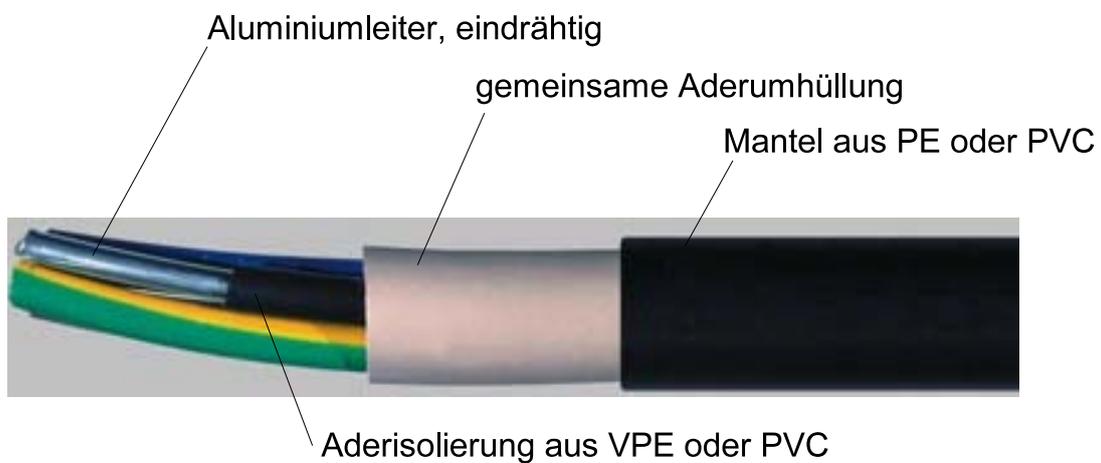
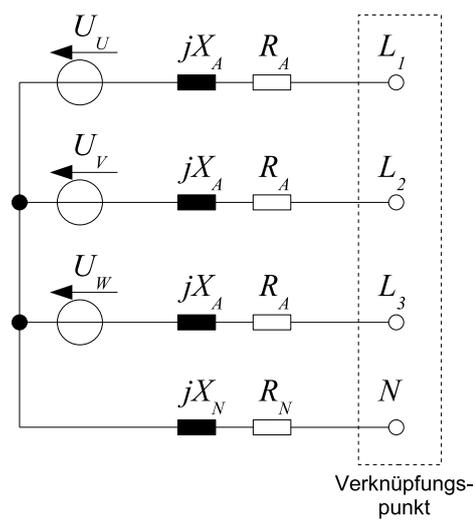


Bild 2.14: Netzstrukturen in NS-Verteilungsnetzen



EAN_UUEEB_b013

Bild 2.15: Aufbau eines vieradrigen NS-Kabels NA2XY-J oder NAYY-J mit sektorförmigen Leitern (Bildquelle: Kabeltec GmbH)



EAN_UUEEB_b014

Bild 2.16: Bezugsimpedanz am Verknüpfungspunkt zwischen Kundenanschluss und öffentlichem Netz

3 Grundlagen der Berechnung von Drehstromnetzen

3.1 Symmetrischer und unsymmetrischer Netzbetrieb

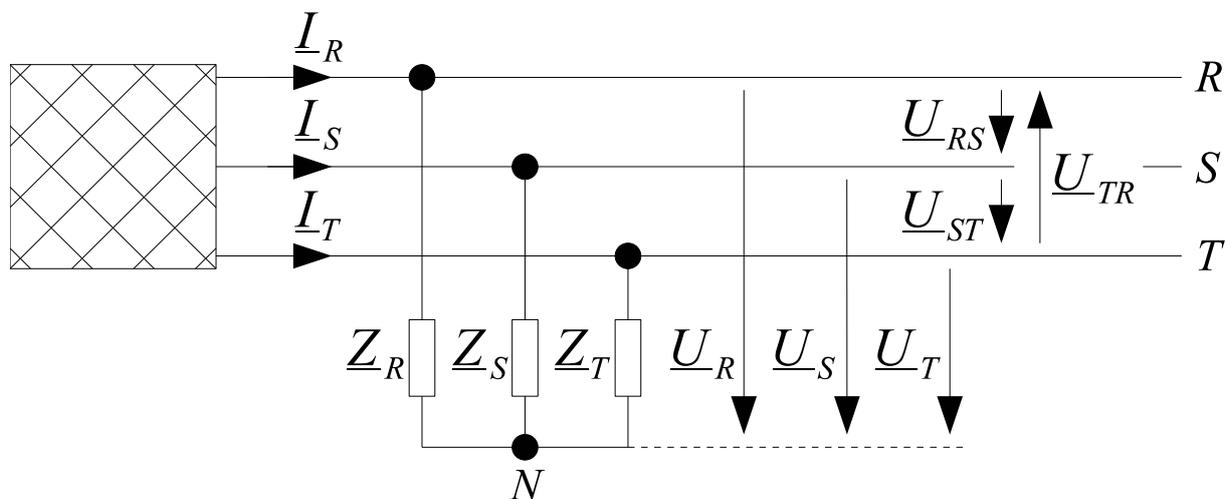


Bild 3.1: Bezeichnungen beim symmetrischen Drehstromnetz

3.1.1 Symmetrischer Netzbetrieb

Beim symmetrischen Netzbetrieb wird das Drehstromnetz symmetrisch belastet, d.h. es gilt für die Impedanzen $\underline{Z}_R = \underline{Z}_S = \underline{Z}_T = \underline{Z}$. Weiterhin gelten die folgenden Beziehungen

$$\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T = 0; \quad |\underline{I}_R| = |\underline{I}_S| = |\underline{I}_T|; \quad \underline{U}_{RS} + \underline{U}_{ST} + \underline{U}_{TR} = 0; \quad \underline{U}_{RN} + \underline{U}_{SN} + \underline{U}_{TN} = 0$$

und

$$|\underline{U}_{RS}| = |\underline{U}_{ST}| = |\underline{U}_{TR}| = \sqrt{3}|\underline{U}_{RN}| = \sqrt{3}|\underline{U}_{SN}| = \sqrt{3}|\underline{U}_{TN}|$$

Zur Berechnung symmetrischer Drehstromnetze genügen einphasige Ersatzschaltbilder. Die aus der linearen Wechselstromnetzwerktheorie bekannten Rechenregeln können angewandt werden. Lediglich bei der Berechnung von Leistungen ist der Faktor 3 bzw. $\sqrt{3}$ zu berücksichtigen. Hinweis: In manchen Publikationen werden statt der Bezeichnungen R, S und T auch die Bezeichnungen L1, L2 und L3 verwendet.

3.1.2 Unsymmetrischer Netzbetrieb

Wird das Drehstromnetz unsymmetrisch belastet, d.h. es gilt $\underline{Z}_R \neq \underline{Z}_S \neq \underline{Z}_T$, liegt unsymmetrischer Netzbetrieb vor. Mögliche Ursachen sind:

- ungleiche Leiter-Erd-Kapazitäten (Freileitungen)
- ungleiche Belastungen (in der NS-Ebene)
- Fehler im Netz
 - Erdschluss, Erdkurzschluss
 - Doppelerdschluss (unterschiedliche betroffene Leiter und Fehlerorte)
 - zweipoliger Kurzschluss mit oder ohne Erdberührung
 - einpoliger Leiterunterbrechungen (defekte Schalterpole)

3.2 Beschreibung von Netzen mit symmetrischen Komponenten

Die Methode der symmetrischen Komponenten ermöglicht es durch additive Überlagerung (Überlagerungs- oder Superpositionsprinzip) von drei symmetrischen Systemen beliebige symmetrische und unsymmetrische Zeiger an einem Netzort darzustellen.

Ein System bestehend aus symmetrischen oder unsymmetrischen Zeigern wird zerlegt in die drei symmetrischen Systeme Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem, die im allgemeinen untereinander phasenverschoben sind (s. Bild 3.2):

Bezeichnung	Index	Phasenfolge	Drehsinn
Mitsystem	m , VDE: 1	normalsinnig	Gegenuhrzeigersinn (math. positiv)
Gegensystem	g , VDE: 2	gegensinnig	Uhrzeigersinn (math. negativ)
Nullsystem	0, VDE: 0	gleichphasig	kein

Bild 3.3 zeigt die Zerlegung eines Zeigersystem. Dabei wird immer stationärer Betrieb vorausgesetzt, da mit den komplexen Zeigern der Wechselstromlehre keine transienten Vorgänge beschrieben werden können, sondern nur der eingeschwungene Zustand.

Ergebnisse der Zerlegung in Mit-, Gegen- und Nullsystem sind drei symmetrische Systeme, die mit einphasigen Ersatzschaltbildern beschrieben werden können. Dazu werden die Mit-, Gegen- und Nullimpedanzen der einzelnen Betriebsmittel benötigt (s. Kap. 3.3).

Das Nullsystem wird nur dann benötigt, wenn die Summe der Zeiger, z.B. \underline{I}_R , \underline{I}_S und \underline{I}_T ungleich Null ist, d.h. insbesondere bei Fehlern mit Erdberührung.

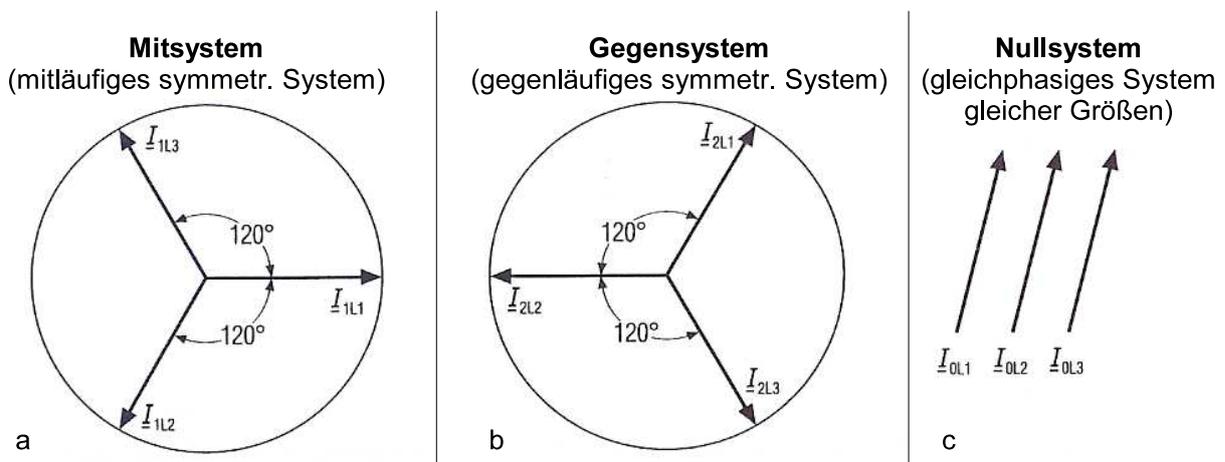


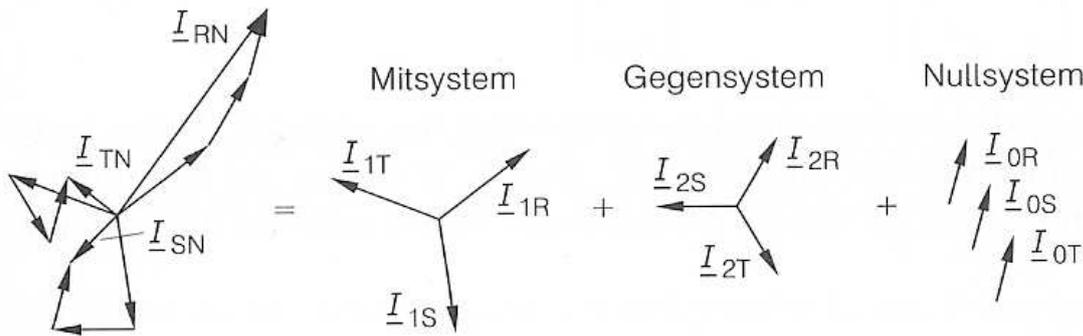
Bild 3.2: Symmetrische Komponenten: a Mitsystem; b Gegensystem; c Nullsystem (Grafikquelle: [3])

Bild 3.4 zeigt den grundsätzlichen Ablauf der Berechnung eines unsymmetrischen Drehstromsystems mit Hilfe der symmetrischen Komponenten. Die Umrechnung der Größen vom Originalbereich („RST“-Bereich) in den Bildbereich („120“-Bereich) erfolgt mit Hilfe der mathematischen Operation einer Transformation.

3.2.1 Herleitung der Transformationsgleichungen

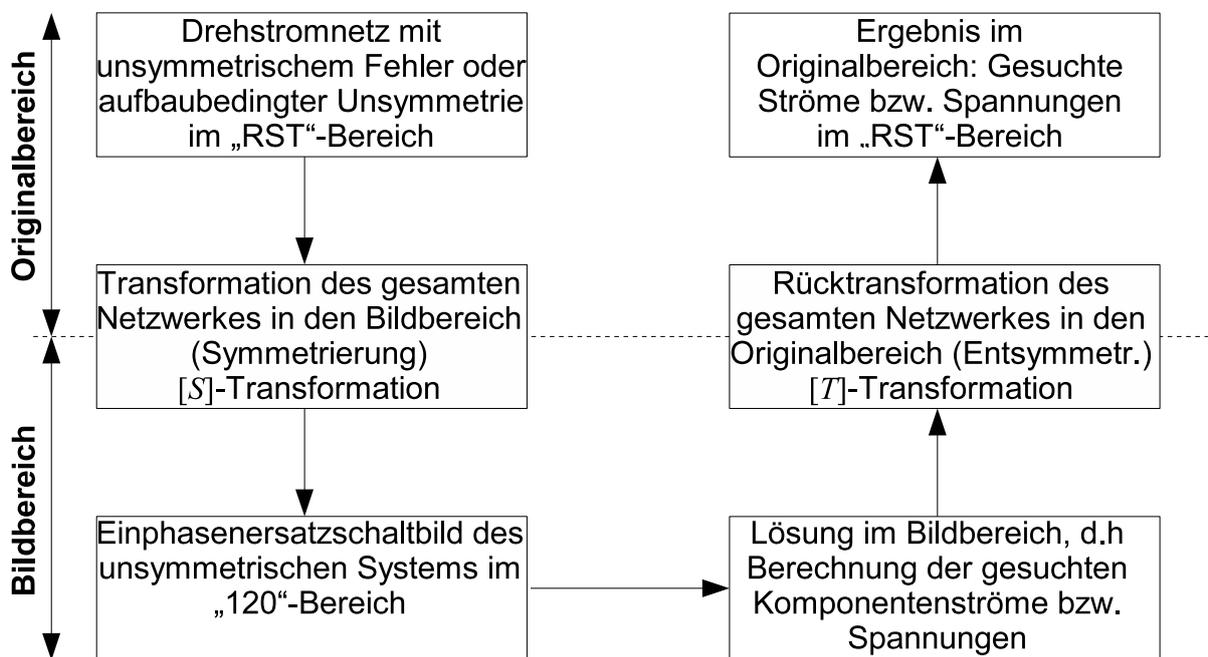
Die dargestellte Zerlegung in Mit-, Gegen- und Nullsystem lässt sich durch die folgenden Gleichungen beschreiben (am Beispiel der Ströme; gilt äquivalent auch für Spannungen):

$$\begin{aligned}\underline{I}_R &= \underline{I}_{1R} + \underline{I}_{2R} + \underline{I}_{0R} \\ \underline{I}_S &= \underline{I}_{1S} + \underline{I}_{2S} + \underline{I}_{0S} \\ \underline{I}_T &= \underline{I}_{1T} + \underline{I}_{2T} + \underline{I}_{0T}\end{aligned}$$



EAN_UEEB_b016

Bild 3.3: Zusammensetzung eines unsymmetrischen Systems aus Mit-, Gegen- und Nullsystem (Quelle: [2])



EAN_UEEB_b018

Bild 3.4: Ablauf der Berechnung eines unsymmetrischen Drehstromsystems mit Hilfe der symmetrischen Komponenten

Das Gleichungssystem lässt sich weiter vereinfachen, wenn ausgenutzt wird, dass die drei Zeiger des Mit- und Gegensystems untereinander bei gleichem Betrag um jeweils 120° phasenverschoben sind und dass die drei Zeiger des Nullsystems untereinander identisch sind. Diese Zusammenhänge lassen sich berücksichtigen, wenn man jeweils einen Zeiger in den drei Systemen als Bezugsgröße betrachtet. Üblicherweise werden die Komponentenzeiger \underline{I}_{1R} , \underline{I}_{2R} und \underline{I}_{0R} des Leiters R als Bezugsgrößen gewählt.

Die Phasenlage lässt sich dabei wie folgt ausdrücken:

$$1 = e^{j0^\circ} \quad \underline{a} = e^{j2\pi/3} = e^{j120^\circ} \quad \underline{a}^2 = e^{j4\pi/3} = e^{-j2\pi/3} = e^{j240^\circ} = e^{-j120^\circ}$$

Damit ergeben sich folgende Zusammenhänge:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{1R} &= 1 \underline{I}_{1R} & \underline{I}_{2R} &= 1 \underline{I}_{2R} & \underline{I}_{0R} &= 1 \underline{I}_{0R} \\ \underline{I}_{1S} &= \underline{a}^2 \underline{I}_{1R} & \underline{I}_{2S} &= \underline{a} \underline{I}_{2R} & \underline{I}_{0S} &= 1 \underline{I}_{0R} \\ \underline{I}_{1T} &= \underline{a} \underline{I}_{1R} & \underline{I}_{2S} &= \underline{a}^2 \underline{I}_{2R} & \underline{I}_{0S} &= 1 \underline{I}_{0R} \end{aligned}$$

Obiges Gleichungssystem lässt sich damit schreiben als:

$$\begin{aligned}\underline{I}_R &= \underline{I}_{1R} + \underline{I}_{2R} + \underline{I}_{0R} \\ \underline{I}_S &= \underline{a}^2 \underline{I}_{1R} + \underline{a} \underline{I}_{2R} + \underline{I}_{0R} \\ \underline{I}_T &= \underline{a} \underline{I}_{1R} + \underline{a}^2 \underline{I}_{2R} + \underline{I}_{0R}\end{aligned}$$

Aufgrund der Wahl der Komponentenzeiger \underline{I}_{1R} , \underline{I}_{2R} und \underline{I}_{0R} des Leiters R als Bezugsgrößen kann vereinfacht geschrieben werden:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{1R} \quad \underline{I}_2 = \underline{I}_{2R} \quad \underline{I}_0 = \underline{I}_{0R}$$

In Matrixschreibweise ergibt sich damit die folgende Transformationsgleichung:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} \quad [\underline{I}_{RST}] = [\underline{T}] \cdot [\underline{I}_{120}]$$

Hierbei transformiert die Matrix $[\underline{T}]$ die Komponentenströme bzw. -spannungen $[\underline{I}_{120}]$ bzw. $[\underline{U}_{120}]$ in die tatsächlichen Leiterströme bzw. -spannungen $[\underline{I}_{RST}]$ bzw. $[\underline{U}_{RST}]$. Bei dieser Transformation handelt es sich demzufolge um die Rücktransformation aus dem Bildbereich in den Originalbereich (Entsymmetrierung) (s. Bild 3.4).

Die Transformation aus dem Originalbereich in den Bildbereich (Symmetrierung) erfolgt mit der Transformationsmatrix $[\underline{S}] = [\underline{T}]^{-1}$:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{bmatrix} \quad [\underline{I}_{120}] = [\underline{S}] \cdot [\underline{I}_{RST}]$$

Der Zusammenhang zwischen den beiden Transformationsmatrizen $[\underline{S}]$ und $[\underline{T}]$ lautet:

$$[\underline{S}] \cdot [\underline{T}] = [\underline{E}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Dabei sind die folgenden Rechenregeln zu beachten:

$$\begin{aligned}\underline{a} &= e^{j2\pi/3} = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \underline{a}^2 &= \underline{a}^* = \underline{a}^{-1} = e^{j4\pi/3} = e^{-j2\pi/3} = e^{j240^\circ} = e^{-j120^\circ} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \underline{a}^3 &= 1 \quad \underline{a}^4 = \underline{a} \quad 1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0 \\ \underline{a} - \underline{a}^2 &= j\sqrt{3} \quad \underline{a}^2 - \underline{a} = -j\sqrt{3}\end{aligned}$$

Die Symmetrierung und Endsymmetrierung kann man anschaulich auch grafisch (zeichnerisch) vornehmen (s. Bild 3.5). Zur Symmetrierung, d.h. zur Zerlegung der Ströme \underline{I}_{L1} , \underline{I}_{L2} und \underline{I}_{L3} in die Komponentenströme \underline{I}_1 , \underline{I}_2 und \underline{I}_0 , werden die drei Stromzeiger \underline{I}_{L1} , \underline{I}_{L2} und \underline{I}_{L3} durch Parallelverschiebung geometrisch zu $3\underline{I}_0$ addiert. Dann schlägt man Kreise um die Endpunkte des Zeigers \underline{I}_{L1} mit den Radien \underline{I}_{L2} und \underline{I}_{L3} . Nun lassen sich $\underline{a}\underline{I}_{L2}$ und $\underline{a}^2\underline{I}_{L2}$ sowie $\underline{a}\underline{I}_{L3}$ und $\underline{a}^2\underline{I}_{L3}$ einzeichnen (strichpunktiert in Bild 3.5a). Durch Addition der Zeiger entsprechend den oben angegebenen Transformationsgleichungen findet man $3\underline{I}_1$ und $3\underline{I}_2$.

Zur Entsymmetrierung, d.h. zur Zusammensetzung der Komponentenströme \underline{I}_1 , \underline{I}_2 und \underline{I}_0 zu den Strömen \underline{I}_{L1} , \underline{I}_{L2} und \underline{I}_{L3} , müssen die Komponentenströme gemäß der Transformationsvorschrift gedreht und addiert werden (s. Bild 3.5b).

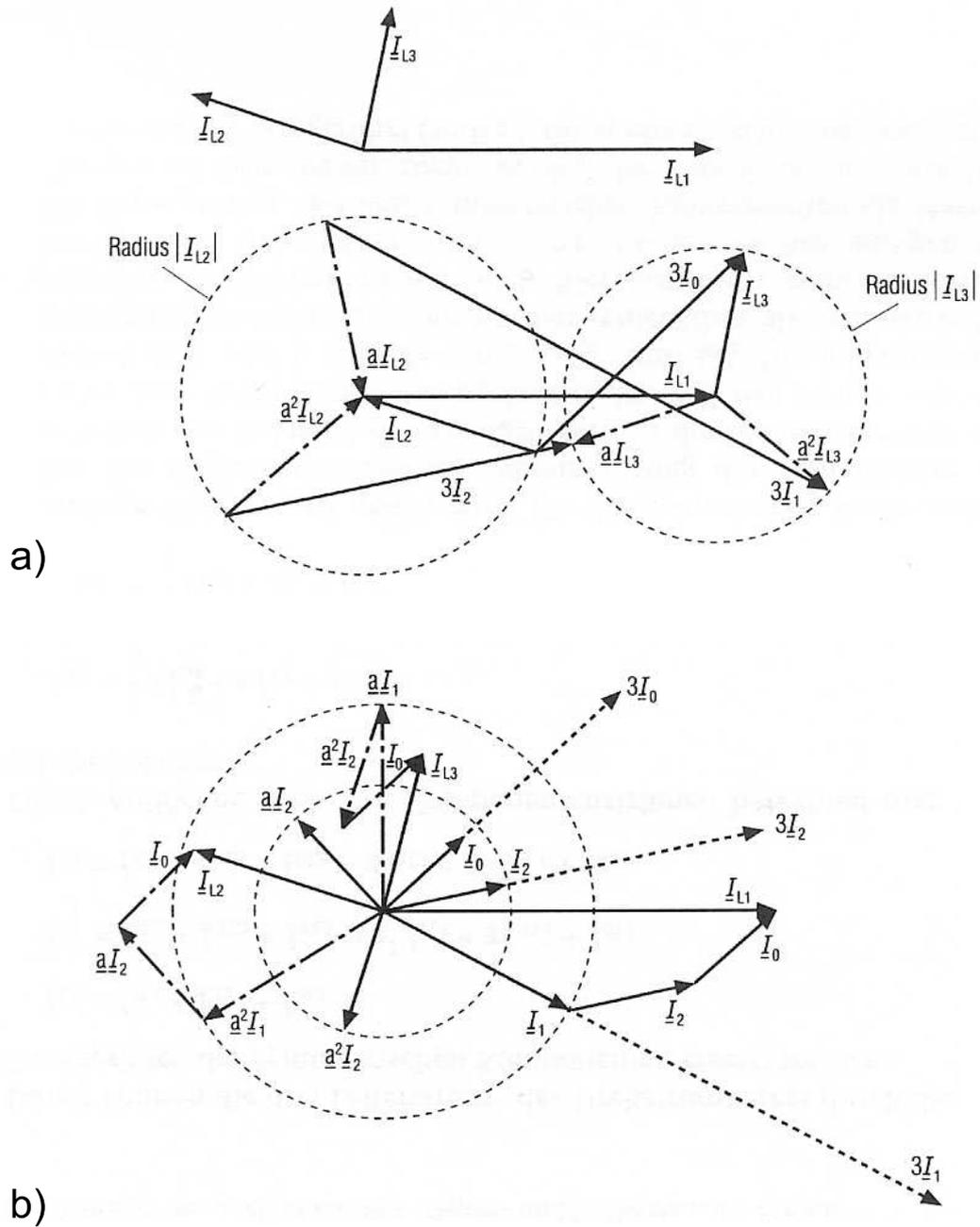


Bild 3.5: Zeichnerische Symmetrierung bzw. Entsymmetrierung: a) Zerlegung der Ströme I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} in die Komponentenströme I_1 , I_2 und I_0 ; b) Zusammensetzung der Komponentenströme I_1 , I_2 und I_0 zu den Strömen I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} (Quelle: [3])

EAN_UEEB_b019

3.3 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem

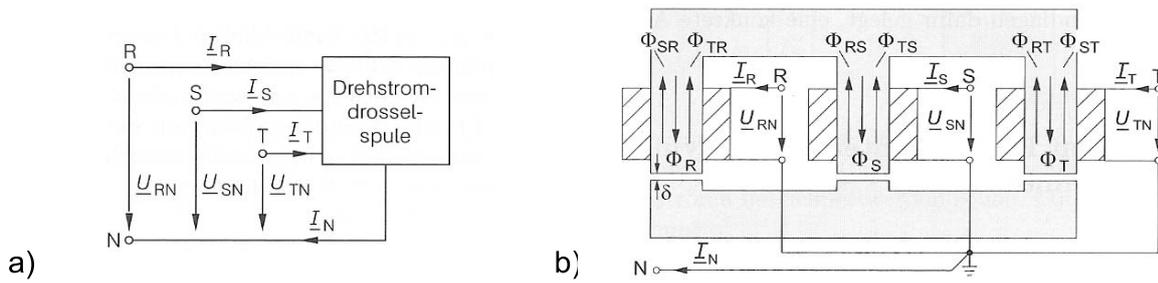


Bild 3.6: Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem am Beispiel der Drehstromdrosselspule: a) Prinzipschaltbild; b) Festlegung der Zählpfeile (Quelle: [2])

3.3.1 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem am Beispiel der Drehstromdrosselspule

Am Beispiel eines einzelnen Netzelements - einer Drehstromdrosselspule - werden die Grundbegriffe der Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem behandelt (s. Bild 3.6a).

