

# NIEDERFREQUENTE ELEKTROMAGNETISCHE BEEINFLUSSUNG

## KAPAZITIVE UND INDUKTIVE BEEINFLUSSUNG VON HOCHSPANNUNGSFREILEITUNGEN

Diplomarbeit

am



Institut für  
Elektrische Anlagen

der Technischen Universität Graz

**Vorgelegt von**  
Christian Raunig

**Betreuer der Arbeit**  
Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzer  
Dipl.-Ing. Dr. techn. Clemens Obkircher

**Begutachtet durch**  
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

Graz im Februar 2010





## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, im Februar 2010

.....  
Christian Raunig

## **Danksagung**

*Die hier vorliegende Arbeit entstand im Zuge meines Studiums der Elektrotechnik am Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz unter der Leitung von Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert.*

*An dieser Stelle möchte ich meinen Dank an jene Personen richten, die die Durchführung und Erstellung dieser Arbeit unterstützt, gefördert und ermöglicht haben und mir die Möglichkeit geboten haben einen Einblick in das wissenschaftliche Arbeiten zu ermöglichen.*

*Meinen Dank möchte ich gerne an die Freunde, Kollegen und Personen, welche mich während dieses Lebensabschnittes hindurch begleitet haben richten.*

*Ganz besonders möchte ich dabei Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert für die Unterstützung, das Vertrauen und die Möglichkeit der Mitarbeit am Institut für Elektrische Anlagen nennen, ihm gilt ein besonders herzliches Dankeschön.*

*Für die Betreuung, Unterstützung, Anregungen und die Ausdauer beim Lesen dieser Arbeit, möchte ich meinen Betreuer Herrn Dr. techn. Ernst Schmutzler danken.*

*An die beiden Kollegen Dr. techn. Clemens Obkircher und Dr. techn. Georg Achleitner richte ich einen großen Dank für die gute Zusammenarbeit, Förderung, Rat bei Fragestellungen, Diskussionen und Aufnahme am Institut.*

*Nicht zu vergessen die vielen nicht namentlich genannten Kolleginnen und Kollegen am Institut.*

## Kurzfassung

**Titel:** Kapazitive und induktive Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen  
**Schlüsselwörter:** Kapazitive Kopplung, induktive Kopplung, gegenseitige niederfrequente elektromagnetische Beeinflussung, influenzierte Spannungen, Verlagerungsspannung, induzierte Ströme, Beeinflussungs-/Störströme

Das zentrale Thema dieser Arbeit behandelt die gegenseitigen niederfrequenten elektromagnetische Beeinflussung (kapazitiv und induktiv) von parallel geführten Hochspannungsfreileitungen und die damit verbundenen Auswirkungen auf den Betrieb und die Schutztechnik des beeinflussten (gelöschten) Netzes.

Bei galvanisch getrennten Leitungssystemen, die streckenweise in unmittelbarer Nähe parallel oder auf einem Gemeinschaftsgestänge geführt werden, entstehen kapazitive und induktive Kopplungen über das niederfrequente elektrische und magnetische Feld. Diese führen zu gegenseitigen Beeinflussungen der benachbarten Leitungssysteme, welche in Folge untersucht werden sollten.

Im Falle einer kapazitiven Kopplung kommt es speziell in erdschlusskompensierten Netzen zu influenzierten Sternpunktverlagerungsspannungen, welche zu einer Einschränkung des erlaubten Betriebsbereiches (Petersen-Spulenregelbereich) und zu einer Verschlechterung der Erdschlusslöschung führen können.

Wenn eine induktive Kopplung zwischen zwei galvanisch getrennten Systemen bzw. Netzen besteht, beeinflussen sich diese gegenseitig. Speziell im Fehlerfall eines beeinflussenden Systems (z.B. 1-poliger Erdkurzschluss, Doppelerdschluss) kommt es auf Grund der hohen Fehlerströme zu hohen induzierten Strömen in den benachbarten Leitungssystemen, deren Größenordnung von den beeinflussenden Strömen, den Koppelimpedanzen zwischen den beeinflussenden Systemen und den Netzimpedanzen (Längsimpedanzen, Strompfad) abhängig ist.

Durch die Berechnung der sogenannten Kopplungskoeffizienten, welche hauptsächlich durch die Geometrie der Leiterseilaufhängung (Mastkopfbild) bestimmt sind, können die auftretenden Beeinflussungen bestimmt und in Folge daraus Betriebsbereiche für beeinflusste Hochspannungsnetze ermittelt werden. Gezielte Maßnahmen wie z.B. eine verbesserte („ideale“) Phasenbelegung (Verdrillung) hinsichtlich der Kopplungen können die resultierenden Beeinflussungen reduzieren. Mittels der Berechnung und Bestimmung der gegenseitigen elektromagnetischen Beeinflussungen können Gefahren (Anlagen- und Personensicherheit) und Störungen reduziert bzw. vermieden werden.

## **Abstract**

Title: Capacitive and inductive interferences between high voltage power lines  
Keywords: Capacitive coupling, inductive (reactive) coupling, mutual low frequent electromagnetic interferences, influenced voltages, displacement voltage, induced currents, interference currents

The central theme of this diploma thesis deals with the mutual low-frequency electromagnetic interferences (capacitive and inductive coupling) of high-voltage overhead power lines that led parallel or on the same towers and the related impact on the operation and protection of the affected technology in the influenced (earth fault compensated) grid.

In the case when galvanic isolated overhead lines partly routed in immediate vicinity parallel or on the same towers there exist capacitive and inductive coupling effects because of the low-frequency electric and magnetic field around that lines. These lead to mutual influences between the neighbouring power line systems, which in consequence should be investigated.

If capacitive coupling effects occur, especially in earth fault compensated (resonant grounded) grids, neutral point displacement voltages occur because of the influenced voltages from one to another power line system. That influence leads to consequences like a negative influence on the permitted operation range in case of Petersen-coil tuning or a degrading of the self extinction of an earth fault arc.

If there is an inductive coupling effect between two galvanic isolated systems or grids, these systems influence each other. In case of failure of a system (e.g. single-phase to ground faults, cross country faults) due to the high fault currents some high induced currents in the adjacent power line systems occur. The magnitude of the induced currents mainly depends on the inducing currents, the coupling impedance between the interacting systems and network impedances (series impedances, current path).

By calculating the so-called coupling coefficients, which are mainly determined by the geometry of the arrangement of the power line conductors (conductor arrangement, tower dimensions), the interference occurring as a result of the coupling and in consequence operating ranges for influenced grids can be determined. Concrete measures including improved (ideal) phase transposition (twisting) can reduce the resulting interference. By means of the calculation and determination of the mutual electromagnetic interferences hazards (safety of electrical systems and people) and disturbances can be reduced or avoided.

## Vorwort

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Thematik der gegenseitigen niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussung (Kopplung) räumlich parallel geführter Hochspannungsfreileitungen, wobei der Fokus auf die kapazitive und induktive Beeinflussung gelegt und die ohmsche Beeinflussung nur am Rande erwähnt wird, da dies sonst den Rahmen dieser Diplomarbeit sprengen würde. Die Beeinflussung durch schräge Näherungen der Leitungen kann mit den angeführten Formelsystemen zur Bestimmung der kapazitiven und induktiven Beeinflussung ebenfalls berechnet werden, jedoch wird im einführenden Teil wegen des Umfanges nicht auf die Berechnung der Kopplungskoeffizienten bei schrägen Leitungsnäherungen eingegangen.

Es soll ein Einblick in das Thema gegeben, die Theorie sowie eine Möglichkeit zur Berechnung der Thematik angeführt und abschließend mit einigen Beispielen und Untersuchungen verdeutlicht werden. Die Anzahl der Beispiele und Illustrationen wird aufgrund des Umfanges der Arbeit gering gehalten, jedoch wird betont, dass im Zuge des praktischen Teiles Untersuchungen durchgeführt und teilweise auf Konferenzen publiziert wurden.

Da speziell Beeinflussungen zu Problemen in erdschlusskompensierter Netze führen können und diese häufig eingesetzt werden, wird der Schwerpunkt dieser Arbeit auf die Beeinflussung von Netzen mit diese Form der Sternpunktbehandlung gelegt.

Diese Arbeit baut auf Untersuchungen, Gutachten und Technischen Berichten des Institutes für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz auf.

Es sei ausdrücklich erwähnt und hingewiesen, dass mit dem Begriff „Beeinflussung“ in dieser Arbeit keinerlei Zusammenhang mit der Wirkung niederfrequenter elektrischer und magnetischer Felder auf den Menschen oder Tieren in Verbindung gebracht wird.

Christian Raunig

Graz, im Februar 2010

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Zeichenerklärungen, Begriffe und Definitionen .....</b>	<b>1</b>
1.1	Systematik der Formelzeichen .....	1
1.2	Formelzeichen und Abkürzungen.....	1
1.3	Allgemeine Begriffe und Definitionen .....	4
<b>2</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>5</b>
2.1	Hintergrund.....	5
2.2	Bedeutung .....	6
2.3	Methodik.....	7
<b>3</b>	<b>Allgemeines.....</b>	<b>8</b>
3.1	Grundlagen.....	8
3.1.1	Elektrische Beeinflussungen und deren Unterteilung .....	8
3.1.2	Beeinflussungsschema .....	10
3.2	Auswirkungen der niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussung.....	13
3.2.1	Allgemeines.....	13
3.2.2	Unterteilung der Auswirkung anhand der Sternpunktbehandlung der beteiligten Netze.....	16
3.3	Beurteilungskriterien.....	18
<b>4</b>	<b>Kenndaten von Hochspannungsleitungen und Grundlagen elektrischer Netze.....</b>	<b>20</b>
4.1	Berechnung von Leitungsparametern .....	20
4.1.1	Grundlegendes.....	21
4.1.2	Allgemeines zu Impedanzen von Hochspannungsleitungssystemen .....	34
4.1.3	Eigen- und Koppelimpedanzen von Freileitungen .....	37
4.1.4	Eigen- und Koppelimpedanzen von Hochspannungskabeln.....	43
4.1.5	Impedanzmatrix.....	45
4.1.6	Symmetrische Komponenten der Phasenimpedanzen .....	47
4.1.7	Erd- und Koppelkapazitäten von Freileitungen .....	48
4.1.8	Erd- und Koppelkapazitäten von Kabeln.....	56
4.1.9	Teil-, Betriebs-, Erd- und Symmetrische Kapazitäten .....	58
4.1.10	Matrix der kapazitiven Admittanzen einer Leitungsconfiguration .....	61
4.2	Sternpunktbehandlung in elektrischen Netzen.....	62
4.2.1	Netze mit isoliertem Sternpunkt .....	63
4.2.2	Netze mit Erdschlusskompensation .....	64
4.2.3	(Mittel-)Niederohmige bzw. starre Sternpunkterdung .....	65
4.3	Innere (kapazitive) Unsymmetrie.....	66
4.4	Äußere Unsymmetrie .....	69



4.5	Kapazitiver Erdfehlerstrom ( $I_{CE}$ ) .....	69
4.6	Verstimmung ( $v$ ) .....	70
4.7	Dämpfung ( $d$ ) .....	70
4.8	Verlagerungsspannung ( $U_{NE}$ ) bzw. Nullspannung ( $U^0$ ) .....	71
4.9	Erdschlussreststrom ( $I_{Rest}$ ).....	72
4.10	Löschgrenze.....	72
4.11	Einstellung von Erdschlusskompensationsspulen.....	73
4.12	Resonanzkurven .....	75
<b>5</b>	<b>Kapazitive Beeinflussung .....</b>	<b>76</b>
5.1	Kapazitive Admittanzen des Netzes .....	76
5.1.1	Kapazitätskoeffizienten von Freileitungs- und Kabelstrecken.....	76
5.1.2	Matrix der kapazitiven Admittanzen .....	78
5.1.3	Zusätzliche Admittanzen des Netzes .....	79
5.2	Formelsysteme und Ersatzschaltung zur Bestimmung der kapazitiven Beeinflussung.....	84
5.2.1	Zur Problemlösung.....	84
5.2.2	Bestimmung der influenzierten Nullspannung (Sternpunkt- verlagerungsspannung) in resonant geerdeten Netzen .....	85
5.3	Berechnung der unterschiedlichen Beeinflussungsfälle .....	90
5.3.1	Nullsystem-Ersatzschaltung der gekoppelten Netze.....	90
5.3.2	Erweiterungen und Ergänzungen.....	92
5.4	Formelsysteme zur Ermittlung der kapazitiven Beeinflussung zwischen zwei Netzen .....	95
5.4.1	Kapazitive Beeinflussung des Netz B mit Erdschlusskompensation, durch ein starr geerdet Netz A .....	96
5.4.2	Kapazitive Beeinflussung der Netze A und B, beide mit Erdschlusskompensation .....	97
5.5	Auswirkungen der kapazitiven Kopplung - Beeinflussung.....	99
5.5.1	Resonanzkurve der Sternpunktverlagerungsspannung .....	100
5.5.2	Erlaubter (theoretischer) Kompensationsbereich bei Erdschlusslöschung ....	103
5.5.3	Einfluss der kapazitiven Kopplung auf den erlaubten Kompensationsbereich	105
5.5.4	Schalthandlungen .....	107
5.5.5	Einflussfaktoren auf die Ergebnisse.....	109
<b>6</b>	<b>Induktive Beeinflussung .....</b>	<b>110</b>
6.1	Einführung .....	110
6.2	Berechnung der induktiven Kopplung .....	111
6.2.1	Allgemeines.....	111
6.2.2	Impedanzmatrix.....	113
6.2.3	Anwendung auf das Gesamtnetz .....	114

6.2.4	Formelsystem.....	117
6.3	Induktive Beeinflussung .....	123
6.3.1	Betriebszustand der Netze bzw. Systeme .....	123
6.3.2	Ein Beispiel für die induktive Beeinflussung zweier Systeme .....	127
6.4	Bestimmung der induktiven Beeinflussung mit Hilfe von Simulationstools .....	128
6.4.1	Vorteile der Simulationsumgebung .....	129
6.4.2	Beschreibung des Simulationsmodelles .....	129
<b>7</b>	<b>Maßnahmen zur Reduktion von Beeinflussungen .....</b>	<b>131</b>
7.1	Möglichkeiten zur Reduktion von Beeinflussungen.....	132
7.1.1	Verdrillung von Leitungsabschnitten .....	133
7.1.2	Phasenfolgetausch.....	134
7.1.3	Vertauschen der Systeme.....	135
7.1.4	Einsatz von Hochspannungskabeln .....	135
7.1.5	Mastbauform .....	136
7.1.6	Einsatz von zusätzlichen Erdseilen oder aktiven Kompensationsleitern.....	136
7.2	Eine Methode zur Minimierung der kapazitiven Beeinflussung.....	137
7.2.1	Validation der Ergebnisse .....	138
7.2.2	Reduktion der Auswirkung der kapazitiven Beeinflussung .....	140
7.3	Weitere Beispiele und Illustrationen .....	141
7.4	Schlussfolgerung.....	149
<b>8</b>	<b>Auswirkungen von Kopplungen auf die verwendete Schutztechnik .....</b>	<b>150</b>
8.1	Auswirkungen der kapazitiven Kopplung .....	151
8.1.1	Erhöhte Verlagerungsspannung durch innere (kapazitive) Unsymmetrie und kapazitive Kopplungen .....	151
8.1.2	Einwirkung der influenzierten Störströmen .....	152
8.2	Auswirkungen der induktiven Kopplung .....	153
8.3	Schlussfolgerung.....	155
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung, Diskussion und Ausblick.....</b>	<b>156</b>
9.1	Zusammenfassung.....	156
9.2	Diskussion .....	158
9.3	Ausblick .....	160
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>161</b>

# 1 Zeichenerklärungen, Begriffe und Definitionen

## 1.1 Systematik der Formelzeichen

$x$	Skalar
$\underline{X}$	Komplexe Größe
$\mathbf{x}$	Matrix
$\tilde{\mathbf{X}}$	Reduzierte Matrix (z.B. Reduktion um die Wirkung des Erdseiles)
$\mathbf{X}^S$	Matrix der symmetrischen Komponenten
$X^{0(1,2)}$	Null- (Mit- oder Gegen-)system der symmetrischen Komponenten
$X_{AB}$	Kopplung von Netz A auf das Netz B
$X_{ab}$	Kopplung von Leitungssystem a auf das Leitungssystem b
$X_{12}$	Kopplung des Leiters 1 auf den Leiter 2 eines Systems
$X_{AB}^{01}$	Kopplung des Nullsystems des Netzes A auf das Mitsystem des Netzes B

## 1.2 Formelzeichen und Abkürzungen

$A$	Querschnittsfläche in $\text{mm}^2$
$A, B, \dots$	Bezeichnung der an der Kopplung beteiligten Netze, sortiert nach der Spannungsebene (z.B.: $A = 380 \text{ kV}$ , $B = 110 \text{ kV}$ etc.)
$a, b, \dots$	Leitungssysteme der an der Kopplung beteiligten Netze
$B$	magnetische Flussdichte in T
$C'$	Kapazitätsbelag in F
$C^0$	Nullkapazität der Leitung (entspricht der Erdkapazität) in F
$C_E$	Erdkapazität der Leitung (entspricht der Nullkapazität) in F
$C_K$	Koppelkapazitäten zwischen den einzelnen Leitern in F
$C_{vE}$	Teilkapazitäten zwischen Leiter $v$ und Erde (Leiter-Erde-Kapazität) in F
$C_{v\mu}$	Teilkapazitäten zwischen Leiter $v$ und Leiter $\mu$ (Koppelkapazität) in F
$\underline{C}_{AA}^S$	Matrix der symmetrischen Komponenten der Netzkapazitäten
$\underline{C}_{AB}^S$	Matrix der symmetrischen Komponenten der Koppelkapazitäten zwischen den Netzen bzw. Netzbereichen mit Parallelführung
$d$	Dämpfung in pu
$d_{v\mu}$	Abstand der Leiter $v$ und $\mu$ untereinander in m
$D_{v\mu}$	Abstand der Leiter zu den Spiegelleitern in m
$D_e$	Erdrückstromtiefe (Äquivalenter Abstand zum Erdrückleiter) in m
$\bar{D}$	elektrische Flussdichte in $\text{C/m}^2$ bzw. $\text{As/m}^2$
$e$	Euler'sche Zahl ( $e = 2,7183$ )
$\bar{E}$	elektrisches Feld in $\text{V/m}$
$f$	Frequenz bzw. Betriebsfrequenz der Netze in Hz

$f_{\max}$	Maximaler Seildurchhang in Spannfeldmitte in m
$G'$	Querableitbelag in S
$\underline{G}^S$	Matrix der symmetrischen Komponenten der Konduktanz (Querableitung)
$h$	Elektrische Ersatzhöhe des Leiterseils für Kapazitätsberechnungen in m
$H$	Höhe in m
$H$	magnetische Feldstärke in $A \cdot m^{-1}$
$I$	Strom bzw. Stromstärke in A
$I_{CE}$	kapazitiver Erdfehlerstrom in A
$I_L$	induktiver Löschpulenstrom in A
$I_G$	Löschgrenze (laut ÖVE-B1/1976, 132 A für 110-kV-Netze)
$I_{Rest}$	Erdschlussreststrom in A
$I_u$	Unsymmetriestrom des Netzes C in A
$I_{A(A)}^0$	Nullstrom im Netz A hervorgerufen durch das aktive Netz A in A
$I_{B(A)}^0$	Nullstrom im Netz B hervorgerufen durch das aktive Netz A in A
$j$	imaginäre Einheit
$J$	Stromdichte in $A \cdot m^{-2}$
$K$	Kapazitätskoeffizient in F
$\underline{K}_{AA}^S$	Matrix der Kapazitätskoeffizienten der Netze in symmetrischen Komponenten
$\underline{K}_{AB}^S$	Matrix der Koppelkapazitätskoeffizienten in symmetrischen Komponenten
$k$	Unsymmetriefaktor in pu
$l$	Länge in m
$l_K$	Länge der Isolator-kette in m
$L'$	Induktivitätsbelag in H
$L_M$	Induktivität der Löschspule in H
$\rho$	Impedanzverhältnis
$P$	Potentialkoeffizient in $F^{-1}$
$P_{nat}$	Natürliche Leistung bei reellen Wellenwiderstand in W
$q$	Elektrische Ladung in C
$\underline{q}^S$	Symmetrischen Komponenten der Ladungen
$r_B$	Wirksamer Ersatzradius des Bündelleiters in m
$r_L$	Teilleiterradius in m
$r_T$	Radius, auf welchem die Teilleiter eines Bündelleiters liegen in m
$R'$	Widerstandsbelag in $\Omega$
$R$	Ohmscher Widerstand in $\Omega$
$R_\vartheta$	Widerstand des Leiters in Abhängigkeit der Temperatur $\vartheta$ in $\Omega$
$R_{90}$	Widerstand des Leiters bei der Ausgangstemperatur $\vartheta_0$ (meist $20^\circ C$ ) in $\Omega$
$R_M$	ohmscher Querableitwiderstand der Erdschlusskompensationsspule in $\Omega$
$S_{nat}$	Natürliche Scheinleistung in Va
$\underline{S}$	Symmetriermatrix zur Transformation in symmetrische Komponenten

$\underline{\mathbf{I}}$	Entsymmetriermatrix zur Rücktransformation in Phasengrößen
$U_B$	Berührungsspannung in V
$U_E$	Erdungsspannung in V
$U_S$	Schrittspannung in V
$U_{T(x)}$	Erdoberflächenpotential gegen ferne Erde (neutrale Zone) in V
$U_N$	Nennspannung in V
$U_{LE}$	Leiter-Erde-Spannung in V
$\underline{\mathbf{U}}^S$	Symmetrischen Komponenten der Netzspannungen
$\underline{U}_{A(A)}^0$	Nullspannung im Netz A hervorgerufen durch das aktive Netz A in V
$\underline{U}_{B(A)}^0$	Nullspannung im Netz B hervorgerufen durch das aktive Netz A in V
$v$	Verstimmung in pu
$X$	Reaktanz in $\Omega$
$X_i'$	Spezifische innere Reaktanz eines Leiters in $\Omega/\text{km}$
$\underline{\mathbf{Y}}$	Admittanzmatrix
$\underline{\mathbf{Y}}^S$	Matrix der symmetrischen Komponenten der Admittanzen
$\underline{Y}_M$	Sternpunktadmittanz einer Petersenspule in S
$\underline{\mathbf{Z}}$	Impedanz in $\Omega$
$\underline{Z}_E$	Sternpunkts- bzw. Erdimpedanz mit konzentrierter Erdimpedanz in $\Omega$
$\underline{Z}_W$	Wellenwiderstand in $\Omega$
$\underline{Z}_M$	Impedanz der Löschspule in $\Omega$
$\alpha$	Linearer Temperaturkoeffizient des Widerstandes in $\text{K}^{-1}$
$\varepsilon_0$	Dielektrizitätskonstante im Vakuum $\varepsilon_0 = 8,85432 \cdot 10^{-12}$ in F/m
$\varepsilon_r$	Relative Dielektrizitätskonstante
$\delta_e$	Eindringtiefe des Erdrückstromes ins Erdreich in m
$\rho$	Spezifischer Widerstand eines Leitermaterials in $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ Spezifischer Bodenwiderstand des homogenen Erdreiches in $\Omega\text{m}$
$\vartheta_0$	Bezugstemperatur in K
$\vartheta$	Temperatur in K
$\omega$	Kreisfrequenz ( $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ )
$\mu_0$	Induktionskonstante ( $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ ) in Vs.A.m <sup>-1</sup>
$\mu_r$	Relative Permeabilität
$\gamma$	Bessel'sche Konstante ( $\gamma = 1,7811$ )
$\varphi$	Leitungswinkel in Grad

*Anmerkung: In der vorliegenden Arbeit werden die wichtigsten Formelzeichen unterhalb der Formeln angeführt und aufgezählt. Deshalb werden hier nicht alle Formelzeichen sondern nur die wichtigsten für das Verständnis angeführt.*

### 1.3 Allgemeine Begriffe und Definitionen

Die **Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)** beschäftigt sich mit der wechselseitigen Wirkung zwischen elektrischen Geräten/Anlagen aufgrund elektrischer oder elektromagnetischer Effekte. Es können störende Effekte aufgrund von Kopplungserscheinungen auftreten, welche negative Auswirkungen auf den Betrieb haben können.

Unter **Beeinflussung** wird im Allgemeinen die elektrische Einwirkung einer Starkstromanlage auf eine andere Einrichtung (z.B. Steuerleitungen, Rohrleitungen, Fernmeldeeinrichtungen etc.) oder auf den Menschen durch Kopplung über das elektrische, magnetische oder das quasi-stationäre elektrische Strömungsfeld im Erdreich verstanden.

Als **kapazitive Kopplung** wird jene Beeinflussung bezeichnet die über das elektrische Feld entsteht. Es werden hier Spannungen von einer elektrischen Anlage auf eine weitere im Wirkungsfeld der beeinflussenden Anlage befindliche Einrichtung influenziert.

Von einer **induktive Kopplung** kann gesprochen werden, wenn über das magnetische Feld einer elektrischen Anlage eine Kopplung besteht. Über die Koppelimpedanzen werden beeinflussende Ströme induziert, welche in Abhängigkeit von der Erdung der Leitungssysteme zu unerwünschten Spannungen oder Ströme (beidseitig geerdet) führen.

Unter dem Begriff **Langzeitbeeinflussung** wird die Beeinflussung im normalen Betriebszustand der beeinflussenden Einrichtung angesehen. Diese ist eine dauernd auftretende Beeinflussung, z.B. durch den Normalbetrieb einer Hochspannungsleitung im Falle der kapazitiven Beeinflussung oder durch den Lastfluss im Zuge der induktiven Beeinflussung. Die Langzeitbeeinflussung wird auch als „Normalbetrieb“ bezeichnet.

Die **Kurzzeitbeeinflussung** ist jene Beeinflussung, die im Fehlerfall (z.B. bei Erdkurzschluss, Erdschluss, Doppelerdschluss etc.) der beeinflussenden Anlage auftritt. Wie der Name bereits aussagt, tritt diese Form der Beeinflussung nur kurzzeitig<sup>1</sup> auf, weist aber im Gegensatz zur Langzeitbeeinflussung höhere Beeinflussungswirkungen auf. Die Kurzzeitbeeinflussung wird auch als „Betrieb im Fehlerfall“ bezeichnet.

---

<sup>1</sup> Eine Ausnahme stellt hier der Erdschluss in einem gelöscht betriebenen Netz dar. Diese können ja unter Einhaltung der Normen weiter betrieben werden. Dies wird bei der kapazitiven Beeinflussung durch gelöscht betriebene Netze bedeutend, die Auswirkung hinsichtlich der induktiven Beeinflussung ist abhängig von den auftretenden Fehlerströmen (z.B. Netzausdehnung, hoher Kabelanteil etc.)