Für die Drosselspule gilt unter Berücksichtigung der in Bild 3.6b) eingetragenen Zählpfeile das folgende Gleichungssystem:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{RN} &= j\omega L_R \underline{I}_R - j\omega M_{SR} \underline{I}_S - j\omega M_{TR} \underline{I}_T \\ \underline{U}_{SN} &= -j\omega M_{RS} \underline{I}_R + j\omega L_S \underline{I}_S - j\omega M_{TS} \underline{I}_T \\ \underline{U}_{TN} &= -j\omega M_{RT} \underline{I}_R - j\omega M_{ST} \underline{I}_S + j\omega L_T \underline{I}_T\end{aligned}$$

Die Drosselspule sei symmetrisch aufgebaut. Die eingefügten Luftspalte sind so gewählt, dass die unterschiedlichen Längen der Eisenschenkel praktisch nicht bemerkbar sind ($\mu_r \approx 6000$). Dann gilt näherungsweise:

$$M_{RS} = M_{SR} = M_{RT} = M_{TR} = M_{TS} = M_{ST} = M \quad L_R = L_S = L_T = L$$

Mit $(-j\omega M) = \underline{Z}_a$ und $j\omega L = \underline{Z}$ gilt in Matrixschreibweise:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{RN} \\ \underline{U}_{SN} \\ \underline{U}_{TN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z} & \underline{Z}_a & \underline{Z}_a \\ \underline{Z}_a & \underline{Z} & \underline{Z}_a \\ \underline{Z}_a & \underline{Z}_a & \underline{Z} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{bmatrix}$$

Verkürzt:

$$[\underline{U}_{RST}] = [\underline{Z}_{RST}] \cdot [\underline{I}_{RST}]$$

Dabei ist $[\underline{Z}_{RST}]$ die sog. Impedanzmatrix. Die oben angegebenen Gleichungen gelten sowohl für symmetrischen als auch für unsymmetrischen Betrieb. Transformation in den „120“-Bereich ergibt die Impedanzmatrix im „120“-Bereich mit den Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem:

$$[\underline{S}] \cdot [\underline{U}_{RST}] = [\underline{U}_{120}] = [\underline{S}] \cdot [\underline{Z}_{RST}] \cdot [\underline{I}_{RST}] = [\underline{S}] \cdot [\underline{Z}_{RST}] \cdot [\underline{T}] \cdot [\underline{I}_{120}] \Rightarrow [\underline{Z}_{120}] = [\underline{S}] \cdot [\underline{Z}_{RST}] \cdot [\underline{T}]$$

Unter Berücksichtigung der Rechenregeln für Matrizenmultiplikationen und für die Operatoren \underline{a} bzw. \underline{a}^2 ergibt sich:

$$[\underline{Z}_{120}] = \begin{bmatrix} \underline{Z} - \underline{Z}_a & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z} - \underline{Z}_a & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z} + 2\underline{Z}_a \end{bmatrix}$$

Mit den Bezeichnungen

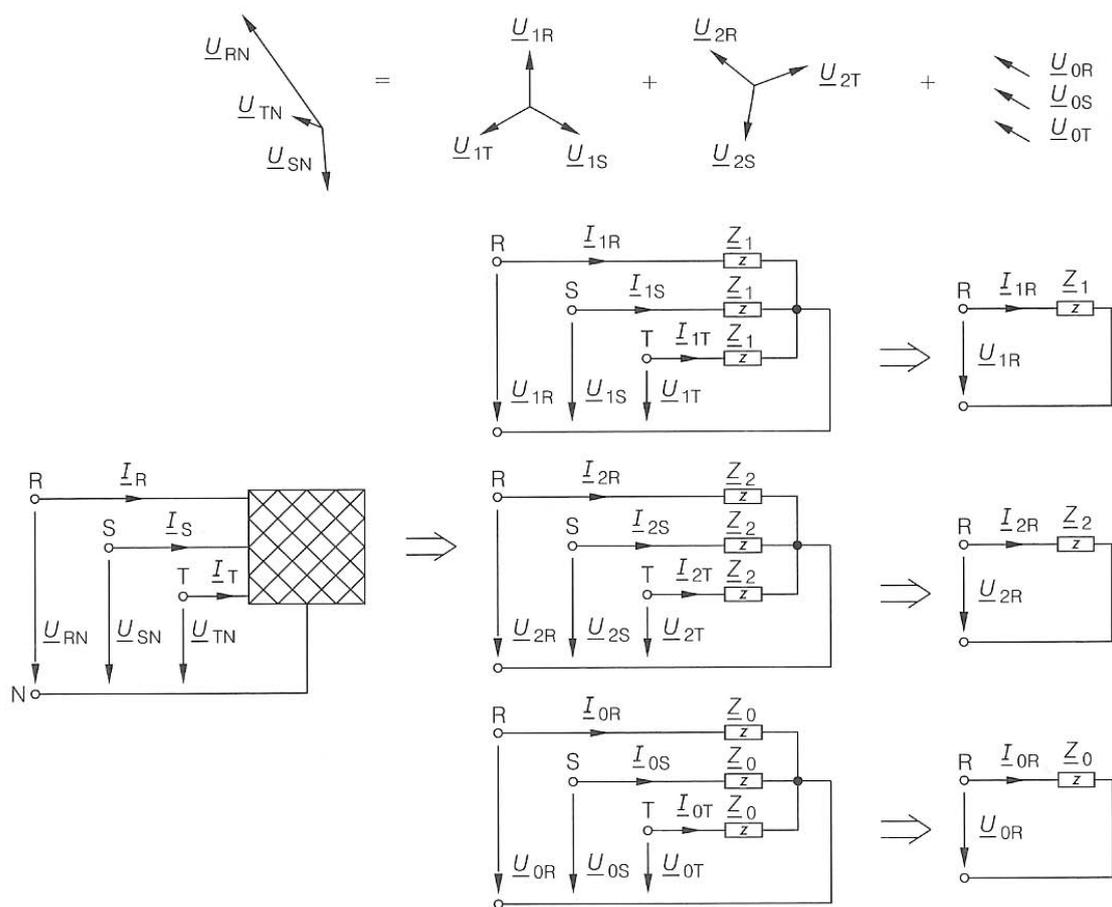
$$\underline{Z}_1 = \underline{Z} - \underline{Z}_a, \quad \underline{Z}_2 = \underline{Z} - \underline{Z}_a, \quad \underline{Z}_0 = \underline{Z} + 2\underline{Z}_a$$

ergibt sich:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{1R} \\ \underline{U}_{2R} \\ \underline{U}_{0R} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{1R} \\ \underline{I}_{2R} \\ \underline{I}_{0R} \end{bmatrix}$$

Dabei sind \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 und \underline{Z}_0 die Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem.

Der Strom im Nullleiter ergibt sich im „RST“-Bereich zu $\underline{I}_N = \underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T$ und wird nach der Transformation zu $\underline{I}_N = 3 \cdot \underline{I}_{0R}$.



EAN_UEEB_b021

Bild 3.7: Symmetrische Komponenten: Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem (Quelle: [2])

Bild 3.7 zeigt die Interpretation dieser Zusammenhänge: Das Betriebsverhalten der Drehstromdrosselspule wird nach der Transformation durch drei symmetrische Betriebszustände beschrieben, die wiederum jeweils durch ein einphasiges Ersatzschaltbild beschrieben werden können. Dadurch ist eine erhebliche Vereinfachung des Rechenaufwands möglich.

Hinweis: Ist kein Neutraleiter nicht vorhanden bzw. liegt keine Erdberührung vor, dann genügt zur Beschreibung des Betriebsverhaltens das Mit- und Gegensystem, d.h. es ist kein Nullsystem vorhanden.

Hinweis: Bei Betriebsmitteln, die asymmetrisch aufgebaut sind enthält die Impedanzmatrix im „120“-Bereich $[\underline{Z}_{120}]$ auch Elemente außerhalb der Hauptdiagonalen. Deshalb ist bei solchen Betriebsmitteln keine Vereinfachung durch die Anwendung der symmetrischen Komponenten möglich, da zur Beschreibung des Betriebsverhaltens die Impedanzen des Mit-, Gegen- und Nullsystems nicht mehr ausreichen. Dieses Problem tritt auch bei Betriebsmitteln mit rotierenden Teilen

(z.B. Synchrongenerator) auf. Es müssen dann zur rechnerischen Behandlung geeignete Vereinfachungen vorgenommen werden.

Hinweis: Bei symmetrisch aufgebauten Betriebsmitteln ist die Mitimpedanz \underline{Z}_1 gleich der Gegenimpedanz \underline{Z}_2 , da die Phasenfolge keinen Einfluss auf die Größe des Stroms hat.

3.3.2 Messtechnische Bestimmung der Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem

Die Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem können messtechnisch bestimmt werden. Dazu legt man an die zu untersuchende Schaltung nacheinander ein Mit-, Gegen- und Nullsystem von Spannungen an und misst die Ströme. Daraus können die Impedanzen gemäß den Gleichungen

$$\underline{Z}_1 = \frac{U_1}{I_1} \quad \underline{Z}_2 = \frac{U_2}{I_2} \quad \underline{Z}_0 = \frac{U_0}{I_0}$$

berechnet werden. Bild 3.8 zeigt die Vorgehensweise am Beispiel der messtechnischen Bestimmung der Nullimpedanz für verschiedene Betriebsmittel.

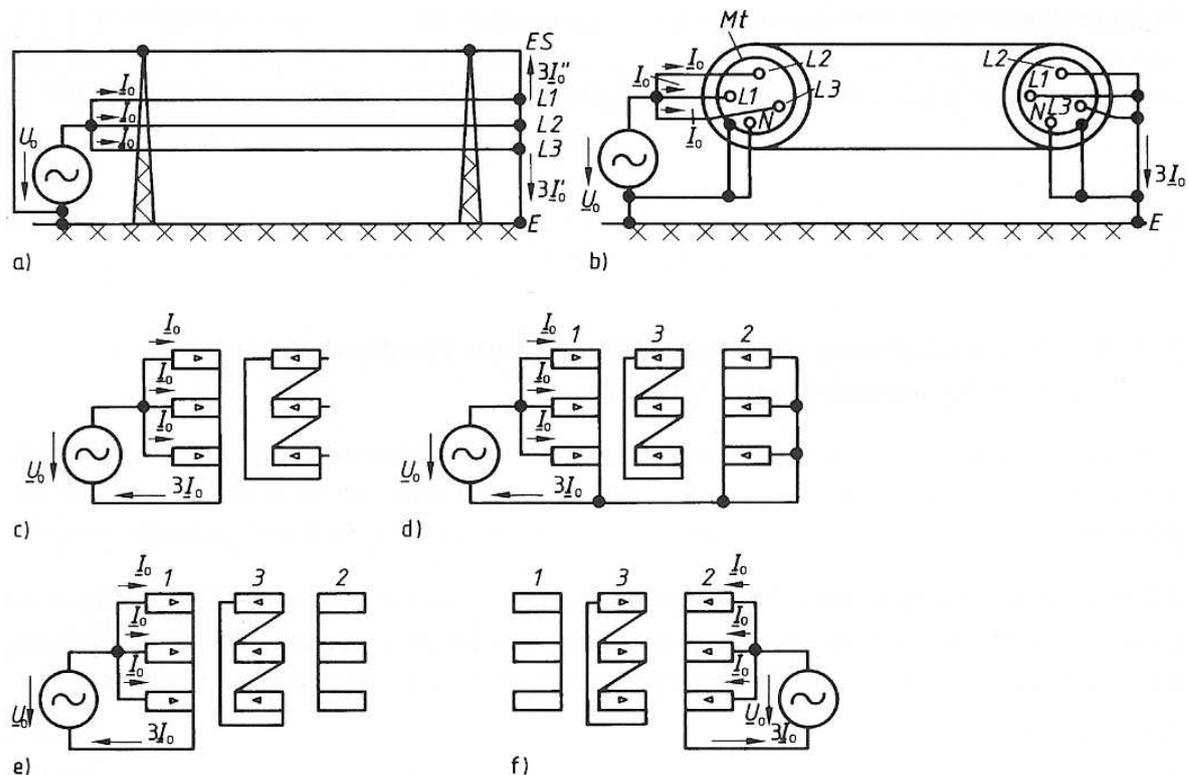


Bild 3.8: Symmetrische Komponenten: Messtechnische Bestimmung der Impedanzen im Nullsystem: a) Freileitung; b) Kabel; c) Zweiwicklungs-Transformator; d)-f) Dreiwicklungs-Transformator (Quelle: [1])

3.3.3 Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem der Betriebsmittel in Drehstromnetzen

Die Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem der einzelnen Betriebsmittel in Drehstromnetzen werden im Kap. 4 jeweils beim einzelnen Betriebsmittel angegeben.

5 Auslegung von Drehstromnetzen im ungestörten Betrieb

Aufbauend auf dem in Kap. 4 beschriebenen Betriebsverhalten der einzelnen Betriebsmittel wird in diesem Kapitel das Betriebsverhalten eines gesamten Netzes beschrieben, das sich aus diesen Betriebsmitteln zusammensetzt. Nur für einfache Sonderfälle kann das Betriebsverhalten analytisch (manuell) berechnet werden, während i.allg. auf rechnergestützte Lastflussberechnungsmethoden zurückgegriffen werden muss.

5.1 Kriterien für die Netzauslegung

Ein Netz ist nur dann richtig ausgelegt wenn folgende Bedingungen eingehalten werden:

- Der Betriebsstrom (od. Laststrom) muss kleiner od. gleich dem maximal thermisch zulässigen Bemessungsstrom sein:

$$I_b \leq I_z$$

Dabei ist I_z i.d.R. maximal gleich oder kleiner dem Bemessungsstrom I_r . Diese Bedingung muss auch bei erschwerten Netzbedingungen, z.B. bei Störungen im Netz eingehalten werden.

- Die Spannung muss sich in einem mit dem Kunden abgesprochenen Spannungsband bewegen, d.h. es muss ausreichende Spannungshaltung vorliegen:

$$U_n - \Delta U_{zul1} \leq U_b \leq U_n + \Delta U_{zul2} \leq U_m$$

Die Größe der Spannungsabweichung ΔU_{zul1} bzw. ΔU_{zul2} ist entweder durch Normen oder allgemein anerkannte Richtlinien festgelegt (z.B. Technische Anschlussbedingungen (TAB) im NS-Bereich) oder muss individuell zwischen EVU und Kunden abgesprochen werden. Typ. Werte liegen im Bereich $\Delta U_{zul} \pm 5 \dots 10\%$.

5.1.1 Voraussetzungen für die analytische Berechnung von Drehstromnetzen

Um Drehstromnetze für den ungestörten Fall analytisch berechnen zu können werden folgende Voraussetzungen angenommen:

- Es wird von einem symmetrischen Drehstromnetz ausgegangen, das durch ein einphasiges Ersatzschaltbild beschrieben werden kann.
- Die Beschreibung des Betriebsverhaltens der Betriebsmittel erfolgt mit den Daten aus dem Mitsystem ($\underline{Z}_B = \underline{Z}_1$).
- Lasten werden so modelliert, dass sie unabhängig von der anliegenden Spannung stets eine konstante Wirk- und Blindleistung aufnehmen:

$$P(U_{bV}) = P_{rV} = \text{const.} \quad Q(U_{bV}) = Q_{rV} = \text{const.}$$

- Lasten haben ohmsch-induktiven Charakter.
- Leitungen verhalten sich ohmsch-induktiv, d.h. sie werden übernatürlich betrieben.
- Leitungen werden als elektrisch kurz angenommen, d.h. die Queradmittanzen können vernachlässigt werden.

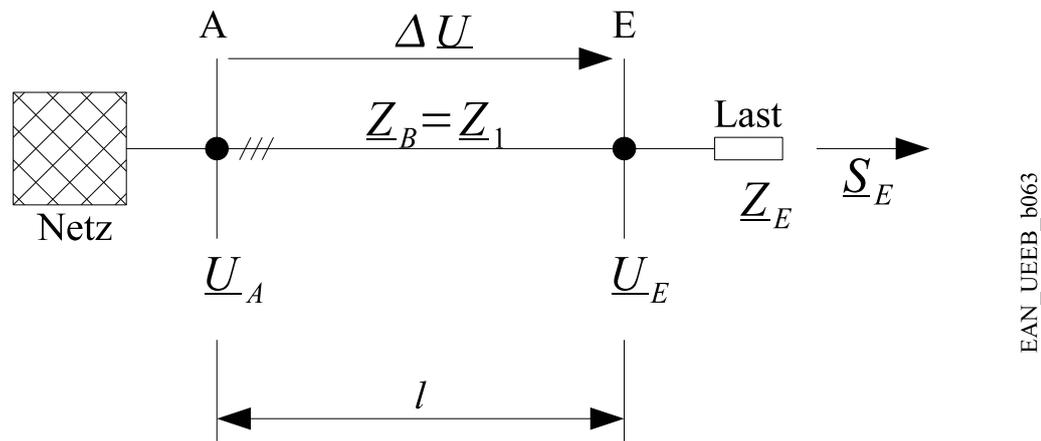


Bild 5.1: Einphasiges Ersatzschaltbild zur analytischen Berechnung der Belastbarkeit einer einseitig gespeisten, einseitig belasteten Drehstromleitung

5.2 Belastbarkeit von einseitig gespeisten, einseitig belasteten Leitungen

Bild 5.1 zeigt das einphasige Ersatzschaltbild zur analytischen Berechnung der Belastbarkeit einer einseitig gespeisten Drehstromleitung.

5.2.1 Spannungsabfallermittlung

Gegebene Größen:

- Spannung am Anfang der Leitung, d.h. am Knoten A: \underline{U}_A (Strangspannung)
- Impedanz der Leitung: $\underline{Z}_B = R_L + jX_b$
- Scheinleistung der Last am Ende der Leitung, d.h. am Knoten E: \underline{S}_E , i.d.R. angegeben als P_E und $\cos\varphi_E$

Gesucht ist der Spannungsabfall auf der Leitung $\Delta\underline{U}$, der gemäß Kap. 5.1 einen vorgegebenen Maximalwert nicht überschreiten darf.

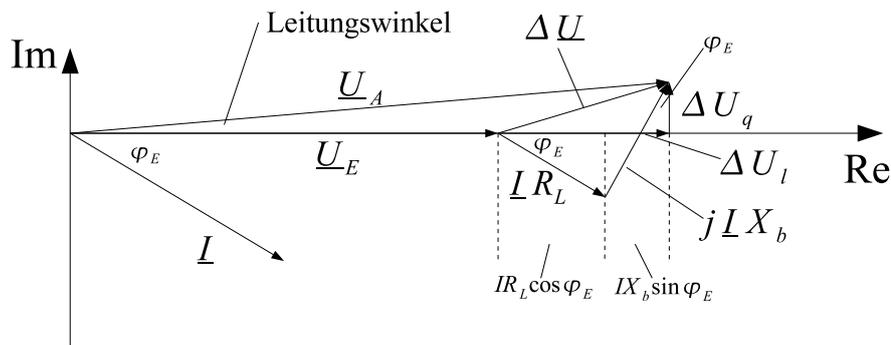
Lösungsweg:

Zunächst wird aus der gegebenen Scheinleistung der Last die zugehörige Lastimpedanz \underline{Z}_E bestimmt:

$$\begin{aligned} \underline{S}_E &= 3\underline{U}_E \underline{I}^* = 3\underline{U}_E \frac{\underline{U}_E^*}{\underline{Z}_E^*} = 3 \frac{\underline{U}_E^2}{\underline{Z}_E^*} \Rightarrow \underline{S}_E^* = 3 \frac{\underline{U}_E^2}{\underline{Z}_E} \\ \Rightarrow \underline{Z}_E &= \frac{3\underline{U}_E^2}{\underline{S}_E^*} = \frac{3\underline{U}_E^2}{P_E - jQ_E} \\ &= \frac{3\underline{U}_E^2}{P_E^2 + jQ_E^2} (P_E + jQ_E) \\ &= 3 \frac{\underline{U}_E^2}{S_E^2} P_E + j3 \frac{\underline{U}_E^2}{S_E^2} Q_E \stackrel{!}{=} R_E + jX_E \end{aligned}$$

Mit der so bestimmten Lastimpedanz \underline{Z}_E wird die an der Last anliegende Spannung \underline{U}_E bestimmt:

$$\underline{U}_E = \underline{U}_A \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_B + \underline{Z}_E}$$



EAN_UUEEB_b064

Bild 5.2: Zeigerdiagramm der Ströme und Spannungen bei einer einseitig gespeisten Drehstromleitung

Daraus kann der Spannungsabfall auf der Leitung ΔU berechnet werden:

$$\Delta U = U_A - U_E$$

Es ergibt sich das Zeigerdiagramm gemäß Bild 5.2. Der Spannungsabfall auf der Leitung ΔU kann aufgeteilt werden in einen Längsspannungsabfall ΔU_l , der phasengleich ist mit der Spannung U_E , und einen Querspannungsabfall ΔU_q , der senkrecht auf der Spannung U_E steht. Bei elektrisch kurzen Leitungen ist die Phasenverschiebung zwischen U_A und U_E , der sog. Leitungswinkel, gering. Deshalb kann der Querspannungsabfall vernachlässigt werden.

Der Längsspannungsabfall ΔU_l kann gemäß Bild 5.2 berechnet werden aus

$$\begin{aligned} \Delta U_l &= IR_L \cos \varphi_E + IX_b \sin \varphi_E = Il(R'_L \cos \varphi_E + X'_b \sin \varphi_E) = Il(R'_L + X'_b \tan \varphi_E) \cos \varphi_E \\ &= Il\psi \cos \varphi_E \approx \Delta U \end{aligned} \quad (5.1)$$

mit dem bezogenen Längswiderstand ψ , der Tabellen entnommen werden kann (s. Tab. 5.1).

Ist der errechnete Spannungsabfall auf der Leitung zu groß, so muss entweder eine Leitung mit größerem Querschnitt gewählt werden oder eine zusätzliche Parallelleitung verwendet werden. In beiden Fällen verringern sich dadurch die Größen R_L und X_b bzw. ψ .

5.2.2 Querschnittsermittlung

Gegebene Größen:

- Spannung am Anfang der Leitung, d.h. am Knoten A: U_A (Strangspannung)
- Zulässiger Spannungsabfall auf der Leitung: ΔU
- Scheinleistung der Last am Ende der Leitung, d.h. am Knoten E: S_E , i.d.R. angegeben als P_E und $\cos \varphi_E$

Gesucht ist der notwendige Leiterquerschnitt.

Lösungsweg:

Aus $P_E = 3U_E I \cos \varphi_E$ ergibt sich $I = P_E / (3U_E \cos \varphi_E)$ und damit

$$\Delta U = \frac{P_E l \psi}{3U_E} \approx \frac{P_E l \psi}{\sqrt{3}U_n}$$

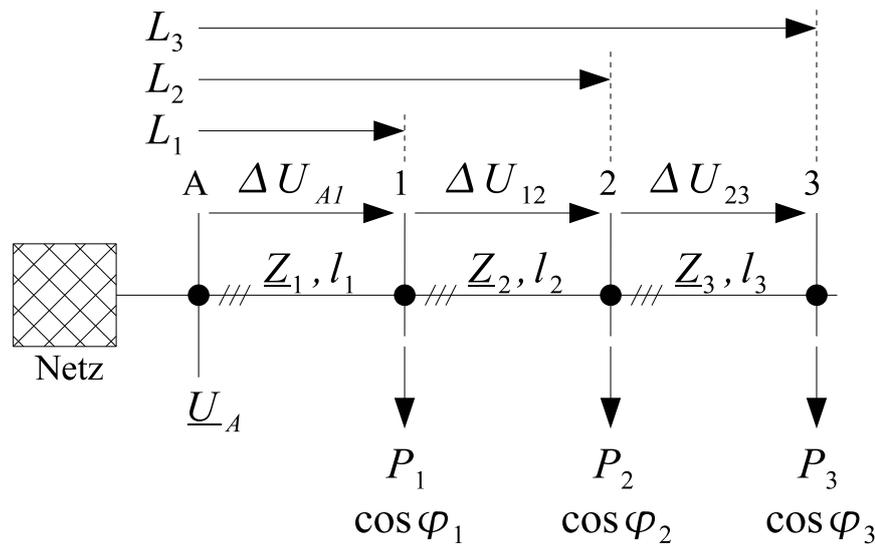
woraus sich der maximale bezogene Längswiderstand ψ errechnet. Aus Tabellen (s. Tab. 5.1) kann der zugehörige, nächst größere Normquerschnitt abgelesen werden.

Beispiel: → Vorlesung

Leiter- quer schnitt A in mm^2	bezogener Wirkwiderstand R_L bei 70°C in Ω/km		bezogener Längswiderstand ψ in Ω/km für Kabel												
	Cu	Al	1kV-Kabel			10kV-Kabel			20kV-Kabel			Cu	Al		
			$\cos\varphi = 0,9$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,9$	Cu	Al	$\cos\varphi = 0,8$	Cu	Al	$\cos\varphi = 0,9$			Cu	Al
16	1,339	2,174	-	1,400	-	-	0,926	-	-	0,934	-	-	-	-	-
25	0,857	1,391	-	0,917	-	-	0,679	-	-	0,687	-	-	-	0,976	-
35	0,612	0,994	1,032	0,671	1,053	1,060	0,493	0,760	0,528	0,501	0,768	1,069	0,541	0,808	1,110
50	0,429	0,696	0,733	0,487	0,754	0,558	0,368	0,558	0,401	0,376	0,567	0,415	0,606	0,471	0,808
70	0,306	0,497	0,533	0,363	0,554	0,421	0,284	0,425	0,317	0,293	0,434	0,330	0,471	0,330	0,471
95	0,226	0,366	0,402	0,281	0,421	0,344	0,235	0,347	0,266	0,244	0,355	0,280	0,391	0,280	0,391
120	0,179	0,290	0,325	0,233	0,344	0,286	0,197	0,286	0,227	0,206	0,295	0,240	0,329	0,240	0,329
150	0,143	0,232	0,267	0,197	0,286	0,242	0,168	0,240	0,196	0,176	0,248	0,209	0,281	0,209	0,281
185	0,116	0,188	0,223	0,170	0,242	-	0,138	0,194	0,165	0,146	0,202	0,177	0,233	0,177	0,233
240	0,089	0,145	-	0,143	-	-	0,119	0,163	0,145	0,125	0,169	0,154	0,198	0,125	0,169
300	0,071	0,116	-	0,125	-	-	0,119	0,163	0,145	0,125	0,169	0,154	0,198	0,125	0,169

Seil- quer schnitt A in mm^2	bezogener Wirkwiderstand R_L bei 40°C in Ω/km		bezogener Längswiderstand ψ in Ω/km für Freileitung												
	Cu	Al	Leiterabstand $d = 50\text{cm}$			Leiterabstand $d = 100\text{cm}$			Leiterabstand $d = 150\text{cm}$			Cu	Al		
			$\cos\varphi = 0,9$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,9$	Cu	Al	$\cos\varphi = 0,8$	Cu	Al	$\cos\varphi = 0,9$			Cu	Al
16	1,205	1,957	1,377	2,128	1,472	2,223	1,398	2,149	1,504	2,255	1,411	2,162	1,523	2,274	2,274
25	0,771	1,252	0,937	1,417	1,027	1,508	0,958	1,438	1,060	1,540	0,970	1,451	1,079	1,560	1,560
35	0,551	0,894	0,711	1,054	0,799	1,142	0,732	1,075	0,831	1,175	0,744	1,088	0,850	1,194	1,194
50	0,386	0,626	0,540	0,781	0,625	0,865	0,561	0,802	0,658	0,898	0,574	0,814	0,677	0,917	0,917
70	0,276	0,447	0,425	0,597	0,507	0,679	0,446	0,618	0,540	0,711	0,458	0,630	0,559	0,730	0,730
95	0,203	0,330	0,348	0,474	0,427	0,554	0,369	0,495	0,460	0,586	0,381	0,508	0,479	0,605	0,605
120	0,161	0,261	0,302	0,402	0,379	0,480	0,323	0,423	0,412	0,512	0,335	0,436	0,431	0,531	0,531
150	0,129	0,209	0,266	0,347	0,342	0,422	0,287	0,368	0,375	0,455	0,300	0,380	0,394	0,474	0,474

Tabelle 5.1: Bezogener Längswiderstand von Kunststoffkabeln und Drehstromfreileitungen mit Kupfer- und Aluminiumleitern für verschiedene Leiter- bzw. Seilquerschnitte A und Leistungsfaktoren $\cos\varphi$ bei Betriebstemperatur 70°C (Kabel) und 40°C (Freileitung mit Leiterabstand d)



b066

Bild 5.3: Einphasiges Ersatzschaltbild zur analytischen Berechnung der Belastbarkeit einer einseitig gespeisten, mehrfach belasteten Drehstromleitung

5.3 Belastbarkeit von einseitig gespeisten, mehrfach belasteten Leitungen

Bild 5.3 zeigt eine einseitig gespeiste, mehrfach belastete Drehstromleitung, wie sie z.B. bei einem offen betriebenen MS-Ring vorkommt. Zur Vereinfachung der Rechnung werden neben den Annahmen gemäß Kap. 5.1.1 folgende Voraussetzungen getroffen:

- Vernachlässigung der Leitungswinkel
- Reelle Rechnung, d.h. alle Spannungszeiger liegen in der reellen Achse

Der Spannungsabfall auf der Leitung ergibt sich damit zu:

$$\begin{aligned} \Delta U &= U_A - U_3 = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} \\ &\approx \frac{(P_1 + P_2 + P_3)l_1\psi_1}{\sqrt{3}U_n} + \frac{(P_2 + P_3)l_2\psi_2}{\sqrt{3}U_n} + \frac{P_3l_3\psi_3}{\sqrt{3}U_n} \end{aligned}$$

Ist die Leitung zwischen den Knoten A und 3 gleich aufgebaut sind die bezogenen Wirk- und Blindwiderstände gleich groß. Wird weiter angenommen, dass die Leistungsfaktoren aller Verbraucher nicht allzu stark voneinander abweichen, so kann mit einem mittleren Leistungsfaktor $\cos \varphi_{mi}$ gerechnet werden, der sich wie folgt berechnen lässt

$$\cos \varphi_{mi} = \frac{P_1 \cos \varphi_1 + P_2 \cos \varphi_2 + P_3 \cos \varphi_3}{P_1 + P_2 + P_3} = \frac{\sum_{v=1}^n (P_v \cos \varphi_v)}{\sum_{v=1}^n P_v}$$

wobei n die Anzahl der Belastungen der Leitungen ist. Mit $\cos \varphi_{mi}$ gilt $\psi_1 = \psi_2 = \psi_3 = \psi_{mi}$ und der Spannungsabfall berechnet sich zu

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\psi_{mi}}{\sqrt{3}U_n} [(P_1 + P_2 + P_3)l_1 + (P_2 + P_3)l_2 + P_3l_3] \\ &= \frac{\psi_{mi}}{\sqrt{3}U_n} [P_1l_1 + P_2(l_1 + l_2) + P_3(l_1 + l_2 + l_3)] \\ &= \frac{\psi_{mi}}{\sqrt{3}U_n} [P_1L_1 + P_2L_2 + P_3L_3] \end{aligned}$$

wobei L_1 , L_2 und L_3 die Entfernungen (Leitungslängen) der einzelnen Belastungen der Leitung von der Einspeisestelle sind. Allgemein ergibt sich damit für den größten Spannungsabfall einer einseitig gespeisten, mehrfach belasteten Drehstromleitung mit n Belastungen:

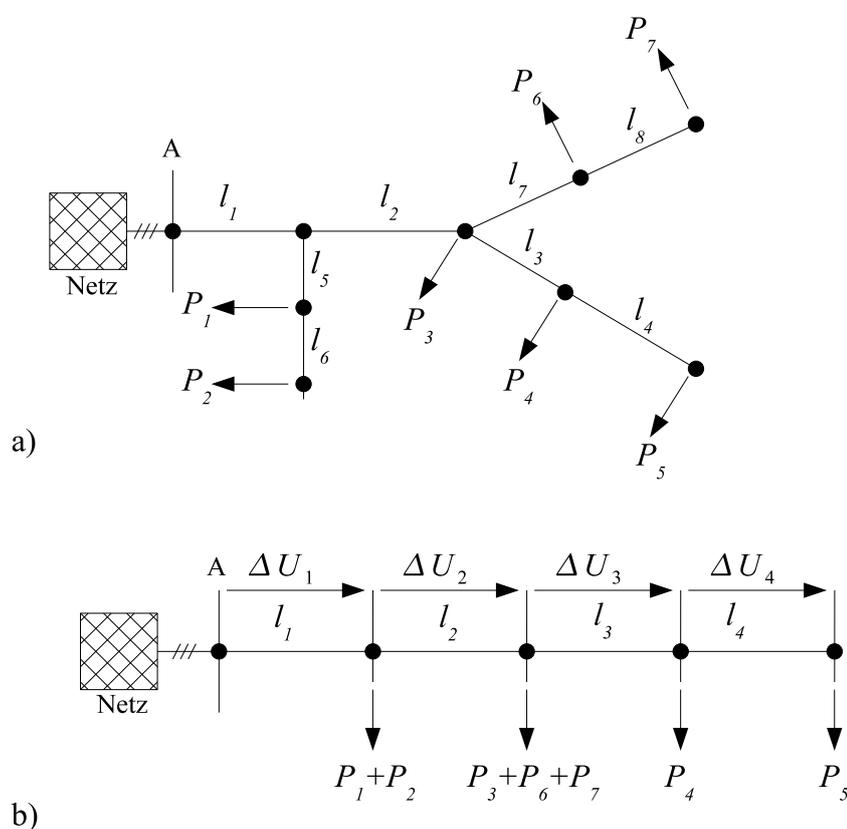
$$\Delta U = \frac{\psi_{mi}}{\sqrt{3}U_n} \sum_{v=1}^n P_v L_v$$

Die größte Differenz der Außenleiterspannung einer einseitig gespeisten, mehrfach belasteten Drehstromleitung mit n Belastungen ergibt sich zu:

$$\Delta U_{\Delta} = \sqrt{3} \frac{\psi_{mi}}{\sqrt{3}U_n} \sum_{v=1}^n P_v L_v = \frac{\psi_{mi}}{U_n} \sum_{v=1}^n P_v L_v \quad (5.2)$$

Beispiel: → Vorlesung

5.4 Belastbarkeit von einseitig gespeisten, verzweigten Leitungen



EAN_UEEB_1067

Bild 5.4: Einseitig gespeiste, verzweigte Drehstromleitung: a) gegebenes Strahlennetz, b) gewählte Hauptleitung

Bild 5.4a) zeigt eine einseitig gespeiste, verzweigte Drehstromleitung (sog. Strahlennetz) mit Belastungen längs der Leitung. Die Spannungsabfälle auf den Leitungen sowie die erforderlichen Leiterquerschnitte sollen ermittelt werden.