## 2 Einleitung

### 2.1 Hintergrund

Elektrische Energie wird im klassischen Sinne in Kraftwerken (Quelle) erzeugt und über Transport-, Verteiler-, (Mittel- und Niederspannungsnetze) bis hin zum Verbraucher (Senke) transportiert. Diese zusammenhängenden elektrischen Netze eines oder verschiedener Netzbetreiber bestehen in der Regel aus mehreren voneinander galvanisch getrennten Leitungssystemen. In vielen Fällen müssen diese galvanisch isolierten Leitungssysteme verschiedener Netze (unterschiedliche Spannungsebenen z.B. 380/220/110-kV und/oder Frequenzen z.B. 16,7/50 Hz) aus Gründen der Raumplanung streckenweise in unmittelbarer Nähe parallel oder auf einem gemeinsamen Gestänge (Freileitungsmasten) sogenannte Gemeinschaftsleitung geführt werden, wodurch die Kopplung dieser Netze durch das elektrische und magnetische Feld von Bedeutung wird.

Auch der Druck der Bevölkerung, die den unpopulären aber nötigen Ausbau von Energieanlagen zu verhindern versucht, macht die Planung und Ausführung von neuen einzeln geführten Leitungsprojekten immer schwieriger (als Beispiel kann hier der 380-kV-Ringschluss in Österreich herangezogen werden, welcher teilweise als Gemeinschaftsleitungen geplant bzw. ausgeführt wird).

Diese Gründe führen auch zum Zwang, den Bau von Gemeinschaftsgestängen zu intensivieren, wobei die sich dabei ergebenden technischen Fragen beantwortet und geklärt werden müssen, um Probleme beim Betrieb dieser sich beeinflussenden Abschnitte zu vermeiden bzw. einzugrenzen.

Die hier vorliegende Diplomarbeit behandelt das Thema „kapazitive und induktive Beeinflussung von Hochspannungsleitungen“ und setzt sich mit einer technischen Betrachtung der sich aus der Parallelführung von Hochspannungsleitungen ergebenden Fragen auseinander.

Durch die räumliche Nähe (z.B. Gemeinschaftsgestänge, engen Leitungstrassen) von Hochspannungsleitungen treten niederfrequente elektromagnetische Kopplungen zwischen den Leitungen bzw. Leitungssystemen auf. Diese Kopplungen führen zu Beeinflussungen im benachbarten galvanisch getrennten System und müssen für den Normalbetrieb und den Betrieb im Störfall (verschiedene Fehlerszenarien) untersucht werden, da sie Auswirkungen auf den Betrieb des beeinflussten Netzes haben. Besonders die Beeinflussung durch den kurzzeitigen Betrieb im Fehlerfall der beeinflussenden Leitung kann zu Problemen führen.

Die Auswirkungen der Beeinflussung sind von vielen verschiedenen Faktoren, wie z.B. von der Art der Sternpunktterdung der Netze, der Netzausdehnung des beeinflussten Netzes, von auftretenden Last- und Stromfluss und der Netzkonfiguration abhängig.

Mithilfe der Berechnung der Kopplungskoeffizienten kann die Beeinflussung analysiert werden. Des Weiteren können Maßnahmen (z.B. Verdrillungen und Phasenfolgetausch an bestimmten Positionen im Netz) gefunden werden, die zur Minimierung der Beeinflussung und einen einfacheren Netzbetrieb führen.

Durch die kapazitive und induktive Beeinflussung können Probleme im Betrieb von elektrischen Netzen auftreten. Daher ist eine Beachtung der Beeinflussung von parallelgeführten Leitungssystemen notwendig. Speziell das erdschlusskompensierte Netz kann dafür als Beispiel angesehen werden. In Netzen mit dieser Betriebsform kommt es durch die kapazitive Kopplung zu Verlagerungsspannungen und zu weiteren Auswirkungen, die einen Einfluss auf die Erdschlusslöschung haben können.

Durch Berechnung können die Rahmenbedingungen für den Betrieb des beeinflussten Netzes und die dort betriebenen Peripheriegeräte wie z.B. Schutzgeräteeinstellungen oder erlaubte Löschspuleneinstellbereiche (der sogenannte erlaubte Kompensationsbereich für gelöscht betriebene Netze) festgelegt werden.

Wenn gegenseitige Beeinflussungen zu erwarten sind, ist es von Vorteil, diese bereits in der Planungsphase eines Leitungsprojektes zu berechnen und zu berücksichtigen, da zu diesem Zeitpunkt noch geeignete Maßnahmen zur Reduktion der Beeinflussung erarbeitet und vorgenommen werden können.

## **2.2 Bedeutung**

In mitteleuropäischen Ländern<sup>2</sup> wird die Erdschlusskompensation als Betriebsform für Mittelspannungsnetze und Verteilernetze (bis zu einer Betriebsspannung von 110 kV) weitverbreitet eingesetzt. Durch den häufigen Einsatz dieser Betriebsform speziell in den 110-kV-Verteilernetzen kommt es in vielen Fällen zu Parallelführungen mit galvanisch getrennten Netzen höherer oder gleicher Spannungsebenen, wobei dabei durch die räumliche Nähe dieser galvanisch getrennten Netze relevante Kopplungserscheinungen auftreten. Auch werden viele neue Leitungsprojekte höhere Spannungsebene (z.B. 380-kV-Leitungen) als Gemeinschaftsleitungsprojekte geplant und ausgeführt.

Da gerade in erdschlusskompensierten Netzen durch die gegenseitige kapazitive Beeinflussungen von Hochspannungsfreileitungen Probleme (wie z.B. hohe unzulässige

---

<sup>2</sup> Im gesamten europäischen Bereich sind die „gelöschten“ Netze (Netze mit resonant geerdeten Sternpunkt, Erdschlusskompensation) im Vormarsch, da diese Netzbetriebsform ein hohes Maß an Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit bereitstellt.



Sternpunktverlagerungsspannungen) auftreten können, ist es sinnvoll, eine Betrachtung dieser Beeinflussungsform zu untersuchen.

Die Bedeutung der induktiven Beeinflussung z.B. Rohrleitungsbeeinflussung, aber im Besonderen auch die hier vorliegend behandelte gegenseitige induktive Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen (bzw. Netzen mit hohem Freileitungsanteil) stellt ein zu behandelndes Thema speziell für den Betrieb im Fehlerfall des beeinflussenden Netzes bzw. Leitungsabschnittes (hohe induzierende Fehlerströme) dar. Es muss nicht speziell erwähnt werden, dass durch den Stromfluss einer sich im Betrieb befindlichen Leitung, Ströme in parallelgeführte Systeme induziert werden. Diese induzierten Ströme können je nach Schaltzustand (geerdet oder in Betrieb) zu gefährliche Spannungen oder Strömen führen, welche abhängig von der erstreckenden Länge der Parallelführung sowie der Phasenbelegung zu Netzurückwirkungen und Störungen im beeinflussten Netz führen.

Aufgrund dieser Auswirkungen der Beeinflussung parallelgeführter galvanisch getrennter Leitungssysteme ist eine Betrachtung dieses Themas von Bedeutung, besonders wenn sich die Parallelführung über eine „lange“ Strecke mit wenigen Verdrillungspunkten erstreckt. Nicht außer Acht zu lassen ist auch die Personengefährdung durch Influenz- und Induktionswirkungen, wenn in der Nähe von Hochspannungsleitungen gearbeitet wird. Dieser Umstand ist speziell bei Arbeiten an Freileitungssystemen durch Monteure zu beachten, wenn sich in der unmittelbaren Nähe bespannte und stromführende Hochspannungsleitungssysteme befinden.

### **2.3 Methodik**

Für die Lösung der Aufgabenstellung und Erreichung des Zieles wird zuerst eine umfassende Literaturstudie durchgeführt. Grundlage dafür sind Bücher, Vorlesungsunterlagen, Technische Berichte und Gutachten zur Thematik, aber auch Diskussionen im Laufe der Erstellung der Arbeit. Im Literaturverzeichnis befinden sich die wichtigsten angeführt.

Aufbauend auf die Literaturstudie wird ein Konzept entwickelt, um die Beeinflussungen mit geringstem möglichem Aufwand (und entsprechend hoher Effizienz) zu bestimmen, um dann anschließend die Auswirkungen zu studieren und Methoden zur Minimierung zu entwickeln und überprüfen zu können.

Im Zuge dieser Arbeit wurde ein Matlab<sup>®</sup>-Skript zur Bestimmung der kapazitiven und induktiven Beeinflussung geschrieben, welches auf den Grundlagen dieser Arbeit basiert.

## 3 Allgemeines

In diesem Kapitel wird eine kurze Einleitung in die Formen der klassischen elektrischen Beeinflussungen gegeben. Es werden Begriffe wie z.B. das Beeinflussungsschema erklärt und die Beeinflussungsmöglichkeiten von galvanisch getrennten Netzen angeführt. Den Abschluss bilden die erarbeiteten Beurteilungskriterien.

### 3.1 Grundlagen

#### 3.1.1 Elektrische Beeinflussungen und deren Unterteilung

Unter der elektrischen Beeinflussung wird im klassischen Sinn die Beeinflussung von einer Starkstromanlage auf andere Einrichtungen wie Telekommunikationsanlagen, elektrische Anlagen oder auf den Menschen<sup>3</sup> verstanden. Wobei diese Beeinflussungen durch Kopplungen über das elektrische, magnetische oder stationäre elektrische Strömungsfeld verursacht werden.

Die elektrischen Beeinflussungen können laut Abbildung 3-1 folgend unterteilt und angegeben werden:

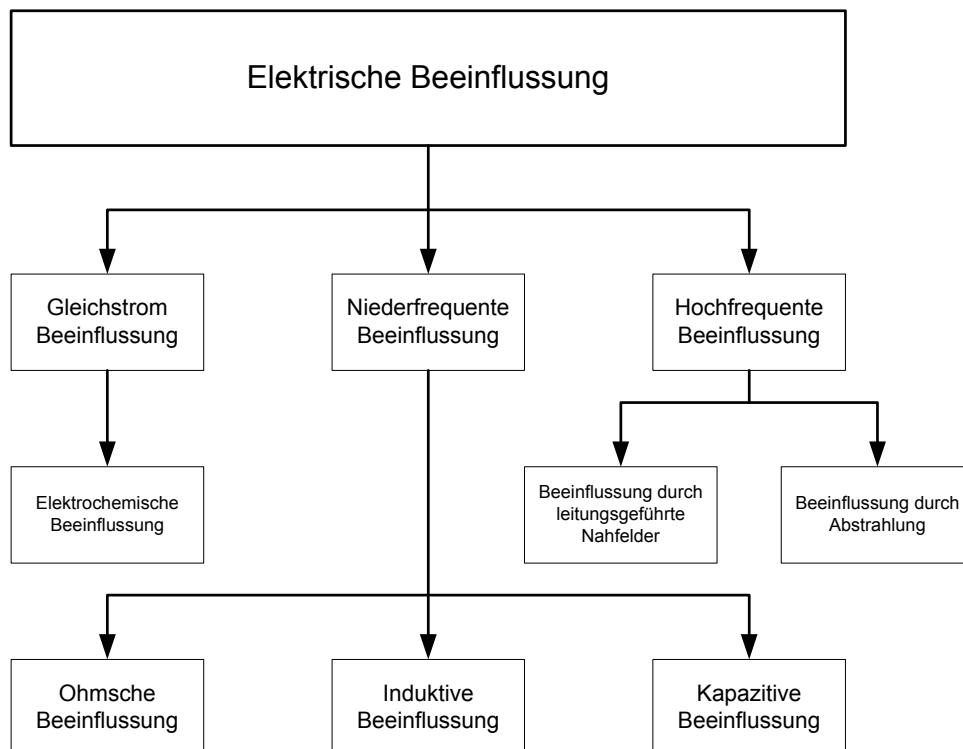


Abbildung 3-1: Grobe Unterteilung der verschiedenen elektrische Beeinflussungsformen

<sup>3</sup> Die Beeinflussung von Energieanlagen auf den Menschen und Tiere ist nicht Thema dieser Arbeit und wird daher auch nicht in dieser behandelt oder erwähnt.

Die elektrische Beeinflussung kann in drei Unterkategorien eingeteilt werden. Die Bezeichnungen dieser Unterkategorien ergeben sich aus den betrachteten Frequenzbereichen der beeinflussenden elektrischen Anlagen und können wie folgt unterteilt werden:

Die **Gleichstrombeeinflussung** beinhaltet alle Beeinflussungen, welche durch Gleichströme (vor allem im Erdreich) hervorgerufen werden. Hierzu zählen Beeinflussungen durch Gleichstromanlagen, Gleichstrombahnen und auch Anlagen zur Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).

Die **niederfrequente Beeinflussung** beschreibt die Einwirkungen von Bahnsystemen (z.B. 16,7-Hz), 50- oder 60-Hz-Energiesystemen und deren Oberschwingungen bis zu 10 kHz. Es kann eine weitere Unterteilung in ohmsche, kapazitive und induktive Beeinflussung vorgenommen werden, diese weitere Unterteilung resultiert aus der Kopplungsart. Die Kopplungsarten sind:

- das elektrische Feld,
- das magnetische Feld und
- das quasistationäre elektrische Strömungsfeld.

Die **hochfrequente Beeinflussung** beinhaltet alle Beeinflussungen, welche von einer Anlage mit einer Frequenz von 10 kHz oder höher ausgehen. Sie werden in leitungsgebundene und strahlungsgebundene Störaußendung unterteilt.

Diese Arbeit befasst sich im speziellen mit der niederfrequenten Beeinflussung von Hochspannungsleitungen, im Detail mit der kapazitiven und induktiven Beeinflussung dieser Anlagen und deren Auswirkungen auf den Betrieb elektrischer Netze, die aufgrund auftretender Kopplungen über kapazitive und induktive Widerstände gegeben sind. In den nächsten Punkten werden kurz allgemeine Grundlagen zur gegenseitigen Beeinflussung von Hochspannungsleitungen angeführt.

### 3.1.2 Beeinflussungsschema

Es kann im Allgemeinen ein Schema der Beeinflussung angegeben werden. Hierfür wird eine beeinflussende Größe, z.B. eine Starkstromanlage (Beeinflussungsquelle), definiert bzw. angenommen, dass diese auf eine Beeinflussungssenke (beeinflusste Größe) wie z.B. eine Fernmeldeanlage oder eine andere elektrische Anlage wirkt.

Im Falle von Mehrfachbeeinflussungen (z.B. Beeinflussung durch mehrere getrennte Hochspannungsleitungen oder -systeme auf die untersuchte Leitung bzw. das untersuchte System sind alle beeinflussenden Quellen abzubilden und zu berücksichtigen, da die resultierende Beeinflussung durch alle Quellen entsteht<sup>4</sup>.

Die Bezeichnung beeinflussende Anlage und beeinflusste Anlage rührt aus der Beeinflussung von Fernmeldeeinrichtungen durch Starkstromanlagen (keine Rückwirkung der Fernmeldeeinrichtung auf die beeinflussende Starkstromanlage zu erwarten). Bei der wechselseitigen Beeinflussung von Hochspannungsleitungen wird diese Bezeichnung beibehalten, es muss jedoch berücksichtigt werden, dass Rückwirkungen zwischen den gekoppelten Netzen oder Systemen auftreten können, die nicht vernachlässigbar sind.

Bei der vorliegenden Betrachtung von galvanisch getrennten Hochspannungsleitungssystemen in dieser Arbeit wird folgendes definiert:

- Das Netz, von welchem die Wirkung ausgeht (Quelle), wird als beeinflussendes Netz bezeichnet, z.B. ein Netz mit starrer Sternpunktterdung.
- Das zu untersuchende Netz, in welchem eine nennenswerte Auswirkung in Erscheinung tritt, z.B. ein erdschlusskompensiertes Netz, wird als beeinflusstes Netz bezeichnet.

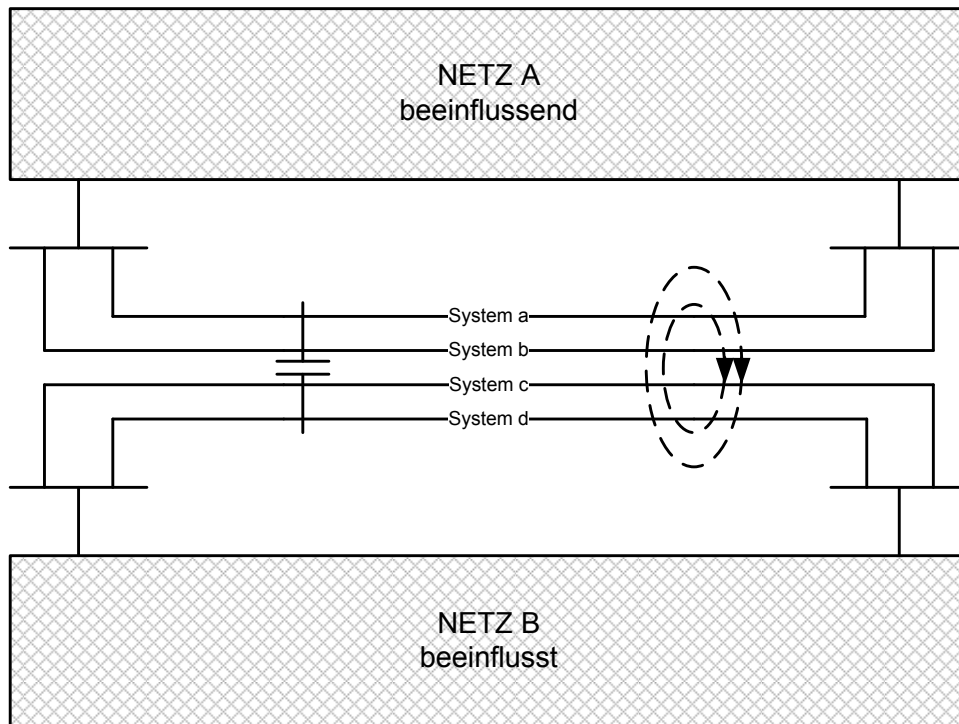
In bestimmten Netzformen wie der starren (niederohmigen) Sternpunktterdung treten aufgrund der Sternpunktbehandlung, keine nennenswerten Beeinflussungen auf bzw. bei der gegenseitigen Betrachtung der Beeinflussung können die Rückwirkungen aufgrund dessen, dass keine nennenswerten Auswirkungen auftreten vernachlässigt werden (siehe auch 3.2 Auswirkungen der niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussung, Seite 13).

---

<sup>4</sup> Bei Mehrfachbeeinflussungen sollte speziell die einzelne Beeinflussung aller Quellen bzw. auch unterschiedlicher Betriebszustände untersucht werden, da sich bei Mehrfachbeeinflussungen bessere Situationen ergeben können als bei der Beeinflussung durch einzelne Beeinflussungsquellen (Wirkungen heben sich teilweise auf oder verstärken sich).

---

Das grundlegende einfache Beeinflussungsschema zwischen zwei Netzen (A und B) mit gekoppelten Leitungssystemen kann prinzipiell wie folgt graphisch dargestellt werden:



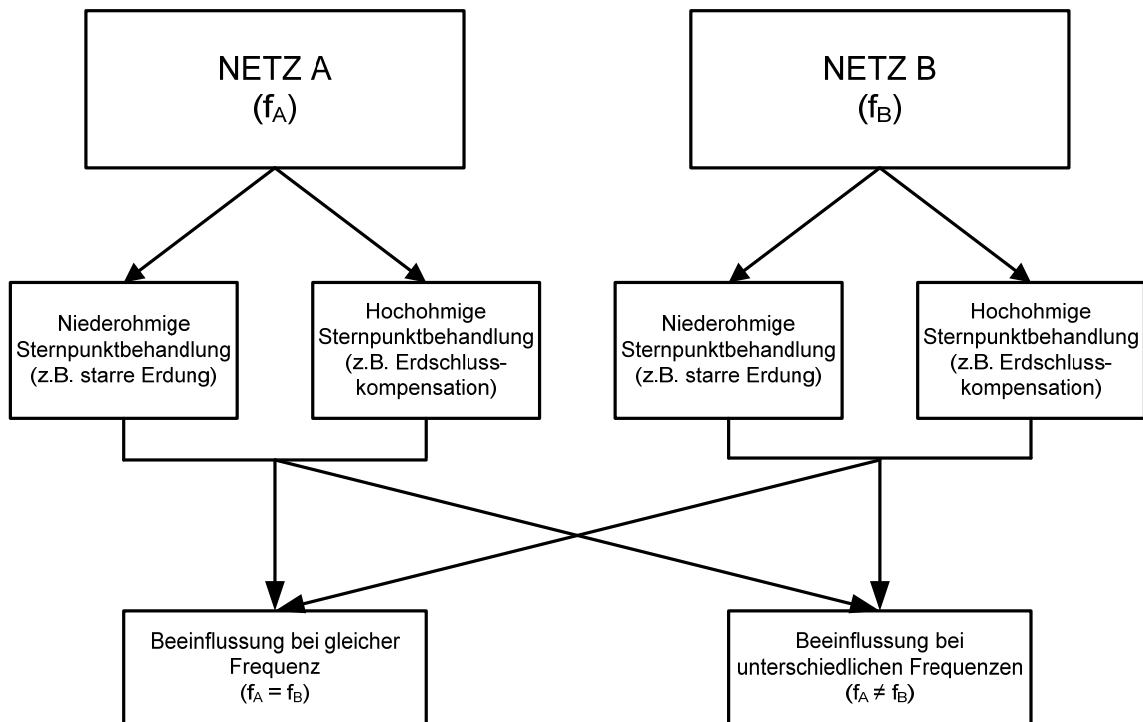
**Abbildung 3-2: Prinzipielles Beeinflussungsschema von zwei galvanisch getrennten elektrischen Netzen, welche streckenweise durch eine Parallelführung von Leitungssystemen kapazitiv und induktiv gekoppelt ist**

In der oben angeführten Abbildung 3-2 ist das Beeinflussungsschema von zwei galvanisch getrennten elektrischen Netzen zu sehen. Die streckenweise Kopplung der parallel geführten Leitungssysteme erfolgt hier durch das elektrische und magnetische Feld (stellvertretend dargestellt durch das Symbol eines Kondensators und durch die Feldlinien des magnetischen Feldes).

Die beiden elektrischen Anlagen können auch unterschiedliche Netzfrequenzen aufweisen, wie das z.B. bei einer Starkstromanlage (50 Hz) und einer Bahnversorgungseinrichtung (z.B. 16,7 Hz in Österreich) der Fall sein kann.

Im Folgenden werden die Möglichkeiten der Beeinflussung zwischen zwei getrennten elektrischen Netzen dargestellt. Es wird dabei zwischen einem Netz A und einem Netz B unterschieden. Diese beiden Netze können unterschiedliche Sternpunktbehandlungen und/oder Frequenzen aufweisen. Hierbei wird auf die Art der Beeinflussung (kapazitiv oder induktiv) noch nicht im Detail eingegangen.

Es können aus der unten angeführten Abbildung 3-3 die gegenseitigen Beeinflussungsmöglichkeiten von zwei galvanisch getrennten Netzen mit streckenweiser Parallelführung von Leitungssystemen abgelesen werden:



**Abbildung 3-3: Beeinflussungsmöglichkeiten von zwei galvanisch getrennten Netzen [18]**

$f_{A,B}...$  Netzfrequenz des jeweiligen Netzes in Hz

## 3.2 Auswirkungen der niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussung

### 3.2.1 Allgemeines

Die Auswirkung der niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussung (z.B. durch Anlagen der Bahnstromversorgung oder Energienetzen) kann prinzipiell in die einzelnen Auswirkungen der drei Beeinflussungsformen (kapazitiv, induktiv und ohmsch) unterteilt werden, da die durch die unterschiedlichen Beeinflussungsarten verschiedenen Auswirkungen resultieren.

Hinsichtlich der Wirkung der Beeinflussung kann man eine Unterteilung anhand der Sternpunktbehandlung der beteiligten Netze vornehmen. Diese Unterteilung jedoch kann (muss) nochmals weiter aufgesplittete werden, da besonders bei der induktiven Beeinflussung zwischen sogenannten „schweren Leitungen“<sup>5</sup> unterschieden werden muss.

Im Zuge der **kapazitiven Beeinflussung** wird über das elektrische Feld zwischen den einzelnen Leitern der Leitungssysteme eine Spannung influenziert, die einen Strom (Unsymmetriestrom) zur Folge hat. Dieser influenzierte Unsymmetriestrom verursacht einen Spannungsabfall (Sternpunktverlagerungs- bzw. Nullspannung) über die Sternpunktimpedanz (Nullsystem) des Netzes. Es kann zu ungewünscht hohen Verlagerungsspannungen und in Folge zu Anregungen von Schutzgeräten (z.B. Schutzgeräte zur Erdschlussortung und -anzeige), Ansprechen von Überspannungsableitern, Verschlechterung der Erdschlusslöschung und Netzurückwirkungen kommen. Hauptsächlich tritt eine Auswirkung im Nullsystem in Erscheinung, da durch die Größe der influenzierten Störströme, die auftretenden Spannungsabfälle an den Längsimpedanzen (Mitsystem) vernachlässigbar klein sind.

Jeder stromdurchflossene Leiter hat ein Magnetfeld zur Folge, es entsteht eine **induktive Beeinflussung**. Eng benachbarte, parallelgeführte Leitungssysteme beeinflussen sich über die magnetischen Kopplungen der einzelnen Leiter (induktive Kopplung). Drehstromsysteme verursachen ein magnetisches Wechselfeld, welches nach dem Induktionsgesetz in einer ruhenden Leiterschleife eine Spannung induziert, die in einem geschlossenen Strompfad einen Ausgleichsstrom (Beeinflussungs- bzw. Störstrom) zur Folge hat. Bei einem nicht geschlossenen Strompfad kann es unter Umständen zu unzulässig hohen Berührungsspannungen kommen.

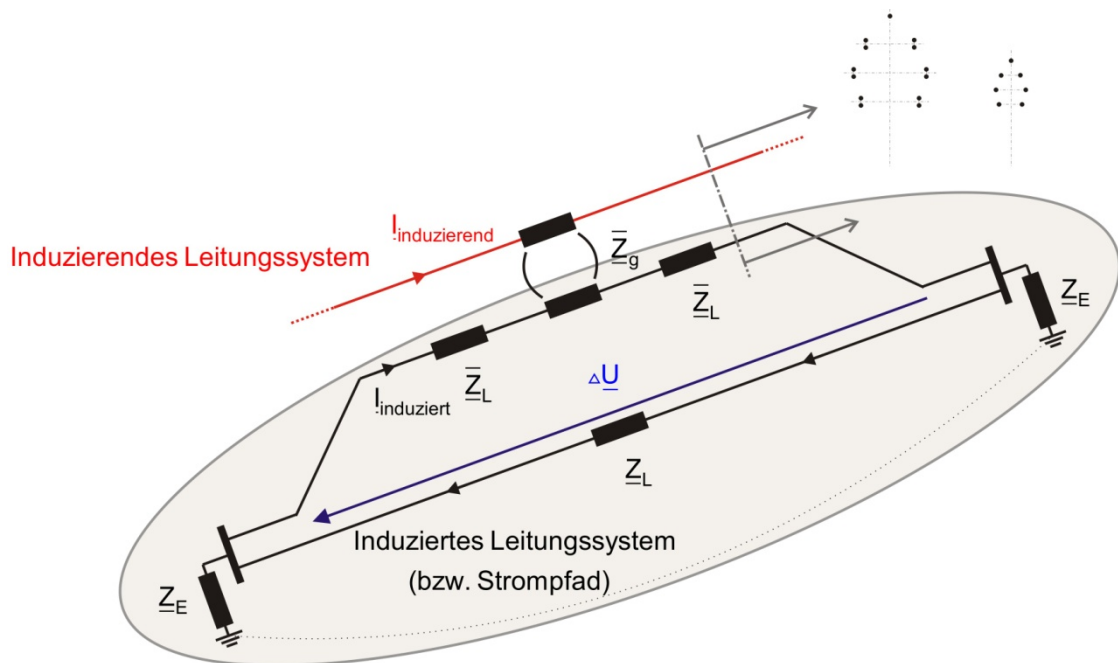
---

<sup>5</sup> „Schwere Leitungen“ werden in diesem Fall Leitungen genannt, die im Vergleich zu Leitungen der selben Spannungsebene einen höheren Strom führen können (z.B. aufgrund von Bündelleiterausführungen). Dies ist besonders bei 110-kV-Leitungen zu beachten.

---

Es könnte ebenso zu unerwünschten hohen Ausgleichsströmen oder Berührungsspannungen kommen, die unter Umständen zu Fehlverhalten von Schutzeinrichtungen (Nullstrommessung), Leitungsüberlastungen (kurzzeitig), Netzurückwirkungen, zu Schwebungen und zu Gefährdungen von Personen und Tieren führen. Auswirkungen treten im Null- und Mitsystem der symmetrischen Komponenten auf.

Eine Voraussetzung für nennenswerte Auswirkungen der induktiven Kopplung in diesem Zusammenhang ist eine relevante räumliche Nähe der Anlagen wie z.B. eine Parallelführung von galvanisch getrennten Leitungssystemen (siehe Abbildung 3-4).



**Abbildung 3-4: Illustration der Beeinflussungsanordnung im Falle der induktiven Beeinflussung**

- $I_{\text{induzierend}}$  ... induzierender Strom (beeinflussendes Leitungssystem) in A
- $I_{\text{induziert}}$  ... induzierter Strom (beeinflusstes Leitungssystem) in A
- $\bar{Z}_g$  ... Koppelimpedanzen der gekoppelten Leitungssysteme in  $\Omega$
- $\bar{Z}_L$  ... Leitungslängsimpedanzen der gekoppelten Leitungssysteme in  $\Omega$
- $Z_L$  ... Leitungslängsimpedanzen der nicht gekoppelten Leitungssysteme in  $\Omega$
- $Z_E$  ... Sternpunkt- (Erdungs-) und konzentriert angenommene Erdimpedanz in  $\Omega$

Durch die **ohmschen Beeinflussung**, welche über das stationäre Strömungsfeld im Erdreich (galvanische Verbindung) entsteht, können Potentialverschleppungen und unzulässig hohe Berührungsspannungen auftreten. Ohmsche und induktive Wechselstrombeeinflussungen können bei einer dauernd auftretenden Spannungen von ca. 10 V zur Wechselstromkorrosion führen [14].

Diese Form der Beeinflussung wird durch die betriebsmäßige Ableitung von elektrischen Strömen ins Erdreich über geerdete Anlagenteile (z.B. Erdungsanlagen in Umspannwerken,



Potentialausgleich etc.) hervorgerufen. Diese Ströme können sowohl im Normalbetrieb als auch im Fehlerfall einer elektrischen Anlage gegen Erde abgeleitet werden.

Bei einer Ableitung gegen Erde bildet sich im Erdreich ein quasi stationäres elektrisches Strömungsfeld aus. Die Potentialunterschiede dieses quasi stationären Strömungsfeldes können zu einer ohmschen Beeinflussung führen.

Es bildet sich ein sogenannter Potential- oder Spannungstrichter (siehe Abbildung 3-5) aus, dessen Potential gegen die unendlich ferne fiktive Erde mit steigender Entfernung zum Ableitpunkt abnimmt.

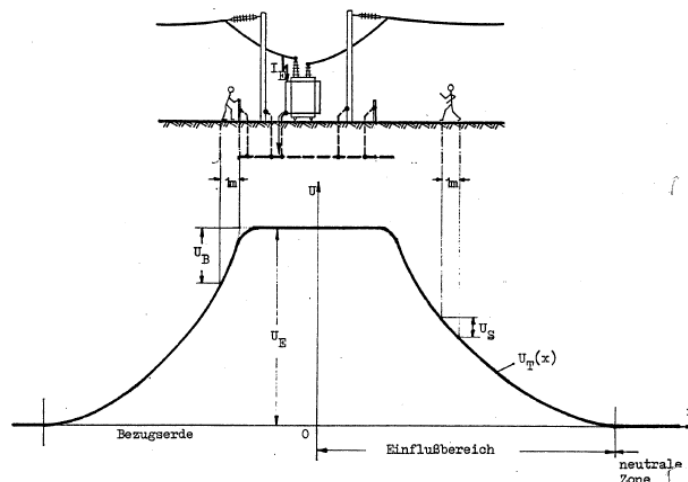


Abbildung 3-5: Potentialtrichter einer elektrischen Anlage, Grafik aus [2]

- $U_B$  ... Berührungsspannung in V
- $U_E$  ... Erdungsspannung ( $U_E = Z_E \cdot I_E$ ) in V
- $U_S$  ... Schrittspannung in V
- $U_{T(x)}$  ... Erdoberflächenpotential gegen ferne Erde (neutrale Zone) in Abhängigkeit der Entfernung  $x$  in V

Befinden sich elektrisch leitende Einrichtungen wie z.B. Wasserrohre oder Kabelschirme in diesem Potentialtrichter, können diese das in ihrem Bereich befindliche Potential des Spannungstrichters annehmen und dieses über „weite“ Strecken hinweg außerhalb des Potentialtrichters „verschleppen“. Es besteht dabei die Gefahr, dass diese verschleppten Potentiale abgegriffen werden.

### 3.2.2 Unterteilung der Auswirkung anhand der Sternpunktbehandlung der beteiligten Netze

In Abhängigkeit der jeweiligen Sternpunktbehandlung (Erdung des Sternpunktes) kommt es in dem beeinflussten Netz zu unterschiedlichen Auswirkungen der Beeinflussungen wie z.B. in Netzen mit isolierten Sternpunkt oder erdschlusskompensierten Netzen zu Sternpunktverlagerungsspannungen, die berücksichtigt<sup>6</sup> werden müssen, die jedoch in starr oder niederohmig geerdeten Netzen aufgrund der Größe der Sternpunktimpedanz vernachlässigt werden können. Dabei ist auch die Sternpunktbehandlung des beeinflussenden Netzes besonders bei der induktiven Beeinflussung bedeutend, da diese die Größe der auftretenden Fehlerströme, welche die Beeinflussung hervorrufen, maßgeblich bestimmt.

Die Auswirkungen der kapazitiven und induktiven Beeinflussung können je nach Art der Sternpunktbehandlung des beeinflussenden und des beeinflussten Netzes angegeben werden. Neben der Sternpunktbehandlung hat der Betriebszustand (Normalbetrieb bzw. Betrieb im Fehlerfall) des beeinflussenden Netzes einen Einfluss auf die resultierenden Auswirkungen. Die auftretenden resultierenden Beeinflussungen im Betrieb im Fehlerfall sind aufgrund der höheren Spannungsunsymmetrien (z.B. Erdschluss, einpolige Leitungsunterbrechungen etc.), der Fehlerströme (z.B. einpoliger Erdkurzschluss) oder auch durch auftretende Nullsystemgrößen meist wesentlich größer als die auftretenden Beeinflussungen im Normalbetrieb, die dauerhaft bzw. durch normale Betriebsgrößen (z.B. Lastströme) auftreten.

Die wichtigsten resultierende Auswirkungen der kapazitiven und induktiven Beeinflussung sind in der Abbildung 3-6 nach der Form der Sternpunktbehandlung der Netze angeführt. Dabei werden die zwei häufigsten anzutreffenden Sternpunktbehandlungen angeführt, diese sind die starre (niederohmige) und die resonante (hochohmige) Sternpunkterdung.

---

<sup>6</sup> Die auftretenden Sternpunktverlagerungsspannung für den Normalbetrieb sollte in einem Löschbezirk einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Wert  $\underline{U}_{\max}^0$ , der sich aufgrund von Schutzgeräteeinstellungen zur Erdschlussortung, der Isolationskoordination des Sternpunktes bzw. Sternpunktbildners und der Netzbetriebsphilosophie des Netzbetreibers ergibt, nicht überschreiten. Dadurch ergibt sich aus den Grenzen für die Sternpunktverlagerungsspannung  $\underline{U}_{\max}^0$  und dem zulässigen Erdschlussreststrom  $I_{\text{REST}}$  (Löschgrenze) ein erlaubter „theoretischer“ Betriebsbereich für ein gelöschtes Netz, der durch die Einstellung der Erdschlusskompensationsspulen (Petersen-Spulen) eingehalten werden muss.

---

		Beeinflusstes Netz ( $f_B$ )			
		Hochohmige Sternpunktbehandlung (z.B. Erdschlusskompensation)	Niederohmige Sternpunktbehandlung (z.B. starre Sternpunktterdung)		
Beeinflussendes Netz ( $f_A$ )	Hochohmige Sternpunktbehandlung (z.B. Erdschlusskompensation)	$f_A = f_B$	<p><b>Kapazitive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- influenzierte Sternpunktverlagerungsspannungen</li> <li>- Einschränkungen des Betriebsbereich bei Erdschlusskompensation</li> <li>- Verschlechterung der Erdschlusslöschung</li> </ul>	<p><b>Kapazitive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Berührspannungen an offenen (nicht geerdeten) Sternpunkten</li> </ul>	
			$f_A \neq f_B$	<p><b>Induktive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- induzierte Beeinflussungs- und Ausgleichsströme</li> <li>- Nullströme</li> </ul>	<p><b>Induktive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- induzierte Beeinflussungs- und Ausgleichsströme</li> <li>- Nullströme</li> </ul>
		Niederohmige Sternpunktbehandlung (z.B. starre Sternpunktterdung)		$f_A = f_B$	<p><b>Kapazitive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- influenzierte Sternpunktverlagerungsspannungen</li> <li>- Verschlechterung der Erdschlusslöschung</li> <li>- Einschränkungen des Betriebsbereich bei Erdschlusskompensation</li> <li>- Netzurückwirkungen (Schwebungen)</li> </ul>
			$f_A \neq f_B$		<p><b>Induktive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- induzierte Beeinflussungs- und Ausgleichsströme</li> <li>- Nullströme</li> <li>- Netzurückwirkungen (Schwebungen)</li> <li>- Oberschwingungsspannungen</li> </ul>
	$f_A = f_B$			<p><b>Kapazitive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- influenzierte Sternpunktverlagerungsspannungen</li> <li>- Einschränkungen des Betriebsbereich bei Erdschlusskompensation</li> <li>- Verschlechterung der Erdschlusslöschung</li> </ul>	<p><b>Kapazitive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Berührspannungen an offenen (nicht geerdeten) Sternpunkten</li> </ul>
			$f_A \neq f_B$	<p><b>Induktive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- induzierte Beeinflussungs- und Ausgleichsströme</li> <li>- Nullströme</li> <li>- Ansprechen von Überspannungsableitern</li> <li>- Fehlverhalten von Schutzeinrichtungen</li> </ul>	<p><b>Induktive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- induzierte Beeinflussungs- und Ausgleichsströme</li> <li>- Nullströme</li> <li>- Fehlverhalten von Schutzeinrichtungen</li> </ul>
	$f_A = f_B$	<p><b>Kapazitive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- influenzierte Sternpunktverlagerungsspannungen</li> <li>- Einschränkungen des Betriebsbereiches bei Erdschlusskompensation</li> <li>- Verschlechterung der Erdschlusslöschung</li> <li>- Netzurückwirkungen (Schwebungen)</li> </ul>		<p><b>Kapazitive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Berührspannungen an offenen (nicht geerdeten) Sternpunkten</li> <li>- Netzurückwirkungen (Schwebungen)</li> </ul>	
		$f_A \neq f_B$	<p><b>Induktive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- induzierte Beeinflussungs- und Ausgleichsströme</li> <li>- Ansprechen von Überspannungsableitern</li> <li>- Fehlverhalten von Schutzeinrichtungen</li> <li>- Netzurückwirkungen (Schwebungen)</li> <li>- Oberschwingungsspannungen</li> </ul>	<p><b>Induktive Beeinflussung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- induzierte Beeinflussungs- und Ausgleichsströme</li> <li>- Nullströme</li> <li>- Netzurückwirkungen (Schwebungen)</li> </ul>	

Abbildung 3-6: Auswirkungen der kapazitiven und induktiven niederfrequenten Beeinflussung in Abhängigkeit der Sternpunktbehandlung der Netze; es wird keine Unterteilung in Normalbetrieb und Betrieb im Fehlerfall durchgeführt, bei letzteren können die resultierenden Auswirkungen höher sein (die ohmsche Beeinflussung wird in dieser Tabelle nicht abgehandelt) [18]

*Anmerkung: Durch starke (schwere) gelöscht betriebene 110-kV-Leitungssysteme können auch hohe nicht zu vernachlässigende induktive Beeinflussungen entstehen.*

*Besonders ist bei Überschreiten der sogenannten Löschgrenze die Beeinflussungssituation zu klären und der stromstarke Doppelerdfehler (Doppelerdschluss) in gelöschten Netzen sollte auch bei geringer Wahrscheinlichkeit eines Auftrittes untersucht werden.*

Diese Auswirkungen können den sich störend auf den Betrieb der beeinflussten elektrischen Anlage auswirken (z.B. Verlagerungsspannungen, Netzurückwirkungen etc.), zu unerwünschten Erscheinungen (z.B. Schutzfehlverhalten), aber auch zu Gefährdungen von Personen, Tieren und Sachen (z.B. Verschlechterung der Erdschlusslöschung, Auftreten von gefährlichen Berührungsspannungen) führen. Die Auswirkungen der Beeinflussung können in Störungen und Gefährdungen unterteilt werden:

- Eine Störung führt zu einer Beeinträchtigung der Funktion des beeinträchtigten bzw. beeinflussten Systems, dabei muss noch keine Gefährdung auftreten.
- Eine Gefährdung ist gegeben, wenn die Möglichkeit einer Schädigung von Personen, Tieren oder Sachen durch elektrische Einwirkung, hervorgerufen durch die beeinflussende elektrische Anlage, besteht.

### **3.3 Beurteilungskriterien**

Im Allgemeinen werden in Vorschriften und Normen bestimmte Grenzwerte für die influenzierten Störspannungen und induzierten Störströme festgelegt, um die resultierenden Beeinflussungen von Hochspannungsanlagen auf Einrichtungen beurteilen zu können. In diesen Vorschriften sind auch Berechnungsverfahren und die Voraussetzungen (Beeinflussungsfälle), für die zumindest eine Beurteilung zu erfolgen hat, angeführt.

Ein wesentlicher Teil der Beurteilung ist auch die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten solcher Ereignisse. Es werden in den aktuellen Standards in bestimmten Fällen Erwartungsfaktoren einbezogen, oder die Wahrscheinlichkeiten sind bereits in den Grenzwerten berücksichtigt [2].

Im Falle der Beeinflussung von Telekommunikationseinrichtungen durch Starkstromanlagen kann in diesem Zusammenhang die Norm des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik (ÖVE) die ÖVE-B1/1976 [11] „*Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV*“ für Österreich oder die Norm des Verbandes Deutscher Elektrotechniker (VDE) die VDE 0228 Teil 2 [12] „*Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen (Beeinflussung durch*

*Drehstromanlagen*)“ für Deutschland genannt werden. Diese beinhalten jedoch nur die Beeinflussung von Starkstromanlagen auf Telekommunikationseinrichtungen, nicht jedoch die gegenseitige Beeinflussung von Hochspannungsleitungen.

Für den Fall der gegenseitigen Beeinflussung von Starkstromanlagen (z.B. elektrische Netze, Leitungssysteme etc.), welche in dieser Arbeit behandelt und erläutert werden, gibt es keine direkt durch Normen vorgegebene Grenzwerte oder Beurteilungskriterien. Da die Beeinflussungen jedoch Auswirkungen auf den operativen Netzbetrieb haben, können folgende unten angeführten Beurteilungskriterien angeführt werden. Für die angeführten Beurteilungskriterien werden die Grenzwerte bzw. maximal zulässigen Werte teilweise durch den Netzbetreiber (Sternpunktverlagerungsspannungsgrenze) oder durch Standards, Vorschriften und Normen vorgegeben.

### **Beurteilungskriterien in Hinblick auf die gegenseitige Beeinflussung von Hochspannungsleitungen**

Die hier vorliegenden ausgearbeiteten Beurteilungskriterien zielen auf die gegenseitige Beeinflussung von Hochspannungsleitungen ab. Es werden keine Auswirkungen von Hochspannungsleitungen auf Menschen, Tiere und Umwelt betrachtet.

Durch die gegenseitige Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen werden Ströme und Spannungen in die beeinflussten Systeme induziert bzw. influenziert, die dann verschiedene Auswirkungen haben, wobei folgende Faktoren zu berücksichtigen sind:

- maximal zulässige Verlagerungsspannung im Normalbetrieb (Schutzgeräte, Isolationskoordination, Erdschlusslöschung, Betriebsbereich eines gelöschten Netzes)
- Löschgrenze (Personensicherheit, Erdungsanlagen, Berührungsspannung, Eigenlöschfähigkeit des Lichtbogens)
- maximaler Leitungsstrom (Seildurchhang, B-Feld, Erwärmung)
- Schutzgeräte (Schwellwerte, Ansprechwerte, Verfälschung der Strom- und Spannungsmessung z.B. bei Distanzrelais)

Für alle in Klammern gesetzten Kriterien, wie z.B. die Berührungsspannung, müssen die in den Normen, Vorschriften und internen Betriebsbestimmungen des Netzbetreibers festgelegten Werte eingehalten werden, bzw. Betriebsgrenzen der Anlagen bzw. -teile eingehalten werden.

## 4 Kenndaten von Hochspannungsleitungen und Grundlagen elektrischer Netze

Als Grundlage für die Bestimmung der gegenseitigen auftretenden Beeinflussungen von Hochspannungsleitungssystemen bzw. galvanisch getrennter Netzen mit Parallelführung, sind verschiedene grundlegende Zusammenhänge, elektrische Leitungskenndaten und diverse Parameter der zu untersuchenden Leitungen und der an diesen Leitungen angeschlossenen elektrischen Netze notwendig.

Dieses Kapitel befasst sich mit den wichtigsten elektrischen Kenndaten von Hochspannungsfreileitungen bzw. –kabeln, deren Berechnung und den nötigen Grundlagen elektrischer Netze wie Netzparameter und -eigenschaften.

### 4.1 Berechnung von Leitungsparametern

Für die Bestimmung von Beeinflussungen zwischen Hochspannungsleitungen und deren Rückwirkungen sind die Leitungskenndaten der betroffenen Netze und Leitungsabschnitte grundlegend. Im speziellen die vollständige Matrizen hinsichtlich der kapazitiven und induktiven Verkopplung der Leitungen bzw. Leitungssysteme.

In den folgenden Punkten wird eine Möglichkeit für die Berechnung dieser Matrizen zur Beschreibung der Leitungskenndaten und der Verkopplung zwischen parallelen Leitungssystemen für Impedanzen und Kapazitäten angeführt. Für die Berechnung der Kapazitäten wird das Ersatzladungsverfahren angewandt für die Bestimmung der Eigen- und Koppelimpedanzen wird auf die erarbeitenden Grundlagen nach J. R. Carson zurückgegriffen.

Speziell bei der Betrachtung der Impedanzen sei darauf verwiesen, dass bei einem größerem Abstand der Leitungen zueinander (etwa  $> 30$  m [2]) auf andere als hier angeführte Formeln<sup>7</sup> zur Berechnung der Impedanzen und Koppelimpedanzen zurückgegriffen werden sollte, um die entstehenden Abweichung und Fehler zu verringern.

Aus der Geometrie von Leiteranordnungen und den verwendeten Materialien sowie gewissen Daten des Erdreiches kann die für eine Leitung charakteristischen Leitungsparameter bestimmt werden. Diese Parameter werden auf eine Längeneinheit bezogen angegeben und mit ihrer Hilfe kann man weitere spezifische Parameter der Leitung berechnen.

---

<sup>7</sup> Andere Formelsysteme stellen zum Beispiel die durch Polaczek ermittelten Formelsysteme dar. Es existieren aber auch noch eine Vielzahl anderer Näherungen und Formelsysteme zur Bestimmung von Impedanzen von Leitungskonfigurationen.

Folgende Leitungsbeläge sind für die Bestimmung der kapazitiven und induktiven Beeinflussung relevant:

- Widerstandsbelag  $R'$  in  $\Omega/\text{km}$
- Induktivitätsbelag  $L'$  in  $\text{H}/\text{km}$
- Kapazitätsbelag  $C'$  in  $\text{F}/\text{km}$
- Ableitbelag  $G'$  in  $\text{S}/\text{km}$

Der Widerstandsbelag beschreibt die ohmschen Verluste der Leitung, der Induktivitätsbelag stellt den Induktivitätswert je Längeneinheit der Leitung dar, der Kapazitätsbelag gibt die Kapazität der Leitung je Längeneinheit an und der Ableitbelag stellt die Isolations-, Korona- und dielektrischen Verluste der Leitung dar, welche in der Praxis meist höhere Werte als die durch den Widerstandsbelag hervorgerufenen Werte aufweisen.

Die folgende Abbildung zeigt das Ersatzschaltbild einer Übertragungsleitung mit ihren Parametern:

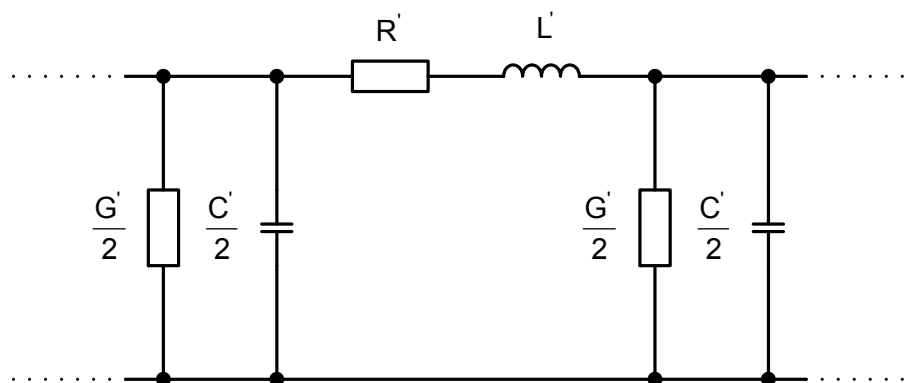


Abbildung 4-1: PI-Ersatzschaltbild einer Leitung mit den einzelnen verteilten Belägen

## 4.1.1 Grundlegendes

### 4.1.1.1 Geometrische Daten von Freileitungsmasten

Freileitungsmaste haben unterschiedliche Formen (Abbildung 4-2) und Materialien; so gibt es Freileitungsmasten aus Holz, Beton und Stahlgitterkonstruktionen. Auch die Anzahl der Leitungen bzw. Systeme, die auf einem Freileitungsmast angebracht werden, sind bedeutend für die elektrischen Eigenschaften der Systeme. So gibt es Masten mit Einzel- oder Mehrleitungssystemen; diese Leitungssysteme können auch mit verschiedenen Spannungsebenen ausgeführt sein (Gemeinschaftsgestänge).

## Typische Mastformen

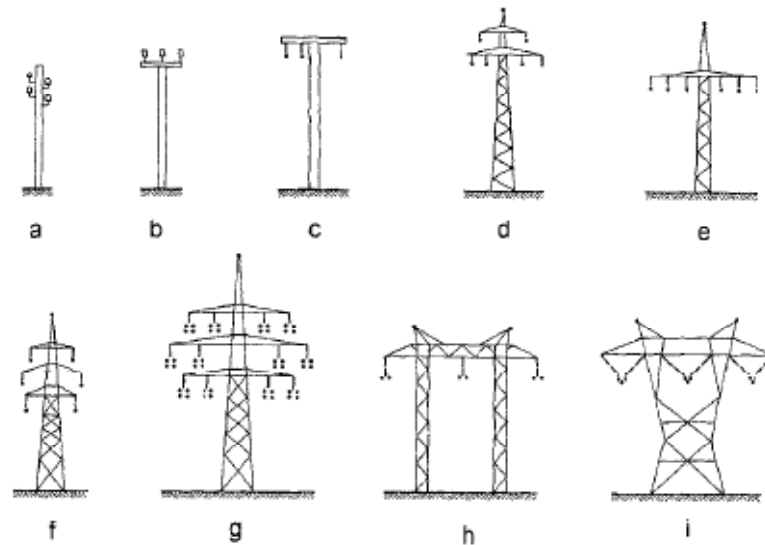


Abbildung 4-2: Übliche Mastbilder von Drehstromfreileitungen: a) Holzmast (Niederspannung) b) Leitung mit Stützisolatoren (Mittelspannung) c) Betonmast (MS) d) Donaumast e) Einebenmast (Lyrmast) f) Tonnenmast g) Mehrfachleitung h) Portalast i) Y-Mast (alle Hochspannung) [7]

## Mastkopfbild

Um die elektrischen Kenngrößen von Freileitungen zu berechnen, muss zuerst die geometrische Anordnung der Leiterseile (das sogenannte Mastkopfbild) der verwendeten Freileitungsmasten erfasst werden.