Zunächst wird eine Hauptleitung gewählt, bei der die einzelnen Sticleitungen als Belastungen auftreten und somit eine einseitig gespeiste, mehrfach belastete Leitung entsteht (s. Bild 5.4b). Jetzt können die Spannungsabfälle und die erforderlichen Leiterquerschnitte gemäß Kap. 5.3 berechnet werden, wenn die dort angegebenen Voraussetzungen angenommen werden. Bei dieser Berechnung ergeben sich ggf. unterschiedliche Leiterquerschnitte für die einzelnen Leitungsabschnitte im Netz.

Im folgenden soll die Berechnung so durchgeführt werden, dass sich abgestufte Leiterquerschnitte auf der Hauptleitung ergeben. Dabei sollen die Querschnitte so abgestuft werden, dass die Spannung längs der Hauptleitung linear absinkt. Dann sind die auf die Teilstrecken bezogenen Spannungsabfälle gleich groß:

$$\frac{\Delta U_1}{l_1} = \frac{\Delta U_2}{l_2} = \frac{\Delta U_3}{l_3} = \frac{\Delta U_4}{l_4}$$

Die gesamte Spannungsdifferenz berechnet sich zu:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 = \Delta U_1 + \Delta U_1 \frac{l_2}{l_1} + \Delta U_1 \frac{l_3}{l_1} + \Delta U_1 \frac{l_4}{l_1} \\ &= \Delta U_1 \frac{l_1 + l_2 + l_3 + l_4}{l_1} \end{aligned}$$

Über die einzelnen Teilstrecken fließen die Streckenleistungen P_{l1} , P_{l2} , P_{l3} und P_{l4} . Der Spannungsabfall auf der Teilstrecke l_1 berechnet sich bezogen auf Außenleiterspannungen zu:

$$\Delta U_{1\Delta} = \frac{P_{l1} l_1 \psi_1}{U_n}$$

Damit ergibt sich der gesamte Spannungsabfall bezogen auf Außenleiterspannungen zu

$$\Delta U_{\Delta} = \frac{P_{l1} \psi_1}{U_n} (l_1 + l_2 + l_3 + l_4) = \frac{P_{l1} \psi_1}{U_n} \sum_{i=1}^n l_i$$

mit n als Anzahl der Teilstrecken. Für die erste Teilstrecke l_1 ergibt sich damit der bezogene Längswiderstand

$$\psi_1 = \frac{\Delta U_{\Delta} U_n}{P_{l1} \sum_{i=1}^n l_i}$$

und für die zweite Teilstrecke l_2 entsprechend

$$\psi_2 = \frac{\Delta U_{\Delta} U_n}{P_{l2} \sum_{i=1}^n l_i}$$

Ist der bezogene Längswiderstand ψ_1 der ersten Teilstrecke l_1 bekannt, dann können die weiteren Längswiderstände ψ_2 , ψ_3 bis ψ_n der anderen Teilstrecken ermittelt werden aus:

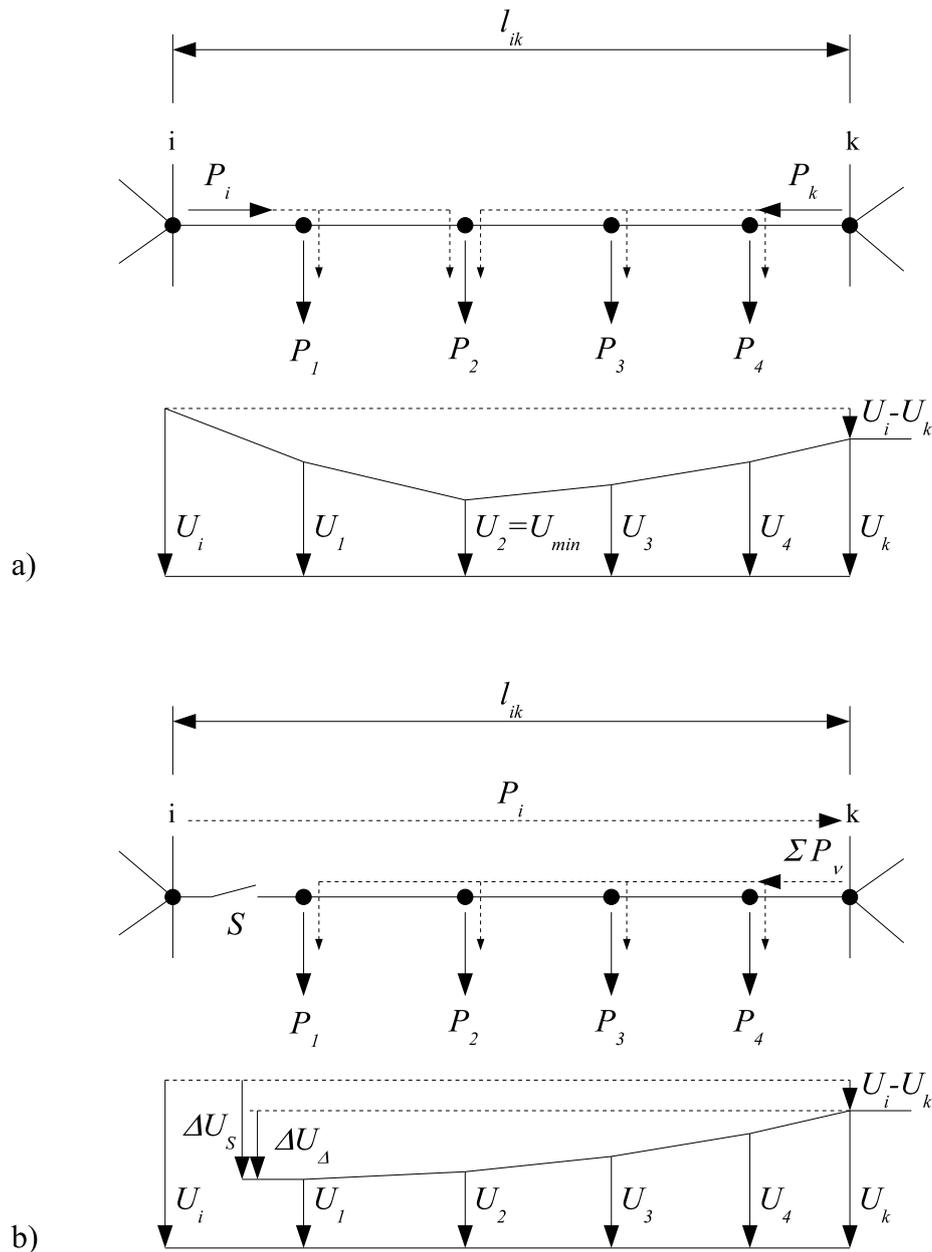
$$\psi_2 = \psi_1 \frac{P_{l1}}{P_{l2}}, \quad \psi_3 = \psi_1 \frac{P_{l1}}{P_{l3}} \quad \dots \quad \psi_n = \psi_1 \frac{P_{l1}}{P_{ln}}$$

Aus den bezogenen Längswiderständen können die erforderlichen Leiterquerschnitte unter Verwendung der Tabelle gemäß Tab. 5.1 ermittelt werden.

5.5 Belastbarkeit von Ringleitungen und zweiseitig gespeisten Leitungen

Bild 5.5a) zeigt eine zweiseitig gespeiste Drehstromleitung mit Belastungen längs der Leitung. Dieses stellt folgende Topologien dar:

- Ringleitung: Die Spannungen der Knoten i und k sind gleich: $U_i = U_k$
- Zweig eines vermaschten Netzes: Die Spannungen der Knoten i und k sind i.allg. nicht gleich: $U_i \neq U_k$



EAN_UUEB_1068

Bild 5.5: Zweiseitig gespeiste Drehstromleitung: a) mit verteilten Belastungen zwischen den Knoten i und k , b) mit Trennstelle S

Die größte Spannungsabsenkung, d.h. die kleinste Spannung U_{min} , tritt an der Belastung auf, der von beiden Seiten Leistung zufließt.

Berechnung des notwendigen Leiterquerschnitts bei gegebenen Spannungen U_i und U_k , gegebenen Belastungen P_1, P_2 bis P_n und gegebener maximaler Spannungsabsenkung auf der Leitung:

1. Berechnung der Leistungsverteilung: Im Gegensatz zur einseitig gespeisten Drehstromleitung (Strahlennetz) ist die Leistungsverteilung, der sog. Lastfluss, bei der zweiseitig gespeisten Drehstromleitung zunächst nicht bekannt und muss erst ermittelt werden, d.h. die aus den Knoten i und k in die Leitung fließenden Leistungen P_i und P_k müssen berechnet werden.

Zu diesem Zweck wird die Leitung am Knoten i aufgetrennt (Trennstelle S in Bild 5.5b), so dass die gesamte Leistung dem Knoten k entnommen wird. Die Spannungsdifferenz bezogen auf Außenleiterspannungen

$$\Delta U_S = (U_i - U_k) + \Delta U_\Delta$$

über der Trennstelle S setzt sich aus der Differenz der Knotenpunktspannungen U_i und U_k und der Spannungsdifferenz

$$\Delta U_{\Delta} = \frac{\psi_{ik}}{U_n} \sum_{v=1}^n P_v L_v$$

zusammen. Dabei ist n die Anzahl der Belastungen zwischen dem Knoten k und der Trennstelle S . Weiter werden die folgenden Voraussetzungen getroffen:

- Einheitlicher Leiterquerschnitt zwischen den Knoten i und k .
- Vernachlässigung der Leitungswinkel, d.h. reelle Spannungszeiger.
- Im allg. $U_i \neq U_k$, aber trotzdem $U_i \approx U_k \approx U_n$
- Leistungsfaktoren aller Belastungen sind etwa gleich groß.

Wird nun der Schalter an der Trennstelle S geschlossen, so muss aus dem Knoten i eine Leistung P_i fließen, die der Spannungsdifferenz ΔU_S entspricht. Da bereits alle Belastungen mit Leistung versorgt sind, ist P_i eine Ausgleichsleistung. Diese Ausgleichsleistung ist eine Leistung, die im Knoten k entnommen wird, und die sich auf den einzelnen Teilstrecken den aus der einseitigen Einspeisung vom Knoten k zugeführten Leistungen überlagert.

Der Zusammenhang zwischen P_i und der Spannungsdifferenz ΔU_S lautet:

$$\Delta U_S = \frac{P_i l_{ik} \psi_{ik}}{U_n}$$

Damit ergibt sich

$$\begin{aligned} \frac{P_i l_{ik} \psi_{ik}}{U_n} &= (U_i - U_k) + \frac{\psi_{ik}}{U_n} \sum_{v=1}^n P_v L_v \\ \Rightarrow P_i &= \frac{(U_i - U_k) U_n}{l_{ik} \psi_{ik}} + \frac{\sum_{v=1}^n P_v L_v}{l_{ik}} = (U_i - U_k) U_n \lambda_{ik} + \frac{\sum_{v=1}^n P_v L_v}{l_{ik}} \end{aligned} \quad (5.3)$$

mit dem sog. Streckenleitwert

$$\lambda_{ik} = 1 / (l_{ik} \psi_{ik})$$

Damit ergibt sich die aus dem Knoten k in die Leitung fließende Leistung zu:

$$P_k = \sum_{v=1}^n P_v - P_i \quad (5.4)$$

Mit P_i und P_k ist die Leistungsverteilung (der Lastfluss) bekannt.

2. Behandlung der Leitung als zwei einseitig gespeiste Leitungen: Unter Berücksichtigung der jetzt bekannten Leistungsverteilung wird die Leitung an dem Lastknoten aufgetrennt, der von beiden Seiten gespeist wird (Knoten mit Belastung P_2 in Bild 5.5a), und wie zwei einseitig gespeiste Leitungen behandelt. Aus dem maximal zulässigen Spannungsabfall, d.h. der gegebenen maximalen Spannungsabsenkung auf der Leitung, wird der notwendige Leiterquerschnitt ermittelt.
3. Überprüfung des Ergebnisses: Ist der notwendige Leiterquerschnitt ermittelt, dann muss überprüft werden, dass die Strombelastbarkeit für diesen Querschnitt nicht überschritten wird. Bei einer Ringleitung muss zusätzlich überprüft werden, ob bei Ausfall einer der beiden Einspeisungsteilstrecken die gesamte Leistung über den verbleibenden Teilring übertragen werden kann ohne die Leitung zu überlasten, d.h. ob die angestrebte Versorgungssicherheit erreicht wird.

Beispiel: → Vorlesung

5.6 Lastflussberechnungen im symmetrischen, vermaschten Drehstromnetz

Die bisher beschriebene analytische Berechnung von Drehstromnetzen basierte auf Vereinfachungen, die zu einer reellen Berechnung führten. Diese Vorgehensweise ist im NS-Netzen zulässig, z.T. auch noch in MS-Netzen. In HS-Netzen und zum großen Teil auch in MS-Netzen sind die Netze jedoch stärker vermascht mit stark unterschiedlichen Leitungsimpedanzen zwischen den Knoten. Deshalb müssen hier i.d.R. komplexe Berechnungen durchgeführt werden. Die Berechnung eines Drehstromnetzes mit dem Ziel der Ermittlung der Verteilung der Wirk- und Blindleistung auf die einzelnen Leitungen und Knoten sowie der Ermittlung der Knotenpunktspannungen wird Lastflussberechnung genannt.

Eine wichtige Kenngröße eines vermaschten Netzes mit L Leitungen und N Knoten (ohne den Bezugsknoten) ist der sog. Vermaschungsgrad

$$\nu = \frac{L}{N}$$

Der maximale Vermaschungsgrad liegt vor, wenn jeder Knotenpunkt mit jedem anderen verbunden ist, und beträgt $\nu_{\max} = N(N-1)/2$. Tatsächlich auftretende Vermaschungsgrade liegen im Bereich $1 \dots 2$, in HS-Netzen i.d.R. sogar unter 2.

Für die Lastflussberechnung müssen an den einzelnen Netzknotenpunkten Vorgaben über die Art der Belastung gemacht werden. Dazu werden die Knotenpunkte eingeteilt in Last- oder Verbraucherknoten und Einspeise- oder Generatorknoten. Es muss mindestens ein Knoten vorhanden sein, an dem die Spannung nach Betrag und Winkel vorgegeben wird, der sog. Slack-Knoten. An diesem Knoten stellen sich P und Q so ein, das im ganzen Netz ein Gleichgewicht besteht zwischen den eingespeisten und den abgenommenen Leistungen. Der Slack-Knoten muss in der Lage sein, die im zugewiesene Leistungsbilanz auch zu übernehmen. Deshalb handelt es sich dabei i.d.R. um Netzeinspeisungen oder das stärkste Kraftwerk. Die folgende Tabelle zeigt die verschiedenen Knotentypen mit der Angabe der gegebenen und der gesuchten Größen:

Bezeichnung der Knoten	gegebene Größen	gesuchte Größen	Bemerkungen
Slack-Knoten	U, φ_u	P, Q	Bezugsknoten (Netzeinspeisungen)
Einspeiseknoten	U, P	φ_u, Q	Kraftwerkseinspeisungen (Generatorknoten)
	P, Q	U, φ_u	negativer Verbraucher- knoten
Verbraucherknoten	P, Q	U, φ_u	Verbraucher mit spannungsabhängigen Leistungen

Nur dann, wenn für alle Knotenpunkte im Netz bis auf den Slack-Knoten U und φ_i vorgegeben werden, also für alle Einspeise- und Verbraucher-knoten, ist eine Lastflussberechnung ohne Iteration möglich. In allen anderen Fällen muss zur Lastflussberechnung ein Iterationsprozess zur Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems verwendet werden. Das Gleichungssystem ist nichtlinear, weil die Leistungen quadratisch von der Spannung abhängen.

5.6.1 Knotenpunktverfahren

Beim Knotenpunktverfahren sind die folgenden Größen gegeben bzw. gesucht:

- gegeben:
 - Einspeise- und Verbraucherleistungen (P, Q) aller Knotenpunkte mit Ausnahme des Slack-Knotens

Dabei sind im allg. die Knotenleistungen abhängig von der jeweiligen Knotenspannung und müssen deshalb iterativ berechnet werden. Nur wenn die Knotenströme statt der Knotenleistungen gegeben sind, d.h. wenn die Spannungsabhängigkeit entfällt, ist keine Iteration notwendig.

- Spannung des Slack-Knotens (Betrag U und Winkel φ_u)
- gesucht:
 - Knotenstrom des Slack-Knotens bzw. Wirk- und Blindleistung (P, Q) des Slack-Knotens
 - Knotenspannungen an allen Knotenpunkten (Betrag U und Winkel φ_u) mit Ausnahme des Slack-Knotens

Zunächst wird an jedem Knotenpunkt die Summe aller dort auftretenden Ströme gebildet. Dabei werden zufließende Ströme positiv, abfließende Ströme negativ gezählt. Weiter wird jedem Knotenpunkt i eine Knotenspannung \underline{U}_i als Sternspannung zugeordnet.

Mittels Kirchhoffschen Gesetzen lassen sich die Stromsummen der Knotenpunkte über die Admittanzen des Netzes mit den Knotenspannungen \underline{U}_i verknüpfen

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & -\underline{Y}_{12} & \cdots & -\underline{Y}_{1i} & \cdots & -\underline{Y}_{1N} \\ -\underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & -\underline{Y}_{2i} & \cdots & -\underline{Y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\underline{Y}_{i1} & -\underline{Y}_{i2} & \cdots & \underline{Y}_{ii} & \cdots & -\underline{Y}_{iN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Y}_{N1} & -\underline{Y}_{N2} & \cdots & -\underline{Y}_{Ni} & \cdots & \underline{Y}_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

oder in Matrixschreibweise

$$[\underline{Y}] \cdot [\underline{U}] = [\underline{I}]$$

mit $[\underline{Y}]$ als sog. Knotenadmittanzmatrix. (Herleitung \rightarrow Vorlesung)

Die Knotenadmittanzmatrix ist immer quadratisch der Form $N \times N$ und ist immer symmetrisch. Sind in einem Netzwerk Zweigadmittanzen zwischen zwei Knoten i und j vorhanden, so ist der zugehörige Summenleitwert \underline{Y}_{ij} mit einem negativen Vorzeichen in die Felder i, j und j, i einzutragen. Ist zwischen zwei Knoten i und j keine Zweigadmittanz vorhanden, dann ist in die Felder i, j und j, i Null einzutragen. Auf der Hauptdiagonalen (Elemente \underline{Y}_{ii}) steht die negative Summe aller Nebendiagonalelemente der zugehörigen Zeile plus Queradmittanzen, d.h. Admittanzen zwischen dem Knoten i und dem Bezugsknoten 0 ($\underline{Y}_{ii} = \underline{Y}_{i0} + \sum_j \underline{Y}_{ij}, j = 1 \dots N, j \neq i$). Bezugsknoten ist üblicherweise die Erde.

Das Gleichungssystem ist erst lösbar, wenn eine Knotenpunktspannung vorgegeben wird, nämlich die Spannung am Slack-Knoten. Ist beispielsweise der N-te Knoten als Slack-Knoten vorgesehen,

dann reduziert sich das Gleichungssystem um die N-te Gleichung und lautet

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & -\underline{Y}_{12} & \cdots & -\underline{Y}_{1i} & \cdots & -\underline{Y}_{1,N-1} \\ -\underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & -\underline{Y}_{2i} & \cdots & -\underline{Y}_{2,N-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\underline{Y}_{i1} & -\underline{Y}_{i2} & \cdots & \underline{Y}_{ii} & \cdots & -\underline{Y}_{i,N-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Y}_{N-1,1} & -\underline{Y}_{N-1,2} & \cdots & -\underline{Y}_{N-1,i} & \cdots & \underline{Y}_{N-1,N-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_{N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_{N-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{Y}_{1N} \\ \underline{Y}_{2N} \\ \vdots \\ \underline{Y}_{iN} \\ \vdots \\ \underline{Y}_{N-1,N} \end{bmatrix} \underline{U}_N \quad (5.6)$$

oder in Matrixschreibweise

$$\underbrace{[\underline{Y}]_{LK}}_{\text{bekannt}} \cdot \underbrace{[\underline{U}]_{LK}}_{\text{gesucht}} = \underbrace{[\underline{I}] + [\underline{Y}]_{SK} \cdot \underline{U}_N}_{\text{bekannt}} \quad (5.7)$$

mit $[\underline{Y}]_{LK}$ als Lastknoten-Admittanzmatrix, $[\underline{U}]_{LK}$ als Vektor der unbekanntenen Lastknotenspannungen und $[\underline{Y}]_{SK}$ als Speiseknoten-Admittanzmatrix (Hinweis: Bei nur einer gegebenen Spannung (Slack-Knoten) ist $[\underline{Y}]_{SK}$ ein Vektor; s. a. Erläuterungen zu Gl. 5.12 auf S. 84.). Zu beachten ist dabei, dass die Lastströme \underline{I}_i negativ gezählt werden müssen, weil sie aus dem Lastknoten i abfließen.

Gesucht sind die $N - 1$ Lastknotenspannungen und der Strom am Slack-Knoten. Damit können dann alle Zweigströme, Leistungsflüsse, Netzverluste und der Blindleistungsbedarf des Netzes berechnet werden.

Die Knotenströme auf der rechten Seite des Gleichungssystems 5.6 sind entweder gegeben oder müssen jeweils für den folgenden Iterationsschritt aus den gegebenen Knotenleistungen mit den aktuellen Näherungswerten für die Knotenspannungen berechnet werden:

$$\underline{I}_i = \frac{S_i^*(U_i)}{3\underline{U}_i^*} = \frac{P_i(U_i) - jQ_i(U_i)}{3\underline{U}_i^*} = \frac{P_i(U_i) - jQ_i(U_i)}{3U^2} \underline{U}_i \quad (5.8)$$

Dazu muss die Spannungsabhängigkeit der Leistungen bekannt sein und das Vorzeichen von \underline{I}_i ist zu beachten (s.o.).

Zu Beginn der Iterationsrechnung liegen noch keine Näherungswerte der einzelnen Knotenspannungen vor. Damit Startwerte für die Knotenströme vorliegen, werden deshalb die Nennspannungen $U_n/\sqrt{3}$ als Anfangswerte der Knotenspannungen verwendet und daraus mit Gl. 5.8 die Anfangswerte der Knotenströme berechnet.

Der Knotenstrom am Slack-Knoten wird nach der Lösung der Gleichung 5.6 berechnet aus:

$$\underline{I}_N = [-\underline{Y}_{N1} \quad -\underline{Y}_{N2} \quad \cdots \quad -\underline{Y}_{Ni} \quad \cdots \quad -\underline{Y}_{N,N-1} \quad \underline{Y}_{NN}] [\underline{U}] \quad (5.9)$$

Die Gleichung 5.6 wird nach den Diagonalelementen aufgelöst

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11}\underline{U}_1 \\ \underline{Y}_{22}\underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{Y}_{ii}\underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{Y}_{N-1,N-1}\underline{U}_{N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_{N-1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -\underline{Y}_{12} & \cdots & -\underline{Y}_{1i} & \cdots & -\underline{Y}_{1,N-1} \\ -\underline{Y}_{21} & 0 & \cdots & -\underline{Y}_{2i} & \cdots & -\underline{Y}_{2,N-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\underline{Y}_{i1} & -\underline{Y}_{i2} & \cdots & 0 & \cdots & -\underline{Y}_{i,N-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Y}_{N-1,1} & -\underline{Y}_{N-1,2} & \cdots & -\underline{Y}_{N-1,i} & \cdots & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_{N-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{Y}_{1N} \\ \underline{Y}_{2N} \\ \vdots \\ \underline{Y}_{iN} \\ \vdots \\ \underline{Y}_{N-1,N} \end{bmatrix} \underline{U}_N \quad (5.10)$$

und kann dann mit Methoden der numerischen Rechnung gelöst werden.

Beim sog. Einzelschrittverfahren z.B. lautet die Berechnungsvorschrift zur Berechnung der Spannung \underline{U}_i des Knotens i im Iterationsschritt $(v+1)$

$$\underline{U}_i^{(v+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left(\underline{I}_i^{(v)} + \underline{Y}_{iN}\underline{U}_N + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{i-1} \underline{Y}_{ij}\underline{U}_j^{(v+1)} + \sum_{j=i+1}^{N-1} \underline{Y}_{ij}\underline{U}_j^{(v)} \right) \quad (5.11)$$

mit $\underline{I}_i^{(v)}$ als (v) -te Näherung des eingepprägten Strom im Knoten i , $\underline{U}_j^{(v+1)}$ als $(v+1)$ -te Näherung der Spannungen in den Knoten j mit $j < i$, $\underline{U}_j^{(v)}$ als (v) -te Näherung der Spannungen in den Knoten j mit $j > i$ und \underline{U}_N als eingepprägte Spannung des Slack-Knotens.

Das Knotenpunktverfahren wie bisher vorgestellt hat zwei Einschränkungen:

1. Beschränkung auf eine eingepprägte Spannung: Bisher wurde davon ausgegangen, dass es nur eine bekannte, eingepprägte Spannung im Netz gibt. Alle übrigen Spannungen ergeben sich zwangsläufig durch die Iterationsrechnung. Sind mehrere eingepprägte Spannungen im Netz vorhanden, dann kann das Verfahren geeignet erweitert werden, indem in dem in der Gl. 5.5 der Vektor $[\underline{U}]_{SK}$ der bekannten Spannungen an den Speiseknoten eingeführt werden.

$$\underbrace{[\underline{Y}]_{LK}}_{\text{bekannt}} \cdot \underbrace{[\underline{U}]_{LK}}_{\text{gesucht}} = \underbrace{[\underline{I}] + [\underline{Y}]_{SK} \cdot [\underline{U}]_{SK}}_{\text{bekannt}} \quad (5.12)$$

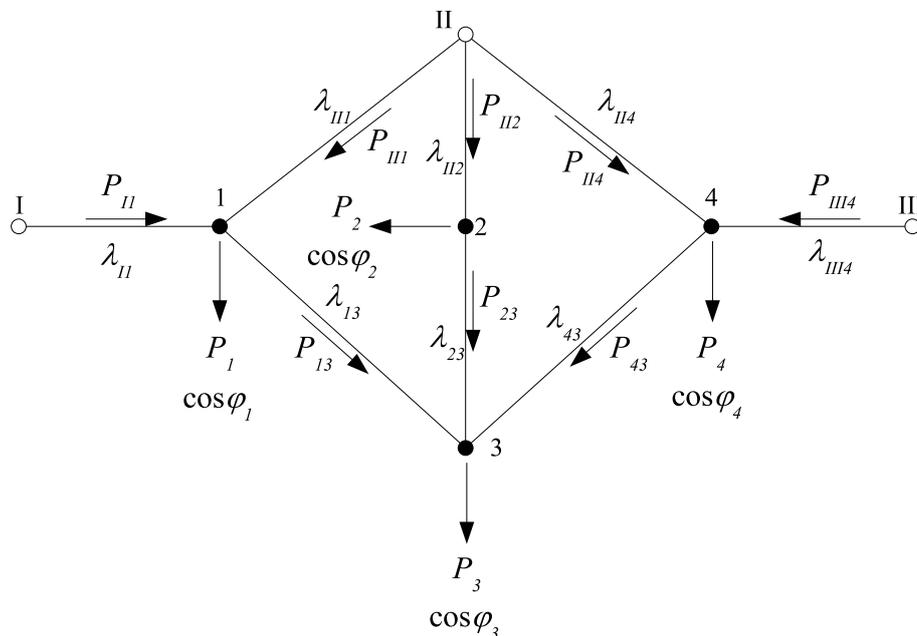
Die Speiseknoten-Admittanzmatrix $[\underline{Y}]_{SK}$ verknüpft die Speiseknoten mit den Lastknoten. Diese Matrix hat die Form (Anzahl der Lastknoten) \times (Anzahl der Speiseknoten).

Mit Gl. 5.12 lassen sich iterativ die unbekanntes Spannungen an den Lastknoten $[\underline{U}]_{LK}$ berechnen. Anschließend können die Ströme der Speiseknoten berechnet werden.

2. Beschränkung auf Netzeinspeisungen: Bisher wurde davon ausgegangen, dass das Netz von einer (oder mehrerer, s.o.) Netzeinspeisung, d.h. von einem übergeordneten Netz gespeist wird und dass an dem Knotenpunkt der Netzeinspeisung die Spannung nach Betrag und Winkel bekannt ist. Wird das Drehstromnetz nicht von übergeordneten Netzen, sondern von Kraftwerkseinspeisungen versorgt, dann liegen andere Verhältnisse vor. An den Knotenpunkten der Kraftwerkseinspeisungen ist zwar die Spannung dem Betrag nach nicht jedoch dem Winkel nach bekannt. Die Kraftwerksregelung regelt den Betrag der Spannung

$U_{Gi} = \text{const}$ und die Wirkleistung $P_{Gi} = \text{const}$. Diese Knotenpunktbedingungen lassen sich geeignet in das Knotenpunktverfahren integrieren. Je mehr Kraftwerkseinspeisungen allerdings zu berücksichtigen sind, desto mehr Konvergenzschwierigkeiten der Iterationsrechnung treten auf.

5.6.2 Vereinfachtes Knotenpunktverfahren



EAN_LUEEB_m069

Bild 5.6: Beispielnetz zum vereinfachten Knotenpunktverfahren: Lastknotenpunkte 1, 2, 3 und 4, Speiseknotenpunkte I, II und III

Das vereinfachte Knotenpunktverfahren kann zur Berechnung von NS-Netzen und z.T. von MS-Netzen verwendet werden. Es beruht auf folgenden vereinfachenden Annahmen:

- Es wird von einem symmetrischen Drehstromnetz ausgegangen, das durch ein einphasiges Ersatzschaltbild beschrieben werden kann.
- Die Phasenwinkel aller im Netz auftretenden Außenleiterspannungen sollen annähernd gleich sein. Außerdem seien die Spannungen an den einzelnen Netzknoten zwar im allg. unterschiedlich, aber jeweils in der Nähe der Nennspannung. D.h. dass Leitungswinkel vernachlässigt werden und die Rechnung rein reell wird.
- Queradmittanzen werden vernachlässigt, d.h. es wird nur mit Längsadmittanzen gerechnet.
- Die Leistungsfaktoren aller Belastungen des Netzes sollen sich nur wenig unterscheiden, so dass mit dem mittleren Leistungsfaktor $\cos \varphi_m$ gerechnet werden kann.

Desweiteren gelten folgende Begriffe:

- Lastknotenpunkte sind Knoten, in denen mindestens drei Leitungen zusammenlaufen, und/oder an den Belastungen angeschlossen sind. Lastknotenpunktspannungen werden mit U_1, U_2, \dots bezeichnet.
- Speiseknotenpunkte sind Knoten, bei denen für die Berechnung die Außenleiterspannung vorgegeben ist. Knotenpunkten, in die Generatoren eine vorgegebene Leistung einspeisen, werden als Lastknotenpunkte mit negativer Abnahmeleistung aufgefasst. Speiseknotenpunktspannungen werden mit U_I, U_{II}, \dots bezeichnet.

Bild 5.6 zeigt beispielhaft ein Maschennetz mit vier Lastknotenpunkten und drei Speiseknotenpunkten. Aus Gl. 5.3 ergibt sich für den Fall, dass auf einer Leitung zwischen zwei Knoten i und k keine Belastungen vorhanden sind, d.h. mit $\sum_{v=1}^n P_v L_v$, die von i nach k fließende Ausgleichsleistung

$$P_{ik} = (U_i - U_k)U_n \lambda_{ik} \quad (5.13)$$

Damit lässt sich das folgende Gleichungssystem für das Beispielnetz aus Bild 5.6 aufstellen:

$$\begin{aligned} P_{I1} &= (U_I - U_1)U_n \lambda_{I1} & ; & & P_{23} &= (U_2 - U_3)U_n \lambda_{23} \\ P_{II1} &= (U_{II} - U_1)U_n \lambda_{II1} & ; & & P_{II4} &= (U_{II} - U_4)U_n \lambda_{II4} \\ P_{13} &= (U_1 - U_3)U_n \lambda_{13} & ; & & P_{43} &= (U_4 - U_3)U_n \lambda_{43} \\ P_{II2} &= (U_{II} - U_2)U_n \lambda_{II2} & ; & & P_{III4} &= (U_{III} - U_4)U_n \lambda_{III4} \end{aligned}$$

Für die Leistungsbilanz der einzelnen Knoten gilt:

$$\begin{aligned} P_1 &= P_{I1} + P_{II1} - P_{13} = U_n[(U_I - U_1)\lambda_{I1} + (U_{II} - U_1)\lambda_{II1} - (U_1 - U_3)\lambda_{13}] \\ P_2 &= P_{II2} - P_{23} = U_n[(U_{II} - U_2)\lambda_{II2} - (U_2 - U_3)\lambda_{23}] \\ P_3 &= P_{13} + P_{23} + P_{43} = U_n[(U_1 - U_3)\lambda_{13} + (U_2 - U_3)\lambda_{23} + (U_4 - U_3)\lambda_{43}] \\ P_4 &= P_{II4} + P_{III4} - P_{43} = U_n[(U_{II} - U_4)\lambda_{II4} + (U_{III} - U_4)\lambda_{III4} - (U_4 - U_3)\lambda_{43}] \end{aligned}$$

Umstellung der Gleichungen so, dass die unbekanntes Lastknotenpotenzen auf der einen Seite und alle bekannten Größen auf der anderen Seite des Gleichungssystems stehen, dann ergibt sich

$$\begin{aligned} (\lambda_{I1} + \lambda_{II1} + \lambda_{13})U_1 - \lambda_{13}U_3 &= \lambda_{I1}U_I + \lambda_{II1}U_{II} - (P_1/U_n) \\ (\lambda_{II2} + \lambda_{23})U_2 - \lambda_{23}U_3 &= \lambda_{II2}U_{II} - (P_2/U_n) \\ -\lambda_{13}U_1 - \lambda_{23}U_2 + (\lambda_{13} + \lambda_{23} + \lambda_{43})U_3 - \lambda_{43}U_4 &= -(P_3/U_n) \\ -\lambda_{43}U_3 + (\lambda_{II4} + \lambda_{III4} + \lambda_{43})U_4 &= \lambda_{II4}U_{II} + \lambda_{III4}U_{III} - (P_4/U_n) \end{aligned}$$

bzw. in Matrixschreibweise:

$$\begin{bmatrix} (\lambda_{I1} + \lambda_{II1} + \lambda_{13}) & 0 & -\lambda_{13} & 0 \\ 0 & (\lambda_{II2} + \lambda_{23}) & -\lambda_{23} & 0 \\ -\lambda_{13} & -\lambda_{23} & (\lambda_{13} + \lambda_{23} + \lambda_{43}) & -\lambda_{43} \\ 0 & 0 & -\lambda_{43} & (\lambda_{II4} + \lambda_{III4} + \lambda_{43}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{I1} & \lambda_{II1} & 0 \\ 0 & \lambda_{II2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_{II4} & \lambda_{III4} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_I \\ U_{II} \\ U_{III} \end{bmatrix} - \frac{1}{U_n} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix}$$

Allgemein ergibt sich das folgende Gleichungssystem für N -Lastknotenpunkte und M -Speise-

knotenpunkte und der Nennspannung U_n

$$\begin{bmatrix} \lambda_{11} & -\lambda_{12} & \cdots & -\lambda_{1i} & \cdots & -\lambda_{1N} \\ -\lambda_{21} & \lambda_{22} & \cdots & -\lambda_{2i} & \cdots & -\lambda_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\lambda_{i1} & -\lambda_{i2} & \cdots & \lambda_{ii} & \cdots & -\lambda_{iN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\lambda_{N1} & -\lambda_{N2} & \cdots & -\lambda_{Ni} & \cdots & \lambda_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{1I} & \lambda_{1II} & \cdots & \lambda_{1M} \\ \lambda_{2I} & \lambda_{2II} & \cdots & \lambda_{2M} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \lambda_{iI} & \lambda_{iII} & \cdots & \lambda_{iM} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \lambda_{NI} & \lambda_{NII} & \cdots & \lambda_{NM} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_I \\ U_{II} \\ \vdots \\ U_M \end{bmatrix} - \frac{1}{U_n} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

bzw. abgekürzt in Matrixschreibweise

$$[\lambda]_{LK} \cdot [U]_{LK} = [\lambda]_{SK} \cdot [U]_{SK} - \frac{1}{U_n} [P]_{LK} \quad (5.15)$$

mit $[\lambda]_{LK}$ als Lastknoten-Leitwertmatrix, $[U]_{LK}$ als Vektor der unbekannt Lastknotenspannungen, $[\lambda]_{SK}$ als Speiseknoten-Leitwertmatrix, $[U]_{SK}$ als Vektor der bekannten Speiseknotenspannungen und $[P]_{LK}$ als Vektor der bekannten Belastungen der Lastknoten.

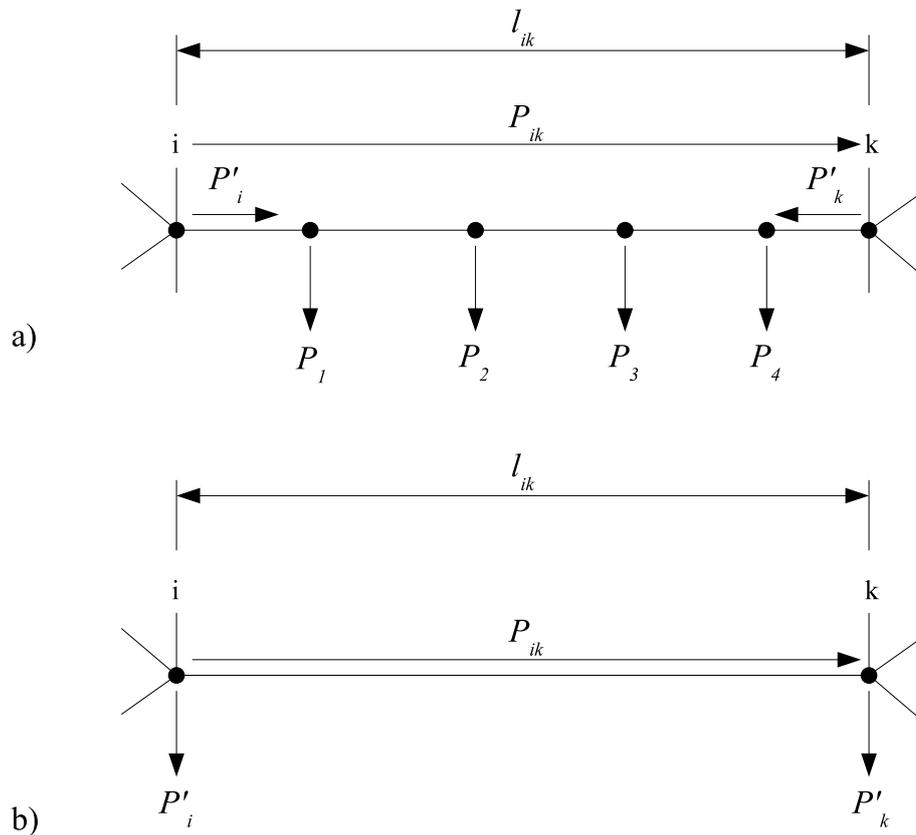
Auf der Hauptdiagonalen der Lastknoten-Leitwertmatrix $[\lambda]_{LK}$ stehen die Summen der Streckenleitwerte aller Netzzweige, die in den betreffenden Lastknotenpunkt einmünden. Auf den Nebendiagonalen stehen die negativen Streckenleitwerte $-\lambda_{ik}$ der Netzzweige, die zwei Lastknotenpunkte i und k miteinander verbinden.

Die Speiseknoten-Admittanzmatrix $[\lambda]_{SK}$ verknüpft die Speiseknotenpunkte mit den Lastknotenpunkten. Diese Matrix hat die Form (Anzahl der Lastknotenpunkte) \times (Anzahl der Speiseknotenpunkte) ($N \times M$). Die Elemente dieser Matrix sind die positiven Streckenleitwerte λ_{iX} , die einen Lastknoten i mit einem Speiseknoten X verbinden.

Das entstandene Gleichungssystem ist linear und kann mit den Methoden zur Lösung linearer Gleichungssysteme gelöst werden. Die Lösung des Gleichungssystems liefert die unbekannt Lastknotenspannungen U_1, U_2, \dots, U_N . Daraus können die Streckenleistungen der einzelnen Leitungsstrecken berechnet werden, so dass die Lastverteilung im gesamten Netz bekannt ist.

Beispiel: → Vorlesung

Lastverlagerung aus Netzzweigen Um die Anzahl der linearen Gleichungen in Gl. 5.14 klein zu halten, muss die Anzahl der Lastknoten klein sein. Die Anzahl der Lastknoten kann verringert werden, wenn die Belastung von Lastknoten, an denen nur zwei Leitungen zusammentreffen und an denen eine Belastung angeschlossen ist, in benachbarte Netzknoten, d.h. Knoten mit mindestens drei angeschlossenen Leitungen, transformiert, d.h. verlagert wird. Bild 5.7 zeigt das Prinzip dieser Lastverlagerung. In Bild 5.7a) ist ein Netzzweig zwischen den Knoten i und k gegeben, der mit den Belastungen P_1, P_2, P_3 und P_4 belastet ist. Unter der Annahme $U_i = U_k$ ergeben sich mit Gl. 5.3 und Gl. 5.4 die Leistungen P'_i und P'_k . Die Summe dieser beiden Leistungen ist gleich der Summe aller Abnahmeleistungen entlang des gegebenen Netzzweiges, d.h. gleich $\sum_{v=1}^4 P_v$ im Beispiel aus Bild 5.7a). Den Abnahmeleistungen überlagert sich die Ausgleichsleistung P_{ik} , die infolge der Spannungsdifferenz $U_i - U_k$ aus dem Knoten i in den Knoten k fließt und die mit Gl. 5.13 berechnet werden kann.



EAN_UEEB_0070

Bild 5.7: Lastverlagerung aus Netzzeigen in die Netzknotenpunkte: a) gegebener Netzweig, b) Netzweig nach der Lastverlagerung

Jetzt können die Leistungen P'_i und P'_k als Abnahmeleistungen in den Knotenpunkten i und k aufgefasst werden, wobei dadurch der Lastfluss im Netz nicht verändert wird (s. Bild 5.7b).

Es wird mit der vereinfachten Lastflussberechnung die Ausgleichsleistung P_{ik} berechnet. Die tatsächliche Leistung, die aus dem Knoten i in den Netzweig fließt ergibt sich anschließend zu $P_{ik} + P'_i$, während sich die tatsächliche Leistung, die aus dem Knoten k fließt zu $P_{ik} - P'_k$ ergibt.

Spezialfall: Parallele Netzzeige Entstehen nach der Lastverlagerung parallele, lastfreie Netzzeige, und haben diese Netzzeige identischen Leitungsaufbau, d.h. identische bezogene Längswiderstände ψ , dann kann die Aufteilung der Ausgleichsleistungen auf die einzelnen Netzzeige einfach berechnet werden.

Gegeben seien zwei parallele Netzzeige 1 und 2 zwischen den Knoten i und k mit den Streckenleitwerten λ_{ik_1} und λ_{ik_2} und den Leitungslängen l_{ik_1} und l_{ik_2} . Es fließen die Ausgleichsleistungen P_{ik_1} und P_{ik_2} , die jeweils mit der Gl. 5.13 berechnet werden können:

$$P_{ik_1} = (U_i - U_k) U_n \lambda_{ik_1} \quad \text{mit} \quad \lambda_{ik_1} = \frac{1}{l_{ik_1} \psi}$$

$$P_{ik_2} = (U_i - U_k) U_n \lambda_{ik_2} \quad \text{mit} \quad \lambda_{ik_2} = \frac{1}{l_{ik_2} \psi}$$

Division der beiden Gleichungen ergibt:

$$\frac{P_{ik_1}}{P_{ik_2}} = \frac{\lambda_{ik_1}}{\lambda_{ik_2}} = \frac{l_{ik_2}}{l_{ik_1}}$$

5.6.3 Newton-Raphson-Verfahren

Das Newton-Raphson-Verfahren beruht auf der Anwendung der Kirchhoffschen Knotenpunktregel auf Leistungen anstelle von Strömen. Danach muss in jedem Knoten i die Summe der zufließenden und abfließenden Leistungen stets den Wert null ergeben, d.h. es muss gelten

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{S}_{i0} + \sum_{k=1}^N \underline{S}_{ik}$$

mit $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ als Belastung des Knotens i , \underline{S}_{i0} als abfließende Leistung gegen den Bezugsknoten (Erde), d.h. über Queradmittanzen abfließende Leistung des Knotens i , und \underline{S}_{ik} als Leistung, die vom Knoten i über eine Leitung zum Knoten k abfließt. Gibt es in einem Knoten i keine Belastung, oder ist der Knoten i nicht mit dem Bezugsknoten (Erde) verbunden, oder sind die Knoten i und k nicht verbunden, so hat die betreffende Leistung den Wert null.

Ausgangspunkt ist die komplexe Knotenpunktadmittanzmatrix eines Drehstromnetzes mit N Knoten (ohne den Bezugsknoten) $[\underline{Y}]$, gemäß Gl. 5.5. Mit

$$\underline{S} = 3\underline{U} \cdot \underline{I}^* = 3\underline{U} \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{U}^*$$

ergibt sich

$$\begin{bmatrix} \underline{S}_1 \\ \underline{S}_2 \\ \vdots \\ \underline{S}_i \\ \vdots \\ \underline{S}_N \end{bmatrix} = 3 \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11}^* & -\underline{Y}_{12}^* & \cdots & -\underline{Y}_{1i}^* & \cdots & -\underline{Y}_{1N}^* \\ -\underline{Y}_{21}^* & \underline{Y}_{22}^* & \cdots & -\underline{Y}_{2i}^* & \cdots & -\underline{Y}_{2N}^* \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\underline{Y}_{i1}^* & -\underline{Y}_{i2}^* & \cdots & \underline{Y}_{ii}^* & \cdots & -\underline{Y}_{iN}^* \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Y}_{N1}^* & -\underline{Y}_{N2}^* & \cdots & -\underline{Y}_{Ni}^* & \cdots & \underline{Y}_{NN}^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1^* \\ \underline{U}_2^* \\ \vdots \\ \underline{U}_i^* \\ \vdots \\ \underline{U}_N^* \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

oder in Matrixschreibweise

$$\underbrace{[\underline{S}]}_{\text{bekannt}} = 3 \underbrace{[\underline{U}]}_{\text{gesucht}} \cdot \underbrace{[\underline{Y}^*]}_{\text{bekannt}} \cdot \underbrace{[\underline{U}^*]}_{\text{gesucht}}$$

Aufspaltung der Scheinleistungen $[\underline{S}]$ in Wirk- und Blindleistungen ergibt

$$3[\underline{U}][\underline{Y}^*][\underline{U}^*] = [\underline{S}] = ([P] + j[Q])$$

Das Gleichungssystem wird so umgestellt, dass auf der rechten Seite ein Nullvektor steht:

$$3[\underline{U}][\underline{Y}^*][\underline{U}^*] - ([P] + j[Q]) = [\Delta P] + j[\Delta Q] = [0] + j[0]$$

In diesem Gleichungssystem sind die Knotenspannungen $[\underline{U}]$ unbekannt. Das Lastflussberechnungsproblem besteht damit in der Nullstellenbestimmung dieses Gleichungssystems. Das Gleichungssystem ist im allg. nicht-linear und kann nur iterativ gelöst werden. Es wird mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahrens gelöst. Dabei sind $[\Delta P] + j[\Delta Q]$ die Abweichungen der Ergebnisse nach einem Iterationsschritt vom Endergebnis. Die Iteration wird abgebrochen, wenn $[\Delta P]$ und $[\Delta Q]$ kleiner einem fest zu legenden Wert, dem sog. Abbruchkriterium, sind.

Das Gleichungssystem wird um eins reduziert, da am Slack-Knoten die Spannung nach Betrag und Winkel bzw. Real- und Imaginärteil bekannt ist, d.h. es ist ein Gleichungssystem mit $(N - 1)$ -Gleichungen zu lösen. Der Slack-Knoten sei der Knoten N .

Das Gleichungssystem wird zerlegt in Real- und Imaginärteil

$$\operatorname{Re}\{3[\underline{U}][\underline{Y}^*][\underline{U}^*]\} - [P] = [\bar{P}] - [P] = [\Delta P] = 0 \quad (5.17)$$

$$\operatorname{Im}\{3[\underline{U}][\underline{Y}^*][\underline{U}^*]\} - [Q] = [\bar{Q}] - [Q] = [\Delta Q] = 0 \quad (5.18)$$

mit $[\bar{P}]$ bzw. $[\bar{Q}]$ als iterativ berechneter Wert der Wirk- und Blindleistungen in den einzelnen Netzknotenpunkten und $[P]$ bzw. $[Q]$ als gegebene spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsbelastungen der einzelnen Netzknotenpunkte.

Dabei muss festgelegt werden, ob kartesische Koordinaten (Real- und Imaginärteil bzw. Längs- und Querspannungen) oder Polarkoordinaten (Betrag und Winkel) verwendet werden.

Werden kartesische Koordinaten gewählt, dann gilt für die Spannungen bzw. die Admittanzen

$$\underline{U}_i = U_{i_l} + jU_{i_q} \quad (5.19)$$

$$\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} \quad (5.20)$$

mit der Längsspannung U_{i_l} , der Querspannung U_{i_q} , dem Wirkleitwert (Konduktanz) G_{ik} und dem Blindleitwert (Suszeptanz) B_{ik} .

Greift man die i -te Zeile des Gleichungssystems gemäß Gl. 5.16 heraus so lautet diese Zeile

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = 3 \cdot \underline{U}_i \underbrace{\sum_{k=1}^{N-1} \underline{Y}_{ik}^* \cdot \underline{U}_k^*}_{\bar{P}_i + j\bar{Q}_i}$$

bzw. mit Gln. 5.19 und 5.20

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = 3 \cdot (U_{i_l} + jU_{i_q}) \cdot \underbrace{\sum_{k=1}^{N-1} (G_{ik} + jB_{ik})^* \cdot (U_{k_l} + jU_{k_q})^*}_{\bar{P}_i + j\bar{Q}_i}$$

Daraus folgt:

$$\bar{P}_i = 3 \cdot \sum_{k=1}^{N-1} U_{i_l} (U_{k_l} G_{ik} - U_{k_q} B_{ik}) + U_{i_q} (U_{k_q} G_{ik} - U_{k_l} B_{ik}) \quad (5.21)$$

$$\bar{Q}_i = 3 \cdot \sum_{k=1}^{N-1} U_{i_q} (U_{k_l} G_{ik} - U_{k_q} B_{ik}) + U_{i_l} (U_{k_q} G_{ik} - U_{k_l} B_{ik}) \quad (5.22)$$

Die Leistungen hängen nichtlinear von den Knotenspannungen ab und werden mit Hilfe der Taylor-Reihenentwicklung um einen Arbeitspunkt (AP) linearisiert. Die Linearisierung erfolgt indem die Gln. 5.21 und 5.22 partiell nach den Längs- und Querspannungen abgeleitet werden und anschließend die im Arbeitspunkt angenommenen Spannungswerte eingesetzt werden, d.h. die Spannungswerte des vorherigen Iterationsschritts. Es ergibt sich dann folgendes Gleichungssystem:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ \dots \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \left[\frac{\partial P}{\partial U_q} \right]_{AP} & \dots & \left[\frac{\partial P}{\partial U_l} \right]_{AP} \\ \dots & \dots & \dots \\ \left[\frac{\partial Q}{\partial U_q} \right]_{AP} & \dots & \left[\frac{\partial Q}{\partial U_l} \right]_{AP} \end{bmatrix}}_{\text{Jacobi-Matrix}} \cdot \begin{bmatrix} [\Delta U_q] \\ \dots \\ [\Delta U_l] \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

In dieser Gleichung sind $[\Delta P]$ und $[\Delta Q]$ sowie die Jacobi-Matrix bekannt, während die Spannungen $[\Delta U_l]$ und $[\Delta U_q]$ unbekannt sind. Die Jacobi-Matrix ist arbeitspunktabhängig und muss deshalb für jeden Iterationsschritt neu berechnet werden. Gl. 5.23 stellt ein inhomogenes lineares Gleichungssystem dar welches für jeden Iterationsschritt gelöst werden muss. Mit der Lösung des Gleichungssystems, d.h. mit $[\Delta U_l]$ und $[\Delta U_q]$ werden die Knotenspannungen $[U_l]$ und $[U_q]$ nachgeführt und der neue Arbeitspunkt berechnet.

Ablauf der Iterationsrechnung:

1. Startwerte ($v = 0$): Da zu Beginn der Iterationsrechnung keine Startwerte für die unbekannt-ten Knotenspannungen vorliegen, wird als Startwert für alle Spannungen die Spannung am Slack-Knoten U_N verwendet

$$U_{i_l}^{(v=0)} = U_N \quad U_{i_q}^{(v=0)} = 0 \quad i = 1 \dots (N - 1)$$

wobei der Knoten N der Slack-Knoten sei.

2. $(v + 1)$ -ter Iterationsschritt: Mit den Werten für die Spannungen aus dem v -ten Iterationsschritt, d.h. mit den Spannungen $[U_l]^{(v)}$ und $[U_q]^{(v)}$, können die Knotenleistungen $[P]^{(v)}$ bzw. $[Q]^{(v)}$ berechnet werden. Gleichzeitig werden mit Gln. 5.21 und 5.22 die Leistungen $[\bar{P}]^{(v)}$ und $[\bar{Q}]^{(v)}$ berechnet. Damit können die Leistungsabweichungen berechnet werden:

$$\begin{aligned} [\Delta P]^{(v+1)} &= [\bar{P}]^{(v)} - [P]^{(v)} \\ [\Delta Q]^{(v+1)} &= [\bar{Q}]^{(v)} - [Q]^{(v)} \end{aligned}$$

Gleichzeitig muss für den aktuellen Arbeitspunkt, d.h. für die Spannungen $[U_l]^{(v)}$ und $[U_q]^{(v)}$, die Jacobimatrix berechnet werden.

Anschließend wird das Gleichungssystem gemäß Gl. 5.23 gelöst und liefert die neuen Korrekturwerte $[\Delta U_l]$ und $[\Delta U_q]$, mit denen die gesuchten Knotenspannungen des aktuellen Iterationsschritts berechnet werden können:

$$\begin{aligned} [U_l]^{(v+1)} &= [U_l]^{(v)} + [\Delta U_l]^{(v+1)} \\ [U_q]^{(v+1)} &= [U_q]^{(v)} + [\Delta U_q]^{(v+1)} \end{aligned}$$

Damit ist der aktuelle Iterationsschritt beendet. Es erfolgt entweder der nächste Iterationsschritt oder die Iteration wird abgebrochen.

3. Ende der Iteration: Die Iterationsrechnung kann abgebrochen werden, wenn die Abweichungen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Iterationsschritten eine vorgegebene Fehlergrenze unterschreiten.

Nach Durchführung der Iterationsrechnung liegen die gesuchten Knotenspannungen vor. Daraus können die noch unbekannt-ten Zweigströme und Zweigleistungen berechnet werden, so dass der vollständige Lastfluss des Netzes vorliegt.

Vorteil des Newton-Raphson-Verfahrens ist die schnelle Konvergenz, d.h. es sind i.d.R. nur wenige Iterationsschritte erforderlich. Außerdem können Kraftwerkseinspeisungen (Generatorknoten) leicht einbezogen werden.

Nachteil des Verfahrens ist die Empfindlichkeit gegen schlechte Startwerte, d.h. wenn die Knotenspannungen im Netz stark unterschiedlich sind, d.h. die Annahme der Spannung am Slack-Knoten als Startwerte stark von den tatsächlichen Spannungen abweicht, dann konvergiert das Verfahren nur schlecht oder sogar gar nicht. Außerdem muss für jeden Iterationsschritt die Jacobi-Matrix, die arbeitspunktabhängig ist, neu berechnet werden.

6 Kurzschluss und Erdschluss im Drehstromnetz

Kurzschlussstromberechnungen gehören neben den Lastflussberechnungen zu den grundlegenden Untersuchungen in der Planung eines Drehstromnetzes. Mit der Kurzschlussstromberechnung werden folgende Parameter der Netzplanung untersucht:

- Bestimmung der dynamischen und thermischen Beanspruchung der Betriebsmittel
- Auslegung und Einstellung des Netzschutzes
- Berechnung des erforderlichen Ein- und Ausschaltvermögens der Leistungsschalter
- Beurteilung der Art der Sternpunktbehandlung
- Prüfung der zulässigen Erder- und Berührungsspannungen

Die Kurzschlussstromberechnungen, d.h. die Berechnung der Kurzschlussströme und ihrer Wirkungen, wird in verschiedenen Teilen der Normen DIN EN 60909-0 (IEC 60909-0), DIN EN 61660 (IEC 61160) und DIN EN 60865 (IEC 60865) bzw. entsprechend VDE 0101, VDE 0102 und VDE 0103 behandelt. Bei der Berechnung der Kurzschlussströme nach diesen Normen wird nicht der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms berechnet, sondern einzelne Parameter, die für die Auslegung der Betriebsmittel und des Netzes maßgebend sind.

Je höher die Spannungsebene ist, in der ein Kurzschluss auftritt, desto mehr Lasten werden ausgeschaltet bzw. nehmen aufgrund der Spannungsabsenkung eine geringere Leistung auf. Bei Fehlern im HS-Netz führt die Lastabsenkung dazu, dass Bereits nach einigen Zehntelsekunden die Frequenz im Netz ansteigt. Während dieser Zeitspanne kann die Drehzahl der Generatoren jedoch als konstant angesehen werden, was auch bei der Kurzschlussstromberechnung vorausgesetzt wird.

6.1 Fehlerarten, -ursachen und -bezeichnungen

Ein Kurzschluss liegt immer dann vor, wenn ein spannungsführender Leiter mit mindestens einem anderen Leiter niederohmig verbunden wird, wobei die Verbindung direkt metallisch ausgeführt sein kann - satter Kurzschluss - oder über einen Lichtbogen erfolgen kann - sog. Lichtbogenkurzschluss. Bei einem satten Kurzschluss ist der Übergangswiderstand praktisch null. Bei einem Lichtbogenkurzschluss stellt der Übergangswiderstand einen nicht-linearen Widerstand dar.

Werden ein oder zwei spannungsführende Leiter mit Erde verbunden so spricht man von einem Erdschluss. Bei Netzen mit niederohmiger Transformatorsternpunktterdung spricht man in solchen Fällen von einem Erdkurzschluss.