Die hierfür wichtigen geometrischen Abstände der Freileitungsmasten werden nachfolgend angeführt und erläutert:

- **Auslegerhöhen:** Höhe, die der Mastausleger vom Boden (Erde) entfernt ist (Befestigung der Isolatorreihe). Diese wird benötigt, um die elektrisch wirksame Leiterseilhöhe zu bestimmen und ist abhängig von der Spannungshöhe und der Anzahl der Systeme die auf einem Mast geführt werden.
- **Isolatorreihenlänge:** Länge des Isolators sowie der umgebenen Garnitur zur Befestigung des Isolators, gemessen von der Isolatorkette bis zur Seilaufhängung. Die Länge der Isolatorreihe ist durch die Spannungshöhe und die Isolierfähigkeit vorgegeben.
- **Horizontale Abstände der Isolatoren-/Seilaufhängung:** Damit ist der horizontale Abstand der Isolatoren bzw. der Leiterseile gemeint. Diese sind abhängig von der Spannungsebene und den Windkräften und -beanspruchungen, die auf den Isolator und das Leiterseil wirken.





Die Berechnung der elektrischen Ersatzleiterseilhöhe  $h$  erfolgt mittels Beziehung (4.1):

$$h = H - 0,7 \cdot f_{\max} - l_k \quad (4.1)$$

$h$ ... elektrische Ersatzhöhe des Leiterseiles für Kapazitätsberechnungen in m

$H$ ... Höhe des jeweiligen Mastauslegers in m

$f_{\max}$ ... maximaler Seildurchhang im Mittelpunkt des Mastspannfeldes in m

$l_k$ ... Länge der Isolatorkette in m

Die Höhe  $h$  beschreibt die mittlere elektrische Höhe des Leiterseiles über Grund, welche für Impedanz- und Kapazitätsberechnungen herangezogen werden kann. Berechnet wird diese z.B. für ein ebenes Spannfeld für jedes Leiterseil, ausgehend von der Höhe des Mastauslegers  $H$  abzüglich der Isolatorkettenlänge  $l_k$  und des maximalen Seildurchhanges  $f_{\max}$  im Mittelpunkt des Längsspannfeldes multipliziert mit dem Faktor 0,7 [2].

Für ein Schrägspannfeld - d.h. die Masten stehen nicht auf einer Ebene - ergeben sich andere Durchhänge als in Längsspannfeldern für die Leiterseile. Der maximale Seildurchhang tritt nicht im Spannfeldmittelpunkt auf, dies muss für eine genaue Betrachtung berücksichtigt werden [1].

#### 4.1.1.3 Bündelleiter (Ersatzradius)

Bündelleiter sind eine spezielle Anordnung von Leiterseilen (Teilleitern), die durch Abstandshalter miteinander verbunden sind.

Einsatz finden diese zumeist ab einer Spannungshöhe von 110 kV und können aus zwei, drei, vier und - in speziellen Anwendungen - mehreren Teilleitern bestehen (siehe beispielhaft Abbildung 4-4). Der Strom und die Ladungen verteilen sich auf die Teilleiter, da diese parallel geschaltet sind.

Beispiele für die Anordnung von Bündelleitern ( in 2er und 4er Bündelanordnung):

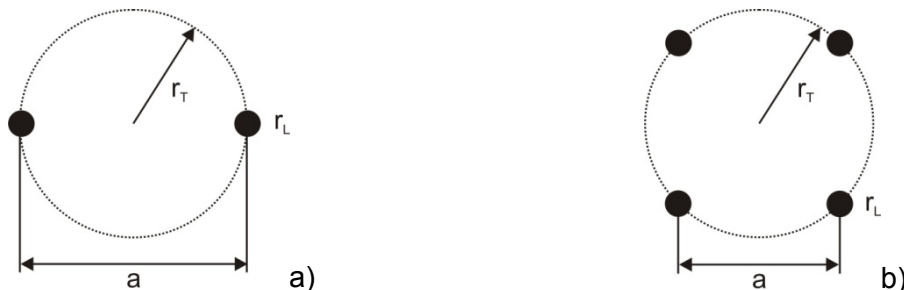


Abbildung 4-4: Beispiele für die geometrische Anordnung von Bündelleitern a) Zweierbündel, b) Viererbündel

Die Vorteile von Bündelleitern in der Energieübertragung sind:

- Die Teilleiter haben einen geringeren Querschnitt (Skinneffekt) als ein entsprechender Einzelleiter und können, da sie leichter sind, somit einfacher verlegt werden,
  - ein Bündelleiter verhält sich wie ein Einzelleiter mit einem relativ großem Radius (Ersatzradius),
  - durch den Bündelleiter hat die Freileitung eine kleinere Induktivität und eine größere Kapazität, was wiederum zu einem kleineren Wellenwiderstand  $\underline{Z}_W$  führt.
- Durch den kleineren Wellenwiderstand wird die natürliche Leistung der Leitung erhöht.

Wellenwiderstand einer Leitung: 
$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} = \sqrt{\frac{\underline{Z}'}{\underline{Y}'}}$$

$$\underline{Z}_W \approx \sqrt{\frac{L'}{C'}}$$

Natürliche Scheinleistung: 
$$\underline{S}_{\text{nat}} = \frac{U_N^2}{\underline{Z}_W^*},$$

Natürliche Leistung (bei reellem Wellenwiderstand): 
$$\underline{P}_{\text{nat}} = \frac{U_N^2}{|\underline{Z}_W|} = 3 \cdot \frac{U_{LE}^2}{|\underline{Z}_W|}$$

$U_N \dots$  Nennspannung in V

$\underline{Z}_W^* \dots$  Konjugiert komplexer Wellenwiderstand der Leitung in  $\Omega$

- Die Oberflächenrandfeldstärke der Leitung wird bei größerem Radius (Bündelleiter) verkleinert und begrenzt. Dies führt zu einer Verminderung von Koronaentladungen auf der Leitung und somit wird eine Übertragung mit höheren Spannungen erst möglich.

Wenn die Leiterseile als Bündelleiter ausgeführt sind, so kann für den Bündelleiter zur Berechnung der Kenngrößen ein Ersatzradius  $r_B$  bestimmt werden. Dieser Ersatzradius wird je nach geometrischer Anordnung der Bündelleiter berechnet (siehe Abbildung 4-4, Seite 24).

$$r_B = \sqrt[n]{n \cdot r_L \cdot r_T^{n-1}} \tag{4.2}$$

$r_B \dots$  Wirksamer Ersatzradius des Bündelleiters in m

$n \dots$  Anzahl der Teilleiter

$r_L \dots$  Teilleiterradius in m

$r_T \dots$  Radius, auf dem die Teilleiter liegen (siehe Abbildung 4-4) in m

#### 4.1.1.4 Längswiderstand eines Leiters

Der Längswiderstand eines Leiters aus einem Material kann mit den folgenden Formeln berechnet werden. Zu erwähnen ist hier, dass der ohmsche Widerstand einer Leitung von mehreren Faktoren, wie z.B. Temperatur, Auswirkung des Skin效ekts (Stromverdrängung) etc. bestimmt ist. Diese Faktoren sind je nach Genauigkeit der Berechnung einzubeziehen und zu berücksichtigen.

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (4.3)$$

- R ... Widerstand des Leiters in  $\Omega$   
 $\rho$  ... spezifischer Widerstand des Materials in  $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$  (z.B. Kupfer:  $17,8 \cdot 10^{-3} \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ )  
 l ... Leiterlänge in m  
 A ... Querschnittsfläche des runden Leiters in  $\text{mm}^2$

Im Freileitungsbau, mit Ausnahme der Mittel- und Niederspannung werden hauptsächlich Seile aus Verbundleitern verwendet. Verbundleiter sind Seile, die aus zwei oder mehreren verschiedenen Materialien hergestellt werden (z.B. Stahl und Aluminium) um ein leichteres Gewicht bei Seilen mit großen Querschnitten und Stabilität (Zugfestigkeit) zu erreichen. Bei der Berechnung der Seilresistanz muss dies beachtet werden, oder die Werte von Tabellen der Seilhersteller übernommen werden.

#### Temperaturabhängigkeit

Jeder elektrischer Widerstand weist eine materialbedingte Temperaturabhängigkeit auf, welche mittels der Beziehung (4.4) unter Berücksichtigung des linearen Temperaturkoeffizienten  $\alpha$  genügend genau ermittelt werden kann.

$$R_{\vartheta} = R_{\vartheta_0} \left( 1 + \alpha (\vartheta - \vartheta_0) \right) \quad (4.4)$$

- $R_{\vartheta}$  ... Widerstand des Leiters in Abhängigkeit der Temperatur  $\vartheta$  in  $\Omega$   
 $R_{\vartheta_0}$  ... Widerstand des Leiters bei der Ausgangstemperatur  $\vartheta_0$  (meist  $20^\circ\text{C}$ ) in  $\Omega$   
 $\alpha$  ... linearer Temperaturkoeffizient des Widerstandes in  $\text{K}^{-1}$   
 $\vartheta_0$  ... Bezugstemperatur in K  
 $\vartheta$  ... Temperatur in K

#### Stromverdrängungseffekt

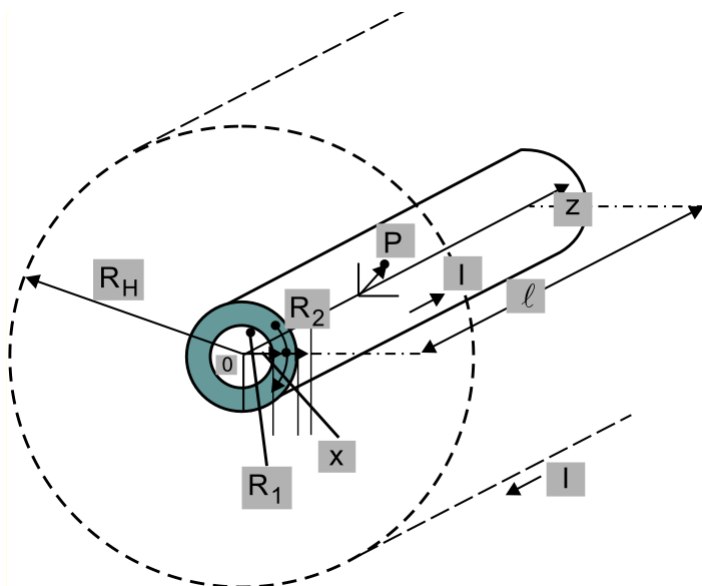
Die Widerstandserhöhung durch den Stromverdrängungseffekt wird erst ab Querschnitten  $> 185 \text{ mm}^2$  berücksichtigt. Bei Rundleitern kann der Skin效ekt mit Hilfe von Besselfunktionen bestimmt werden [7].

#### 4.1.1.5 Reaktanz eines Leiters

Die Reaktanz eines Leiters kann in eine innere und eine äußere Teilinduktivität aufgespalten werden. Ausgehend von einem rohrförmigen Leiter und einer leitenden Zylinderhülle, welche den Rückleiter darstellt, kann mittels des Durchflutungssatzes und der magnetischen Energie die Induktivität berechnet werden [2].

*Anmerkung: Die Induktivität für einen Einzelleiter kann nicht bestimmt werden, sondern nur die Induktivität einer Leiterschleife. Darum wird mit der Annahme einer leitenden Zylinderhülle mit einem großen Radius eine Leiterschleife simuliert, welche als Rückleiter dient. Mit dieser Annahme kann dann die Induktivität der Leiterschleife mit großer Rückleitung bestimmt werden.*

Die nächsten angeführten Schritte zur Ableitung der Reaktanz eines Leiters werden lediglich grundsätzlich beschrieben. Für genauere tiefergehende Betrachtungen ist eine entsprechende Literatur heranzuziehen z.B. [2], [5], [7], [15] und [23].



$$\oint (\mathbf{H} \cdot d\mathbf{s}) = J \quad \text{und} \quad \mathbf{B} = \mu_0 \mu_r \mathbf{H}$$

Die Induktivität kann aus der magnetischen Energie  $W_M$  ermittelt werden.

$$W_m = \frac{1}{2} L \cdot J^2 = \frac{1}{2} \int (\mathbf{B} \cdot \mathbf{H}) dv$$

**Abbildung 4-5: Darstellung eines Leiters mit angenommener zylindrischer rückleitender Hülle zur Bestimmung der Teilinduktivitäten von Leitern [5]**

H ... magnetische Feldstärke in  $A \cdot m^{-1}$

J ... Stromdichte in  $A \cdot m^{-2}$

B ... magnetische Flussdichte in T

$W_m$  ... magnetische Energie in  $Vs \cdot m^{-2}$

L ... Induktivität in H

l ... Länge des Leiters bzw. der Leitung in m

$R_1$  ... Radius des Hohlraumes im Leiter in m

$R_2$  ... Radius des Leiters in m

$R_H$  ... Radius des angenommenen zylindrischen Rückleiters (Hülle) in m

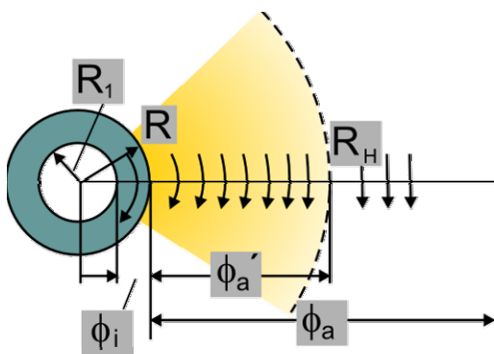
### (Längen-)spezifische Teilinduktivität $L'$

Die Längenspezifische Teilinduktivität kann mit der Formel (4.5) berechnet werden. Sie besteht aus der inneren Teilinduktivität ( $L'_i$ ) und der äußeren Teilinduktivität ( $L'_a$ ) je Längeneinheit [2].

$$\frac{L}{l} = L' = \frac{\mu_r \mu_0}{2\pi} \int_{R_1}^R \frac{x^3 - 2xR_1^2 + \frac{R_1^4}{x}}{(R^2 - R_1^2)^2} dx + \frac{\mu_0}{2\pi} \int_R^{R_H} \frac{dx}{x} \quad (4.5)$$

Innere Teilinduktivität

Äußere Teilinduktivität



$$\begin{aligned} \phi_i &= L_i \cdot J \\ \phi'_a &= L'_a \cdot J \\ \phi_a &= L_a \cdot J \end{aligned}$$

Abbildung 4-6: Darstellung der Flussverketungen zur Bestimmung der Teilinduktivität einer Leitung [5]

$\phi_i$  ... innere magnetischer Fluss in Wb

$\phi_a$  ... äußerer magnetischer Fluss in Wb

$\phi'_a$  ... magnetischer Fluss zwischen Leiter und Rückleiter in Wb

Für den kreiszylindrischen Leiter gilt [2], [5]:

$$L'_i = \frac{\mu_r \mu_0}{8\pi} \cdot \left( \frac{R^4 - 2R_1^2 R^2 + R_1^4 + 2R_1^4 - 2R_1^2 R^2}{(R^2 - R_1^2)^2} + \frac{4R_1^4}{(R^2 - R_1^2)^2} \cdot \ln\left(\frac{R}{R_1}\right) \right) \quad (4.6)$$

$L'_i$  ... innere Teilinduktivität je Längeneinheit in H

$$L'_a = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{R_H}{R}\right) \quad (4.7)$$

$L'_a$  ... äußere Teilinduktivität je Längeneinheit in H

Für die gesamte längenspezifische Teilinduktivität gilt [2], [5]:

$$L' = L'_i + L'_a = \frac{\mu_r \mu_0}{8\pi} \cdot \left[ 1 - \frac{2R_1^2}{R^2 - R_1^2} + \left( \frac{2R_1^2}{(R^2 - R_1^2)} \right)^2 \cdot \ln\left(\frac{R}{R_1}\right) \right] + \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{R_H}{R}\right) \quad (4.8)$$

Wie aus obigen Beziehungen (4.8) ersichtlich, ist die innere Induktivität eines Leiters von dem Radius der leitenden Zylinderhülle  $R_H$  (angenommener Rückleiter) unabhängig. Es folgt daraus, dass die innere Induktivität des Leiters - wie der ohmsche Widerstand des Leiters - eine Kenngröße des Leiters ist (jene Teilinduktivität, die sich auf den Fluss  $\phi_i$  im Inneren des Leiters bezieht). Die äußere Induktivität eines Leiters ist jedoch von der Wahl des Rückleiters (angenommene Zylinderhülle  $R_H$ ) abhängig und ist jene Teilinduktivität, die sich auf Fluss  $\phi_a$  außerhalb des Leiters (zwischen Leiter und Rückleiter) bezieht [2].

### Innere Reaktanz eines Leiters je Längeneinheit $X'_i$

Die innere Reaktanz eines Leiters  $X'_i = \omega L'_i$  kann für einen massiven kreiszylindrischen Vollleiter oder einen kreiszylindrischen Rohrleiter angegeben werden. Die innere Reaktanz eines kreiszylindrischen Rohrleiters je Längeneinheit (4.9):

$$X'_{i\bullet} = \frac{\omega \mu_0 \mu_r}{2\pi \cdot 4} \left[ 1 - \frac{2R_1^2}{R^2 - R_1^2} + \left( \frac{2R_1^2}{R^2 - R_1^2} \right)^2 \cdot \ln \left( \frac{R}{R_1} \right) \right] \quad (4.9)$$

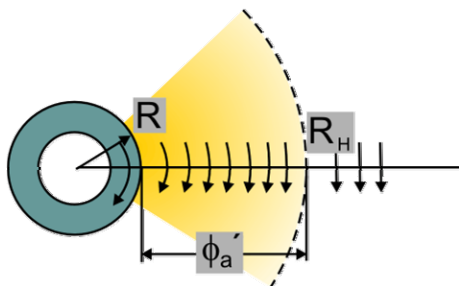
Für einen kreiszylindrischen Vollleiter ( $R_1 = 0$ ) folgt (4.10):

$$X'_{i\bullet} = \frac{\omega \mu_0 \mu_r}{2\pi \cdot 4} \quad (4.10)$$

Innere Reaktanz eines runden Vollleiters für  $\mu_r = 1$  und  $f = 50$  Hz:  $X'_{i\bullet} = 0,0157 \frac{\Omega}{\text{km}}$  [2], [5].

### Äußere Reaktanz eines Leiters je Längeneinheit $X'_a$

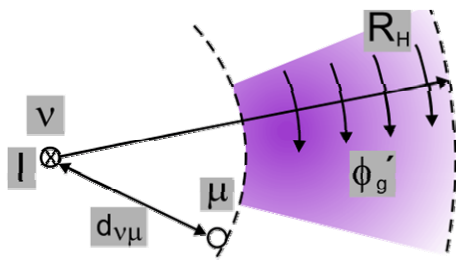
Die äußere Teilinduktivität bezieht sich auf den magnetischen Fluss  $\phi_A$  welche zwischen den Leiter und dem Zylinder auftritt.



$$X'_a = \frac{L_a \omega}{l} = \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{R_H}{R} \right)$$

Abbildung 4-7: Darstellung der Flussverkettungen zur Bestimmung der äußeren Teilinduktivität eines Leiters [5]

Spezifische Koppelinduktivität bzw. Koppelreaktanz zweier Leiter

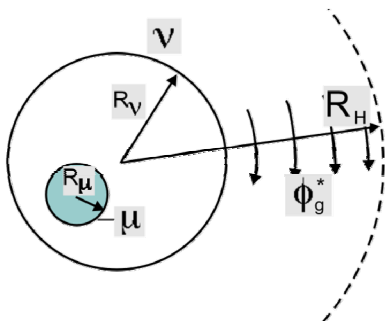


$$m' = \frac{M\omega}{I} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{R_H}{R}\right)$$

$$x'_g = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{R_H}{d_{v\mu}}\right)$$

Abbildung 4-8: Darstellung der Flussverketten zur Bestimmung der spezifischen Koppelinduktivität zweier Leiter [5]

Teilgegeninduktivität bzw. Reaktanz eines Leiters zu einer Hülle je Längeneinheit



$$m' = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{R_H}{R_v}\right)$$

$$x'_g = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{R_H}{R_v}\right)$$

Abbildung 4-9: Darstellung der Flussverketten zur Bestimmung der Teilgegeninduktivität zwischen einem Leiter und einer Hülle [5]



#### 4.1.1.6 Symmetrische Komponenten

Zur einfacheren Betrachtung und Behandlung von unsymmetrischen Erscheinungen in elektrischen Netzen ist es sinnvoll, Komponentensysteme einzuführen.

Eines der bedeutendsten Komponentensysteme sind die sogenannten „symmetrischen Komponenten“. Sie gehen auf L. C. Fortescue zurück [2].

Unsymmetrische Drehstromsysteme lassen sich in ein Null-, Mit- und Gegensystem zerlegen. Es können passive (z.B. Leitungsimpedanzen) sowohl als auch aktive Netzkomponenten (z.B. Motoren und Generatoren) in symmetrische Komponenten transformiert werden. Der große Vorteil der symmetrischen Komponenten liegt in der vollständigen Entkopplung der Systeme und der einfach möglichen Rücktransformation von symmetrischen Komponenten in das unsymmetrische Ausgangssystem.

Diese Systeme werden folgend definiert und können über die Symmetrierungs- ( $\underline{S}$ ) und Entsymmetrierungsmatrix ( $\underline{I}$ ) berechnet werden. Das Null-, Mit- und Gegensystem wird mit Indizes ( $^0, ^1, ^2$ ) bezeichnet.

Die Matrixelemente der symmetrischen Komponenten  $\underline{X}^S$  eines Drehstromsystems enthalten neben den Null-, Mit- und Gegensystem (Hauptdiagonale) noch die Kopplungen der Komponentensysteme untereinander.

$$\underline{X}^S = \begin{vmatrix} \underline{X}^{00} & \underline{X}^{01} & \underline{X}^{02} \\ \underline{X}^{10} & \underline{X}^{11} & \underline{X}^{12} \\ \underline{X}^{20} & \underline{X}^{21} & \underline{X}^{22} \end{vmatrix} \quad (4.11)$$

$\underline{X}^{00} \dots \underline{X}^0$  Nullsystem

$\underline{X}^{01} \dots$  Kopplung des Nullsystems auf das Mitsystem

$\underline{X}^{02} \dots$  Kopplung des Nullsystems auf das Gegensystem

$\underline{X}^{10} \dots$  Kopplung des Mitsystems auf das Nullsystem

$\underline{X}^{11} \dots \underline{X}^1$  Mitsystem

$\underline{X}^{12} \dots$  Kopplung des Mitsystems auf das Gegensystem

$\underline{X}^{20} \dots$  Kopplung des Gegensystems auf das Nullsystem

$\underline{X}^{21} \dots$  Kopplung des Gegensystems auf das Mitsystem

$\underline{X}^{22} \dots \underline{X}^2$  Gegensystem

Symmetrierungsmatrix  $\underline{\mathbf{S}}$  (4.12) und Entsymmetrierungsmatrix  $\underline{\mathbf{T}}$  (4.13) für Drehstromsysteme:

$$\underline{\mathbf{S}} = \frac{1}{3} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{vmatrix} \quad (4.12)$$

$$\underline{\mathbf{T}} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{vmatrix} \quad (4.13)$$

Wobei für  $\underline{a} = e^{j\frac{2}{3}\pi}$  gilt.

Symmetrierungsmatrix  $\underline{\mathbf{S}}$  (4.14) und Entsymmetrierungsmatrix  $\underline{\mathbf{T}}$  (4.15) für Bahnstromsysteme:

$$\underline{\mathbf{S}} = \frac{1}{2} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{vmatrix} \quad (4.14)$$

$$\underline{\mathbf{T}} = \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{vmatrix} \quad (4.15)$$

Weiters gilt zwischen der Symmetrierungsmatrix  $\underline{\mathbf{S}}$  und der Entsymmetrierungsmatrix  $\underline{\mathbf{T}}$  folgender Zusammenhang:  $\underline{\mathbf{T}} = \underline{\mathbf{S}}^{-1}$

Transformation von Phasengrößen in symmetrische Komponenten:

$$\underline{\mathbf{U}}^{\mathbf{S}} = \underline{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{U}} \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned} \underline{U}^0 &= \frac{1}{3} \cdot (U_1 + U_2 + U_3) \\ \underline{U}^1 &= \frac{1}{3} \cdot (U_1 + \underline{a} \cdot U_2 + \underline{a}^2 \cdot U_3) \\ \underline{U}^2 &= \frac{1}{3} \cdot (U_1 + \underline{a}^2 \cdot U_2 + \underline{a} \cdot U_3) \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Z}} \cdot \underline{\mathbf{I}}$$

$$\underline{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{Z}} \cdot \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{I}}^{\mathbf{S}} \quad (4.18)$$

$$\underline{\mathbf{U}}^{\mathbf{S}} = \underline{\mathbf{Z}}^{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{I}}^{\mathbf{S}}$$

$$\underline{\mathbf{Z}}^{\mathbf{S}} = \underline{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{Z}} \cdot \underline{\mathbf{T}}$$

Rücktransformation von symmetrischen Komponenten in Phasengrößen:

$$\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{U}}^{\text{S}} \quad (4.19)$$

$$\begin{aligned} U_1 &= (\underline{U}^0 + \underline{U}^1 + \underline{U}^2) \\ U_2 &= (\underline{U}^0 + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}^1 + \underline{a} \cdot \underline{U}^2) \\ U_3 &= (\underline{U}^0 + \underline{a} \cdot \underline{U}^1 + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}^2) \end{aligned} \quad (4.20)$$

$$\begin{aligned} \underline{\mathbf{U}}^{\text{S}} &= \underline{\mathbf{Z}}^{\text{S}} \cdot \underline{\mathbf{I}}^{\text{S}} \\ \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{U}} &= \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{Z}}^{\text{S}} \cdot \underline{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{I}} \\ \underline{\mathbf{U}} &= \underline{\mathbf{Z}} \cdot \underline{\mathbf{I}} \\ \underline{\mathbf{Z}} &= \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{Z}}^{\text{S}} \cdot \underline{\mathbf{S}} \end{aligned} \quad (4.21)$$

$\underline{\mathbf{U}}^{0,1,2}$  ... Symmetrische Komponenten (Null-, Mit- und Gegensystem)

$\underline{\mathbf{U}}_{1,2,3}$  ... Phasengrößen

$\underline{\mathbf{S}}$  ... Matrix zur Transformation in symmetrische Komponenten (Symmetrierung)

$\underline{\mathbf{T}}$  ... Matrix zur Rücktransformation in Phasengrößen (Entsymmetrierung)

- Längsimpedanzen und Queradmittanzen einer Leitung in symmetrischen Komponenten

$$\begin{aligned} \underline{U}^0 &= \underline{I}^0 \cdot \underline{Z}^0 & \underline{I}^0 &= \underline{Y}^0 \cdot \underline{U}^0 \\ \underline{U}^1 &= \underline{I}^1 \cdot \underline{Z}^1 & \underline{I}^1 &= \underline{Y}^1 \cdot \underline{U}^1 \\ \underline{U}^2 &= \underline{I}^2 \cdot \underline{Z}^2 & \underline{I}^2 &= \underline{Y}^2 \cdot \underline{U}^2 \end{aligned}$$

- Aktive Netzteile in symmetrischen Komponenten (Maschinen, Netze, etc.)

$$\begin{aligned} \underline{U}^0 &= -\underline{Z}^0 \cdot \underline{I}^0 \\ \underline{U}^1 &= \underline{U}_L^1 - \underline{Z}^1 \cdot \underline{I}^1 \\ \underline{U}^2 &= -\underline{Z}^2 \cdot \underline{I}^2 \end{aligned}$$

*Anmerkung: Eine detailliertere Beschreibung der symmetrischen Komponenten und deren Berechnung sowie den Rechengang mit symmetrischen Komponenten entnehme man einschlägiger Literatur (z.B. [2], [5], [7], [22], bzw. [32]).*

### 4.1.2 Allgemeines zu Impedanzen von Hochspannungsleitungssystemen

Bei einer Stromrückleitung im Erdreich ergeben sich bei Wechselströmen grundsätzlich andere Verhältnisse als bei Gleichstrom. Bei Gleichstrom ist der Rückstrom nicht durch die Leitungsführung beeinflusst. Bei Wechselstrom „folgt“ der Rückstrom im Erdreich der Leitungsführung aufgrund der magnetischen Wirkung des Magnetfeldes der Leitung. Es ergibt sich dadurch eine bestimmte Stromdichteverteilung im Erdreich.