Bild 6.1 zeigt die verschiedenen Kurzschlussarten sowie die Bezeichnungen der sog. Anfangskurzschlusswechselströme.

Ursache von Kurzschlüssen bzw. Erdschlüssen ist der Verlust der Betriebsisolation zwischen den Phasen bzw. zwischen den Phasen und Erde, hervorgerufen durch:

- Isolationsalterung
- Verschmutzung
- innere (Schaltüberspannung) oder äußere (Blitzüberspannung) Überspannung
- äußere Einwirkungen (z.B. Bagger)

Elektrische Energieversorgungsnetze müssen so geplant werden, dass die Anlagen und Betriebsmittel den zu erwartenden Kurzschlussströmen widerstehen können. Kurzschlüsse verursachen folgende Wirkungen in Drehstromnetzen:

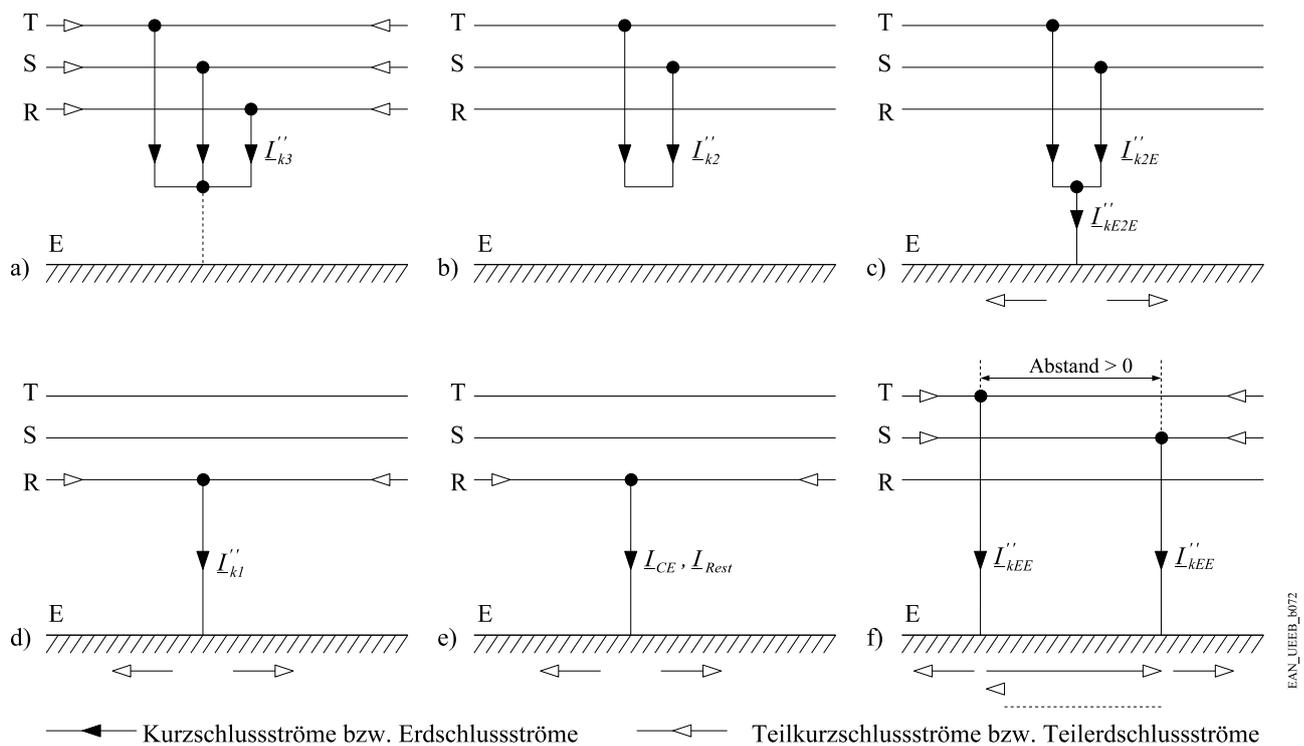


Bild 6.1: Bezeichnung der Fehlerarten und der Anfangskurzschlusswechselströme in Drehstromnetzen: a) dreipoliger Kurzschluss, b) zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung, c) zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung, d) einpoliger Erdkurzschluss, e) Erdschluss (nur in Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation), f) Doppelerdschluss (nur in Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation)

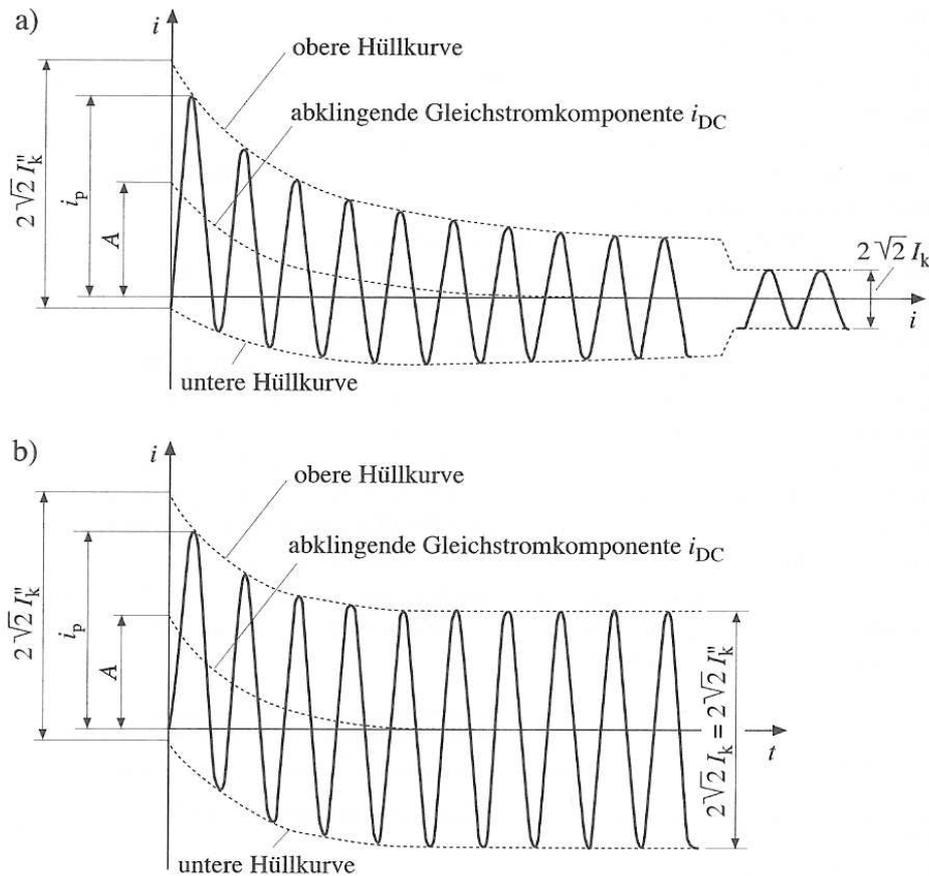
- dynamische Kräfte auf stromdurchflossene Leiter (Stromkräfte)
- thermische Wirkung aufgrund der Stromwärme ($\sim i^2 t$)
- Anregung mechanischer Schwingungen der Generatoren, dadurch Schwingungen der Wirk- und Blindleistungen mit der Folge eines möglichen Stabilitätsverlusts im Netz
- elektromagnetische Ausgleichsvorgänge im Netz (z.B. Wanderwellen)

6.2 Dreipoliger Kurzschluss

Ein dreipoliger Kurzschluss liegt dann vor, wenn alle drei Leiter eines Drehstromnetzes leitend miteinander verbunden werden (s. Bild 6.1a). Der grundsätzliche zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms ist in Bild 6.2 dargestellt, und zwar für den sog. generatornahen Kurzschluss (Bild 6.2a) und den sog. generatorfernen Kurzschluss (Bild 6.2b).

6.2.1 Generatorferner dreipoliger Kurzschluss

Ein Kurzschluss ist dann generatorfern, wenn bei den speisenden Generatoren die Amplituden bzw. Effektivwerte des Kurzschlusswechselstroms bereits unmittelbar nach Eintritt des Kurzschlusses praktisch zeitunabhängig sind, d.h. $I_k = I''_k$. Das ist immer dann der Fall, wenn die Reaktanz zwischen der Fehlerstelle und dem Generator hinreichend groß ist. Das ist z.B. der Fall, wenn zwischen dem Generator und der Fehlerstelle ein Umspanner liegt, d.h. der Fehler in einem unterlagerten Netz auftritt. Die Reaktanz zwischen dem Generator und der Fehlerstelle wird auch als Kurzschlussbahn bezeichnet. Bild 6.2b) zeigt den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms beim generatorfernen Kurzschluss.



EAN_UUEEB_0075

Bild 6.2: Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms und Parameter: a) generatornaher Kurzschluss, b) generatorferner Kurzschluss; I_k'' = Anfangskurzschlusswechselstrom, $i_p = I_s$ = Stoßkurzschlussstrom, I_k = Dauerkurzschlussstrom, i_{DC} = abklingende Gleichstromkomponente, A = Anfangswert der Gleichstromkomponente i_{DC} (Quelle: DIN VDE 60909 bzw. VDE 0102)

Berechnung des Kurzschlussstroms in unverzweigten Netzen mit einer Netzeinspeisung Bild 6.3a) zeigt den Netzaufbau eines unverzweigten Netzes mit einer Netzeinspeisung. An der Sammelschiene 2 (SS2) tritt ein satter dreipoliger Kurzschluss auf. Verbraucher spielen zur Berechnung des Kurzschlussstroms keine Rolle sofern keine motorischen Lasten auftreten. Im Beispiel handelt es sich um einen generatorfernen Kurzschluss.

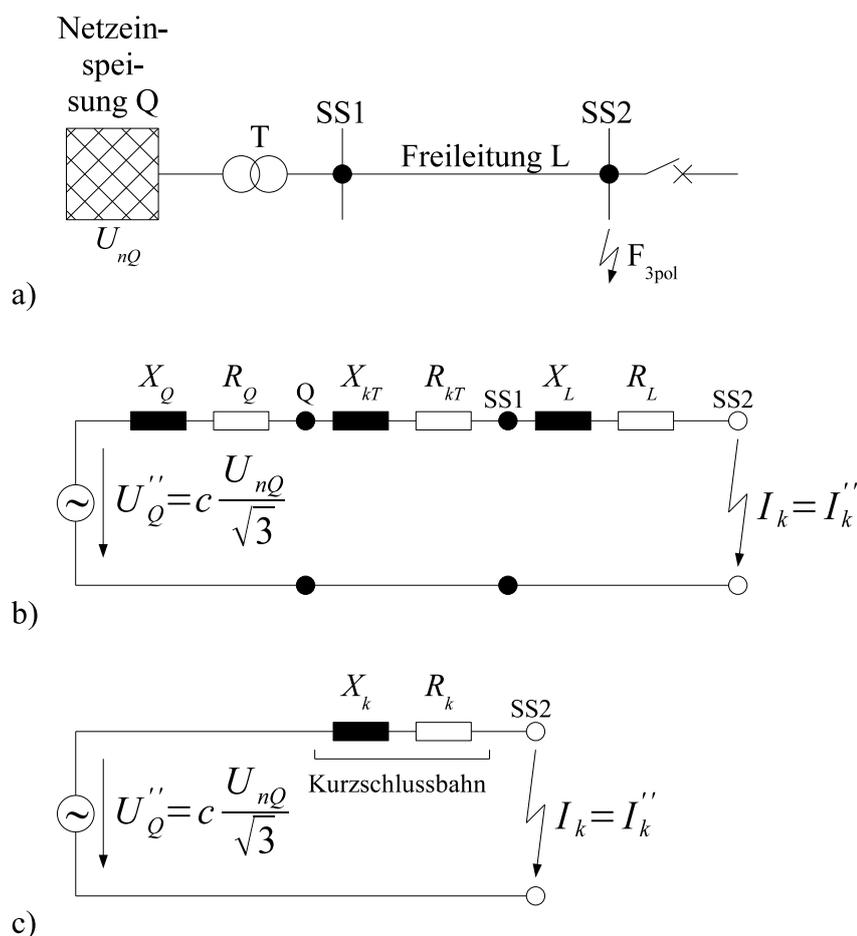
Zunächst muss ein elektrisches Ersatzschaltbild des Netzes aufgestellt werden. Dabei können die Betriebsmittel als linear angesehen werden. Queradmittanzen können i.d.R. vernachlässigt werden, da im Kurzschlussfall die kapazitiven Ströme klein im Vergleich zu den induktiven Strömen sind, d.h. die Betriebsmittel werden durch ihre Längsimpedanzen nachgebildet. Da bei einem dreipoligen Kurzschluss symmetrische Netzverhältnisse vorliegen, genügt ein einphasiges Ersatzschaltbild, welches in Bild 6.3b) dargestellt ist.

Die Längsimpedanzen der einzelnen Betriebsmittel - Netzenimpedanz bzw. Generatorlängsimpedanz, Transformator Kurzschlussimpedanz sowie Freileitungslängsimpedanz - können zur Gesamtimpedanz $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$ zusammengefasst werden mit

$$R_k = R_Q + R_{kT} + R_L \quad X_k = X_Q + X_{kT} + X_L$$

so dass sich das vereinfachte Ersatzschaltbild nach Bild 6.3c) ergibt.

Zur Berechnung des Anfangskurzschlusswechselstroms I_k'' wird die treibende Netzspannung U_Q'' benötigt. Die Spannung U_Q'' wird von Größe und Phasenlage des Betriebsstroms unmittelbar vor



EAN_UUEEB_1073

Bild 6.3: Generatorferner dreipoliger Kurzschluss: a) Netzaufbau, b) einphasiges Ersatzschaltbild, c) vereinfachtes Ersatzschaltbild

Kurzschlusseintritt bestimmt. Ist die Spannung am Belastungsknoten (hier SS2) gleich der Nennspannung, dann ist die treibende Netzspannung ca. 3... 10% größer. Die Überhöhung der treibenden Spannung U_Q'' gegenüber der Nennspannung wird deshalb bei der Kurzschlussstromberechnung mit dem Spannungsfaktor c berücksichtigt. Tab. 6.1 zeigt die Werte von c in Abhängigkeit der Nennspannung U_n gemäß DIN EN 60909 (VDE 0102).

Nennspannung U_n	Spannungsfaktor c zur Berechnung des	
	größten Kurzschlussstroms	kleinsten Kurzschlussstroms
	c_{max}	c_{min}
Niederspannung:		
a) 400/230V	1,00	0,95
b) sonstige Spannungen ^a	1,05 – 1,10	0,95 – 1,00
Mittelspannung:	1,10	1,00
Hochspannung:	1,10	1,00

Tabelle 6.1: Spannungsfaktor c nach DIN EN 60909 (VDE 0102)

^aabhängig von der zulässigen Spannungstoleranz

Der größte Kurzschlussstrom ist für mechanische Auslegung der Netzanlage entscheidend, während der kleinste Kurzschlussstrom für das sichere Ansprechen der Schutzeinrichtungen des Netzes entscheidend ist. In NS-Netzen kann der Spannungsfaktor wegen der vielen nicht vernach-

lässigbaren Übergangswiderständen nicht genügend genau berechnet werden. Mit c_{max} wird daher der größte Kurzschlussstrom bei 20°C Leitertemperatur und mit c_{min} der kleinste Kurzschlussstrom bei 80°C Leitertemperatur berechnet.

Berechnung des stationären Dauerkurzschlussstroms Beim generatorfernen Kurzschluss ist der stationäre Dauerkurzschlussstrom I_k gleich dem Anfangswechselsstrom I_k'' . Mit dem Spannungsfaktor c gilt für die treibende Netzspannung $U_Q'' = cU_{nQ}/\sqrt{3}$. Der komplexe Kurzschlussstrom berechnet sich damit zu

$$\underline{I}_k = \frac{U_Q''}{\underline{Z}_k} = \frac{1,1 \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot (R_k + jX_k)} = \frac{1,1 \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \cdot e^{-j\varphi_k} = I_k \cdot e^{-j\varphi_k}$$

mit

$$\varphi_k = \arctan \frac{X_k}{R_k}$$

Mit

$$u_Q(t) = \frac{\hat{u}_Q}{\sqrt{3}} \cdot \sin(\omega t + \varphi) \quad \text{mit} \quad \hat{u}_Q = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot U_{nQ}$$

ergibt sich

$$i_{kp}(t) = \frac{\hat{u}_Q}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \cdot \sin(\omega t + \varphi - \varphi_k) \quad (6.1)$$

Der Dauerkurzschlussstrom eilt also der treibenden Netzspannung um den Phasenwinkel φ_k nach, wobei diese Phasenverschiebung auch Kurzschlusswinkel genannt wird. Der Kurzschlusswinkel wird durch die Impedanzen der Betriebsmittel in der Kurzschlussbahn bestimmt. Er beträgt:

- $\approx 86^\circ \dots 89^\circ$ in HS-Netzen (höherer Freileitungsanteil)
- $\approx 60^\circ$ in MS- und NS-Netzen (höherer Kabelanteil)

Berechnung des Einschwingvorgangs Aus dem vereinfachten Ersatzschaltbildes gemäß Bild 6.3c) folgt mit einem Maschenumlauf die Differentialgleichung

$$R_k \cdot i_k + L_k \frac{di_k}{dt} = \frac{\hat{u}_Q}{\sqrt{3}} \cdot \sin(\omega t + \varphi)$$

deren Lösung sich aus der partikulären und der homogenen Lösung zusammensetzt. Die partikuläre Lösung $i_{kp}(t)$ entspricht der stationären Dauerlösung gemäß Gl. 6.1. Die homogene Lösung lautet

$$i_{kh}(t) = A \cdot e^{-t/\tau} \quad \text{mit} \quad \tau = \frac{L_k}{R_k}$$

wobei die Konstante A die Anfangsbedingung für den Strom $i(t=0)$ berücksichtigt. Mit $i(t=0) = 0$ ergibt sich die Gesamtlösung (= Kurzschlussstrom im Bezugsleiter) zu

$$i_k(t) = \frac{\hat{u}_Q}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \cdot (e^{-t/\tau} \cdot \sin(\varphi_k - \varphi) + \sin(\omega t + \varphi - \varphi_k)) \quad (6.2)$$

Mit den Abkürzungen

$$I_k = \frac{1,1 \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad \text{und} \quad I_{kg} = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \sin(\varphi_k - \varphi)$$

ergibt sich

$$i_k(t) = I_{kg} \cdot e^{-t/\tau} + \sqrt{2} \cdot I_k \cdot \sin(\omega t + \varphi - \varphi_k) \quad (6.3)$$

d.h. der Kurzschlussstrom setzt sich aus einem abklingenden Gleichanteil und einem Wechselanteil zusammen.

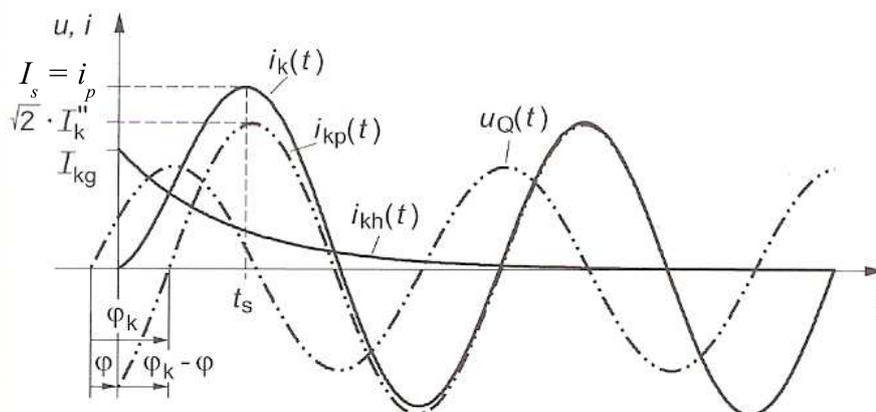


Bild 6.4: Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms i_k beim generatorfernen dreipoligen satten Kurzschluss bei einem ohmsch-induktiven Netz

Bild 6.4 zeigt den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms $i_k(t)$ sowie des Gleichanteils $i_{kp}(t)$ und des Wechselanteils $i_{kh}(t)$.

Berechnung des Stoßkurzschlussstroms Für die mechanische Auslegung von Netzanlagen ist der größte auftretende Wert des Kurzschlussstroms von Bedeutung, der sog. Stoßkurzschlussstrom I_s (Bezeichnung in VDE 0102: i_p), s. Bild 6.4. Der Stoßkurzschlussstrom lässt sich durch eine Extremwertberechnung ermitteln, wobei zu beachten ist, dass i_k sowohl von der Zeit t als auch vom Phasenwinkel der Spannung φ abhängt. Der größte Stoßkurzschlussstrom ergibt sich, wenn der Kurzschluss im Nulldurchgang der Spannung eingeleitet wird und wenn $\varphi = 0$ ist. Der Zeitpunkt t_s , bei dem der Stoßkurzschlussstrom I_s auftritt, ergibt sich aus der Beziehung

$$\sin(\omega t_s - \varphi_k) = 1$$

da dann der inhomogene Anteil maximal wird. Damit lautet die Berechnungsgleichung für den Stoßkurzschlussstrom

$$I_s(t = t_s) = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot (1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-t_s/\tau}) = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''$$

mit dem Stoßfaktor κ :

$$\kappa = (1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-t_s/\tau})$$

Der Stoßfaktor lässt sich gemäß VDE 0102 berechnen aus der Gleichung

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \frac{R}{X}} \quad (6.4)$$

mit $R = R_k$ und $X = X_k$, d.h. Resistanz bzw. Reaktanz der Kurzschlussbahn. Der theoretische maximale Wert für den Stoßfaktor lautet $\kappa_{max} = 2,0$, d.h. der Stoßkurzschlussstrom wird doppelt so hoch wie die Amplitude des Anfangskurzschlusswechselstroms. Dieser besonders ungünstige Fall tritt näherungsweise bei Kurzschlüssen direkt hinter Transformatoren auf.

Stoßfaktor bei verzweigten Netzen: In verzweigten Netzen, d.h. beim mehrfach gespeisten Kurzschluss, wird für jeden speisenden Netzzweig i die Kurzschlussimpedanz ermittelt und aus dem

R/X -Verhältnis mit Gl. 6.4 der entsprechende Stoßfaktor κ_i berechnet. Ausserdem werden die Teil-Anfangskurzschlusswechselströme I''_{ki} der einzelnen speisenden Netzzweige berechnet. Der Gesamt-Stoßkurzschlussstrom ergibt sich dann zu:

$$I_s = \sum_i \kappa_i \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{ki}$$

Stoßfaktor bei vermaschten Netzen: Beim Kurzschluss in vermaschten Netzen kann der Stoßkurzschlussstrom an der Fehlerstelle nicht mehr aus der Überlagerung von Teilkurzschlussströmen bestimmt werden. Deshalb wird ein Stoßfaktor κ bestimmt mit dem dann aus dem Gesamt-Anfangskurzschlusswechselstrom I''_k des Netzes der Stoßkurzschlussstrom berechnet werden kann. Zur Bestimmung von κ stehen unterschiedliche Verfahren zur Verfügung, von denen hier exemplarisch zwei Verfahren genannt werden:

- Einheitliches oder kleinstes Verhältnis R/X an der Fehlerstelle: Der Stoßfaktor κ wird aus dem kleinsten Verhältnis R/X aller Zweige des Netzes die einen Teilkurzschlussstrom führen mit Gl. 6.4 berechnet, wobei das Ergebnis dann auf der sicheren Seite liegt, wenn die R/X -Verhältnisse aller Netzzweige relativ einheitlich sind.
- Verhältnis R/X der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle: Der Stoßfaktor κ wird aus dem Verhältnis R/X der berechneten Kurzschlussstromimpedanz an der der Kurzschlussstelle mit Gl. 6.4 berechnet und mit einem Sicherheitsfaktor 1,15 beaufschlagt. In NS-Netzen wird der Faktor $1,15 \cdot \kappa$ auf den Wert 1,8 und in HS-Netzen auf den Wert 2,0 begrenzt.

Berechnung des Ausschaltwechselstroms Der Kurzschluss muss so schnell wie möglich, aber selektiv abgeschaltet werden. Die realisierbare Ausschaltzeit beträgt zwischen 5ms bei flinken Sicherungen und 50...100ms bei Leistungsschaltern.

Der Ausschaltwechselstrom I_b ist der Effektivwert des Kurzschlussstroms, der zum Zeitpunkt der ersten Kontakttrennung über den Schalter fließt. Er wird aus dem Anfangskurzschlusswechselstrom I''_k mit

$$I_b = \mu \cdot I''_k \quad (6.5)$$

berechnet. Dabei ist μ der sog. Abklingfaktor, der berücksichtigt, dass der Kurzschlussstrom zum Ausschaltzeitpunkt, der sog. Schaltverzugszeit t_{min} , bereits z.T. abgeklungen ist, d.h. $\mu \leq 1,0$.

- Generatornaher Kurzschluss: Der Wert von μ hängt von der Kurzschlussart, dem Fehlerort, der Bauart des speisenden Generators und der Schaltverzugszeit ab und kann Tabellen bzw. Diagrammen entnommen werden bzw. mit Hilfe von Näherungsgleichungen berechnet werden, z.B.

$$\mu = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \frac{I''_{kG}}{I_{rG}}} \quad \text{für} \quad t_{min} = 0,10s$$

- Generatorferner Kurzschluss: $\mu = 1$, d.h. $I_b = I''_k = I_k$

6.2.2 Generatornaher dreipoliger Kurzschluss

Bild 6.2a) bzw. Bild 4.5a) auf S. 36 zeigen den grundsätzlichen zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms bei einem generatornahen Kurzschluss. Dabei ist I''_k der Anfangskurzschlusswechselstrom, I'_k der Übergangskurzschlusswechselstrom, I_k der Dauerkurzschlussstrom und $i_p = I_s$ der Stoßkurzschlussstrom.

Je näher ein Kurzschluss beim Generator auftritt, um so größer ist der Kurzschlussstrom, der durch die Ständerwicklung des Generators fließt. Im gleichen Maß wächst die Ankerrückwirkung, so dass die Quellenspannung des Generators sinkt und der Kurzschlussstrom sinkt.

Berechnung des Anfangskurzschlusswechselstroms Der Anfangskurzschlusswechselsstrom I_k'' berechnet sich wie beim generatorfernen Kurzschluss, wobei zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz die subtransiente Längsreaktanz X_d'' und ggf. der Wicklungswiderstand des Generators einzusetzen ist.

Berechnung des stationären Dauerkurzschlussstroms Der Dauerkurzschlussstrom I_k lässt sich beim generatornahen Kurzschluss weniger genau bestimmen. Er hängt ab von

- Bauart des Synchrongenerators
- Erregungseinrichtung des Synchrongenerators
- Spannungsregelung der Synchrongenerators
- Spannungsregelung der Stelltransformatoren
- Sättigungserscheinungen
- Schaltzustand des Netzes während der Kurzschlussdauer

Der Dauerkurzschlussstrom I_k berechnet sich aus der Gleichung

$$I_{kmin} = \lambda_{min} \cdot I_{rG} \leq I_k \leq I_{kmax} = \lambda_{max} \cdot I_{rG}$$

mit den sog. Dauerfaktoren $\lambda_{min} \approx 0,4 \dots 1,0$ bzw. $\lambda_{max} \approx 1,7 \dots 5,5$, die Tabellen bzw. Diagrammen entnommen werden können.

6.2.3 Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung S_k'' im Netz ist für die Spannungsqualität bei Laststößen, z.B. beim Anlauf von großen Motoren, entscheidend. I.d.R. soll gelten

$$S_k'' \geq 40 \cdot S_{Anschluss}$$

Die Kurzschlussleistung berechnet sich zu

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k'' \quad (6.6)$$

und ist eine fiktive Leistung, die so an der Fehlerstelle nicht auftritt, weil die Spannung beim Kurzschluss Null ist.

6.3 Methoden zur Berechnung von Kurzschlussströmen in vermaschten Netzen

Der zeitliche Verlauf des Gesamt-Kurzschlussstroms beim Kurzschluss in einem vermaschten Netz entspricht den Verläufen gemäß Bild 6.2, allerdings ist die Berechnung schwieriger, weil sich der Gesamt-Kurzschlussstrom aus mehreren Teil-Kurzschlussströmen zusammensetzt. Zur Berechnung des Gesamt-Kurzschlussstroms in einem vermaschten Netz stehen das Überlagerungsverfahren und das Verfahren der Ersatzspannungsquelle zur Verfügung.

6.3.1 Überlagerungsverfahren

Das Überlagerungsverfahren setzt voraus, dass der Lastfluss im Netz vor dem Kurzschlusseintritt bekannt ist, ebenso wie alle Impedanzen bzw. Admittanzen der Betriebsmittel sowie die eingestellten Spannungswerte der speisenden Generatoren sowie die Einstellung der Stufenschalter der Transformatoren.

Das Verfahren basiert auf der Überlagerung des Netzzustands vor dem Kurzschlusseintritt mit einem Änderungszustand hervorgerufen durch den Kurzschluss.

Zur Erläuterung des Verfahrens wird von einem dreipoligen Kurzschluss ausgegangen, d.h. es genügt ein einphasiges Ersatzschaltbild (Mitsystem) des Netzes. Das Verfahren lässt sich aber auch bei anderen Fehlerarten verwenden.

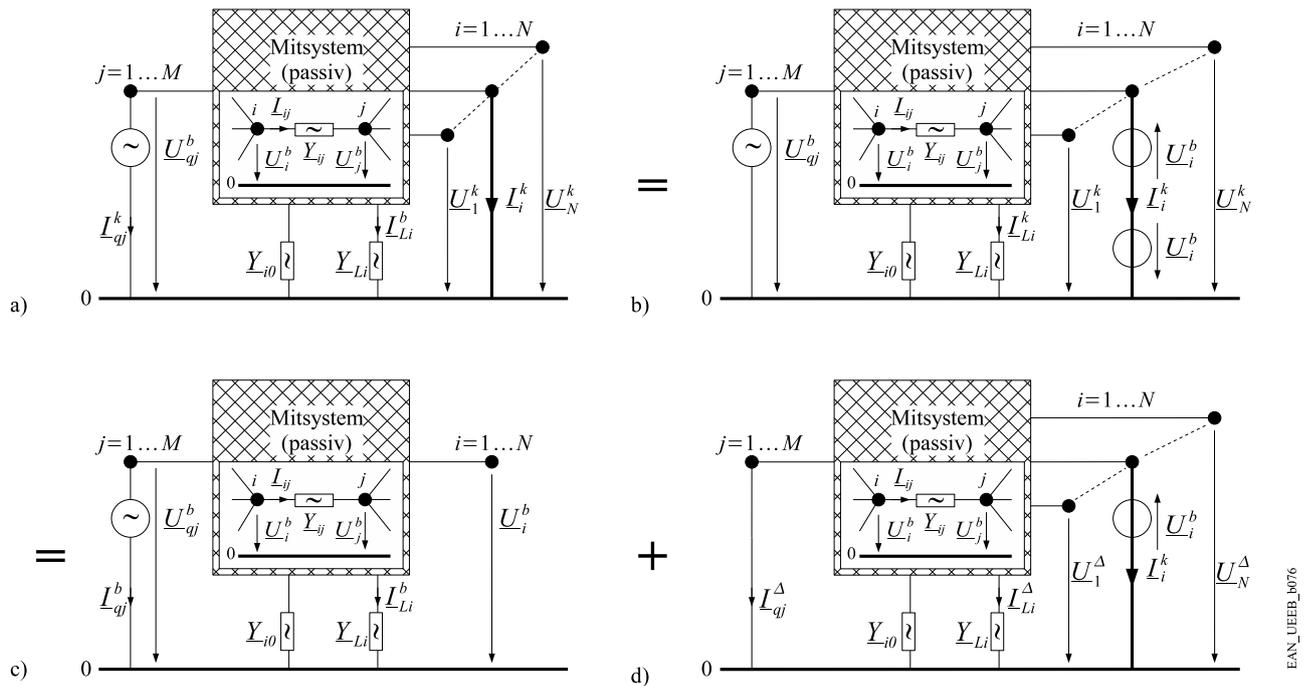


Bild 6.5: Prinzip des Überlagerungsverfahrens zur Kurzschlussstromberechnung: a) + b) Kurzschlusszustand, c) Zustand vor Kurzschlusseintritt (Index b), d) Änderungszustand mit Rückwärtseinspeisung (Index Δ)

Die folgenden Schritte zur Berechnung des Kurzschlussstroms sind notwendig:

1. Berechnung des Lastflusses vor dem Kurzschlusseintritt: Bild 6.5c) zeigt den Netzzustand vor dem Kurzschlusseintritt. Das Netz wird durch die Admittanzmatrix beschrieben. Es besteht aus $i = 1 \dots N$ Lastknoten und $j = 1 \dots M$ Generatorknoten. Die Generatorknoten sind netzinterne fiktive Knoten, die nur im Ersatzschaltbild vorkommen, da die Generatoren durch ihr Ersatzschaltbild bestehend aus Spannungsquelle und Längsimpedanz beschrieben werden. Die Lastknoten können sowohl Belastungen als auch Einspeisung sein, im letzteren Fall ist das Vorzeichen des Stroms umzukehren. Die Ströme der Lastknoten \underline{I}_{Li} werden als netzinterne Ströme betrachtet und die dann stromfreien Lastknoten als externe Knoten herausgeführt. Es werden nur Kurzschlüsse an solchen Knoten betrachtet. Querimpedanzen, d.h. Impedanzen zwischen Netzknoten und dem Bezugsknoten 0 können in der Admittanzmatrix berücksichtigt werden. Basierend auf diesem Netzersatzschaltbild wird mit einem geeigneten Lastflussberechnungsverfahren der Lastfluss im Netz vor dem Kurzschlusseintritt berechnet. Damit liegen alle Lastströme \underline{I}_{Li}^b , alle Generatorströme \underline{I}_{qj}^b sowie alle Lastknotenspannungen \underline{U}_{Li}^b vor. Der Index b kennzeichnet den Zustand vor dem Kurzschlusseintritt.

2. Berechnung des Änderungszustands hervorgerufen durch den Kurzschluss: Bild 6.5a) zeigt den Netzzustand während des Kurzschlusses, gekennzeichnet mit dem Index k . Der Kurzschluss trete am Lastknoten i auf. Der dort fließende Strom \underline{I}_i^k entspricht dem Kurzschlussstrom, weil vor dem Kurzschlusseintritt der Strom im Lastknoten i Null war. Die Spannungen an den Generatorknoten entsprechen unmittelbar nach Kurzschlusseintritt den Werten vor dem Kurzschlusseintritt \underline{U}_{qj}^b . Die Lastströme \underline{I}_{Li}^k und die Generatorströme \underline{I}_{qj}^k haben geänderte Werte.

Der Netzzustand während des Kurzschlusses lässt sich auch gemäß Bild 6.5b) beschreiben, d.h. am vom Kurzschluss betroffenen Knoten i werden zwei gleichgroße aber entgegengerichtete Spannungen \underline{U}_i^b eingeführt, so dass die Spannung an der Fehlerstelle in Summe wieder Null ergibt. Damit kann der Netzzustand während des Kurzschlusses beschrieben werden durch die Überlagerung des Netzzustands vor dem Kurzschlusseintritt und einem sog. Änderungszustand beschrieben werden. Der Änderungszustand berücksichtigt die durch den Kurzschluss hervorgerufenen Änderungen gegenüber dem stationären Zustand vor Kurzschlusseintritt. Bild 6.5d) zeigt den Änderungszustand. Die inneren Generatorspannungen werden alle zu Null gesetzt und es wirkt nur noch die Spannung $-\underline{U}_i^b$ an der Fehlerstelle. Da die Spannung entgegengesetzt ihrer ursprünglichen Richtung wirkt, wird dieser Zustand auch *Rückwärtseinspeisung* genannt.

Für diesen Änderungszustand wird der Lastfluss des Netzes berechnet, so dass alle Lastströme $\underline{I}_{Li}^\Delta$, alle Generatorströme $\underline{I}_{qj}^\Delta$, alle Lastknoten Spannungen $\underline{U}_{Li}^\Delta$ sowie der Kurzschlussstrom \underline{I}_i^k für diesen Zustand vorliegen.

3. Überlagerung des Netzzustands vor dem Kurzschlusseintritt mit dem Änderungszustand: Überlagert man den Lastfluss des stationären Netzzustands vor dem Kurzschlusseintritt gemäß Bild 6.5c) mit dem Lastfluss des Änderungszustands gemäß Bild 6.5d) so erhält man den vollständigen Lastfluss während des Kurzschlusses mit dem Gesamt-Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle und allen Teil-Kurzschlussströmen.

Nachteil des Überlagerungsverfahrens ist, dass eine vollständige Lastflussberechnung des Netzes mehrfach durchgeführt werden muss, d.h. das Verfahren ist sehr aufwändig. Vorteil ist, dass man neben dem Gesamt-Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle auch alle Teil-Kurzschlussströme sowie die Spannungen an allen Netzknoten während des Kurzschlusses erhält.

6.3.2 Verfahren der Ersatzspannungsquelle

Mit dem Änderungszustand alleine gemäß Bild 6.5d) lässt sich der Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle vollständig berechnen. Deshalb kann alleine der Änderungszustand zur Kurzschlussstromberechnung herangezogen werden. Vorteile dieses Verfahrens sind, dass das gesamte Netz passiv ist und nur an der Fehlerstelle eine Spannungsquelle auftritt. Nachteil des Verfahrens ist, dass die Teil-Kurzschlussströme in den einzelnen Netzzweigen nur unvollständig berechnet werden können, weil die stationären Ströme, d.h. die Ströme in den einzelnen Netzzweigen vor Kurzschlusseintritt, in den einzelnen Netzzweigen fehlen. Da die stationären Ströme aber i.d.R. klein sind gegenüber den Teil-Kurzschlussströmen - insbesondere in der Nähe der Kurzschlussstelle - werden mit dem Verfahren auch die Teil-Kurzschlussströme ausreichend genau ermittelt. Die Genauigkeit der Berechnung der Teil-Kurzschlussströme wird mit der Einführung von sog. Impedanzkorrekturfaktoren, d.h. Korrekturfaktoren zur Berechnung der Impedanzen einzelner Betriebsmittel verbessert. Das Verfahren wird als *Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Fehlerquelle* bezeichnet und ist in der VDE 0102 beschrieben.

Zur Erläuterung des Verfahrens wird erneut von einem dreipoligen Kurzschluss ausgegangen, d.h. es genügt ein einphasiges Ersatzschaltbild (Mitsystem) des Netzes. Das Verfahren lässt sich aber auch bei anderen Fehlerarten verwenden.

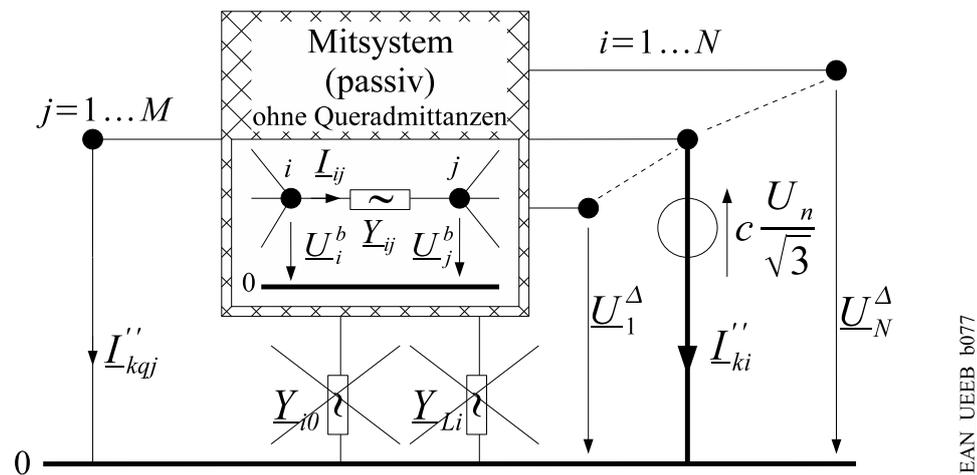


Bild 6.6: Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle zur Kurzschlussstromberechnung

Bild 6.6 zeigt das Ersatzschaltbild des Netzes zur Kurzschlussstromberechnung. Es geht von folgenden Voraussetzungen aus:

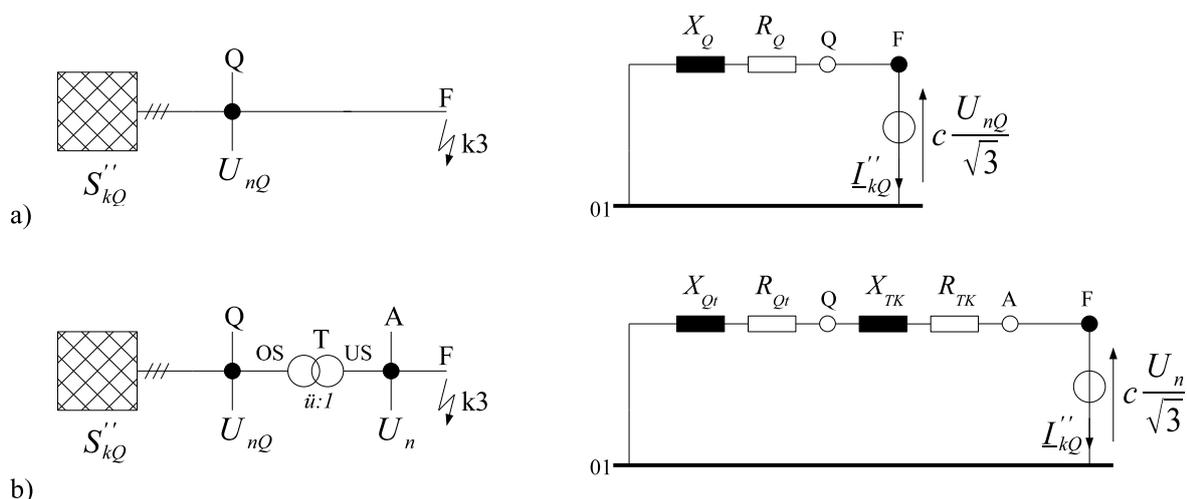
- Einführung der Ersatzspannungsquelle $cU_n/\sqrt{3}$ an der Kurzschlussstelle anstelle von U_i^b
- Verwendung der Impedanzwerte der Transformatoren für die Mittelstellung bei Stufenschaltern oder Anzapfungen
- Umrechnung von Impedanzen auf andere Spannungsebenen mit den Bemessungs-Übersetzungsverhältnissen der Transformatoren $\ddot{u}_r = U_{rTOS}/U_{rTUS}$
- Vernachlässigung der Lastimpedanzen von nichtmotorischen Belastungen
- Vernachlässigung von Queradmittanzen (z.B. von Leitungskapazitäten) im Mitsystem (und Gegensystem; im Nullsystem berücksichtigen)
- Einführung von Korrekturfaktoren für die Impedanzen bestimmter Betriebsmittel.

Zur Kurzschlussstromberechnung wird das Netz entsprechend den angegebenen Voraussetzungen modelliert, an der Fehlerstelle wird die Ersatzspannungsquelle mit der Spannung $cU_n/\sqrt{3}$ eingeführt und alle anderen Spannungsquellen werden kurzgeschlossen. Anschließend kann der Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle mit Hilfe der komplexen Wechselstromrechnung berechnet werden.

Der Kurzschlussstrom, der mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle berechnet wird, ist der Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' . Daraus können die Werte des Stoßkurzschlussstroms i_p , des Ausschaltstroms I_b und des Dauerkurzschlussstroms I_k berechnet werden. Der genaue zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms wird i.d.R. nicht benötigt.

6.3.3 Nachbildung der Betriebsmittel

Zur Berechnung des Anfangskurzschlusswechselstroms I_k'' werden die Nachbildungen der Betriebsmittel im Mitsystem und ggf. im Gegen- und Nullsystem benötigt. Damit können dann die Ersatzschaltbilder des Netzes im Mitsystem und ggf. im Gegen- und Nullsystem erstellt werden. Zur Berechnung des Kurzschlussstroms müssen alle Impedanzen auf den Fehlerort bezogen werden.



EAN_UUEB_1078

Bild 6.7: Nachbildung einer Netzeinspeisung im Mitsystem: a) Schaltplan und Ersatzschaltplan ohne Transformator, b) Schaltplan und Ersatzschaltplan mit Transformator ($\ddot{u}_r = U_{rTOS}/U_{rTUS}$)

Netzeinspeisungen Die Netzeinspeisung ist der Ersatz eines ganzen Netzes mit Generatoren, Kraftwerksblöcken, Motoren, Leitungen und Transformatoren. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Größe der Kurzschlussleistung des Netzes

$$\underline{S''_{kQ}} = \sqrt{3} \cdot U_{nQ} \cdot \underline{I''_{kQ}} = \frac{cU_{nQ}^2}{\underline{Z}_Q}$$

bekannt ist. Damit folgt für die Innenimpedanz des Netzes

$$\underline{Z}_Q = R_Q + jX_Q = \frac{cU_{nQ}^2}{\underline{S''_{kQ}}}$$

bzw. wenn nur S''_{kQ} bekannt ist

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}^2}{S''_{kQ}} \quad \text{mit} \quad X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}}$$

wobei wenn R_Q/X_Q unbekannt ist $R_Q = 0,1 \cdot X_Q$ und $X_Q = 0,995 \cdot Z_Q$ gesetzt werden kann.

Umrechnung von Impedanzen auf den Fehlerort Liegt die Ersatzdarstellung des Netzes von der Fehlerstelle aus gesehen hinter einem Transformator (s. Bild 6.7b), dann muss die Innenimpedanz des Transformators auf die Kurzschlussstelle umgerechnet werden (Index t):

$$\underline{Z}_{Qt} = R_{Qt} + jX_{Qt} = (R_Q + jX_Q) \cdot \frac{1}{\ddot{u}_r^2} = \frac{cU_{nQ}^2}{\underline{S''_{kQ}}} \cdot \frac{U_{rTUS}^2}{U_{rTOS}^2}$$

Damit ergeben sich allgemein folgende Umrechnungsgleichungen für die Impedanzen ($\ddot{u}_r = U_{rTOS}/U_{rTUS} > 1$)

$$\underline{Z}_{US} = \underline{Z}_{OS} \cdot \frac{1}{\ddot{u}_r^2} = \underline{Z}_{OS} \cdot \frac{U_{rTUS}^2}{U_{rTOS}^2} \quad \underline{Z}_{OS} = \underline{Z}_{US} \cdot \ddot{u}_r^2 = \underline{Z}_{US} \cdot \frac{U_{rTOS}^2}{U_{rTUS}^2}$$

Kabel und Freileitungen Kabel und Freileitungen werden durch ihre Längsimpedanz nachgebildet, d.h. die Leitungskapazitäten werden vernachlässigt:

$$\underline{Z}_L = R_L + jX_L = (R'_L + jX'_L) \cdot l$$

Transformatoren Transformatoren werden durch ihre Längsimpedanz

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T$$

nachgebildet, die wie folgt berechnet werden kann:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

Dabei wird die Transformatorimpedanz für die Ober- oder Unterspannungsseite berechnet, d.h. $U_{rT} = U_{rTOS}$ oder $U_{rT} = U_{rTUS}$. R_T ist oft vernachlässigbar, weil die Leerlaufverluste von Leistungstransformatoren in der Größenordnung 0,1...1% der Bemessungsleistung liegen.

Für Netztransformatoren mit oder ohne Stufenschalter wird der Impedanzkorrekturfaktor K_T eingeführt und die korrigierte Impedanz berechnet sich aus

$$\underline{Z}_{TK} = K_T \cdot (R_T + jX_T)$$

wobei sich der Korrekturfaktor aus

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_T}$$

berechnet, mit c_{\max} gemäß Tab. 6.1, S. 95, und $x_T = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} / 100\% \approx u_{kr} / 100\%$.

Generatoren Synchrongeneratoren werden durch ihre Längsimpedanz nachgebildet:

$$\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$$

I.d.R. gilt $R_G \ll X_d''$. Die subtransiente Reaktanz wird oft als bezogene Größe angegeben

$$x_d'' = \frac{X_d''}{Z_G} \quad \text{mit} \quad S_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{Z_G} \quad \Rightarrow \quad X_d'' = x_d'' \cdot \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}}$$

Es wird der Impedanzkorrekturfaktor K_G verwendet und die korrigierte Impedanz berechnet sich aus

$$\underline{Z}_{GK} = K_G \cdot (R_G + jX_d'')$$

wobei sich K_G wie folgt berechnet

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$$

mit c_{\max} gemäß Tab. 6.1, S. 95, x_d'' wie oben angegeben, U_{rG} als Bemessungsspannung und φ_{rG} als Bemessungsleistungsfaktor des Generators.

Zur Berechnung des Kurzschlussstroms werden die folgenden Näherungswerte für die Resistanz R_G verwendet:

$$\begin{aligned} R_G &= 0,05 \cdot X_d'' \quad \text{für} \quad S_{rG} \geq 100\text{MVA}, U_{rG} > 1\text{kV} \\ R_G &= 0,07 \cdot X_d'' \quad \text{für} \quad S_{rG} < 100\text{MVA}, U_{rG} > 1\text{kV} \\ R_G &= 0,15 \cdot X_d'' \quad \text{für} \quad U_{rG} \leq 1\text{kV} \end{aligned}$$

Kraftwerksblöcke Kraftwerksblöcke bestehen aus dem Generator und dem zugehörigen Maschinen- oder Blocktransformator. Sie werden durch die Impedanz

$$\underline{Z}_S = \dot{u}_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T$$

nachgebildet. Dabei ist $\dot{u}_r^2 \underline{Z}_G$ die auf die OS-Seite des Blocktransformators umgerechnete Generatorimpedanz und \underline{Z}_T die auf die OS-Seite bezogene Transformatorimpedanz.

Die Impedanz des Kraftwerksblocks muss mit einem Impedanzkorrekturfaktor korrigiert werden. Dabei hängt die Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors davon ab, ob der Blocktransformator mit oder ohne Stufenschalter ausgerüstet ist:

- Kraftwerksblock mit Stufenschalter: Der Korrekturfaktor K_S berechnet sich aus

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTUS}^2}{U_{rTOS}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \varphi_{rG}}$$

wobei U_{nQ} die Nennspannung des Knotens Q an dem der Kraftwerksblock angeschlossen ist bezeichnet und die restlichen Größen wie oben angegeben definiert sind (s. Kap. 6.3.3 + 6.3.3).

- Kraftwerksblock ohne Stufenschalter: Der Korrekturfaktor K_{SO} berechnet sich aus

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTUS}}{U_{rTOS}} (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$$

mit p_G als Faktor, der die Abweichung der Generatorspannung U_G von der Bemessungsgeneratorspannung U_{rG} berücksichtigt, und p_T als Faktor, der Abweichungen der Transformatorübersetzung von der Bemessungsübersetzung berücksichtigt. Diese können bei Vorhandensein von Anzapfungen der Transformatorwicklungen, die nur im spannungslosen Zustand geschaltet werden können, auftreten.

Motoren Im Kurzschlussfall speisen Motoren wie Generatoren den Kurzschluss aufgrund der gespeicherten Rotationsenergie und der gespeicherten magnetischen Energie. Die Einflüsse von Motoren können i.d.R. vernachlässigt werden, wenn ihr Beitrag zum Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' kleiner als 1% ist, was üblicherweise in NS-Netzen gilt.

6.3.4 Beispiel zur Berechnung eines dreipoligen Kurzschluss mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle

→ Vorlesung

6.4 Unsymmetrische Fehler

Bei unsymmetrischen Fehlern im Netz, d.h. für alle Fehler gemäß Bild 6.1b)-f), entsteht ein unsymmetrisches Drehstromsystem, weshalb die Methode der symmetrischen Komponente zur Kurzschlussstromberechnung verwendet wird.

6.4.1 Berechnungsverfahren für unsymmetrische Fehler

Ausgangspunkt der Kurzschlussstromberechnung bei unsymmetrischen Fehler ist ein Fehler an der Fehlerstelle F gemäß Bild 6.8a). An der Fehlerstelle sind im allg. 6 elektrische Größen unbekannt, nämlich 3 Spannungen und 3 Ströme, d.h. es sind 6 Gleichungen zur Berechnung notwendig. Zur Beschreibung des Netzes werden die symmetrischen Komponenten verwendet, d.h. das

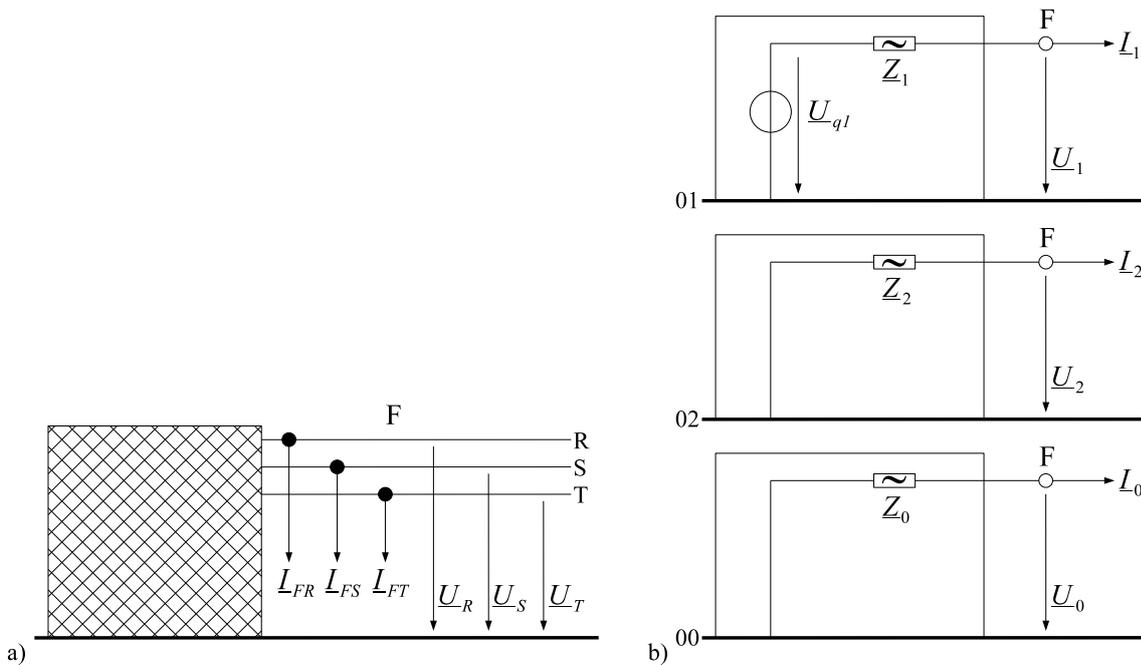


Bild 6.8: Natürliche Größen und symmetrische Komponenten an der Fehlerstelle: a) Drehstromnetz in RST -Komponenten, b) Symmetrische Komponenten

Netz wird durch das Mitsystem, das Gegensystem und das Nullsystem beschrieben. Damit können alle symmetrischen und unsymmetrischen Fehler berechnet werden, wobei nicht in jedem Fehlerfall alle drei Systeme notwendig sind.

Das Netz ist bis auf die Fehlerstelle symmetrisch, d.h. die symmetrischen Systeme sind auf der Netzseite entkoppelt, s. Bild 6.8b). Es gilt

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= -\underline{Z}_1 \underline{I}_1 + \underline{U}_{q1} \\ \underline{U}_2 &= -\underline{Z}_2 \underline{I}_2 \\ \underline{U}_0 &= -\underline{Z}_0 \underline{I}_0 \end{aligned} \quad (6.7)$$

mit \underline{U}_{q1} als Leerlaufspannung des Mitsystems an der Fehlerstelle für den fehlerfreien Fall.

Berechnung des Kurzschlussstroms mittels Admittanzmatrix Es gilt das Gleichungssystem zur Beschreibung des Netzes gemäß Gl. 5.5, wobei nur Quellenströme \underline{I}_q auftreten, da die nichtmotorischen Lasten entweder in $[\underline{Y}]$ enthalten sind oder vernachlässigt werden. Das Gleichungssystem wird auf der rechten Seite um einen Fehlerstromvektor erweitert. Bei Einfachfehlern (eine Fehlerstelle F) ist der Fehlerstromvektor nur am Knoten an dem der Fehler auftritt besetzt. Tritt der Fehler am Knoten F auf, dann lautet das Gleichungssystem für das Mitsystem (Index 1):

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{1,11} & -\underline{Y}_{1,12} & \cdots & -\underline{Y}_{1,1F} & \cdots & -\underline{Y}_{1,1N} \\ -\underline{Y}_{1,21} & \underline{Y}_{1,22} & \cdots & -\underline{Y}_{1,2F} & \cdots & -\underline{Y}_{1,2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\underline{Y}_{1,F1} & -\underline{Y}_{1,F2} & \cdots & \underline{Y}_{1,FF} & \cdots & -\underline{Y}_{1,FN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Y}_{1,N1} & -\underline{Y}_{1,N2} & \cdots & -\underline{Y}_{1,NF} & \cdots & \underline{Y}_{1,NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{11} \\ \underline{U}_{12} \\ \vdots \\ \underline{U}_{1F} \\ \vdots \\ \underline{U}_{1N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{q11} \\ \underline{I}_{q12} \\ \vdots \\ \underline{I}_{q1F} \\ \vdots \\ \underline{I}_{q1N} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \underline{I}_{1F} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

Die Gleichungssysteme für das Gegen- und Nullsystem sind analog aufgebaut, wobei aber auf der rechten Seite nur der Fehlerstromvektor auftritt, da im Gegen- und Nullsystem keine Quellen vorhanden sind. Multipliziert man die Gleichung 6.8 von links mit der Matrix $[\underline{Y}]^{-1} = [\underline{Z}]$ so ergibt

sich das Gleichungssystem

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{11} \\ \underline{U}_{12} \\ \vdots \\ \underline{U}_{1F} \\ \vdots \\ \underline{U}_{1N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{1,11} & -\underline{Z}_{1,12} & \cdots & -\underline{Z}_{1,1F} & \cdots & -\underline{Z}_{1,1N} \\ -\underline{Z}_{1,21} & \underline{Z}_{1,22} & \cdots & -\underline{Z}_{1,2F} & \cdots & -\underline{Z}_{1,2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\underline{Z}_{1,F1} & -\underline{Z}_{1,F2} & \cdots & \underline{Z}_{1,FF} & \cdots & -\underline{Z}_{1,FN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Z}_{1,N1} & -\underline{Z}_{1,N2} & \cdots & -\underline{Z}_{1,NF} & \cdots & \underline{Z}_{1,NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{q11} \\ \underline{I}_{q12} \\ \vdots \\ \underline{I}_{q1F} \\ \vdots \\ \underline{I}_{q1N} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{Z}_{1,11} & -\underline{Z}_{1,12} & \cdots & -\underline{Z}_{1,1F} & \cdots & -\underline{Z}_{1,1N} \\ -\underline{Z}_{1,21} & \underline{Z}_{1,22} & \cdots & -\underline{Z}_{1,2F} & \cdots & -\underline{Z}_{1,2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -\underline{Z}_{1,F1} & -\underline{Z}_{1,F2} & \cdots & \underline{Z}_{1,FF} & \cdots & -\underline{Z}_{1,FN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Z}_{1,N1} & -\underline{Z}_{1,N2} & \cdots & -\underline{Z}_{1,NF} & \cdots & \underline{Z}_{1,NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \underline{I}_{1F} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

welches auf der linken Seite die Knotenspannungen \underline{U}_{1i} enthält. In Matrixform lautet Gl. 6.9:

$$[\underline{U}]_1 = [\underline{Z}]_1 \cdot [\underline{I}]_{q1} + [\underline{Z}]_1 \cdot [\underline{I}]_{1F} \quad (6.10)$$

Dabei ist die Matrix $[\underline{Z}]_1$ die Knotenimpedanzmatrix oder abgekürzt Impedanzmatrix des Netzes. Aus Gl. 6.8 ergibt sich aus der Zeile für den Fehlerknoten F der Zusammenhang zwischen dem Strom und der Spannung an der Fehlerstelle zu

$$\underline{U}_{1F} = [\underline{Z}_{1,F1} \cdots \underline{Z}_{1,FN}] \cdot [\underline{I}]_{q1} + \underline{Z}_{1,FF} \cdot \underline{I}_{1F} \quad (6.11)$$

woraus sich durch Vergleich mit Gl. 6.7 ergibt:

$$\underline{Z}_1 = -\underline{Z}_{1,FF} \quad \text{und} \quad \underline{U}_{q1F} = [\underline{Z}_{1,F1} \cdots \underline{Z}_{1,FN}] \cdot [\underline{I}]_{q1}$$

Beispiel: Berechnung des Kurzschlussstroms beim dreipoligen Kurzschluss mittels Admittanzmatrix Zur Berechnung des Kurzschlussstroms beim dreipoligen Kurzschluss wird aufgrund der Symmetrie nur das Mitsystem benötigt. Die Leerlaufspannung an der Fehlerstelle F ist die Spannung $cU_n/\sqrt{3}$. Sie ist die einzige Quellenspannung im Netz. In Gl. 6.7 ist damit $\underline{U}_{q1F} = cU_n/\sqrt{3}$ und $\underline{U}_1 = 0$ und es ergibt sich

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_{q1F}}{\underline{Z}_1} \quad (6.12)$$

Damit kann der Kurzschlussstrom \underline{I}_k'' berechnet werden aus

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_1 = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(-\underline{Z}_{1,FF})} \quad (6.13)$$

vorausgesetzt, dass die Impedanzmatrix $[\underline{Z}]_1$ des Netzes bekannt ist und aus den entsprechenden Impedanzen der einzelnen Betriebsmittel zusammengesetzt ist. (**Beispiel:** → Vorlesung)

Fehlerbedingungen und Schaltung der symmetrischen Komponenten Am Beispiel des einpoligen Erdkurzschlusses erfolgt die Herleitung des Berechnungsverfahrens für unsymmetrische Fehler.