Für die Leitungsimpedanz kann unter Berücksichtigung der Stromrückleitung ein Impedanzwert je Längeneinheit (in  $\Omega/\text{km}$ ) der Leitung bzw. der einzelnen Leiter angegeben werden.

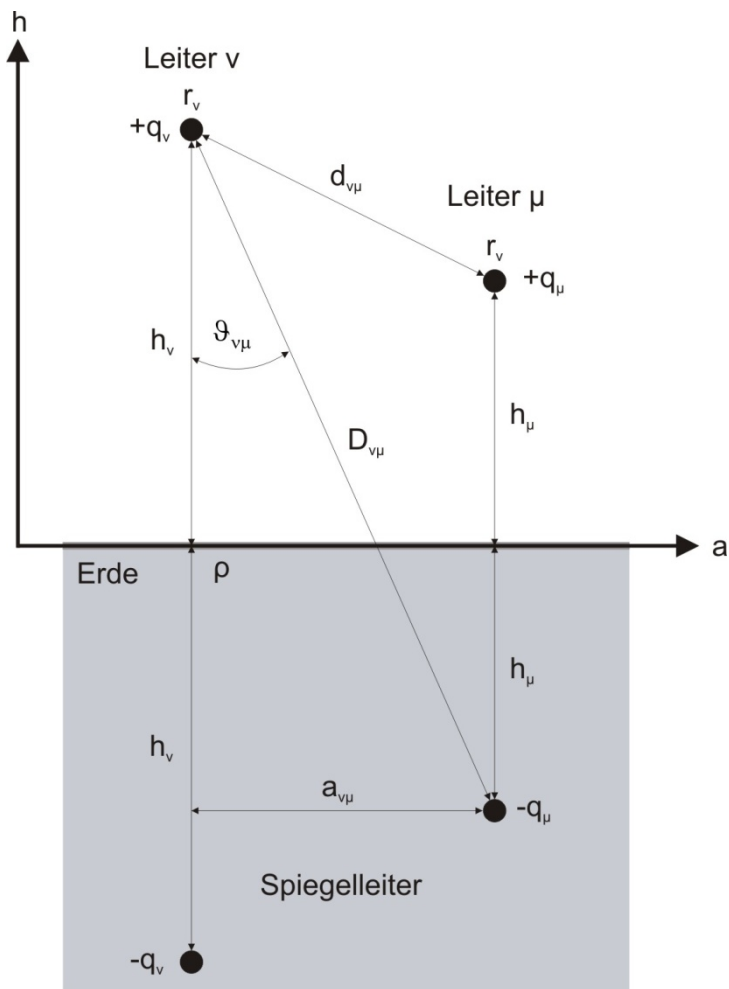
Die theoretischen Zusammenhänge (Leiterschleife mit Erdrückleitung) wurden von F. Pollaczek [27] und J. R. Carson [28] sowie F. Haberland erarbeitet [2].

Die Längsimpedanzen von Leitungen mit Erdrückleitung können an Hand der geometrischen Daten des Mastes bzw. des Mastkopfbildes und zusätzlichen Parameter, wie beispielhaft der ohmsche und induktive Widerstandbelag des verwendeten Leiterseiles etc., berechnet werden.

Ausgehend von den Veröffentlichungen von F. Pollaczek [27] und J. R. Carson [28], welche die Berechnung der Koppelimpedanzen zwischen Leiterschleifen mit Erdrückleitung erarbeitet und angeführt haben, wird in dieser Arbeit eine Näherungsbeziehung zur Lösung der unendlichen Integrale über eine Reihenentwicklung nach J. R. Carson angewandt.

Im Folgenden wird von zwei unendlich langen, wechselstromdurchflossenen, parallel liegenden Leitern mit einer Höhe  $h$  über Erde und homogenen Leiter- und Umgebungsmaterialien (Luft und Erde) ausgegangen. Basierend auf den Maxwell-Gleichungen mit Berücksichtigung der Dämpfung der Leiter für die magnetischen und elektrischen Vektoren und leitfähigen Erdreiches kann das resultierende Feld der Wechselstrom durchflossenen Leiter unter Vernachlässigung der Leiterradien berechnet werden.

**Geometrische Beziehungen der Leiter von Mehrleiteranordnungen**



$$d_{v\mu} = \sqrt{a_{v\mu}^2 + (h_v - h_\mu)^2}$$

$$D_{v\mu} = \sqrt{a_{v\mu}^2 + (h_v + h_\mu)^2}$$

$$\vartheta_{v\mu} = \arccos\left(\frac{h_v - h_\mu}{D_{v\mu}}\right)$$

$$\alpha_e = \sqrt{\frac{\omega\mu_0}{\rho}}$$

$$\lambda_{vv} = 2 \cdot h_v \cdot \alpha_e$$

$$\lambda_{v\mu} = D_{v\mu} \cdot \alpha_e$$

**Abbildung 4-10: Illustration der geometrischen Abstände zweier Leiter v und μ mit ihren Spiegelleitern zur Bestimmung der Impedanzen und Koppelimpedanzen einer Leitungskonfiguration**

- $h_v$  ... Höhe des Leiters v in m
- $r_v$  ... Radius des Leiters v in m
- $d_{v\mu}$  ... Abstand der Leiter v und μ untereinander in m
- $D_{v\mu}$  ... Abstand der Leiter zu den Spiegelleitern in m
- $\rho$  ... spezifischer Bodenwiderstand in  $\Omega\text{m}$
- $\omega$  ... Kreisfrequenz ( $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ )
- $\mu_0$  ... Induktionskonstante ( $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ ) in  $\text{Vs.A.m}^{-1}$

### Berechnung der Koppelimpedanz von zwei parallel geführten Leitern mit Erdrückleitung nach F. Pollaczek [27]:

$$\underline{Z}_k = \frac{\omega\mu_0}{4\pi} \cdot \left[ j2 \cdot \ln\left(\frac{d_{v\mu}}{D_{v\mu}}\right) + \frac{4}{\alpha_e^2} \frac{a_{v\mu}^2 - (h_v + h_\mu)^2}{(a_{v\mu}^2 + (h_v + h_\mu)^2)^2} + 2 \left( \int_{-\infty}^0 \sqrt{x^2 + j} \cdot e^{\alpha_e x (j a_{v\mu} + h_v + h_\mu)} dx + \int_0^{+\infty} \sqrt{x^2 + j} \cdot e^{\alpha_e x (j a_{v\mu} - h_v - h_\mu)} dx \right) \right] \quad (4.22)$$

Es gilt für  $\alpha_e = \sqrt{\frac{\omega\mu_0}{\rho}}$  (entspricht dem 0,7-fachen Kehrwert der Eindringtiefe einer elektromagnetischen Welle ins homogene Erdreich) und  $x$  ist die Integrationsvariable.

### Berechnung der Koppelimpedanz von zwei parallel geführten Leitern mit Erdrückleitung nach J. R. Carson [28]:

$$\underline{Z}_k = \frac{\omega\mu_0}{4\pi} \cdot \left[ 4 \int_0^{\infty} (\sqrt{x^2 + j} - x) e^{-px} \cdot \cos(qx) dx + j2 \cdot \ln\left(\frac{d_{v\mu}}{D_{v\mu}}\right) \right] \quad (4.23)$$

Es gilt für  $p = \alpha_e \cdot (h_v + h_\mu)$  und  $q = \alpha_e \cdot a_{v\mu}$ .

Die Lösung der nach F. Pollaczek (4.22) oder J. R. Carson (4.23) angegebenen Formeln, speziell die numerische Lösung der in den Beziehungen vorkommenden unendlichen Integrale ist auch in der heutigen Zeit mit Hilfe von digital Rechnern sehr langwierig und rechenintensiv. Weshalb verschiedene Näherungen und Approximationen für die Lösung der unendlichen Integrale erarbeitet wurden.

In der vorliegenden Arbeit wird zur Berechnung der Impedanzen von Hochspannungsleitungen auf eine Näherung basierend auf einer unendlichen Reihenentwicklung für die unendlichen Integrale nach J. R. Carson eingegangen.

Für die Berechnung der Impedanzen der Selbstinduktion und der Gegeninduktion sind Kenndaten der eingesetzten Leiterseile wie der Induktivitäts- bzw. Widerstandsbelag etc. notwendig.

Der Unterschied in der Berechnung von Impedanzen und Koppelimpedanzen von Freileitungssystemen und Kabelsystemen liegt im Aufbau (Entfernung und Geometrie der Leiter, Schirm, Erdseil, etc.), den verwendeten Materialien (Leiter-, Isolationsmaterialien) sowie in bestimmten Eigenschaften der verschiedenen Leitungstypen (z.B. Länge, Verhältnis Länge und Erdrückstromeindringtiefe).

### 4.1.3 Eigen- und Koppelimpedanzen von Freileitungen

Bei den Impedanzen von Freileitungen im speziellen den Längs- und Koppelimpedanzen (Leiter mit Erdrückleitung) kann zwischen den Impedanzen der Selbstinduktion eines Leiters und der gegenseitigen Induktion zweier Leiter unterschieden werden.

In dieser Arbeit wird eine Näherung nach J. R. Carson herangezogen und kurz erläutert.

Die Leitungs- und Koppelimpedanzen können anhand von komplexen Besselfunktionen berechnet werden [29].

#### 4.1.3.1 Impedanz der Selbstinduktion einer Leiterschleife mit Erdrückleitung

Die Formel (4.24) wurde von J. R. Carson für die Impedanz der Selbstinduktion einer Leiterschleife mit Erdrückleitung angegeben.

$$\underline{Z}'_{vv} = R'_v + \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot 2P_{vv} + j \left\{ X'_{iv} + \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \left( \ln \frac{2h_v}{r_v} + 2Q_{vv} \right) \right\} \quad (4.24)$$

$$P_{vv} = \frac{\pi}{8} - \frac{\lambda_{vv}}{3\sqrt{2}} + \frac{\lambda_{vv}^2}{16} \left( \frac{5}{4} - \ln \frac{\gamma\lambda_{vv}}{2} \right) + \frac{\lambda_{vv}^3}{45\sqrt{2}} + \dots \quad (4.25)$$

$$Q_{vv} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2} \ln \frac{\gamma\lambda_{vv}}{2} + \frac{\lambda_{vv}}{3\sqrt{2}} - \frac{\pi\lambda_{vv}^2}{64} + \frac{\lambda_{vv}^3}{54\sqrt{2}} + \dots \quad (4.26)$$

Die Terme  $P_{vv}$  und  $Q_{vv}$  stellen hier die unendliche Reihenentwicklung dar, welche Carson für die Lösung des unendlichen Integrals ermittelt hat. Unter Berücksichtigung der folgenden Einschränkung  $h_v\alpha_e \ll 1$  kann für die Terme in (4.25) und (4.26) folgende Näherungen (4.27), (4.28) angegeben werden.

$$P_{vv} = \frac{1}{2} \left( \frac{\pi}{4} - \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e h_v \right) \quad (4.27)$$

$$Q_{vv} = \frac{1}{2} \left( \ln \frac{\sqrt{e}}{\gamma\alpha_e h_v} + \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e h_v \right) \quad (4.28)$$

Unter Anwendung der gerade angeführten Näherungen kann die Beziehung (4.24) folgendermaßen geschrieben werden:

$$\underline{Z}'_{vv} = R'_v + \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \left( \frac{\pi}{4} - \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e h_v \right) + j \left\{ X'_{iv} + \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \left( \ln \frac{2\sqrt{e}}{r_v\gamma\alpha_e} + \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e h_v \right) \right\} \quad (4.29)$$

$$\delta_e = \sqrt{\frac{2 \cdot \rho}{\omega \cdot \mu_0}} = \frac{\sqrt{2}}{\alpha_e} \quad (4.30)$$

$$D_e = \frac{\sqrt{2 \cdot e}}{\gamma} \cdot \delta_e \quad (4.31)$$

Die Beziehung (4.29) kann durch Einführung der Eindringtiefe ins Erdreich  $\delta_e$  und des äquivalenten Abstandes zum Erdrückleiters  $D_e$  folgend ausgedrückt werden.

$$\underline{Z}'_{vv} = R'_v + \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \left( \frac{\pi}{4} - \frac{4h_v}{3\delta_e} \right) + j \left\{ X'_{iv} + \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \left( \ln \frac{D_e}{r_v} + \frac{4h_v}{3\delta_e} \right) \right\} \quad (4.32)$$

#### 4.1.3.2 Impedanz der Gegeninduktion einer Leiterschleife mit Erdrückleitung

Die Formel (4.33) wurde von J. R. Carson für die Impedanz der Gegeninduktion einer Leiterschleife mit Erdrückleitung angegeben.

$$\underline{Z}'_{v\mu} = \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \cdot 2P_{v\mu} + j \left\{ \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \left( \ln \frac{D_{v\mu}}{d_{v\mu}} + 2Q_{v\mu} \right) \right\} \quad (4.33)$$

$$P_{v\mu} = \frac{\pi}{8} - \frac{\lambda_{v\mu}}{3\sqrt{2}} \cos \vartheta_{v\mu} + \frac{\lambda_{v\mu}^2}{16} \cos 2\vartheta_{v\mu} \left( \frac{5}{4} - \ln \frac{\gamma \lambda_{v\mu}}{2} \right) + \frac{\lambda_{v\mu}^2}{16} \vartheta_{v\mu} \sin 2\vartheta_{v\mu} + \frac{\lambda_{v\mu}^3}{45\sqrt{2}} \cos 3\vartheta_{v\mu} \dots \quad (4.34)$$

$$Q_{v\mu} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2} \ln \frac{\gamma \lambda_{v\mu}}{2} + \frac{\lambda_{v\mu}}{3\sqrt{2}} \cos \vartheta_{v\mu} - \frac{\pi \lambda_{v\mu}^2}{64} \cos 2\vartheta_{v\mu} + \frac{\lambda_{v\mu}^3}{45\sqrt{2}} \cos 3\vartheta_{v\mu} \dots \quad (4.35)$$

Die Terme  $P_{v\mu}$  und  $Q_{v\mu}$  stellen hier die unendliche Reihenentwicklung dar, welche Carson für die Lösung des unendlichen Integrals ermittelt hat. Unter der üblichen Berücksichtigung der folgenden Einschränkung  $D_{v\mu} \alpha_e \leq 0.5$  kann für die Terme in (4.34) und (4.35) folgende Näherungen (4.36), (4.37) angegeben werden, welche zu einer guten Approximation führt.

$$P_{v\mu} = \frac{1}{2} \left( \frac{\pi}{4} - \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e \frac{h_v + h_\mu}{2} \right) \quad (4.36)$$

$$Q_{v\mu} = \frac{1}{2} \left( \ln \frac{2\sqrt{e}}{\gamma \alpha_e D_{v\mu}} + \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e \frac{h_v + h_\mu}{2} \right) \quad (4.37)$$



Unter Anwendung der gerade angeführten Näherungen kann die Beziehung (4.33) folgendermaßen geschrieben werden:

$$\underline{Z}'_{v\mu} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \left( \frac{\pi}{4} - \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e \frac{h_v + h_\mu}{2} \right) + j \left\{ \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \left( \ln \frac{2\sqrt{e}}{\gamma\alpha_e d_{v\mu}} + \frac{2\sqrt{2}}{3} \alpha_e \frac{h_v + h_\mu}{2} \right) \right\} \quad (4.38)$$

Das unendliche Integral - in der Beziehung (4.23) - zur Bestimmung der Koppelimpedanzen von Leiterschleifen mit Erdrückleitung kann numerisch durch eine unendliche Reihenentwicklung basierend auf J. R. Carson ausgedrückt werden. Eingangs wurde bereits erwähnt, dass die hier angeführten Näherungen zu Einschränkungen, welche durch das Weglassen von Gliedern der unendlichen Reihenentwicklung entstehen, führen. Diese Einschränkungen betreffen die Aufhängehöhen  $h_v$  und die Abstände der Leiter  $D_{v\mu}$  (Abstand der Leiter zu den Spiegelleitern). Die angeführten Näherungen liefern zulässige Werte für die Impedanzen und Koppelimpedanzen, wenn die folgenden Vorschriften:  $h_v \alpha_e \ll 1$  und  $D_{v\mu} \alpha_e \leq 0.5$  berücksichtigt und eingehalten werden.

Bei Verwendung der angeführten Formeln zur Bestimmung der Impedanzmatrix für die jeweilige Leitungskonfiguration ist also auf die Abstände der parallel geführten Leitungssysteme zu achten. Die maximalen zulässigen Werte für  $h_v$  und  $D_{v\mu}$  sind von einigen Faktoren wie z.B. dem spezifischen Bodenwiderstand, der Betriebsfrequenz, etc. abhängig.

Wenn eine Beeinflussungsrechnung von parallelgeführten Leitungssystemen mit größeren Abständen durchgeführt werden soll, wobei die zulässigen Werte für  $h_v$  und  $D_{v\mu}$  überschritten werden, müssen andere Näherungen zur Bestimmung der Koppelimpedanzen herangezogen werden, oder auch höhere Glieder der unendlichen Reihe nach Carson berücksichtigt werden.

#### 4.1.3.3 Vereinfachte Darstellung und Berücksichtigung von Bündelleitern

Die Impedanzen der Selbstinduktion und der Gegeninduktion einer Freileitung können näherungsweise mittels (4.39), (4.40) bzw. bei Einsatz von Bündelleitern mit (4.41) bestimmt werden. Die Formelbeziehungen ergeben sich aus den zuvor angeführten Näherungen nach J. R. Carson.

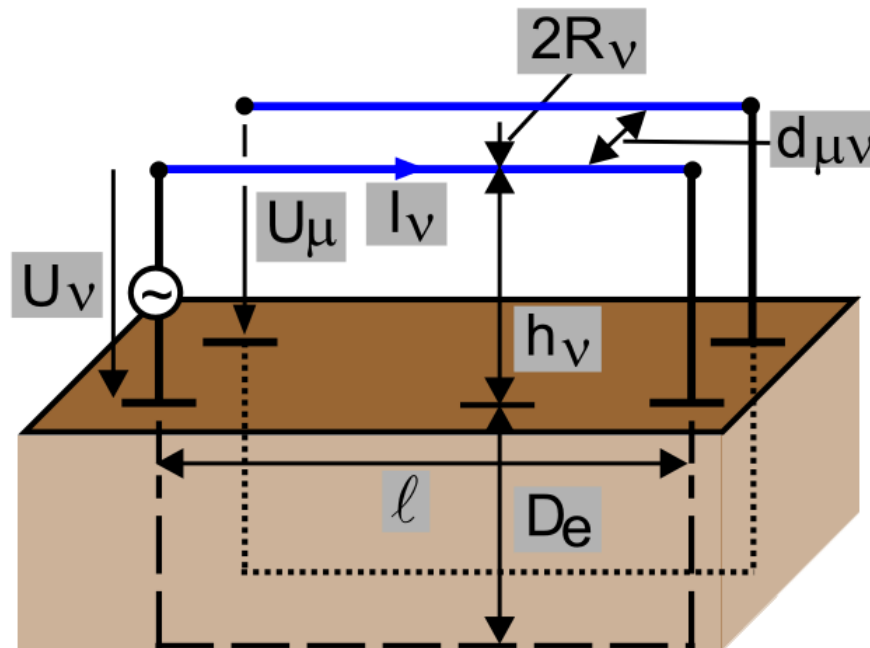


Abbildung 4-11: Darstellung zweier Leiterschleifen mit Erdrückleitung aus [5]

- $U_\nu$  ... Quellenspannung in V
- $U_\mu$  ... induzierte Spannung in V
- $I_\nu$  ... Quellenstrom in A
- $I_\mu$  ... induzierter Strom in A
- $r_\nu$  ... Radius des Leiterseiles in m
- $h_\nu$  ... Abstand des Leiters  $\nu$  zum Erdboden in m
- $d_{\nu\mu}$  ... Abstand zwischen den Leitern  $\nu$  und  $\mu$  in m
- $D_e$  ... Erdrückstromtiefe (Äquivalenter Abstand zum Erdrückleiter) in m
- $l$  ... Leiterlänge in m

Die Formel (4.32) und (4.38) welche zuvor angeführt wurden, können als ausreichend für die folgenden weiteren Betrachtungen vorausgesetzt werden. Durch folgende Formelzeichen kann eine bessere Lesbarkeit und auch Verständnis der einzelnen Teile der Formeln erreicht werden:

Formel	Beschreibung	Maßzahl
$R'_e = \frac{\omega \mu_0 \cdot \pi}{2 \pi \cdot 4}$	Der Erdwiderstand $R'_e$ je Längeneinheit	in $\Omega/\text{km}$
$\Delta_{vv} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{4 \cdot h_v}{3 \cdot \delta_e}$	Höhenkorrektur	
$\Delta_{v\mu} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{2 \cdot (h_v + h_\mu)}{3 \cdot \delta_e}$	Höhenkorrektur	
$R'_v = \frac{\rho}{r_v^2 \cdot \pi}$	Der ohmsche Widerstand eines Leiters je Längeneinheit	in $\Omega/\text{km}$
$X'_{vv} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln\left(\frac{D_e}{r_v}\right)$	Selbstreaktanz der Leiterschleife je Längeneinheit	in $\Omega/\text{km}$
$X'_{v\mu} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln\left(\frac{D_e}{d_{v\mu}}\right)$	Reaktanz der Gegeninduktion der beiden Leiter je Längeneinheit	in $\Omega/\text{km}$
$X'_{iv} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln\left(\frac{\mu_r}{4}\right)$	Innere Reaktanz $X'_{iv}$ des Leiters $v$ je Längeneinheit	in $\Omega/\text{km}$
$\delta_e = \sqrt{\frac{2 \cdot \rho}{\omega \cdot \mu_0}}$	Eindringtiefe des Erdrückstromes ins (homogene) Erdreich	in m
$D_e = \frac{\sqrt{2 \cdot e}}{\gamma} \cdot \delta_e$	Abstand zum äquivalenten Erdrückleiter, Erdrückstr omtiefe	in m

$\rho$  ... spezifischer Widerstand des Leiterwerkstoffes in  $\Omega/\text{m}$

$r_v$  ... Radius des Leiters in m

$\mu_0$  ... Induktionskonstante ( $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$  in  $\text{Vs} \cdot \text{Am}^{-1}$ )

$\mu_r$  ... relative Permeabilität

$\gamma$  ... Bessel'sche Konstante ( $\gamma = 1,7811$ )

$\rho$  ... spezifischer Erdwiderstand

$e$  ... Euler'sche Zahl ( $e = 2,7183$ )

Die einzelnen Elemente der Formelbeziehungen (4.39) und (4.40), können mit den oben angegebenen Beziehungen ermittelt werden. Sind die Elemente jedoch bereits aus Messungen oder Datenblättern bekannt, können diese Werte für die weiterführende Berechnung verwendet werden.

#### Selbstimpedanz einer Leiterschleife (Leiter-Erde) je Längeneinheit

$$\underline{Z}'_{vv} = (R'_e - \Delta_{vv} + R'_v) + j \cdot (X'_{vv} + \Delta_{vv} + X'_{iv}) \quad (4.39)$$

#### Gegenimpedanz zweier Leiterschleifen (Leiter-Erde) je Längeneinheit

$$\underline{Z}'_{v\mu} = (R'_e - \Delta_{v\mu}) + j \cdot (X'_{v\mu} + \Delta_{v\mu}) \quad (4.40)$$

*Anmerkung: Die oben angeführten Formelbeziehungen stellen Näherungen dar, es wurden nur einige Glieder der unendlichen Reihenentwicklung nach J. R. Carson zur Ermittlung der Formelbeziehungen verwendet und sind deshalb nur gültig, wenn die Leiterabstände gewissen Grenzen<sup>8</sup> einhalten (z.B.:  $d_{v\mu} \leq 30 \text{ m [2]}$ ).*

### Einsatz von Bündelleitern

Bei Hochspannungsleitungen entspricht der ohmsche Widerstand des Leiters annähernd dem Gleichstromwiderstand. Bei Verwendung von Bündelleitern, muss bei der Berechnung stellvertretend für den Radius  $r_v$  des Leiters, der elektrische Ersatzbündelleiterradius  $r_{vB}$  (siehe Punkt 4.1.1.3, Seite 24) eingesetzt werden. Bündelleiter sind elektrisch parallel geschaltet, auf Grund der Parallelschaltung muss der mittels des Bündelleitersersatzradius  $r_{vB}$  berechnete ohmsche Widerstand  $R'_v$  sowie die innere Reaktanz  $X'_{iv}$  des Leiters korrigiert werden. Diese Korrektur wird mittels Division des Wertes durch die Anzahl der Bündelteilleiter erreicht [15].

Demnach wird die Beziehung (4.39) unter der Berücksichtigung eines Einsatzes von Bündelleitern zu:

$$\underline{Z}'_{vv} = (R'_e - \Delta_{vv} + \frac{1}{n} R'_v) + j \cdot (X'_{vv} + \Delta_{vv} + \frac{1}{n} X'_{iv}) \quad (4.41)$$

n... Anzahl der Teilleiter des Bündels

---

<sup>8</sup> Diese Grenzen für die Leiterhöhen bzw. Abstände der Leiter zu den Spielgleitern sind abhängig von Parametern wie z.B. der Betriebsfrequenz oder dem spezifischen Erdwiderstand.