Abhängig von der Art des Fehlers gelten bestimmte Strom- und Spannungsbedingungen an der

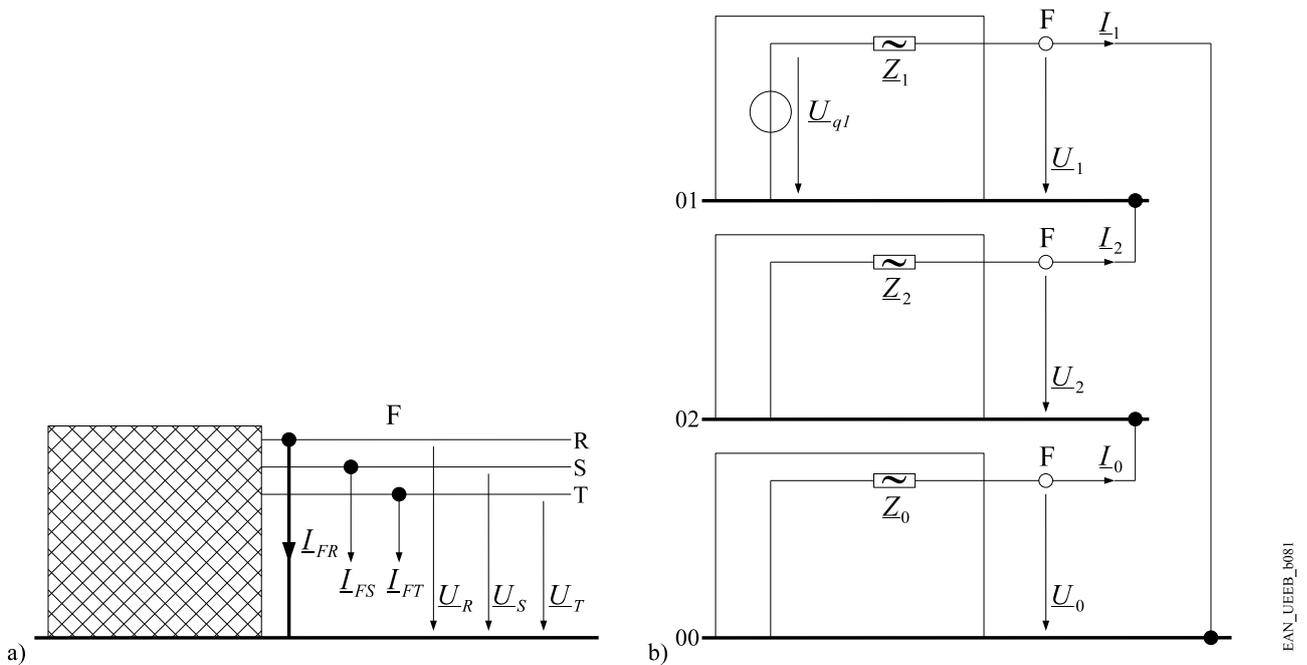


Bild 6.9: Fehlerbedingungen und Schaltung der symmetrischen Komponenten beim einpoligen satten Erdschluss: a) Drehstromnetz in RST -Komponenten (fehlerbetroffener Leiter: R), b) Schaltung der symmetrischen Komponenten

Fehlerstelle, die sog. Fehlerbedingungen. Beim einpoligen Erdschluss lauten die Fehlerbedingungen im RST -System (Annahme: einpoliger satter Erdschluss des Leiters R), s. Bild 6.9a):

$$\begin{aligned}\underline{U}_R &= 0 \\ \underline{I}_{FS} &= 0 \\ \underline{I}_{FT} &= 0\end{aligned}$$

Dabei ist \underline{I}_{FR} der gesuchte Fehlerstrom.

Die Größen im RST -System werden mit der Transformationsmatrix $[T]$ (s. Kap. 3)² der symmetrischen Komponenten ersetzt und es ergibt sich (Index F bei den symmetrischen Komponenten weggelassen):

$$\begin{aligned}\underline{U}_R &= \underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_0 = 0 \\ \underline{I}_{FS} &= \underline{a}^2 \underline{I}_1 + \underline{a} \underline{I}_2 + \underline{I}_0 = 0 \\ \underline{I}_{FT} &= \underline{a} \underline{I}_1 + \underline{a}^2 \underline{I}_2 + \underline{I}_0 = 0\end{aligned}$$

Die beiden letzten Gleichungen sind nur erfüllt, wenn gilt (Ströme ungleich Null):

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0$$

Damit ergeben sich die Fehlerbedingungen in symmetrischen Komponenten zu:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_0 &= 0 \\ \underline{I}_2 &= \underline{I}_1 \\ \underline{I}_0 &= \underline{I}_2\end{aligned}$$

$${}^2[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix}$$

Diese Fehlerbedingungen in symmetrischen Komponenten lassen sich als Reihenschaltung der symmetrischen Komponentennetze interpretieren, s. Bild 6.9b). Die Ströme \underline{I}_1 , \underline{I}_2 und \underline{I}_0 lassen sich jetzt berechnen aus

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_0 = \frac{\underline{U}_{q1}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0)}$$

Abschließende Rücktransformation aus dem 012-System in das *RST*-System liefert den Kurzschlussstrom:

$$\underline{I}''_{k1} = \underline{I}_{FR} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0 = 3 \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0)} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0}$$

Allgemeine Beschreibung des Berechnungsverfahrens Das Verfahren zur Berechnung der Kurzschlussströme lässt sich nach folgendem allgemeinem Schema auf die verschiedenen Fehlerarten anwenden:

1. Formulierung der Fehlerbedingungen im *RST*-System.
2. Transformation durch die Methode der symmetrischen Komponenten in das 120-System.
3. Aufstellen der einphasigen Komponentennetze unter Berücksichtigung der Fehlerströme im 120-System an der Fehlerstelle.
4. Ermittlung der Strom-Spannungs-Beziehungen an der Fehlerstelle $\underline{U}_1 = f(\underline{I}_1)$, $\underline{U}_2 = f(\underline{I}_2)$ und $\underline{U}_0 = f(\underline{I}_0)$ aus den einphasigen Komponentennetzen.
5. Aufstellen des Gleichungssystems, bestehend aus den Strom-Spannungs-Beziehungen und den Fehlerbedingungen, jeweils an der Fehlerstelle.
6. Lösung des Gleichungssystems durch geeignete Zusammenschaltung der Komponentennetze. Ergebnis sind die Kurzschlussströme im 120-System.
7. Rücktransformation der Ergebnisse in das *RST*-System.

6.4.2 Anwendung des Berechnungsverfahrens auf verschiedene unsymmetrische Fehlerarten

→ Vorlesung

7 Netzbetrieb und Sternpunktbehandlung

Die Sternpunkte der Transformatoren in elektrischen Energieversorgungsnetzen können auf verschiedene Arten geerdet bzw. nicht geerdet werden. Man bezeichnet die Art wie die Sternpunkte behandelt werden als *Sternpunktbehandlung*. Von der Sternpunktbehandlung hängt im wesentlichen die Nullimpedanz des Netzes ab, und sie beeinflusst damit wesentlich das Verhalten des Netzes bei Fehlern mit Erdberührung. Der ungestörte stationäre Netzbetrieb wird durch die Sternpunktbehandlung nicht beeinflusst.

Im folgenden werden die verschiedenen Möglichkeiten der Sternpunktbehandlung vorgestellt sowie die Auswirkung auf das stationäre Netzverhalten, das sich bei einem Erdschluss einstellt. Dieser einpolige Fehler tritt häufig auf und ist deshalb von besonderem Interesse.

Durch die Art der Sternpunktbehandlung werden auch transiente Übergangsvorgänge - ausgelöst durch Erdschlüsse - sowie Resonanzerscheinungen im Netz beeinflusst. Diese Themen werden hier nicht behandelt, siehe z.B. [2].

7.1 Netze mit isolierten Sternpunkten

Die Sternpunktbehandlung *isolierter Sternpunkt* wird bei Netzen geringer Ausdehnung im Mittelspannungsbereich (6 - 20kV) und Kraftwerks-Eigenbedarfsnetzen angewandt.

Bild 7.1 zeigt beispielhaft ein Netz mit isoliertem Sternpunkt bei dem ein Erdschluss auftritt.

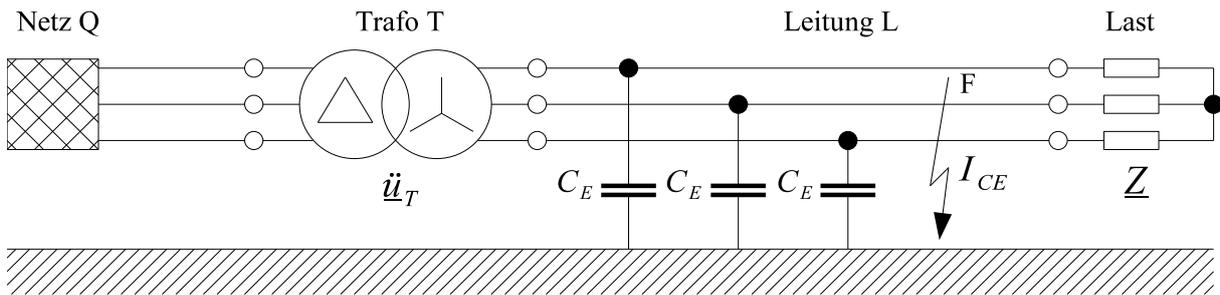


Bild 7.1: Netz mit isoliertem Sternpunkt und Erdschluss

Das Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten für das Netz aus Bild 7.1 zeigt Bild 7.2. Dabei ist angenommen, dass der Erdschluss in der Mitte der Leitung L auftritt. Hierbei müssen die kapazitiven Einflüsse der Leitung berücksichtigt werden. Die Kapazitäten der übrigen Betriebsmittel sind klein gegenüber den Leitungskapazitäten und können vernachlässigt werden. Die Reaktanzen $1/(\omega C)$ der Leitungskapazitäten sind hochohmig gegenüber den Längsreaktanzen der übrigen Netzelemente.

Der Fehlerstrom an der Kurzschlussstrom, d.h. der Strom gegen Erde, wird im wesentlichen durch die Erdkapazität C_E der Leitung bestimmt. Dabei sind die verteilten Leiter-Erde-Kapazitäten jeweils in einer konzentrierten Erdkapazität $C_E = C_0$ zusammengefasst. Der Fehlerstrom wird als I_{CE} bezeichnet. Er berechnet sich aus dem Ersatzschaltbild nach Bild 7.2 zu:

$$I_{CE} \approx 3 \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \cdot \omega C_E = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \omega C_E \quad (7.1)$$

Da die Erdkapazitäten üblicherweise klein sind, ist der Strom I_{CE} gering. Er überlagert sich als kapazitiver Blindstrom dem Betriebsstrom, der im Bemessungsbetrieb wesentlich größer ist.

Vorteile des Netzbetriebs mit isoliertem Sternpunkt sind:

- In Freileitungsnetzen ist die häufigste Ursache für einen Erdschluss eine Feuchtigkeits- oder Schmutzbrücke über einem Isolator. Es entsteht ein Lichtbogen, der aber selbsttätig wieder verlöscht solange $I_{CE} < 35A$ ist.

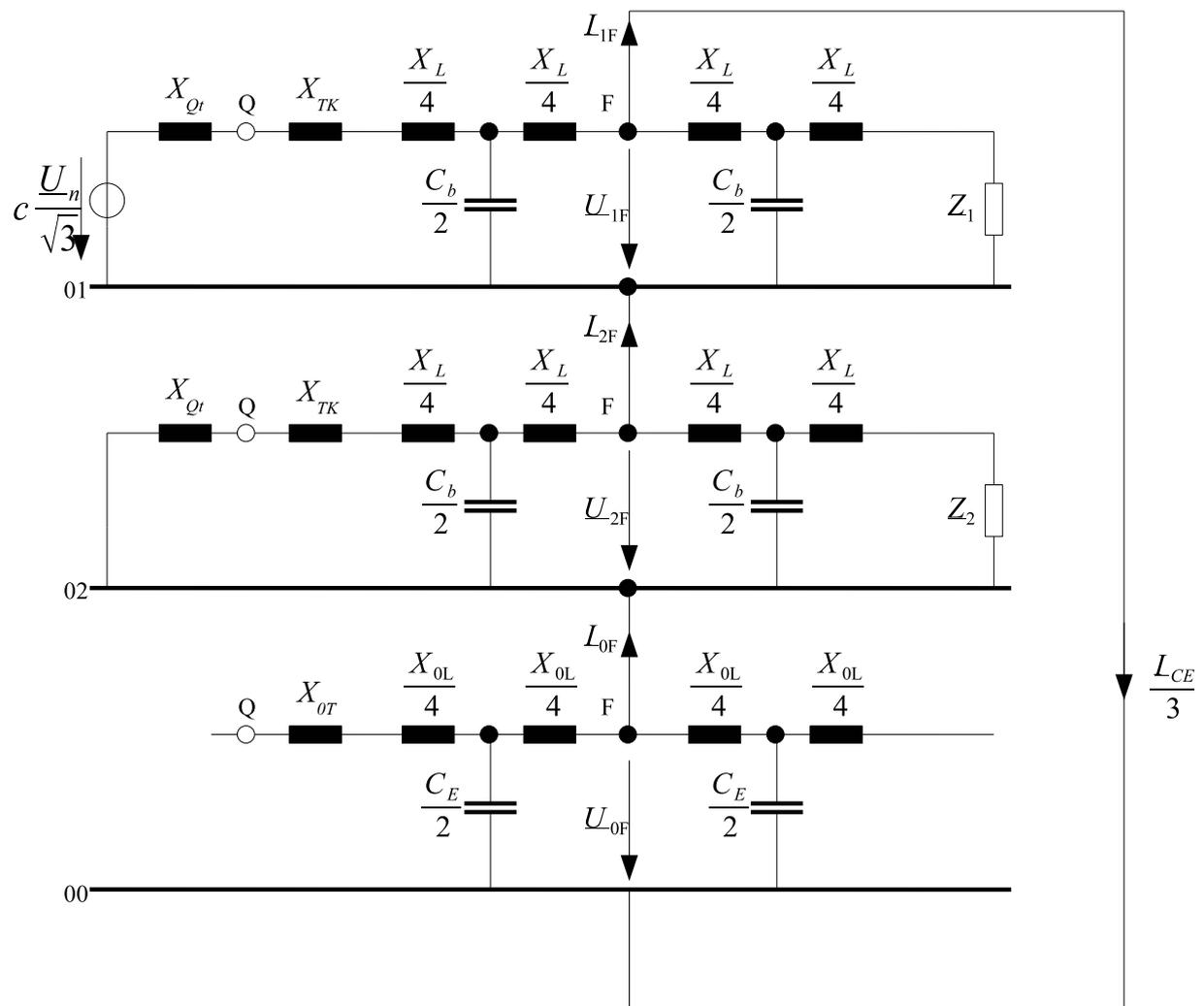


Bild 7.2: Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten des Netzes mit isoliertem Sternpunkt und Erdschluss in der Mitte der Leitung L (s. a. Bild 7.1)

- Kommt es zu einem Dauererdschluss bzw. stehendem Erdschluss, d.h. wenn der Erdschluss durch eine andere leitfähige Verbindung verursacht wird - v.a. in Kabelnetzen, dann verlöscht der Erdschluss nicht selbsttätig. Das Netz muss vielmehr durch die Schutzeinrichtung abgeschaltet werden. Die Abschaltung kann aber zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, da die Versorgung der Verbraucher durch den vergleichsweise kleinen Fehlerstrom nicht beeinflusst wird, d.h. das Netz kann bei einem Erdschluss zunächst weiter betrieben werden.

Nachteile des Netzbetriebs mit isoliertem Sternpunkt sind:

- Es ist nur eine geringe Netzausdehnung möglich, da ansonsten C_E und damit I_{CE} zu groß werden.
- Bei einem Erdschluss kommt es zu einer stationären Spannungsanhebung der gesunden Leiter im gesamten Netz von $U_n/\sqrt{3}$ auf U_n . Diese Überspannung beansprucht die Isolation der Betriebsmittel, so dass die Gefahr von Doppelerdschlüssen besteht.

Ein Erdschluss kann erkannt werden indem die Sternspannungen überwacht werden. Kommt es zu einem Erdschluss treten in den gesunden Leitern wie beschrieben stationäre Überspannungen auf, die detektiert werden können. Dazu wird das sog. *Erdschlussmelderelais* an die e-n-Wicklung (s. Kap. 4.3.1) eines Spannungswandlersatzes angeschlossen.

7.2 Netze mit Erdschlusskompensation

Wie oben beschrieben wächst mit zunehmender Netzausdehnung der Fehlerstrom I_{CE} . Um ihn zu verringern kann das Netz mit Erdschlusskompensation betrieben werden. Dazu wird an mindestens einem Sternpunkt des Netzes eine sog. *Erdschlusslöschspule* (Petersenspule) angeschlossen, d.h. der Sternpunkt wird über diese Spule geerdet, s. Bild 7.3. Netze die mit Erdschlusskompensation betrieben werden, werden auch als kompensierte oder gelöschte Netze bezeichnet. Anwendungsgebiet dieser Art der Sternpunktbehandlung sind v.a. Freileitungsnetze 10 - 110kV.

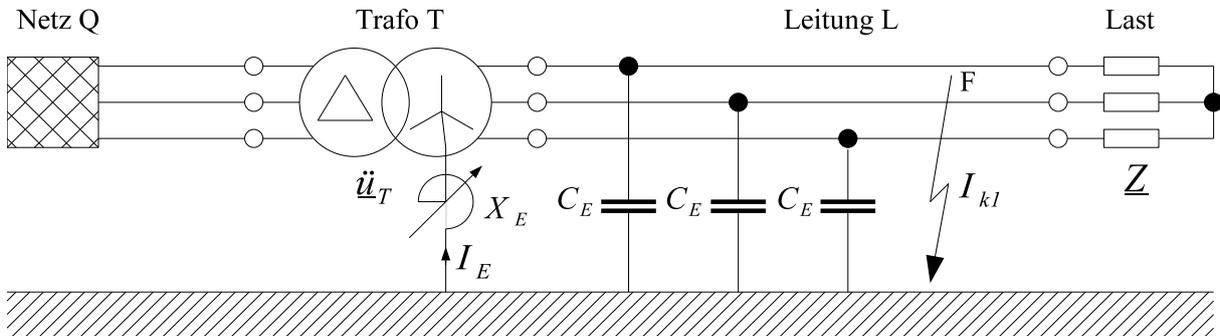


Bild 7.3: Netz mit Erdschlusskompensation und Erdschluss

Die Erdschlusslöschspule taucht im Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten im Nullsystem auf, siehe Bild 7.4. In diesem Fall ist angenommen, dass der Erdschluss am Ende der Leitung L auftritt. Hierbei müssen wieder die kapazitiven Einflüsse der Leitung berücksichtigt werden. Die Kapazitäten der übrigen Betriebsmittel sind klein gegenüber den Leitungskapazitäten und können vernachlässigt werden. Die Reaktanzen $1/(\omega C)$ der Leitungskapazitäten sind hochohmig gegenüber den Längsreaktanzen der übrigen Netzelemente.

Wie im Falle des Netzes mit isoliertem Sternpunkt überlagert sich auch hier dem Betriebsstrom ein Erdschlussstrom. Dabei gilt

$$3X_E \gg X_{0T} + \frac{X_{0L}}{2}$$

und damit wird die Höhe des Erdschlussstroms im wesentlichen durch die Reaktanz des Parallelschwingkreises bestehend aus Erdschlusslöschspule und Erdkapazität bestimmt. Diese lautet:

$$X_0 = \frac{\frac{1}{\omega C_E} \cdot 3X_E}{\frac{1}{\omega C_E} - 3X_E}$$

Damit lässt sich der Erdschlussstrom an der Fehlerstelle zu

$$\underline{I}_{k1} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{jX_0} \quad (7.2)$$

berechnen. Die Spule kann so eingestellt werden, dass die Bedingung

$$3X_E = \frac{1}{\omega C_E} \quad (7.3)$$

erfüllt ist. Damit nimmt die Reaktanz X_0 des Schwingkreises den Wert ∞ an, sofern die Verluste vernachlässigt werden. In diesem Fall wird der Fehlerstrom an der Fehlerstelle gleich null, d.h. der Lichtbogen an der Fehlerstelle verlöscht selbsttätig. Über der Erdschlusslöschspule liegt die Spannung $cU_n/\sqrt{3}$ und durch die Spule fließt der Strom:

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{CE} = \sqrt{3} \cdot cU_n \cdot j\omega C_E \quad (7.4)$$

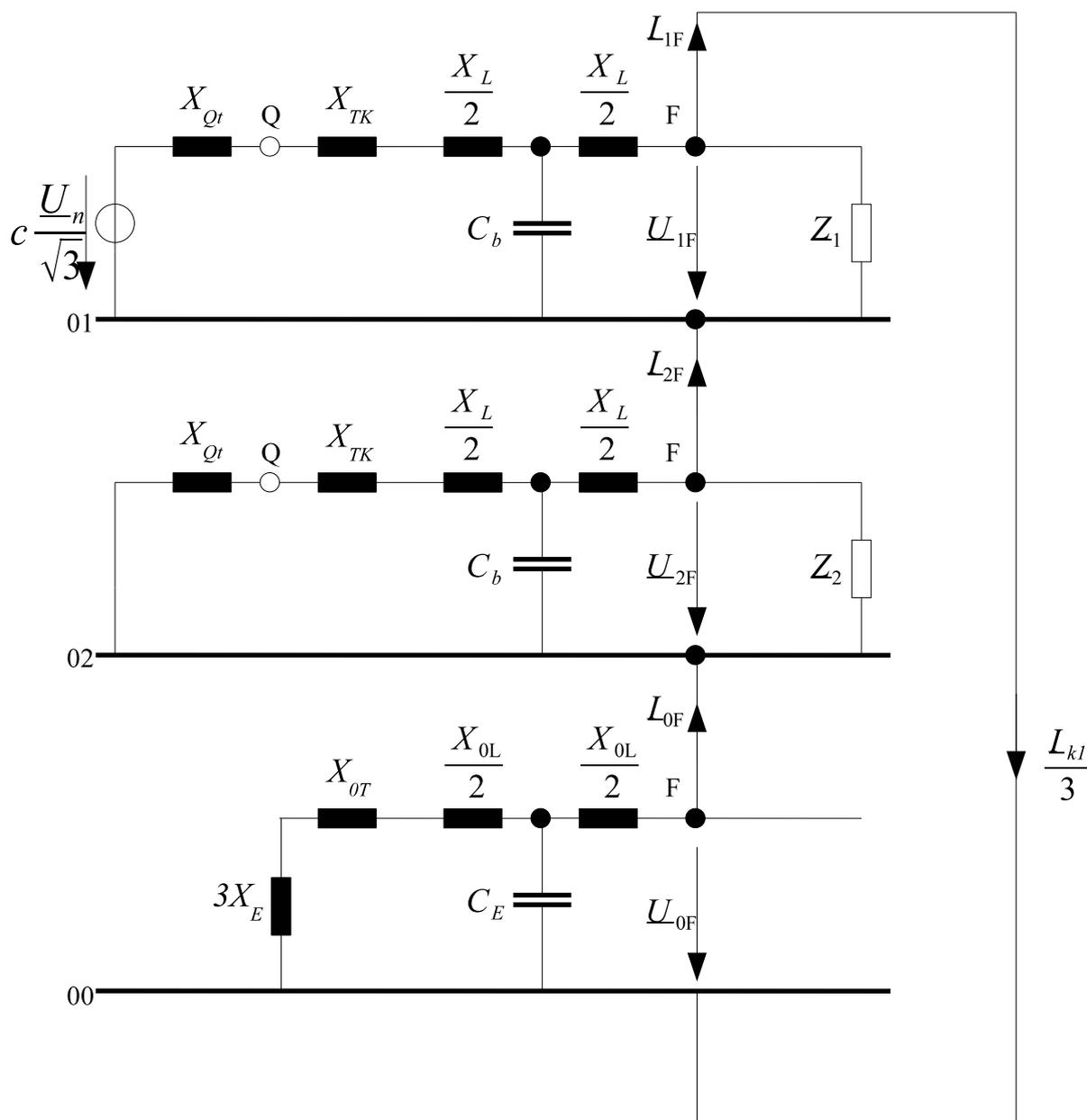


Bild 7.4: Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten des Netzes mit Erdschlusskompensation und Erdschluss am Ende der Leitung L (s. a. Bild 7.3)

Dieser Strom entspricht dem Strom der bei fehlender Kompensation an der Fehlerstelle auftreten würde. Dieser Strom, der z.B. in 110kV-Netzen die Größenordnung 100...300A erreichen kann, fließt über den Transformatorsternpunkt, d.h. der Transformator muss für diese Sternpunktbelastung ausgelegt sein.

Berücksichtigt man die tatsächlich vorhandenen ohmschen Widerstände im Netz, so ist die vollständige Kompensation mit $Z_0 \rightarrow \infty$ nicht möglich. Es ergibt sich deshalb an der Fehlerstelle ein Reststrom I_{Rest} , der typischerweise in der Größenordnung

$$I_{\text{Rest}} \approx 0,1 \cdot I_{CE}$$

liegt, wobei I_{CE} der Fehlerstrom ist, der ohne Erdschlusskompensation auftreten würde.

Vorteile des Netzbetriebs mit Erdschlusskompensation sind:

- Es ist selbsttätiges Verlöschen des Lichtbogens möglich. Voraussetzung dafür ist, dass die Erdschlusslöschspule verstellbar ausgeführt wird und durch einen eigenen Regler an den jeweils wirksamen Schaltzustand angepasst wird (Verstellung von X_E und Anpassung an C_E).

- Kommt es zu einem Dauererdschluss bzw. stehendem Erdschluss, dann verlöscht der Erdschluss nicht selbsttätig. Das Netz muss vielmehr durch die Schutzeinrichtung abgeschaltet werden. Die Abschaltung kann aber zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, da die Versorgung der Verbraucher durch den vergleichsweise kleinen Fehlerstrom nicht beeinflusst wird, d.h. das Netz kann bei einem Erdschluss zunächst weiter betrieben werden.

Nachteile des Netzbetriebs mit Erdschlusskompensation sind:

- Bei einem Erdschluss kommt es zu einer stationären Spannungsanhebung der gesunden Leiter im gesamten Netz von $U_n/\sqrt{3}$ auf U_n . Diese Überspannung beansprucht die Isolation der Betriebsmittel, so dass die Gefahr von Doppelerdschlüssen besteht.
- Der Transformator wird aufgrund des Stromes durch die Erdschlusslöschspule thermisch beansprucht.
- Wenn der Reststrom I_{Rest} zu groß wird, was v.a. in weitläufigen Netzen mit großer Ausdehnung erreicht wird, dann kann der Lichtbogen nicht mehr selbsttätig verlöschen, so dass es vermehrt zu Dauererdschlüssen kommt. Dadurch steigt auch die Gefahr von Doppelerdschlüssen.

Ein Erdschluss kann auch bei der Erdschlusskompensation erkannt werden indem die Sternspannungen überwacht werden. Kommt es zu einem Erdschluss treten in den gesunden Leitern wie beschrieben stationäre Überspannungen auf, die detektiert werden können. Dazu wird das sog. *Erdschlussmelderrelais* an die e-n-Wicklung (s. Kap. 4.3.1) eines Spannungswandlersatzes angeschlossen. Der genaue Fehlerort ist messtechnisch schwierig zu bestimmen: Mit Hilfe sog. *Erdschlussrichtungrelais* versucht man die Richtung der Nullströme in jeder Leitung zu ermitteln und daraus sowie aus Kenntnis der aktuellen Netztopologie auf den Fehlerort zu schließen.

7.3 Netze mit niederohmiger Sternpunkterdung

Bei Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung wird mindestens ein Sternpunkt im Netz direkt oder über niederohmige (strombegrenzende) Impedanzen mit Erde verbunden (s. Bild 7.5). Anwendung findet diese Art der Sternpunktbehandlung in Freileitungsnetzen ab 220kV und in größeren Kabelnetzen ab 110kV.

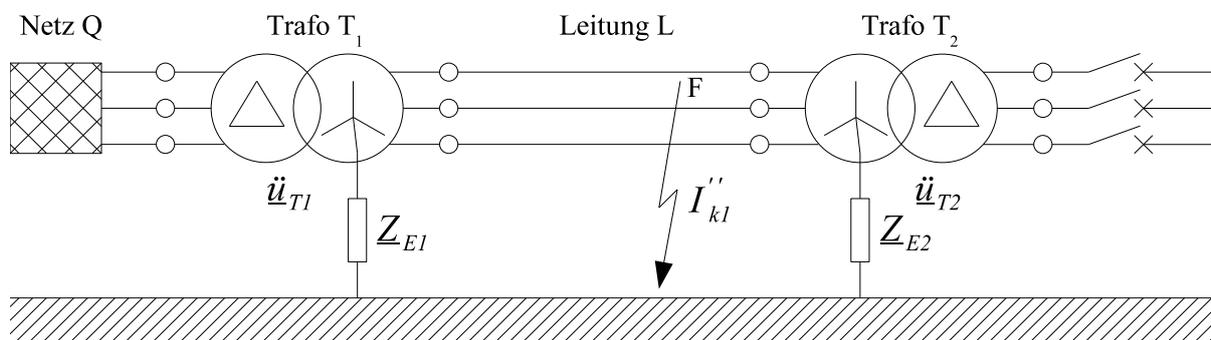


Bild 7.5: Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung und Erdschluss

Da die Größe des Fehlerstroms eines einpoligen Fehlers in einem Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung die Größenordnung der dreipoligen Kurzschlussströme erreichen kann, wird der einpolige Fehler hier als *Erdschluss* und der Fehlerstrom wieder als I''_{k1} bezeichnet. Bild 7.6 zeigt das Ersatzschaltbild für den Erdschluss in der Mitte der Leitung L des Netzes mit niederohmiger Sternpunkterdung nach Bild 7.5. Die Betriebs- und Erdkapazitäten der Leitung können

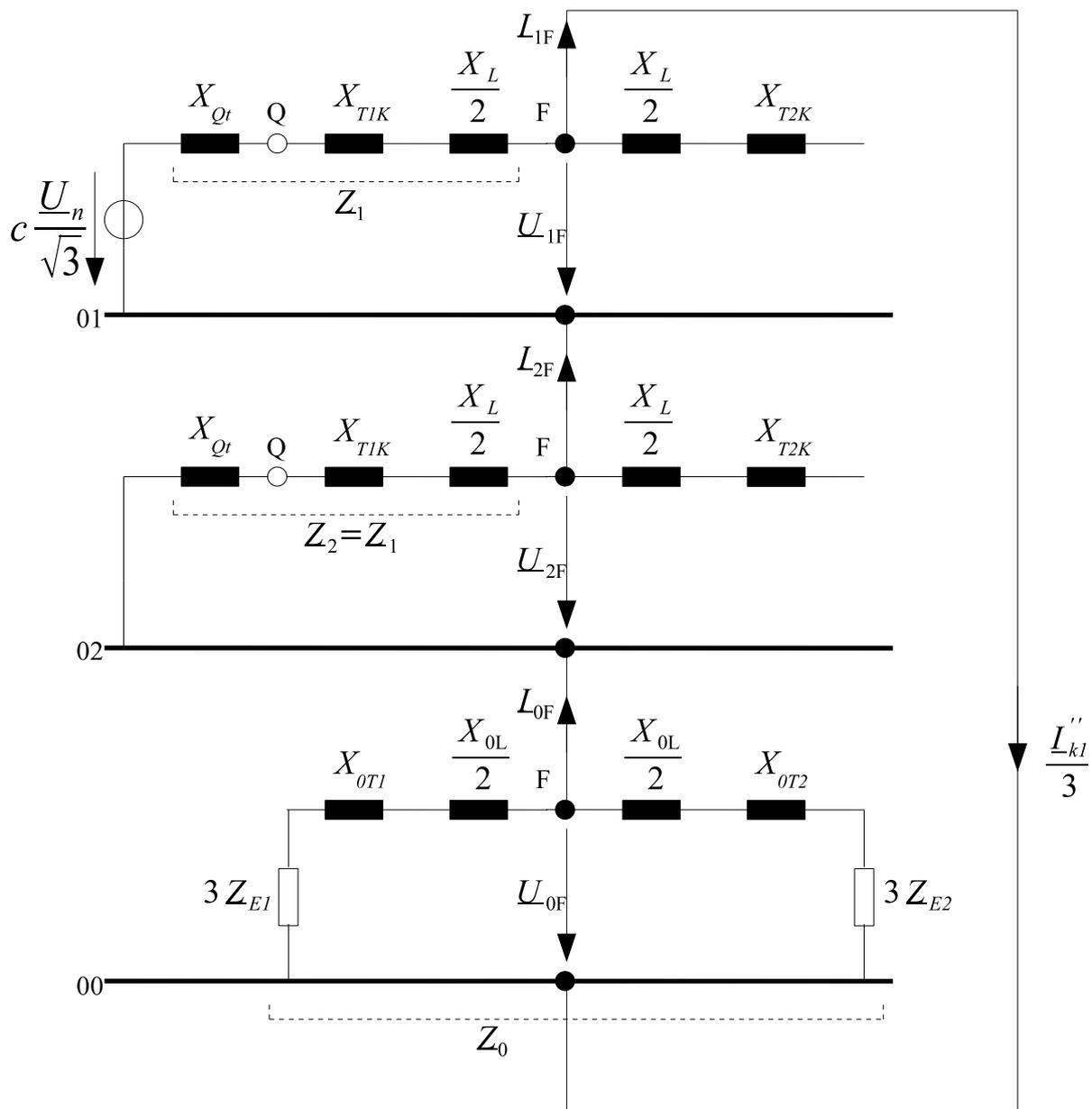


Bild 7.6: Ersatzschaltbild in symmetrischen Komponenten des Netzes mit niederohmiger Sternpunktterdung und Erdkurzschluss in der Mitte der Leitung L (s. a. Bild 7.5)

vernachlässigt werden, da sie hochohmig gegenüber der niederohmigen Sternpunktterdung (Impedanzen \underline{Z}_{E1} bzw. \underline{Z}_{E2}) sind.

Vorteil der niederohmigen Sternpunktterdung ist, dass sich im Fehlerfall, d.h. bei Erdkurzschlüssen, die Spannung in den gesunden Leitern schwächer erhöht als in den Netzen, die mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation betrieben werden. Für das Beispiel gemäß Bild 7.5 und 7.6 ergibt sich mittels Anwendung der Transformationsregeln der symmetrischen Komponenten die Spannung an der Fehlerstelle im gesunden Leiter S zu:

$$\underline{U}_{F,S} = c \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \left(a^2 + \frac{Z_1 - Z_0}{2Z_1 + Z_0} \right) \approx c \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \left(a^2 + \frac{jX_1 - jX_0}{j2X_1 + jX_0} \right) = c \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \left(a^2 + \frac{1 - \frac{X_0}{X_1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \right) \quad (7.5)$$

Die Spannungserhöhung im gesunden Leiter hängt demnach vom Verhältnis X_0/X_1 ab. Dabei ist die Spannungserhöhung für $(X_0/X_1) = 1$ am geringsten, für $(X_0/X_1) > 1$ (d.h. $X_0 > X_1$) kommt es zu einer Spannungserhöhung und für $(X_0/X_1) < 1$ (d.h. $X_0 < X_1$) kommt es sogar zu einer Span-

nungsabsenkung³.

Zur quantitativen Beschreibung der Spannungserhöhung wird der sog. *Erdfehlerfaktor* δ verwendet, der wie folgt definiert ist:

$$\delta = \frac{U_{LEmax}}{U_{bF}/\sqrt{3}} \quad (7.6)$$

Dabei ist U_{LEmax} der höchste bei Erdkurzschluss bzw. allg. einem Fehler mit Erdberührung auftretende Wert der betriebsfrequenten Spannung Leiter gegen Erde und U_{bF} die Leiter-Leiter-Spannung vor Fehlereintritt. Der Wert des Erdfehlerfaktors hängt vom Fehlerfall, von der Sternpunktbehandlung und von den Netzverhältnissen ab.

Der Erdkurzschlussstrom kann in niederohmige geerdeten Netzen die Größenordnung von ca. 80kA erreichen. Dieser Strom fließt kurzzeitig über das Erdreich entlang der Leitungstrassen ausgehend vom Fehlerort zu den Schaltanlagen. Deshalb müssen die Erder in den Netzanlagen so ausgeführt werden, dass keine Personengefährdung auftreten kann. Außerdem treten bei Erdkurzschlüssen im Gegensatz zu dreipoligen Fehlern starke Asymmetrien im Netz auf, die zu einer induktiven, kapazitiven und ohmschen Beeinflussung benachbarter metallischer oder nachrichtentechnischer Einrichtungen führen kann. Mit dieser Thematik befasst sich die Disziplin der *Starkstrombeeinflussung* und es existieren dazu eine Reihe von Normen und Vorschriften.

Der hohe Erdkurzschlussstrom erfordert, dass die fehlerbetroffene Leitung durch die Schutzeinrichtung schnell ausgeschaltet werden muss.

7.3.1 Kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung

Die kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung (KNOSPE) ist eine Kombination aus einer Erdschlusskompensation und einer niederohmigen Sternpunkterdung, die in Mittelspannungsnetzen zum Einsatz kommt. Dabei wird das Netz zunächst mit Erdschlusskompensation betrieben. Parallel zur Erdschlusslöschspule liegt eine niederohmige (Strombegrenzungs-)Spule oder ein niederohmiger (Strombegrenzungs-)Widerstand, der aber im Normalbetrieb über einen Schalter abgetrennt ist (s. Bild 7.7).

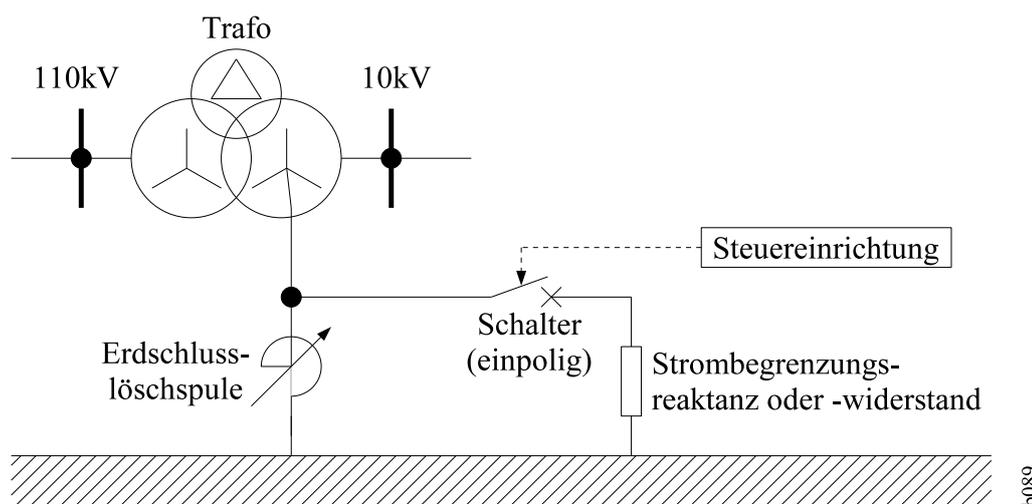


Bild 7.7: Kurzzeitige niederohmige Sternpunkerdung (KNOSPE)

Tritt ein Erdschluss auf, dieser wird durch das Erdschlussrelais detektiert, so wird ca. 5...10s nach seinem Auftreten die Spule bzw. der Widerstand parallel zur Erdschlusslöschspule eingeschaltet. Dadurch entsteht ein hoher Erdkurzschlussstrom, der zum Auslösen der Schutzeinrichtung und

³Ergibt sich unter Berücksichtigung des Zusammenhangs $\underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

damit zur Freischaltung der fehleretroffenen Leitung führt. Es handelt sich quasi um eine sog. *Kurz-erdung*.

8 Schutzeinrichtungen

Ein sicherer Netzbetrieb erfordert, dass die vom Starkstromnetz ausgehenden Gefahren für Menschen und Tiere beherrscht werden und dass die im Netz eingesetzten Betriebsmittel vor übermäßiger Beanspruchung und damit vor Zerstörung geschützt werden. Somit lassen sich die folgenden Bereiche zum Thema Schutz klassifizieren:

1. Schutz von Menschen und Tiere (s. z.B. [2], [3]):
 - 1.1 direkter (aktiver) Berührungsschutz durch Isolationen und Absperrungen
 - 1.2 indirekter (passiver) Berührungsschutz durch Erdung
2. Schutz der Betriebsmittel:
 - 2.1 Schutz vor unzulässigen Überspannungen (sog. *Isolationskoordination* → Vorlesung Hochspannungstechnik (HS))
 - 2.2 Schutz vor unzulässigen Strombeanspruchungen

Im folgenden wird auf Schutzeinrichtungen eingegangen, die die Betriebsmittel vor unzulässigen Strombeanspruchungen (Überströme) schützen. Die Gesamtdisziplin, die sich mit allen Schutzeinrichtungen beschäftigt, wird auch als *Netzschutz* bezeichnet. Je nach zu schützendem Betriebsmittel handelt es sich im einzelnen um einen Generator-, Transformator-, Sammelschienen- oder Abzweig- bzw. Leitungsschutz.

Aufgabe des Netzschutzes ist es

- fehlerhafte Netzzustände eindeutig zu erkennen (Sensitivität),
- fehlerbehaftete Netzelemente schnell auszuschalten (Schnelligkeit),
- selektiv nur die fehlerbetroffenen Netzteile freizuschalten (Selektivität),
- sicher und zuverlässig zu arbeiten (Sicherheit).

Die folgenden Schutzeinrichtungen können unterschieden werden:

- passive Schutzeinrichtungen:
 - Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (HH-Sicherungen)
 - Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (NH-Sicherungen)
 - I_s -Begrenzer
- aktive Schutzeinrichtungen (sog. *Schutzsysteme*):
 - Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz = unabhängiger Maximalstrom-Zeit-Schutz)
 - Distanzschutz
 - Differentialschutz
 - Erdschlussschutz
 - Überlastschutz

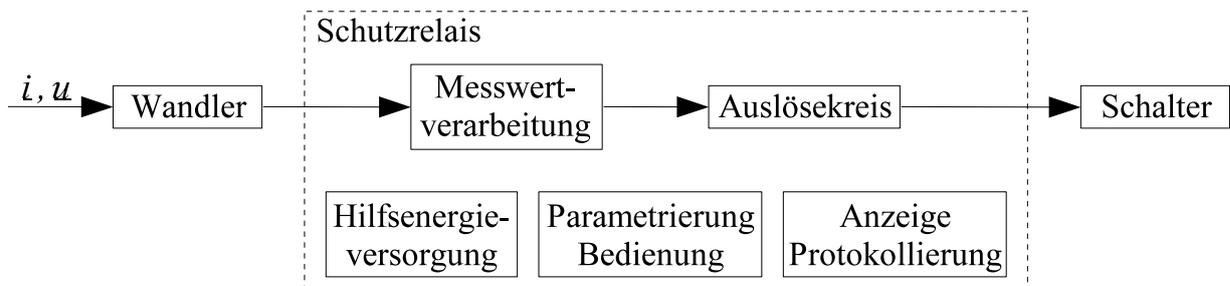


Bild 8.1: Prinzipieller Aufbau eines Schutzsystems

Dazu kommen noch spezielle Schutzeinrichtungen für den Generator- oder Transformatorschutz, die hier nicht weiter behandelt werden.

Allgemein besteht ein Schutzsystem, d.h. eine aktive Schutzeinrichtung, aus den Komponenten Wandler zur messtechnischen Erfassung der Größen \underline{u} und \underline{i} , Messwertverarbeitung, Auslösekreis und dem Schalter (s. Bild 8.1). Dazu kommen die Hilfsenergieversorgung, Möglichkeiten zur Parametrierung und Bedienung sowie zur Anzeige und ggf. Protokollierung. Wandler und Schalter sind üblicherweise externe Komponenten während die übrigen Komponenten im sog. *Schutzrelais* zusammengefasst sind. Schutzrelais wurden in der Vergangenheit als analoge Geräte ausgeführt; mittlerweile werden zumeist digitale Schutzrelais eingesetzt.

Die wichtigsten Arten eines Schutzsystems werden im folgenden am Beispiel des Abzweig- bzw. Leitungsschutzes erläutert.

8.1 Überstromzeitschutz

Der Überstromzeitschutz wird durch das sog. UMZ-Schutzrelais (nabhängiger Maximalstrom-Zeit-Schutzrelais) realisiert. Beim Überschreiten eines einstellbaren Stromschwellwertes, der typischerweise in der Größenordnung $(1,3 \dots 2) \cdot I_n$ liegt, löst der Schutz in der einstellbaren Auslösezeit aus. Die Auslösezeit beträgt dabei typisch minimal etwa 300ms und maximal einige Sekunden. Selektivität des Schutzes wird dadurch erreicht, dass die Auslösezeiten in den einzelnen Stationen so gestaffelt werden, dass die Auslösezeiten in der Nähe der Einspeisestelle am höchsten sind

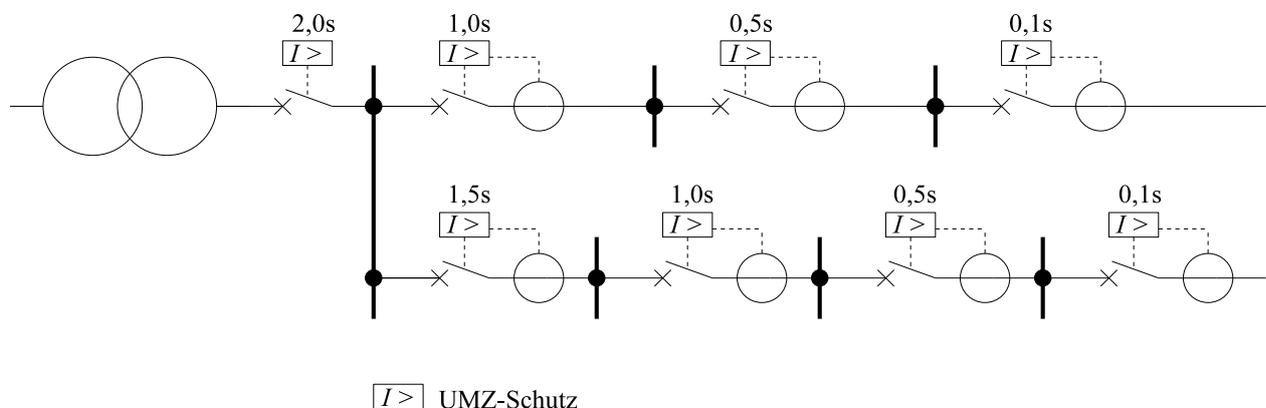


Bild 8.2: UMZ-Schutz als Leitungsschutz mit gestaffelten Auslösezeiten

Bei steigender Anzahl von Stationen erhöhen sich die Auslösezeiten, wodurch dem Einsatz des UMZ-Schutzes Grenzen gesetzt sind. Weitere Nachteile sind die mangelnde Selektivität in vermaschten oder mehrseitig gespeisten Netzen.

8.2 Distanzschutz

Beim Distanzschutz werden Ströme und Spannungen am Einbauort gemessen, miteinander verknüpft und daraus auf die Impedanzverhältnisse des zu schützenden Betriebsmittels geschlossen. Die ermittelten Werte werden mit der Impedanz der Leitung verglichen. Bei Unterschreiten einstellbarer Grenzwerte wird ggf. zeitverzögert abgeschaltet. Eine fehlerbetroffene Leitung wird dadurch von dem dem Fehlerort nächstinstallierten Distanzschutzgerät in kürzester Zeit selektiv abgeschaltet. Reserveschutz ist durch vom Fehlerort weiter entfernt installierte Distanzschutzgeräte gewährleistet. Bild 8.3a) zeigt das Prinzipschaltbild eines Distanzschutzes.

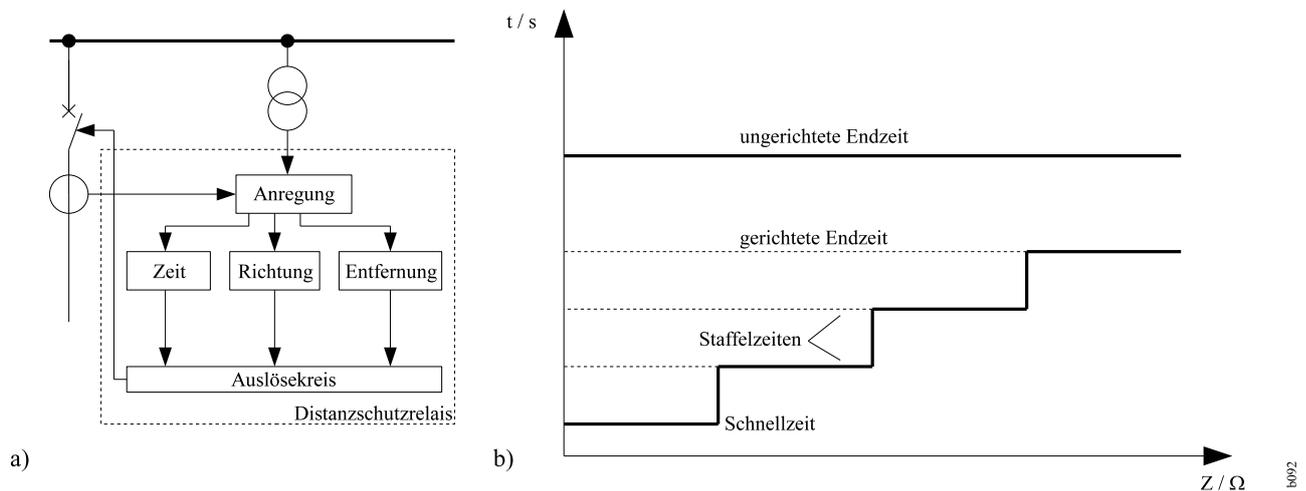


Bild 8.3: Prinzipieller Aufbau eines Distanzschutzes: a) Blockschaltbild (vereinfacht), b) Kennlinie

Für die Anregung des Schutzes ist die Überstromanregung im Allgemeinen ausreichend. Können die Kurzschlussströme in derselben Größe wie Betriebsströme auftreten oder ist ein selektives Erkennen des fehlerbetroffenen Leiters gewünscht, so ist eine Unterimpedanzanregung zusätzlich erforderlich. Je nach Ausführung des Distanzschutzgeräts werden die Messgrößen einer Auswahl-schaltung zugeführt, die eigentliche Schutzfunktion wird dann über eine Distanzmessung (Fehler innerhalb einer bestimmten Entfernung vom Einbauort; Bestimmung über den Impedanzwert) und eine Richtungsmessung (Fehler in Richtung Sammelschiene oder in Richtung Leitung; Bestimmung über die Stromrichtung) angestoßen. Parallel dazu läuft ein Zeitähler, so dass über die Kombination des Entfernungs- und Richtungsentscheids für jeden Bereich eine zeitabhängige Auslösung des zugehörigen Leistungsschalters erfolgen kann. Dazu zeigt Bild 8.3b) die prinzipielle Kennlinie eines Distanzschutzes.

Bleibt der Fehler wegen Versagens des Distanzschutzes oder des zugehörigen Leitungsschalters bestehen, bleiben die übrigen im Netz installierten Distanzschutzgeräte im Anregezustand. Der Fehler wird dann von anderen Geräten nach Maßgabe der eingestellten Staffelzeit abgeschaltet. Die möglichen Staffelzeiten sind abhängig von den Reaktionszeiten der Schutzgeräte, den Auslösezeiten der Leistungsschalter, der Löschzeit des Lichtbogens und der erforderlichen Rückfallzeit. Sie liegen in Hochspannungsnetzen bei 300 ms bis 500 ms, in Mittelspannungsnetzen und in Netzen mit unterschiedlichen Schutz- und Schaltgeräten können auch höhere Staffelzeiten erforderlich sein. Mehrere Staffelzeiten sowie eine gerichtete und eine ungerichtete Endzeit, in der der Fehler unabhängig von der Fehlerrichtung abgeschaltet wird, sind einstellbar. Bild 8.4 zeigt das Prinzip der Staffelung des Distanzschutzes am Beispiel einer zweiseitig gespeisten Leitung.

8.3 Differentialschutz

Differentialschutz bei Leitungen bietet sich überall dort an, wo UMZ- oder Distanzschutzeinrichtungen nicht selektiv wirken oder sehr kurze Auslösezeiten gefordert werden. In Abhängigkeit von

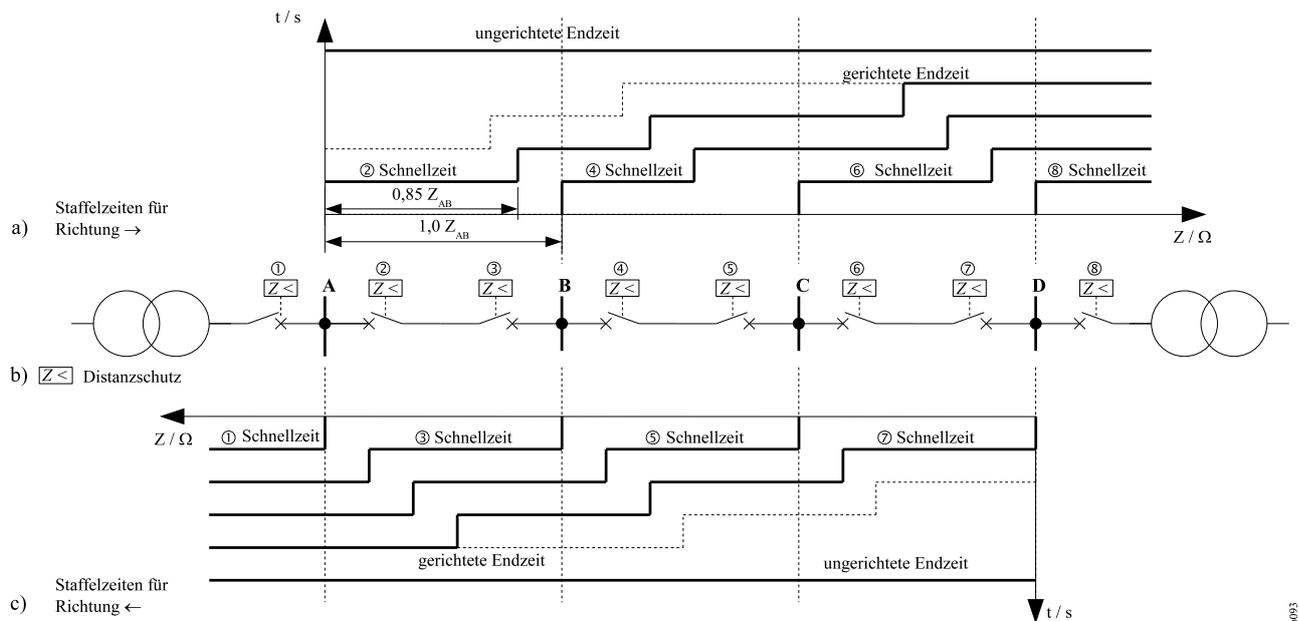


Bild 8.4: Staffelung des Distanzschutzes am Beispiel einer zweiseitig gespeisten Leitung: a) Staffelzeiten für die Richtung \rightarrow , b) Prinzipschaltbild, c) Staffelzeiten für die Richtung \leftarrow

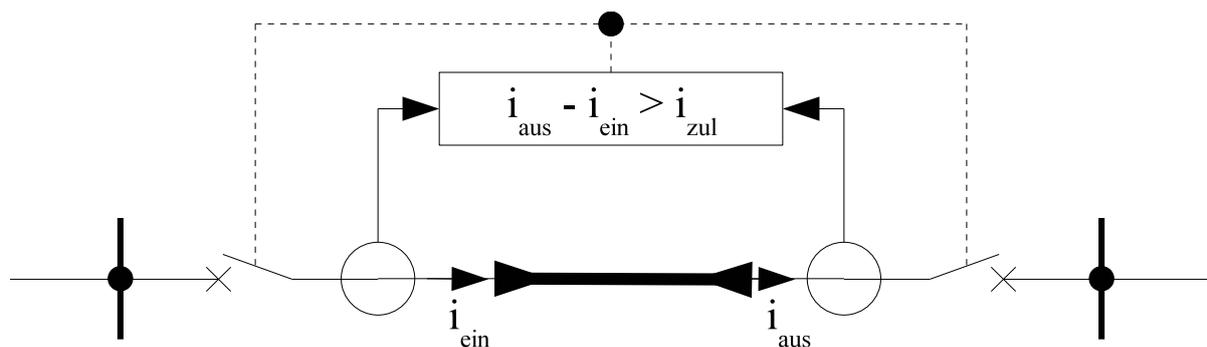


Bild 8.5: Prinzip des Differentialschutzes am Beispiel einer zweiseitig gespeisten Leitung

der eingesetzten Schutzgerätetechnik kommen verschiedene Verfahren zur Anwendung. Generell werden Messgrößen an beiden Leitungsenden erfasst und miteinander verglichen (s. Bild 8.5). Der Informationsaustausch erfolgt über Hilfsadern oder Lichtwellenleiter. Vergleicht man die Momentanwerte der Ströme miteinander, so ist die Übertragung von Amplitude und Phasenlage erforderlich, während beim Phasenvergleichsschutz lediglich die Phasenlagen der Stromnulldurchgänge übertragen werden müssen. Digitale Differentialschutzeinrichtungen werten außerdem noch den Stromänderungsgradienten aus. Dadurch kann die Empfindlichkeit des Schutzes für hochohmige Fehler verbessert und die Abhängigkeit von der Höhe der gemessenen Ströme verringert werden. Differentialschutzeinrichtungen bieten in sich keinen Reserveschutz und stellen für die Leitung einen Primärschutz dar. In Abhängigkeit vom Einbauort der Stromwandler (typischerweise zwischen Leistungsschalter und Leitung, siehe Bild 8.5), bleibt der Bereich außerhalb der Stromwandler hin zur Sammelschiene ungeschützt. Ein Schutz in Form eines UMZ- oder Distanzschutzes ist hier erforderlich, der dann auch als Reserveschutz für den Leitungsdifferentialschutz verwendet werden kann.

Literatur

- [1] FLOSDORFF, R. und G. HILGARTH: *Elektrische Energieverteilung*. Teubner Verlag, 8. Aufl., 2003.
- [2] HEUCK, K. und K.-D. DETTMANN: *Elektrische Energieversorgung*. Vieweg Verlag, 6. Aufl., 2005.
- [3] OEDING, D. und B. R. OSWALD: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag, 6. Aufl., 2004.