#### 4.1.4 Eigen- und Koppelimpedanzen von Hochspannungskabeln

Die elektrischen Kenngrößen von Energiekabeln sind durch den Aufbau, das verwendete Leitermaterial (Aluminium, Kupfer, etc.) und durch die geometrischen Abmessungen bestimmt. Als weiterer Punkt müssen bei der Berechnung der Impedanzen von Kabeln die Erdungsverhältnisse der leitfähigen Kabelmäntel und -bewehrungen berücksichtigt werden, da diese einen Einfluss auf die Impedanzen bzw. Koppelimpedanzen haben [2]. Grundsätzlich bestehen bei Kabeln verschiedene Möglichkeiten der Erdung [2]. Die Erdungsverhältnisse von Kabelschirmen definieren auch die Auswirkungen der induktiven Beeinflussung: Bei nicht beidseitig geerdeten (isolierten) Kabelschirmen oder Erdung des Schirmes durch Überspannungsableiter treten induzierte Längsspannungen auf, bei beidseitig direkt (niederohmig) geerdeten Schirmen kommt es aufgrund der Schirmleiter-Erde-Schleife in Folge der Induktionswirkung zu einem Stromfluss. Je nach Behandlung der Kabelschirme ergeben sich unterschiedliche Reduktionswirkungen, die bei der Berechnung der Impedanzen berücksichtigt werden müssen. Für die Berechnung der wirksamen Impedanzen von Drehstromenergiekabeln hat der Aufbau (Geometrie, Schirme etc.) des Kabels einen bedeutenden Einfluss. Häufige in der Energietechnik eingesetzte Kabeltypen sind z.B. Gürtelkabel, Einleiter- oder Dreimantelkabel ohne Bewehrung H-Kabel und Dreimantelkabel mit Bewehrung. Einleiterkabel werden häufig verwendet, die Verlegung kann hier nebeneinander oder in Dreiecksanordnung erfolgen [2]. Meist werden im sogenannten Künnettenprofil zusätzlich Datenkabeln und begleitende Erder (geerdete Reduktionsleiter, Leiterseile) mitverlegt.

Bei einer parallelen Verlegung von zwei oder mehreren Kabelsystemen können auch die Kopplungen der Kabelsysteme untereinander bestimmt werden, um daraus die resultierenden Beeinflussungen zu bestimmen. Dies ist aber nicht Teil der Arbeit und wird deshalb nicht weiter ausgeführt.

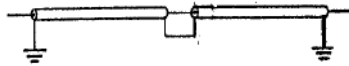
*Anmerkung: Bei der induktiven Beeinflussung zwischen Energiekabeln, deren Schirm beidseitig geerdet ist, ist darauf zu achten, dass der Schirm von der Dimension her (Schirmquerschnitt) die auftretenden induzierten Ströme bezüglich der Größe und der Einwirkungsdauer trägt.*

Im Allgemeinen stellt sich die Berechnung von Kabelimpedanzen aufgrund des geometrischen Aufbaues (Schirme, Mantel, Bewehrungen etc.) schwieriger als jene von Freileitungen dar. In dieser Arbeit wird die Berechnung der Kabelimpedanzen am Rande

erwähnt - aber nicht genauer ausgeführt, da die Beeinflussung und Kopplung von Kabeln nicht im Vordergrund dieser Arbeit steht.

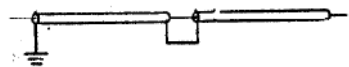
Es kann grundsätzlich zwischen folgenden Möglichkeiten unterschieden werden [2]:

- Kabel ohne leitfähige Mäntel und Bewehrungen
- Kabel mit vollisolierten leitfähigen Mänteln bzw. Bewehrungen
- Kabel mit Mänteln bzw. Bewehrungen mit Erderwirkung
- Leitfähiger Kabelmantel in den Kabelmuffen verbunden (kontaktiert) und mit Erdung an beiden Endverschlüssen

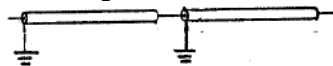


- Vorteil: Verbesserte Erdungsverhältnisse im Netz  
Kabelmantelreduktionsfaktor bei Beeinflussungen  
Nachteil: Zusatzverluste durch Kabelmantelströme

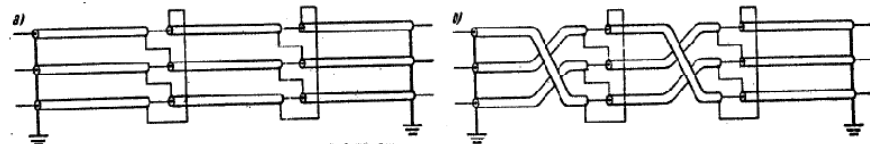
- Kabelmantel in den Kabelmuffen verbunden, es wird nur ein Endverschluss geerdet



- Vorteil: keine Zusatzverluste  
Nachteil: am freien Ende hohe Kabelmantelspannungen  
Schlechter Kabelmantelreduktionsfaktor  
Verminderte Erderwirkung  
Bei Längen über 500 m muss der Kabelmantel unterteilt werden



- Auskreuzen der Kabelmäntel (a) und zyklische Vertauschung der Kabellage (b), sowie Erdung an den Kabelenden



- Vorteil: verbesserte Erdungsverhältnisse  
Keine hohen Induktionsspannungen am offenen Ende  
Kabelmantelstrom wird unterdrückt  
Nachteil: hoher Montageaufwand und -kosten  
Anwendung nur bei Höchstspannungskabel

#### 4.1.5 Impedanzmatrix

Nachdem die einzelnen Impedanzen und Koppelimpedanzen der Leitungskonfiguration ermittelt wurden, kann die sogenannte vollständige Impedanzmatrix der Leitungskonfiguration angegeben werden. Diese beinhaltet je nach Leitungstyp (Freileitung oder Kabel) die Längs- und Koppelimpedanzen der Leiter, Erdseile und ggf. der Kabelschirme.

Die vollständige Impedanzmatrix eines Mehrleitersystems mit Erdrückleitung kann in Matrixschreibweise wie folgt angegeben werden:

$$\underline{U} = \underline{Z} \cdot \underline{I} \quad (4.42)$$

$\underline{U}$  ... Effektivwerte der Phasenspannungen

$\underline{Z}$  ... Matrix der Impedanzen einer Leitungskonfiguration mit Erdseilen (Längsimpedanzen bzw. Koppelimpedanzen)

$\underline{I}$  ... Leiterström in den einzelnen Phasen

##### 4.1.5.1 Reduzierte Phasenimpedanzen (Elimination des Erdseiles, Erdseilkorrekturfaktoren)

Bei Freileitungen mit Erdseilen ist die reduzierende Wirkung der Erdseile auf Grund der magnetischen Kopplung mit den Leiterseilen zu berücksichtigen. Bei Energiekabeln haben beidseitig geerdete Kabelmäntel und –schirme eine reduzierende Wirkung auf die Längsimpedanzen des Kabels, diese reduzierende Wirkung muss berücksichtigt werden.

Bei Freileitungen mit Stahlgittermasten werden häufig Erdseile mitgeführt, welche an der Spitze des Mastes angebracht und mit diesem leitfähig verbunden sind. Das Erdseil kann in verschiedenen Formen ausgeführt werden (z.B. mit integrierten Lichtwellenleitern), es können auch mehrere Erdseile auf einem Freileitungsmast angebracht werden (abhängig von der Größe des Masten bzw. des gewünschten Schutzwinkels gegen direkten Blitzeinschlag).

Das Erdseil erfüllt mehrere Aufgaben wie: z.B. den Schutz gegen direkten Blitzeinschlag, Verbesserung der Erdungsverhältnisse und Aufnahme von Teilströmen bei Erd(kurz)schlüssen [7].

Um die Matrix der Phasenimpedanzen in symmetrische Komponenten transformieren zu können, müssen bei vorhandenem Erdseil(en) die Matrizen um den sogenannten Erdseilkorrekturfaktor „reduziert“ werden.

Die vollständige Impedanzmatrix, welche die Phasen- und Koppelimpedanzen einer Leitungsanordnung beschreibt, kann in folgende Teilmatrizen separiert werden. Die Separation erfolgt nach aktiven (p) und passiven (q) Leitern und deren Kopplungen untereinander sowie den Kopplungen zwischen aktiven und passiven Leitern (pq, qp).

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{U}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Z}}_{pp} & \underline{\mathbf{Z}}_{pq} \\ \underline{\mathbf{Z}}_{qp} & \underline{\mathbf{Z}}_{qq} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_p \\ \underline{\mathbf{I}}_q \end{bmatrix} \quad (4.43)$$

$\underline{\mathbf{Z}}_{pp}$ ... Teilmatrix, welche die aktiven Leiter (p) und deren Kopplung untereinander berücksichtigt

$\underline{\mathbf{Z}}_{pq}$ ... Teilmatrix, welche die Kopplung zwischen aktiven (p) und passiven (q) Leitern berücksichtigt

$\underline{\mathbf{Z}}_{qp}$ ... Teilmatrix, welche die Kopplung zwischen passiven (q) und aktiven (p) Leitern berücksichtigt

$\underline{\mathbf{Z}}_{qq}$ ... Teilmatrix, welche die passiven Leiter (q) und deren Kopplungen untereinander berücksichtigt

Der Erdseilkorrekturfaktor  $\underline{\mathbf{K}}$  für zwei Erdseile (S, T) ist folgend definiert (4.44):

$$\underline{\mathbf{K}}_{v\mu} = \frac{\underline{Z}_{vS} \cdot (\underline{Z}_{\mu S} \underline{Z}_{TT} - \underline{Z}_{\mu T} \underline{Z}_{ST}) + \underline{Z}_{vT} \cdot (\underline{Z}_{\mu T} \underline{Z}_{SS} - \underline{Z}_{\mu S} \underline{Z}_{ST})}{\underline{Z}_{SS} \underline{Z}_{TT} - \underline{Z}_{ST}^2} \quad (4.44)$$

In Matrizenschreibweise ist der Erdseilkorrekturfaktor durch (4.45) definiert, die reduzierten Phasenimpedanzen können mittels (4.46) ermittelt werden. Die Beziehung (4.47) zeigt dann wieder die bekannte Form.

$$\underline{\mathbf{K}} = \underline{\mathbf{Z}}_{pq} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_{qq}^{-1} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_{qp} \quad (4.45)$$

$$\underline{\tilde{\mathbf{Z}}} = \underline{\mathbf{Z}}_{pp} - \underline{\mathbf{K}} \quad (4.46)$$

$$\underline{\mathbf{U}}_p = \underline{\tilde{\mathbf{Z}}} \cdot \underline{\mathbf{I}}_p \quad (4.47)$$

$\underline{\mathbf{K}}$ ... Matrix mit den einzelnen Erdseilkorrekturfaktoren für die jeweiligen Leiter

Aus der Beziehung (4.42) folgt nach Eliminierung der Erdseile die Beziehung (4.47), welche die Matrix der reduzierten Phasenimpedanzen wiedergibt.

$$\underline{\mathbf{U}} = \underline{\tilde{\mathbf{Z}}} \cdot \underline{\mathbf{I}} \quad (4.48)$$

$\underline{\mathbf{U}}$ ... Effektivwerte der Phasenspannungen

$\underline{\tilde{\mathbf{Z}}}$ ... Matrix der reduzierten Impedanzen einer Leitungskonfiguration (Längsimpedanzen bzw. Koppelimpedanzen)

$\underline{\mathbf{I}}$ ... Leiterström in den einzelnen Phasen



#### 4.1.6 Symmetrische Komponenten der Phasenimpedanzen

Die Einführung von symmetrischen Komponenten ist zweckdienlich, da sich die Problembearbeitung vereinfacht. Die zuvor berechneten Matrizen können zur leichteren Weiterverwendung in symmetrische Komponenten transformiert werden. Die Transformation der Phasenimpedanzen in symmetrische Komponenten, kann bei vorhandenen Erdseilen erst nach der Erdseilelimination (reduzierte Phasenimpedanzen) durchgeführt werden.

Beziehung (4.49) zeigt die Transformation der reduzierten Phasenimpedanzmatrix von 4 Systemen (a, b, c und d) in symmetrischen Komponenten.

$$\underline{\mathbf{U}}^S = \underline{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{Z}}^S \cdot \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{I}}^S$$

$$\begin{pmatrix} \underline{\mathbf{U}}_a^S \\ \underline{\mathbf{U}}_b^S \\ \underline{\mathbf{U}}_c^S \\ \underline{\mathbf{U}}_d^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{S}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{S}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{S}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{\mathbf{S}} \end{pmatrix} \cdot \underbrace{\begin{pmatrix} \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{aa} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{ab} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{ac} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{ad} \\ \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{ba} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{bb} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{bc} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{bd} \\ \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{ca} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{cb} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{cc} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{cd} \\ \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{da} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{db} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{dc} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}_{dd} \end{pmatrix}}_{\begin{pmatrix} \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{aa} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{ab} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{ac} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{da} \\ \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{ba} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{bb} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{bc} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{db} \\ \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{ca} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{cb} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{cc} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{dc} \\ \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{da} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{db} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{dc} & \tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{dd} \end{pmatrix}} \cdot \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{T}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{T}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{T}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{\mathbf{T}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{I}}_a^S \\ \underline{\mathbf{I}}_b^S \\ \underline{\mathbf{I}}_c^S \\ \underline{\mathbf{I}}_d^S \end{pmatrix} \quad (4.49)$$

$\tilde{\underline{\mathbf{Z}}}$  ... Matrix der reduzierten Phasenimpedanzen

$\tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der reduzierten Phasenimpedanzen

$\underline{\mathbf{I}}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Effektivwerte (RMS) der Phasenströme

$\underline{\mathbf{U}}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Effektivwerte (RMS) der Phasenspannungen

*Anmerkung:* Die Kleinbuchstaben a, b, c und d in den unteren Indizes beschreiben die einzelnen Systeme. Beispielsweise enthält die Teilmatrix  $\tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{aa}$  die symmetrischen Komponenten der reduzierten Phasenimpedanzen des Systems a, die Teilmatrix  $\tilde{\underline{\mathbf{Z}}}^S_{ab}$  enthält die symmetrischen Komponenten der Koppelimpedanzen des Systems a auf das System b.

*Anmerkung:* Da nur Matrizen, in denen die Erdseile bereits eliminiert wurden, in symmetrische Komponenten transformiert werden können, wird im Weiteren auf die Kennzeichnung von reduzierten Matrizen verzichtet.

#### **4.1.7 Erd- und Koppelkapazitäten von Freileitungen**

Die rechnerische Ermittlung von Kapazitäten bzw. Kapazitätskoeffizienten von Leitungskonfigurationen (Freileitung, Kabel) können, wie im folgenden Punkt angeführt, berechnet werden. Sie dienen als Grundlage für die Bestimmung der kapazitiven Kopplung zwischen Leitungssystemen.

Sinngemäß ergeben sich bei Freileitungen und Kabelstrecken, durch den Aufbau und durch die Isolationsmedien (z.B. Luft, VPE, Ölpapier, etc.) bedingt, andere Verhältnisse betreffend der Kapazitäten. Deshalb ist eine Unterteilung in Kapazitäten von Freileitungen und Kabeln sinnvoll.

##### **4.1.7.1 Kapazitäten von Freileitungsanordnungen**

Um die Kapazitäten von Leitungsanordnungen und in weiterer Folge dann die kapazitive Kopplung bzw. die Beeinflussung von Leitungssystemen zu berechnen, müssen als erstes aus den geometrischen Daten der Leiterseile (Mastkopfbild, Bündelleiter) die Potentialkoeffizienten der Leiteranordnung ermittelt werden.

Anschließend können durch Reduzieren (Rändern) (siehe Punkt 0, Seite 53) die reduzierten Potentialkoeffizienten bestimmt werden. Die Kapazitätskoeffizienten erhält man durch Inversion der zuvor ermittelten Potentialkoeffizienten. Aus diesen können Kapazitätskoeffizienten und in weiterer Folge die Teilkapazitäten (Betriebs- und Erdkapazitäten) sowie die kapazitiven Admittanzen der Leitung ermittelt werden, aus welchen in Folge die resultierenden Beeinflussungen ermittelt werden können.

Der Übergang auf symmetrische Komponenten zur Problemlösung ist sinnvoll und ist zu jedem Rechenschritt möglich.

Aus den erhaltenen Werten kann auf Werte wie den kapazitiven Erdschlussstrom und die Sternpunktverlagerungsspannung geschlossen werden und es können somit wichtige Kenndaten des Netzes ermittelt werden.

In den folgenden Punkten wird auf die Berechnung der Parameter für einen einzelnen Leitungsabschnitt (Mastspannfeld, Mastsektion) eingegangen.

##### **4.1.7.2 Potentialkoeffizienten**

Die Potentialkoeffizienten werden zur Darstellung der Potentialverhältnisse beliebiger Leiteranordnungen herangezogen und gehen auf J. C. Maxwell zurück.

Wenn die geometrischen Daten des Mastkopfbildes bestimmt sind, Durchhang und ggf. Bündelleiter einbezogen werden, können die Potentialkoeffizienten der Leiteranordnung bestimmen werden. Es wird von einem kreiszylindrischen Leiter ausgegangen. Hinsichtlich

des elektrischen Feldes können folgende Bedingungen (4.50) angenommen werden [2]. Die Abbildung 4-12 zeigt die elektrische Feldstärke in der Nähe eines kreiszylindrischen Leiters.

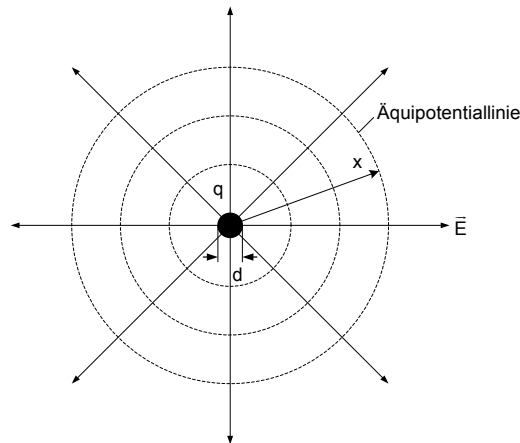


Abbildung 4-12: Elektrische Feldstärke und Äquipotentiallinien bzw. -flächen in der Nähe eines kreiszylindrischen Leiters

$$\oint \vec{D} d\vec{A} = Q$$

$$\vec{D} = \varepsilon_r \varepsilon_0 \vec{E}$$

$$2 \cdot \pi \cdot x \cdot D_x \cdot l = q \cdot l \quad (4.50)$$

$$E_x = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0 \cdot x}$$

$\vec{E}$  ... elektrisches Feld in V/m

$\vec{D}$  ... elektrische Flussdichte in C/m<sup>2</sup> bzw. As/m<sup>2</sup>

$\varepsilon_0$  ... Dielektrizitätskonstante im Vakuum (Influenzkonstante)  $\varepsilon_0 = 8,85432 \cdot 10^{-12}$  in F/m

$\varepsilon_r$  ... relative Dielektrizitätskonstante

l ... Länge des Leiters in m

x ... Abstand zu einem Punkt auf einer Äquipotentialfläche in m

Q ... Ladung in C

Allgemein kann das Potential  $\varphi$  eines elektrischen Leiters über die Beziehung (4.51) angegeben werden

$$\varphi = -\int \vec{E} d\vec{s} = -\int \frac{q}{2\pi\varepsilon_0\varepsilon_r} \cdot \frac{dx}{x} \quad (4.51)$$

und führt zu dem Potential  $\varphi$  des Leiters (4.52) in Abhängigkeit von der Ladung q und der Position x des Leiters.

$$\varphi = -\frac{q}{2\pi\varepsilon_0\varepsilon_r} \cdot \ln x + C \quad (4.52)$$

$\varphi$ ... Potential des Leiters in V

Mit Hilfe der Beziehung (4.52) kann nun ein Modell von Leitungskapazitäten erstellt werden, das die Potentialverhältnisse mittels Potentialkoeffizienten einer Leiteranordnung beschreibt.

Es wird vorerst zur Vereinfachung nur ein Leiter mit seinem Spiegelleiter angenommen (siehe Abbildung 4-13). Dieses vereinfachte Modell wird dann auf zwei Leiter ausgeweitet um die Beziehungen darzustellen. Dieses Modell kann in weiterer Folge auf eine beliebige Anzahl von Leitern (Leitungskonfiguration) erweitert werden.

### Kapazitäten von Leitern mit Erdeinfluss – „Realmodell“

Im nächsten Schritt wird angenommen, dass ein gut leitfähiges Erdreich vorhanden ist und dass zu dem betrachteten Leiter ein Spiegelleiter existiert. Mithilfe dieser beiden Annahmen kann nun die Integrationskonstante C bestimmt werden. Das Potential an dem Punkt Erde (der Erdoberfläche) wird in der Beziehung (4.53) mit Null angenommen [5].

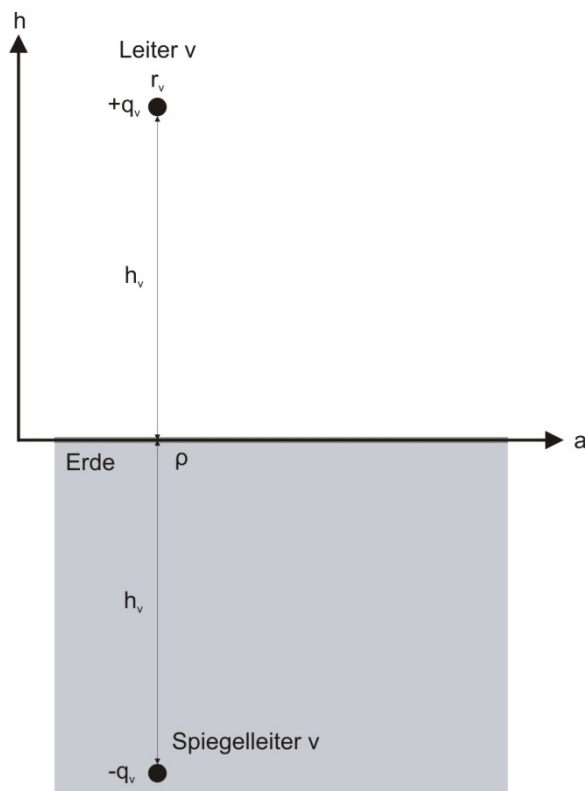


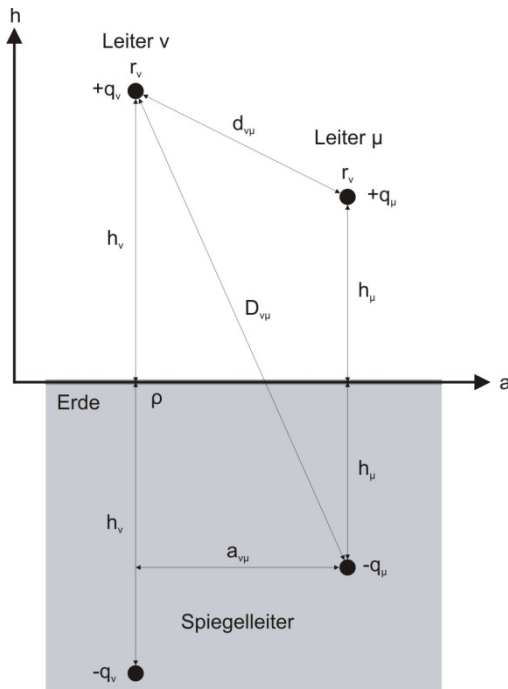
Abbildung 4-13: Spiegelleiteranordnung

$$\varphi_E = -\frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \cdot [q_v \cdot \ln h_v + C - q_v \cdot \ln h_v + C] = 0 \quad (4.53)$$

$$\rightarrow C = 0$$

Da der Leiter so wie sein Spiegelleiter (Potential  $\pm q$ ) denselben Abstand zur Erdoberfläche (Erde) besitzen und die Annahme getätigt wurde, dass das Potential am Punkt „Erde“ Null ist, folgt aus der Beziehung (4.53), dass die Integrationskonstante C Null ist.

Auf Mehrleitersysteme angewandt ergibt sich dann folgender Zusammenhang:



**Abbildung 4-14: Modell von zwei Leitern ( $v, \mu$ ) mit ihren Spiegelleitern**

$D_{v\mu}$ ... Abstand des Leiters  $v$  zum Spiegelpunkt des Leiters  $\mu$  in m

$d_{v\mu}$ ... Abstand der Leiter untereinander in m

$h_v$ ... Höhe des Leiters  $v$  in m

$h_\mu$ ... Höhe des Leiters  $\mu$  in m

$R$ ... Radius des Leiters bzw. Ersatzradius eines Bündelleiters in m

$q$ ... Ladung, Spiegelladung des Leiters in C

Die Berechnung der Abstände erfolgt mittels des Satzes von Pythagoras, die Abstände sind aus der Geometrie des Freileitungsmastes bekannt bzw. können daraus ermittelt werden.

$$D_{v\mu} = \sqrt{(a_v - a_\mu)^2 + (h_v + h_\mu)^2}$$

$$d_{v\mu} = \sqrt{(a_v - a_\mu)^2 + (h_v - h_\mu)^2}$$

$a$ ... horizontaler Abstand der Leiter vom Mastmittelpunkt in m

$h$ ... Höhe der Leiter über Grund (Erde) in m

Es gelten nun die folgenden Beziehungen (4.54) für  $U_{v(v)}$  - Potential des Leiters  $v$  aufgrund dessen eigener Ladung  $q_v$  bzw. (4.55) für  $U_{\mu(v)}$  - Potential des Leiters  $\mu$  auf Grund der Ladung des Leiters  $v$  :

$$U_{v(v)} = -\frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \cdot [ +q_v \cdot \ln(r_v) - q_v \cdot \ln(2h_v) ] \quad (4.54)$$

$$U_{\mu(v)} = -\frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \cdot [ +q_v \cdot \ln(d_{v\mu}) - q_v \cdot \ln(2D_{v\mu}) ] \quad (4.55)$$

Es können nun die Potentialkoeffizienten der einzelnen Leiter berechnet werden. Dabei kann zwischen den Selbstpotentialkoeffizienten (4.57) - Leiter gegen Erde - und den Gegenpotentialkoeffizienten (4.59) - Leiter untereinander - unterschieden werden. Die Einheit der Potentialkoeffizienten ist  $F^{-1}$  ( $\text{Farad}^{-1}$ ). Die Potentialkoeffizienten beschreiben die Zusammenhänge von der Spannung eines Leiters und den Ladungen auf diesem bzw. allen anderen Leitern einer Leitungskonfiguration, die später in Matrixform zusammengefasst werden.

$$U_{v(v)} = P_{vv} \cdot q_v \quad (4.56)$$

$$P_{vv} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \cdot \ln\left(\frac{2h_v}{R_v}\right) \quad (4.57)$$

$$U_{\mu(v)} = P_{v\mu} \cdot q_\mu \quad (4.58)$$

$$P_{v\mu} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \cdot \ln\left(\frac{D_{v\mu}}{d_{v\mu}}\right) \quad (4.59)$$

Es gilt:  $P_{v\mu} = P_{\mu v}$ .

Die Potentialkoeffizienten eines Leitungssystems können in Matrizenschreibweise (4.60) dargestellt werden. Es kann folgender Zusammenhang zwischen den Leiterspannungen  $U$ , den Potentialkoeffizienten  $P$  und den Leiterladungen  $q$  angeführt werden.

$$\mathbf{U} = \mathbf{P} \cdot \mathbf{q} \quad (4.60)$$

**U**... Effektivwerte der Phasenspannungen der einzelnen Leiter

**P**... Matrix der Potentialkoeffizienten der Leitungsanordnung

**q**... Ladung der einzelnen Leiter

#### 4.1.7.3 Reduzierte Potentialkoeffizienten (Elimination des Erdseiles, Erdseilkorrekturfaktoren)

Zur Transformation der Matrix der Potentialkoeffizienten in symmetrische Komponenten bzw. um die Einflüsse des Erdseiles zu berücksichtigen, müssen vorhandene Erdseile aus der Matrix eliminiert werden. Dies kann bei vorhandenen Erdseil(en) mittels rändern oder Reduzieren um die sogenannten Erdseilkorrekturfaktoren (4.62) und (4.63) der einzelnen Leiter erfolgen (siehe dazu auch Punkt 4.1.5.1, Seite 45). Damit wird die Wirkung der Kopplung<sup>9</sup> der Leiterseile mit dem Erdseil(en) berücksichtigt.

Die vollständige Matrix der Potentialkoeffizienten, welche die Potentialverhältnisse der einzelnen Leiter einer Leiteranordnung beschreibt, kann in folgende Teilmatrizen separiert werden. Die Separation erfolgt nach aktiven (p) und passiven (q) Leitern und deren Kopplungen untereinander sowie den Kopplungen zwischen aktiven und passiven Leitern (pq, qp).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{pp} & \mathbf{P}_{pq} \\ \mathbf{P}_{qp} & \mathbf{P}_{qq} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{q}_p \\ \mathbf{q}_q \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

$\mathbf{P}_{pp}$ ... Teilmatrix, welche die aktiven Leiter (p) und deren Kopplung untereinander berücksichtigt

$\mathbf{P}_{pq}$ ... Teilmatrix, welche die Kopplung zwischen aktiven (p) und passiven (q) Leitern berücksichtigt

$\mathbf{P}_{qp}$ ... Teilmatrix, welche die Kopplung zwischen passiven (q) und aktiven (p) Leitern berücksichtigt

$\mathbf{P}_{qq}$ ... Teilmatrix, welche die passiven Leiter (q) und deren Kopplungen untereinander berücksichtigt

Der Erdseilkorrekturfaktoren M der Leiter sind folgend definiert (4.62):

$$M_{v\mu} = \frac{P_{vS} \cdot (P_{\mu S} P_{TT} - P_{\mu T} P_{ST}) + P_{vT} \cdot (P_{\mu T} P_{SS} - P_{\mu S} P_{ST})}{P_{SS} P_{TT} - P_{ST}^2} \quad (4.62)$$

In Matrizenschreibweise ist der Erdseilkorrekturfaktor folgend definiert (4.63), die reduzierten Potentialkoeffizienten erhält man mittels Beziehung (4.64). Die Beziehung (4.65) gibt dann wieder die bekannte Form  $\mathbf{U} = \tilde{\mathbf{P}} \cdot \mathbf{q}$  an, die dann die reduzierten Potentialkoeffizienten enthält:

<sup>9</sup> Durch vorhandene Erdseile (geerdete Leiterseile) entsteht eine elektrische (magnetische und kapazitive) Kopplung der Erdseile mit den Leiterseilen. Diese Kopplung hat eine reduzierende Wirkung auf die Leiterseile, welche mittels der Erdseilkorrekturfaktoren berücksichtigt werden.

$$\mathbf{M} = \mathbf{P}_{pq} \cdot \mathbf{P}_{qq}^{-1} \cdot \mathbf{P}_{qp} \quad (4.63)$$

$$\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{P}_{pp} - \mathbf{M} \quad (4.64)$$

$$\mathbf{U} = \tilde{\mathbf{P}} \cdot \mathbf{q} \quad (4.65)$$

$\mathbf{M} \dots$  Matrix mit den einzelnen Erdseilkorrekturfaktoren (4.62) bzw. (4.63) für die Leiterseile

$\tilde{\mathbf{P}} \dots$  Matrix der reduzierten Potentialkoeffizienten (ohne Erdseile)

*Anmerkung: Das Zeichen „~“ (z.B.  $\tilde{X}$ ) oberhalb einer Variable oder Matrize bedeutet, dass diese bereits um die Wirkung der Erdseile reduziert wurde.*

Die zuvor berechneten Matrizen und Werte können zur leichteren Weiterverwendung in symmetrische Komponenten transformiert werden. Beziehung (4.66) zeigt die Transformation der Matrix der reduzierten Potentialkoeffizienten (vier Systeme a, b, c und d) in symmetrische Komponenten.

$$\underline{\mathbf{U}}^S = \underline{\mathbf{S}} \cdot \underline{\mathbf{P}} \cdot \underline{\mathbf{T}} \cdot \underline{\mathbf{q}}^S$$

$$\begin{pmatrix} \underline{\mathbf{U}}_a^S \\ \underline{\mathbf{U}}_b^S \\ \underline{\mathbf{U}}_c^S \\ \underline{\mathbf{U}}_d^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{S}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{S}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{S}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{\mathbf{S}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \tilde{\mathbf{P}}_{aa} & \tilde{\mathbf{P}}_{ab} & \tilde{\mathbf{P}}_{ac} & \tilde{\mathbf{P}}_{ad} \\ \tilde{\mathbf{P}}_{ba} & \tilde{\mathbf{P}}_{bb} & \tilde{\mathbf{P}}_{bc} & \tilde{\mathbf{P}}_{bd} \\ \tilde{\mathbf{P}}_{ca} & \tilde{\mathbf{P}}_{cb} & \tilde{\mathbf{P}}_{cc} & \tilde{\mathbf{P}}_{cd} \\ \tilde{\mathbf{P}}_{da} & \tilde{\mathbf{P}}_{db} & \tilde{\mathbf{P}}_{dc} & \tilde{\mathbf{P}}_{dd} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{T}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{T}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{T}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{\mathbf{T}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{q}}_a^S \\ \underline{\mathbf{q}}_b^S \\ \underline{\mathbf{q}}_c^S \\ \underline{\mathbf{q}}_d^S \end{pmatrix} \quad (4.66)$$

$$\begin{pmatrix} \mathbf{P}_{aa}^S & \mathbf{P}_{ab}^S & \mathbf{P}_{ac}^S & \mathbf{P}_{da}^S \\ \mathbf{P}_{ba}^S & \mathbf{P}_{bb}^S & \mathbf{P}_{bc}^S & \mathbf{P}_{db}^S \\ \mathbf{P}_{ca}^S & \mathbf{P}_{cb}^S & \mathbf{P}_{cc}^S & \mathbf{P}_{dc}^S \\ \mathbf{P}_{da}^S & \mathbf{P}_{db}^S & \mathbf{P}_{dc}^S & \mathbf{P}_{dd}^S \end{pmatrix}$$

$\underline{\mathbf{U}}^S \dots$  Symmetrischen Komponenten der Phasenspannungen  $U_{LE}$

$\underline{\mathbf{S}} \dots$  Symmetriermatrix

$\underline{\mathbf{P}} \dots$  Matrix der Potentialkoeffizienten bzw. der reduzierten Potentialkoeffizienten

$\underline{\mathbf{T}} \dots$  Entsymmetriermatrix

$\underline{\mathbf{q}}^S \dots$  Symmetrischen Komponenten der Ladungen der einzelnen Phasen

$\underline{\mathbf{P}}^S \dots$  Matrix der symmetrischen Komponenten der Potentialkoeffizienten bzw. der reduzierten Potentialkoeffizienten



#### 4.1.7.4 Kapazitätskoeffizienten

Aus den reduzierten Potentialkoeffizienten erhält man durch Inversion die Kapazitätskoeffizienten der Leiter (4.67). Die Kapazitätskoeffizienten geben die Verhältnisse der Kapazitäten einer Leiter- oder Mehrleiteranordnung an. Die Kapazitätskoeffizienten einer Freileitung (4.67) können aus den zuvor ermittelten Potentialkoeffizienten berechnet werden.

$$\tilde{\mathbf{K}} = \tilde{\mathbf{P}}^{-1} \quad \text{bzw.} \quad \mathbf{K} = \mathbf{P}^{-1} \quad (4.67)$$

In der vorliegenden Arbeit werden die reduzierten Matrizen im Folgenden nicht weiter markiert. Die gesamten angeführten Matrizen in Folge beschreiben die um die Erdseilwirkung reduzierten Matrizen bzw. solche Matrizen, die keine Erdseile enthalten.

Die Kapazitätskoeffizienten können wiederum in Matrizenform (4.68) angegeben werden:

$$\mathbf{q} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{U} \quad (4.68)$$

$\mathbf{q}$  ... Ladung der Leiter

$\mathbf{K}$  ... Matrix der Kapazitätskoeffizienten bzw. reduzierten Kapazitätskoeffizienten

$\mathbf{U}$  ... Leiter-Erde-Spannung

#### Symmetrische Komponenten der Kapazitätskoeffizienten der Leitung

Die Beziehung (4.69) zeigt die Transformation der Kapazitätskoeffizienten in symmetrische Komponenten.

$$\underline{\mathbf{q}}^S = \mathbf{S} \cdot \mathbf{K} \cdot \mathbf{T} \cdot \underline{\mathbf{U}}^S \quad (4.69)$$

$$\begin{pmatrix} \underline{q}_a^S \\ \underline{q}_b^S \\ \underline{q}_c^S \\ \underline{q}_d^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{S}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{S}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{S}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{\mathbf{S}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} K_{aa} & K_{ab} & K_{ac} & K_{ad} \\ K_{ba} & K_{bb} & K_{bc} & K_{bd} \\ K_{ca} & K_{cb} & K_{cc} & K_{cd} \\ K_{da} & K_{db} & K_{dc} & K_{dd} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{T}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{T}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{T}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{\mathbf{T}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_a^S \\ \underline{U}_b^S \\ \underline{U}_c^S \\ \underline{U}_d^S \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} K_{aa}^S & K_{ab}^S & K_{ac}^S & K_{da}^S \\ K_{ba}^S & K_{bb}^S & K_{bc}^S & K_{db}^S \\ K_{ca}^S & K_{cb}^S & K_{cc}^S & K_{dc}^S \\ K_{da}^S & K_{db}^S & K_{dc}^S & K_{dd}^S \end{pmatrix}$$

$\underline{\mathbf{q}}^S$  ... Ladungen der einzelnen Phasen in symmetrischen Komponenten

$\mathbf{K}$  ... Matrix der reduzierten Kapazitätskoeffizienten

$\underline{\mathbf{U}}^S$  ... Leiter-Erde-Spannungen  $U_{LE}$  der einzelnen Phasen in symmetrischen Komponenten

$\mathbf{K}^S$  ... Matrix der reduzierten Kapazitätskoeffizienten in symmetrischen Komponenten

Eine weitere Möglichkeit, die Kapazitätskoeffizienten in symmetrischen Komponenten zu erhalten, ist die Inversion der symmetrischen Potentialkoeffizienten bzw. der symmetrischen reduzierten Potentialkoeffizienten:

$$\underline{\mathbf{K}}^S = (\underline{\mathbf{P}}^S)^{-1} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\mathbf{K}}^S = (\underline{\tilde{\mathbf{P}}}^S)^{-1} \quad (4.70)$$

#### 4.1.8 Erd- und Koppelkapazitäten von Kabeln

Zur Bestimmung der Matrix der Kapazitätskoeffizienten von Kabelstrecken kann man folgend vorgehen: Es werden die Kapazitätswerte des Kabels vom Hersteller übernommen oder die Kapazitätswerte werden mit den angeführten Formeln (4.71), (4.72) und (4.73) berechnet (gegebenenfalls wird ein Zuschlag einbezogen<sup>10</sup>). In der Regel sind die symmetrischen Kapazitäten (Null-, Mit- und Gegenkapazität) von Kabeln bekannt, da für die betrachtete Problemstellung hinsichtlich der kapazitiven Beeinflussung die Berücksichtigung der Kabelnullkapazitäten des beeinflussenden Netzes ausreichend ist, können diese aus Tabellenangaben des Herstellers oder Messergebnissen übernommen werden.

#### Symmetrische Komponenten der Kapazitäten einer Drehstromkabelleitung

Bei Drehstromkabeln kann man unter folgenden Ausführungen unterscheiden [2]:

- Dreimantel-, H- oder Einleiterkabel, sowie
- Gürtelkabel

Aufbaubedingt ergeben sich bei den verschiedenen Kabelbauformen unterschiedliche kapazitive Kopplungen zwischen Leitern und Schirmen (Erde) in Kabelanordnungen. Die Berechnung der Kapazität pro Längeneinheit von Dreimantel-, H- und Einleiterkabel erfolgt mittels folgender Beziehung (4.71). Aufgrund des Aufbaues dieser Kabeltypen ist die Null- und Mitkapazität des Kabels gleich groß, die Nullkapazität ist zwischen Leiter und Isolation wirksam [2]:

$$C^0 = C^1 = \frac{2 \pi \varepsilon_0 \varepsilon_r}{\ln \frac{R_S - t'}{R}} \quad (4.71)$$

- $R_S$ ... Außenradius des Innenmantels oder des Schirms in m  
 $R$ ... Radius des Leiters in m  
 $t'$ ... Stärke des Innenmantels oder des Schirms in m

<sup>10</sup> Der Zuschlag zu den Kapazitätswerten der Kabel dient dazu, die durch die Kabelalterung bedingte Kapazitätsänderung (Änderungen des Isolierstoffmediums bedingt durch Fehler, Feuchtigkeit und Alterung) zu berücksichtigen.

Die Berechnung der Kapazitäten pro Längeneinheit eines Gürtelkabels erfolgt mittels den angeführten Beziehungen (4.72) und (4.73). Im Gegensatz zu den vorher angeführten Kabeltypen sind die Größenordnungen von Null- und Mitkapazität unterschiedlich [2].

$$C^0 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{3K \cdot G_1} \tag{4.72}$$

$$C^1 = \frac{2\pi\epsilon_0 3\epsilon_r}{K \cdot G} \tag{4.73}$$

- K... Korrekturfaktor für die Leiterform
- G... Faktor für Gürtelkabel (Mitsystem)
- G<sub>1</sub>... Faktor für Gürtelkabel (Nullsystem)

Die Faktoren G und G<sub>1</sub> können aus Kurventafeln entnommen werden. Bei Rundkabel gilt: K = 1 [2].

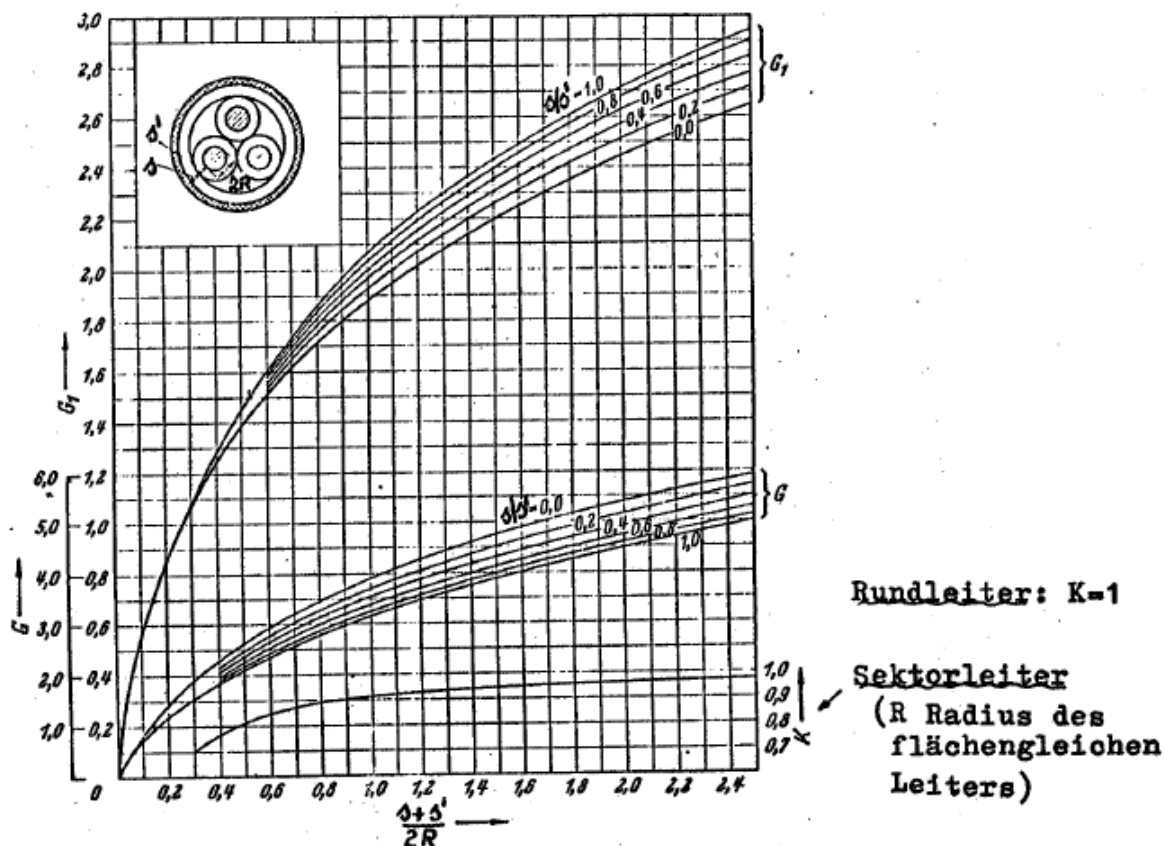


Abbildung 4-15: Kurventafeln mit den Faktoren G und G<sub>1</sub> für die Bestimmung der symmetrischen Kapazitäten von Kabeln [2]

### 4.1.9 Teil-, Betriebs-, Erd- und Symmetrische Kapazitäten

Nach der Ermittlung der Kapazitätskoeffizienten von Leitungsanordnungen können die partialen Teilkapazitäten, welche zwischen den Leitern bzw. Leitern und Erde der Mehrleiteranordnung wirksam sind, bestimmt werden.

Die Betriebs- und Erdkapazitäten von Drehstromfreileitungen sind nur für symmetrische Einfachleitungen, bzw. für parallele Stromkreise von Mehrfachleitungen (z.B. Freileitungen mit zwei Systemen) eindeutig definiert [21].

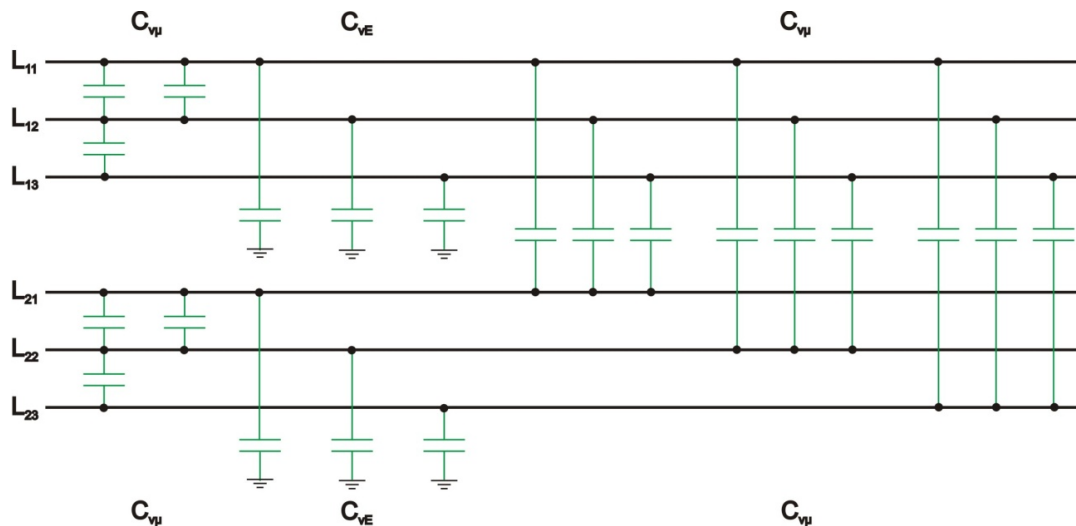


Abbildung 4-16: Darstellung der Koppel-  $C_{v\mu}$  und Erdkapazitäten  $C_{vE}$  (Teilkapazitäten) von zwei Drehstromsystemen ohne Erdseile

#### Teilkapazitäten einer Freileitung

Ausgehend von der Beziehung (4.68) können allgemein die Teilkapazitäten einer Leitungskonfiguration (z.B. Doppelleitung, Gemeinschaftsgestänge etc.) ermittelt werden. Die Teilkapazitäten einer Freileitung sind die wirksamen Kapazitäten zwischen den einzelnen Leitern (Koppelkapazitäten  $C_{v\mu}$ ) bzw. zwischen den Leitern und Erde (Leiter-Erde Kapazitäten,  $C_{vE}$ ) siehe Abbildung 4-16.

$$\begin{aligned}
 q_1 &= c_{11} \cdot (u_1 - 0) + c_{12} \cdot (u_1 - u_2) + \dots + c_{1n} \cdot (u_1 - u_n) \\
 q_2 &= c_{21} \cdot (u_2 - u_1) + c_{22} \cdot (u_2 - 0) + \dots + c_{2n} \cdot (u_2 - u_n) \\
 &\vdots \\
 q_n &= c_{n1} \cdot (u_n - u_1) + c_{n2} \cdot (u_n - u_2) + \dots + c_{nn} \cdot (u_n - 0)
 \end{aligned}
 \tag{4.74}$$

$q_x$  ... Ladungen der einzelnen Phasen der Leitungskonfiguration in C

$c_x$  ... Teilkapazitäten in F

$u_x$  ... Leiter-Erde-Spannungen der einzelnen Phasen der Leitungskonfiguration in V

Für die Beziehung (4.74) gelten die folgenden Zusammenhänge:

$$C_{vE} = C_{vv} = K_{vv} + \sum_{\substack{v=1 \\ v \neq \mu}}^n K_{v\mu} \quad (4.75)$$

$$C_{v\mu} = -K_{v\mu} \quad \text{mit } v \neq \mu \quad (4.76)$$

$C_{vE} \dots$  Teilkapazitäten zwischen Leiter  $v$  und Erde (Leiter-Erde-Kapazität) in F

$C_{v\mu} \dots$  Teilkapazitäten zwischen Leiter  $v$  und Leiter  $\mu$  (Koppelkapazität) in F

### Die Erdkapazität einer Leitung

Die Erdkapazitäten  $C_{vE}$  einer Leitung sind die wirkenden Kapazitäten zwischen den Leitern und Erde (siehe Abbildung 4-16). Sie sind bestimmend für den kapazitiven Erdschlussstrom und hängen von der Netzausdehnung, der Betriebsfrequenz des Netzes und den geometrischen Abmessungen (Leiternaufhängung, Mastkopfbild) ab.

Die Erdkapazität  $C_E$  der Leitung stellt die Summe der einzelnen Leitererdkapazitäten  $C_{vE}$  gebrochen durch die Anzahl der Leiter ( $n = 3$  bei Drehstromsystemen,  $n = 2$  bei Bahnstromsystemen) dar (4.77) und entspricht in symmetrischen Komponenten der Nullkapazität  $C^0$  der Leitung. Mittels der Erdkapazität wird der kapazitive Erdschlussstrom berechnet. Sie ist unabhängig von der Verdrillung oder Phasenbelegung der Leitung und wird lediglich durch die geometrische Leiteranordnung und die Anzahl der im Umkreis der Leitung befindlichen Leitern beeinflusst.

Es gilt folgender Zusammenhang zwischen den Leiter-Erde-, der Null- und der Erdkapazität:

$$C^0 = C_E = \frac{1}{n} \sum_{v=1}^n C_{vE} \quad (4.77)$$

$C^0 \dots$  Nullkapazität der Leitung (entspricht der Erdkapazität) in F

$C_E \dots$  Erdkapazität der Leitung (entspricht der Nullkapazität) in F

### Betriebskapazität $C_B$ einer Leitung

Die Betriebskapazität einer Drehstromleitung ist durch die wirksamen Koppelkapazitäten und die Erdkapazitäten der Leiter bestimmt. Durch Dreieck-Stern-Umwandlung der Koppelkapazitäten ist die Betriebskapazität einer Leitung ersichtlich. In symmetrischen Komponenten entspricht die Betriebskapazität  $C_B$  der Kapazität im Mitsystem bzw. Gegensystem ( $C_B = C^1 = C^2$ ).

Die Betriebskapazität  $C_B$  einer Leitungsanordnung wird aus den einzelnen Leiter-Erde-Kapazitäten  $C_{vE}$  der Leitung (der Erdkapazität  $C_E$ ) und der wirksamen Koppelkapazitäten  $C_K$  der Leitung sowie der Koppelkapazitäten zwischen einer der Leitung und einer Parallelleitung berechnet:

$$C_B = C^1 = C^2 = \sum_{v=1}^n C_{vE} + \sum_{\substack{v=1 \\ v \neq \mu}}^n C_{v\mu} \quad (4.78)$$

Bei einer Einfachleitung mit symmetrischer Anordnung kann vereinfacht Beziehung (4.79) verwendet werden:

$$C_B = C_E + 3 \cdot C_K \quad (4.79)$$

$C_E$  ... Erdkapazität der Leitung in F

$C_K$  ... Koppelkapazitäten zwischen den einzelnen Leitern in F

Die Kapazitäten der einzelnen Systeme bzw. Netzen können aus den Kapazitätskoeffizienten ermittelt werden, siehe Beziehung (4.74).

Wichtige Zusammenhänge und Wirkungen hinsichtlich der Kapazitäten [21]:

- Bündelleiter weisen im Gegensatz zu Einfachleitern eine höhere Leitungskapazität auf, diese ist gegeben durch den größeren Ersatzradius des Bündelleiters.
- Durch den Einsatz von Erdseilen wird die Betriebskapazität einer Freileitung nicht wesentlich verändert<sup>11</sup>, jedoch werden durch den Einsatz von Erdseilen die Erdkapazitäten der Leitung vergrößert.
- Freileitungsmasten sind in der Regel geerdet und haben deswegen einen ähnlichen Einfluss wie ein Erdseil auf die Erdkapazität der Leitung.

Bei der Berechnung der kapazitiven Kopplung müssen die Wirkungen der Erdseile und Freileitungsmasten berücksichtigt werden. Dies erfolgt in der Praxis durch einen Zuschlag zu den Kapazitätswerten. Es gelten folgende Richtwerte:

Nennspannung	in kV	10 - 20	30	60	110	220	380	720
Zuschlag zu der Erdkapazität $C_E$	in %	6,5	6	5	4	3,5	3	2,5
Zuschlag zu der Betriebskapazität $C_B$	in %	3,2	3	2,5	2	1,7	1,5	1,2

**Tabelle 4-1: Zuschlag zu den Betriebs- und Erdkapazitäten, um die Wirkung von Freileitungsmasten und Erdseilen zu berücksichtigen [2]**

<sup>11</sup> Durch das Vorhandensein von Erdseilen wird die Erdkapazität einer Leitung vergrößert, jedoch im gleichen Maß werden die Leiterkapazitäten vermindert was dazu führt, dass die Betriebskapazität der Leitung annähernd gleich bleibt [30].

### 4.1.10 Matrix der kapazitiven Admittanzen einer Leitungskonfiguration

Aus den (reduzierten) Kapazitätskoeffizienten der einzelnen Leitungen können die (reduzierten) kapazitiven Admittanzen bestimmt werden. Die Berechnung bzw. Bestimmung der kapazitiven Admittanzen erfolgt mittels Multiplikation der Kapazitätskoeffizienten mit dem Faktor  $j\omega$  ( $j$ ...imaginäre Einheit,  $\omega$ ...Kreisfrequenz).

$$\underline{Y} = j\omega \cdot \underline{K} \tag{4.80}$$

- $\underline{Y}$ ... Admittanzmatrix
- $j$ ... imaginäre Einheit
- $\omega$ ... Kreisfrequenz ( $\omega = 2\pi f$ )
- $\underline{K}$ ... Matrix der Kapazitätskoeffizienten

Folgender Zusammenhang (4.81) zwischen den Leiterströmen, der Admittanzmatrix und der Leiter-Erde-Spannungen kann angegeben werden:

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \tag{4.81}$$

- $\underline{I}$ ... Leiterströme
- $\underline{Y}$ ... Matrix der kapazitiven Admittanzen
- $\underline{U}$ ... Leiter-Erde-Spannungen

Die Beziehung (4.82) zeigt die Transformation der Admittanzmatrix in symmetrische Komponenten.

$$\underline{I}^S = \underline{S} \cdot \underline{Y} \cdot \underline{T} \cdot \underline{U}^S \tag{4.82}$$

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_a^S \\ \underline{I}_b^S \\ \underline{I}_c^S \\ \underline{I}_d^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{S} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{S} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{S} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{S} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{Y}_{aa} & \underline{Y}_{ab} & \underline{Y}_{ac} & \underline{Y}_{ad} \\ \underline{Y}_{ba} & \underline{Y}_{bb} & \underline{Y}_{bc} & \underline{Y}_{bd} \\ \underline{Y}_{ca} & \underline{Y}_{cb} & \underline{Y}_{cc} & \underline{Y}_{cd} \\ \underline{Y}_{da} & \underline{Y}_{db} & \underline{Y}_{dc} & \underline{Y}_{dd} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{T} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{T} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{T} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{T} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_a^S \\ \underline{U}_b^S \\ \underline{U}_c^S \\ \underline{U}_d^S \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{aa}^S & \underline{Y}_{ab}^S & \underline{Y}_{ac}^S & \underline{Y}_{da}^S \\ \underline{Y}_{ba}^S & \underline{Y}_{bb}^S & \underline{Y}_{bc}^S & \underline{Y}_{db}^S \\ \underline{Y}_{ca}^S & \underline{Y}_{cb}^S & \underline{Y}_{cc}^S & \underline{Y}_{dc}^S \\ \underline{Y}_{da}^S & \underline{Y}_{db}^S & \underline{Y}_{dc}^S & \underline{Y}_{dd}^S \end{pmatrix}$$

- $\underline{I}^S$ ... Symmetrischen Komponenten der Leiterströme
- $\underline{Y}^S$ ... Matrix der symmetrischen Komponenten der kapazitiven Admittanzen
- $\underline{U}^S$ ... Symmetrischen Komponenten der Leiter-Erde-Spannungen

Die symmetrischen Komponenten der Admittanzmatrix können durch (4.83) ermittelt werden.

$$\underline{Y}^S = j\omega \cdot \underline{K}^S \tag{4.83}$$

## 4.2 Sternpunktbehandlung in elektrischen Netzen

Die Sternpunktbehandlung eines Netzes beschreibt die Art, wie der Sternpunkt eines Drehstrom- oder Bahnstromsystems zum Erdpotential (ferne Erde) in Beziehung gesetzt werden kann [24].

Im Normalbetrieb von Netzen wirkt sich die Sternpunktbehandlung nur geringfügig aus, da davon ausgegangen werden kann, dass Unsymmetrien vermieden werden und deshalb die Auswirkungen gering sind. Im Fehlerfall hingegen, besonders bei Fehlern mit Erdberührung, hat die Form der Sternpunktbehandlung eine Auswirkung auf den auftretenden Fehlerstrom und die Spannungsbeanspruchung der Betriebsmittel.

Es treten jedoch bereits im Normalbetrieb von isolierten und gelöschten Netzen hinsichtlich der kapazitiven Beeinflussung Unsymmetrie (Sternpunktverlagerungsspannung) durch die innere (kapazitive) Unsymmetrie auf (siehe Punkt 4.3, Seite 66).

In Verteilernetzen (110/60/30/20/10 kV) werden häufig Sternpunktbehandlungen wie die Erdschlusskompensation (besonders im mitteleuropäischen Raum), niederohmige oder mittelohmige Sternpunkterdung sowie die kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung (KNOSPE) eingesetzt.

In Übertragungsnetzen (380 und 220 kV) wird die niederohmige Sternpunkterdung, im Besonderen eine Sonderform nämlich die starre Sternpunkterdung, eingesetzt.

Im Folgenden werden kurz Netze mit isolierten Sternpunkt, gelöschter Betriebsweise und niederohmig (starr) geerdetem Sternpunkt angeführt. Es existieren neben den angeführten Sternpunktbehandlungen noch eine weitere Vielzahl sowie Sonderformen wie beispielsweise die Kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung<sup>12</sup> (KNOSPE), bei welcher ein definierter Widerstand zur Einspeisung eines Ortungsstromes (einige hundert Ampere) kurzzeitig parallel zur Petersen-Spule geschaltet wird.

---

<sup>12</sup> Die KNOSPE stellt normativ Betrachtet eine Sonderform der Erdschlusskompensation dar.



### 4.2.1 Netze mit isoliertem Sternpunkt

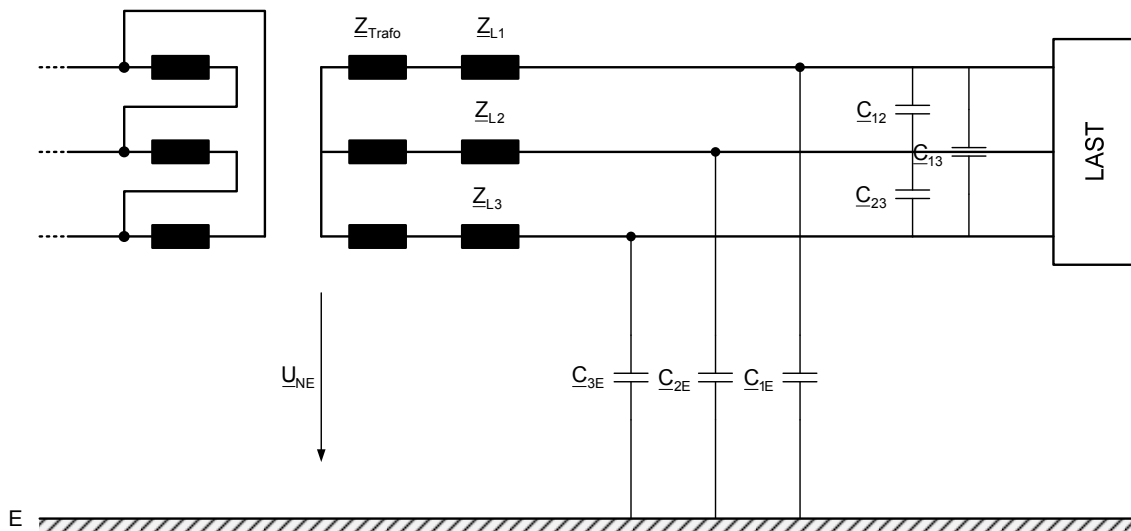


Abbildung 4-17: Prinzipsatzschaltbild eines Netzes mit isoliertem Sternpunkt

- $Z_{\text{Trafo}}$  ... Impedanz des Transformators in  $\Omega$   
 $Z_{L1,L2,L3}$  ... Längsimpedanzen der Phasen in  $\Omega$   
 $C_{1E,2E,3E}$  ... Leiter-Erde-Kapazitäten in F  
 $C_{12,23,13}$  ... Koppelkapazitäten der einzelnen Phasen in F  
 $U_{NE}$  ... Verlagerungsspannung in V

Die Abbildung 4-17 zeigt das Prinzipsatzschaltbild eines Netzes mit isoliertem Sternpunkt. Der Sternpunkt wird hier isoliert (nicht geerdet) oder sehr hochohmig mit Erde verbunden. Zwischen dem Transformatorsternpunkt und Erde tritt die sogenannte Verlagerungsspannung  $U_{NE}$  (Verlagerung gegenüber dem Nullpunkt siehe Abbildung 4-20) auf.

Anwendung findet diese Netzbetriebsform für kleine Mittelspannungsnetze, für Eigenbedarfsnetze oder Industrienetze. Das isolierte Netz ist hauptsächlich durch die Ausdehnung (Höhe der kapazitiven Fehlerströme, Erdkapazitäten) begrenzt.

#### Nachteile hinsichtlich der Beeinflussung:

- Verlagerungsspannungen bereits im Normalbetrieb des Netzes (innere Unsymmetrie siehe Punkt 4.3)
- Verschlechterung der Erdschlusslöschung (äußere Unsymmetrie siehe 4.4)



### 4.2.3 (Mittel-)Niederohmige bzw. starre Sternpunktterdung

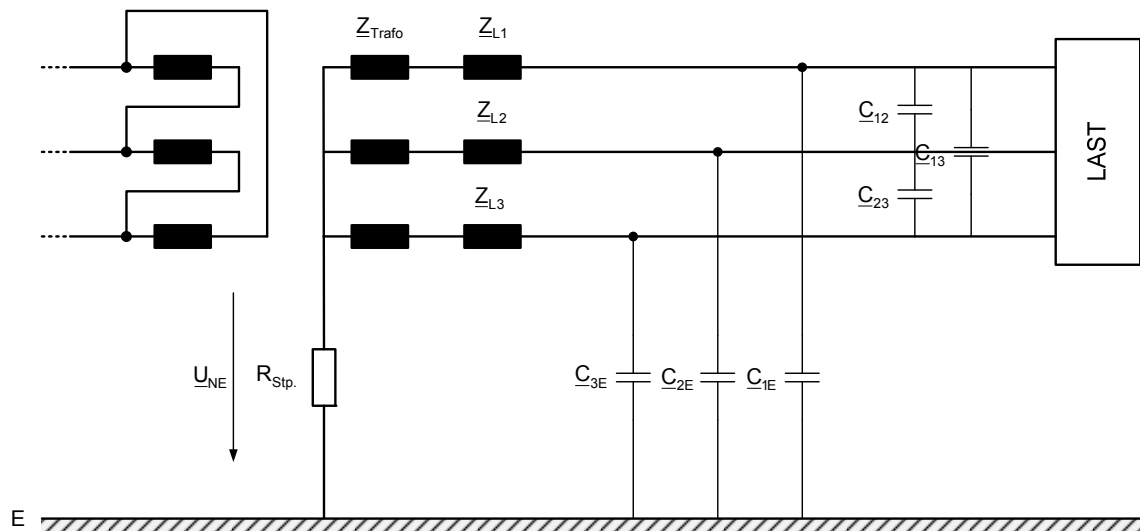


Abbildung 4-19: Prinzipsatzschaltbild eines niederohmig geerdeten Netzes

Von Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung wird gesprochen, wenn mindestens ein Sternpunkt eines oder mehrere Transformatoren, Sternpunktbildner oder Generatoren unmittelbar (direkt) oder über eine strombegrenzende Impedanz geerdet werden.

Zusätzlich wird gefordert, dass der Netzschutz bei einem 1-poligen Erdfehler an einer beliebigen Stelle im Netz selektiv und selbsttätig abschaltet. Dies wird durch die Auslegung der Sternpunktimpedanz (geeigneten Fehlerstrom über Erde) erreicht.

Die starre Sternpunktterdung ist eine Sonderform der niederohmigen Sternpunktterdung, wobei hier zumindest ein Sternpunkt unmittelbar (direkt,  $Z_E \approx 0 \Omega$ ) geerdet sein muss.

Bei der (mittel-)niederohmigen Sternpunktterdung wird der Fehlerstrom durch eine Impedanz (im Bereich von 10 – 60  $\Omega$ ) begrenzt. Daher sind die auftretenden Fehlerströme und daher die Berührungsspannungen geringer als bei der starren Sternpunktbehandlung.

Im Gegensatz zum gelöscht betriebenen Netz, wo die im Fehlerfall auftretenden Spannungen als Auslegungskriterium für die Betriebsmittel gelten, sind dies im Fall der niederohmigen bzw. starren Erdung, die auftretenden Erdkurzschlussströme (im Bereich einiger kA).

#### Nachteile hinsichtlich der Beeinflussung:

- Induktive und ohmsche Beeinflussungen benachbarter Netze und Anlagen durch hohe auftretende Erdkurzschlussströme (unter Umständen bei Doppelerdschluss) im Fehlerfall

### 4.3 Innere (kapazitive) Unsymmetrie

Durch unvollständige Verdrillungen der Phasen eines Freileitungssystems kommt es zu einer Unsymmetrie im Netz (Unsymmetrie der nicht vollständig verdrillten Außenleiter). Diese Unsymmetrie wird auch als innere oder kapazitive Unsymmetrie bezeichnet.

Die kapazitive Unsymmetrie kommt dadurch zustande, dass aufgrund der geometrischen Aufhängung der Leiter unterschiedliche Kapazitätswerte gegen Erde resultieren. In erdschlusskompensierten (gelöschten) Netzen und Netzen mit isolierten Sternpunkt (sehr hochohmige oder offene Sternpunkterdung) tritt durch diese kapazitive Unsymmetrie bereits im normalen Betriebszustand eine Verlagerungsspannung  $\underline{U}_{NE}$  bzw. Nullspannung  $\underline{U}^0$  auf.

Es gilt:  $\underline{U}_{NE} = -\underline{U}^0$ .

Diese Nullpunktverlagerungsspannung wird durch folgende Parameter beschrieben:

$$\underline{U}^0 = -\frac{\underline{U}_B}{\sqrt{3}} \cdot \frac{k}{d + jv} \quad (4.84)$$

$\underline{U}^0$  ... Verlagerungsspannung bzw. Nullspannung in V

$\underline{U}_B$  ... Betriebsspannung (Phasenspannung) in V

$k$  ... Unsymmetriefaktor in pu

$v$  ... Verstimmung in pu

$d$  ... Dämpfung in pu

Die durch die innere Unsymmetrie auftretende Verlagerungsspannung ist von dem Unsymmetriefaktor  $k$ , der Verstimmung  $v$ , der Dämpfung  $d$  und der Betriebsspannung  $U_B$  des Netzes bestimmt und kann hohe Werte annehmen.

Die Beziehung (4.84) kann, wie im Folgenden beschrieben, hergeleitet werden: Zuerst müssen die einzelnen kapazitiven Admittanzen  $\underline{Y}_v$  bestehend aus der Querableitung und den Kapazitätswerten der Phasen gegen Erde bestimmt werden.

$$\underline{Y}_v = G_v + j\omega C_{vE} \quad (4.85)$$

$\underline{Y}_v$  ... Admittanz des Leiters  $v$  in S

$G_v$  ... Konduktanz (ohmsche Querableitung) des Leiters  $v$  in S

$C_{vE}$  ... Leiter-Erde-Kapazität des Leiters  $v$  in F

Die Zusammenhänge zwischen Strom und Spannung werden mittels der komplexen Systemadmittanzmatrix  $\underline{Y}$  beschrieben.

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (4.86)$$

$\underline{I}$ ... Phasenströme  
 $\underline{Y}$ ... Matrix der kapazitiven Admittanzen  
 $\underline{U}$ ... Leiter-Erde-Spannungen

Die Transformation in symmetrische Komponenten ist zweckdienlich, da es sich bei der gesuchten Größe um die Nullspannung (Verlagerungsspannung) handelt.

$$I_v = Y_{vE} \cdot (\underline{U}_{qv} + \underline{U}^0) \quad (4.87)$$

$Y_{vE}$ ... (kapazitive) Admittanzen des Leiters  $v$  gegen Erde in S  
 $\underline{U}_{qv}$ ... Spannung der Quelle des Leiters  $v$  in V

Unter der Voraussetzung, dass die Summe aller Ströme gegen Erde in dem betrachteten Drehstromsystem Null sind, kann in Folge angenommen werden:

$$0 = Y_{1E} \cdot (\underline{U}_{q1} + \underline{U}^0) + Y_{2E} \cdot (\underline{U}_{q2} + \underline{U}^0) + Y_{3E} \cdot (\underline{U}_{q3} + \underline{U}^0) + Y_M \cdot \underline{U}^0 \quad (4.88)$$

$$\underline{U}_{q1} = \underline{U}_q, \underline{U}_{q2} = \underline{a}^2 \underline{U}_q, \underline{U}_{q3} = \underline{a} \underline{U}_q \quad (4.89)$$

$Y_M$ ... Admittanz der Erdschlusskompensationsspule in S

Die Nullspannung  $\underline{U}^0$  kann aus Beziehung (4.88) wie folgt ermittelt werden:

$$\underline{U}^0 = -\underline{U}_q \cdot \frac{Y_{1E} + \underline{a}^2 \cdot Y_{2E} + \underline{a} \cdot Y_{3E}}{Y_M + Y_{1E} + Y_{2E} + Y_{3E}} \quad (4.90)$$

Durch weiteres Einsetzen können folgende Ausdrücke für die Verlagerungsspannung  $\underline{U}^0$  gewonnen werden:

$$\underline{U}^0 = -\frac{\underline{U}_B}{\sqrt{3}} \cdot \frac{Y_{1E} + \underline{a}^2 \cdot Y_{2E} + \underline{a} \cdot Y_{3E}}{Y_M + \sum_{v=1}^n Y_{vE}} = -\frac{\underline{U}_B}{\sqrt{3}} \cdot \frac{Y_u}{G_M + \sum_{v=1}^n G_{vE} + j\omega \sum_{v=1}^n C_{vE} - j \frac{1}{\omega L_M}} \quad (4.91)$$

$Y_u$ ... unausgeglichene Netzadmittanz (Maß für die Unsymmetrie des Netzes) in S

$$Y_u = Y_{1E} + \underline{a}^2 Y_{2E} + \underline{a} Y_{3E}$$

$G_M$ ... ohmsche Querableitung der Erdschlusskompensationsspule in S

$G_{vE}$ ... ohmsche Querableitung des Leiters  $v$  in S

$C_{vE}$ ... Leiter-Erde-Kapazität des Leiters  $v$  in F

$L_M$ ... Induktivität der Erdschlusskompensationsspule in H

Die Dämpfung  $d$  und die Verstimmung  $v$  des Netzes sind folgend definiert:

$$d = \frac{1}{\omega \cdot \sum_{v=1}^n C_{vE}} \cdot \left( G_M + \sum_{v=1}^n G_{vE} \right) \quad (4.92)$$

$$v = 1 - \frac{1}{\omega^2 \cdot L_M \cdot \sum_{v=1}^n C_{vE}} \quad (4.93)$$

Durch das Ausdrücken der Netzparameter wie Dämpfung  $d$  und Verstimmung  $v$  ergibt sich die Beziehung (4.94):

$$\underline{U}^0 = -\frac{U_B}{\sqrt{3}} \cdot \frac{Y_u}{\omega \cdot \sum_{v=1}^n C_{vE} \cdot (d + jv)} \quad (4.94)$$

Der Unsymmetriefaktor  $\underline{k}$  ist definiert durch:

$$\underline{k} = \frac{Y_u}{\omega \cdot \sum_{i=1}^n C_{vE}} \quad (4.95)$$

Der Einbau von Kabeln wirkt der inneren Unsymmetrie entgegen. Kabel haben eine symmetrierende Wirkung entgegen der kapazitiven Unsymmetrie, welche aufgrund des Aufbaus von Kabel und der relativ großen spezifischen Kapazitätswerte entsteht: Durch den Aufbau und die kurzen Abstände (Isolierungen) von Drehstromkabeln besitzen diese im Vergleich zu Freileitungen große Kapazitätswerte. Sind also in einem unverdrillten unsymmetrischen Freileitungsnetz Kabelstrecken eingebaut, wirkt sich die geringere unsymmetrische Kapazität der Freileitung weniger aus (die innere Unsymmetrie der Freileitung wirkt sich weniger aus).

Durch den vermehrten Einbau von Kabeln in bestehenden erdschlusskompensierten Verteilernetzen muss jedoch auf die Kabelreserve bzw. den Ausbaugrad geachtet werden, damit die Löschfähigkeit des Netzes bestehen bleibt und die in den Normen genannten Werte eingehalten werden können. Für weitere Informationen bezüglich der Ausbaureserve bzw. Ausbaugrenzen gelöschter Netze siehe [9] und [10].

#### 4.4 Äußere Unsymmetrie

Die äußere Unsymmetrie ist eine Unsymmetrie des Netzes, die durch eine influenzierte Spannung verursacht wird, welche durch die kapazitive Kopplung (Kopplung über das elektrische Feld von galvanisch getrennten Leitungen) hervorgerufen wird. Dabei werden über die Koppelkapazitäten zwischen den einzelnen Leitern von benachbarten Leitungssystemen Spannungen influenziert, welche zu Unsymmetrieströme<sup>13</sup> in diesen Systemen führen. Diese Unsymmetrieströme können einen zusätzlichen Spannungsabfall an der Sternpunktimpedanz des Netzes verursachen. Wegen der Größenordnung der treibenden Spannungen (kV) und der hohen Koppelimpedanzen (kΩ) ergeben sich Unsymmetrieströme, die hinsichtlich der kapazitiven Beeinflussung als eingeprägte Ströme angesehen werden können. Durch geeignete Verdrillungen und Phasenfolgetausch können die Auswirkungen der äußeren Unsymmetrie reduziert werden, da diese eine symmetrierende Wirkung aufweisen.

#### 4.5 Kapazitiver Erdfehlerstrom ( $I_{CE}$ )

Der kapazitive Erdfehlerstrom eines elektrischen Netzes, ist jener Strom, der über die Leitungskapazitäten  $C_{vE}$  (Leiter-Erde Kapazitäten) bei einem Fehler mit Erdberührung zum fließen kommt. Dieser Strom ergibt sich aus den Netzkapazitäten und wird zur Dimensionierung und Einstellung von Löschspulen herangezogen.

$$I_{CE} = 3\omega C_E \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3}} \quad (4.96)$$

$\omega$ ... Kreisfrequenz ( $\omega = 2\pi f$ )

$C_E$ ... Leiter-Erde-Kapazität (Erdkapazität) des Leitungssystems in F

$U_B$ ... Betriebsspannung (Phasenspannung) in V

Es ist im Besonderen darauf zu achten, dass Kabelstrecken im Verhältnis zu gleich langen Freileitungsstrecken einen wesentlich höheren Beitrag<sup>14</sup> zu diesem Erdfehlerstrom liefern, da sie im Gegensatz zu Freileitungen aufbaubedingt einen höheren Kapazitätsbelag aufweisen. Beispiele für die Größenordnung für den spezifischen kapazitiven Erdschlussstrom  $I_{CE}$  von verschiedenen typischen 110-kV-Kabeln und Freileitungsbauförmungen liegen in etwa bei 8 - 12 A je km Länge für VPE isolierte 110-kV-Kabel und 20 - 30 A/km für 110 kV Ölkabel. Im Vergleich dazu hat eine typische 110-kV-Freileitung (Donaumast) ca. 0,3 A/km kapazitiven Erdfehlerstrom.

<sup>13</sup> Aufgrund des unsymmetrischen Aufbaues von Freileitungen (nicht alle Leiter weisen untereinander dieselben geometrischen Abstände auf) werden in den einzelnen Leitern unterschiedlich große Spannungen influenziert (Unsymmetrie), welche dann in Folge zu Unsymmetrieströme führen.

<sup>14</sup> Kabelstrecken haben einen um ca. den Faktor 20 bei Einfachsystemen bis 50 bei Doppelsystemen höheren Beitrag zum kapazitiven Erdschlussstrom im Gegensatz zu Freileitungen [8].

#### 4.6 Verstimmung (v)

In einem erdschlusskompensierten Netz wird der auftretende kapazitive Fehlerstrom durch den induktiven Löschstrom der Petersen-Spule (an der Fehlerstelle) kompensiert.

Da aus netztechnischen bzw. betrieblichen Gründen und der Einstellungsunsicherheit der Löserspule keine vollständige Kompensation des kapazitiven Stromes erfolgt, spricht man von einer Verstimmung des Netzes, welche folgend definiert ist:

$$v = \frac{I_{CE} - I_L}{I_{CE}} = \frac{\omega \cdot \sum_{v=1}^n C_{vE} - \frac{1}{\omega \cdot L_M}}{\omega \cdot \sum_{v=1}^n C_{vE}} = 1 - \frac{1}{\omega^2 \cdot L_M \cdot \sum_{v=1}^n C_{vE}} \quad (4.97)$$

$I_{CE}$  ... kapazitiver Erdfehlerstrom in A

$I_L$  ... induktiver Löserspulenstrom in A

$\omega$  ... Kreisfrequenz ( $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ )

$C_{vE}$  ... Leiter-Erde-Kapazitäten der Phasen  $v = 1, 2, 3$  (Erdkapazitäten) in F

$L_M$  ... Induktivität der Löserspule in H

$n$  ... Anzahl der Leiter der Leitung (z.B. 3 bei Drehstromsystemen bzw. 2 bei Bahnstromsystemen)

Wie aus oben angeführter Formel (4.97) ersichtlich ist, kann das gelöschte Netz über- oder unterkompensiert betrieben werden. Überkompensiert bedeutet, dass der eingestellte Löserspulenstrom  $I_L$  größer als der kapazitive Fehlerstrom  $I_{CE}$  des Netzes ist, und unterkompensiert entspricht dem Gegenteil.

Netze werden meist gering überkompensiert betrieben, um bei Schalthandlungen (Abschalten von Leitungen) nicht in den Resonanzpunkt zu gelangen.

#### 4.7 Dämpfung (d)

Die Dämpfung in einem elektrischen Netz gibt das Verhältnis der Querableitströme im Verhältnis zum kapazitiven Erdschlussstrom an.

Die Dämpfung wird in der Literatur als auch Verlustfaktor ( $\delta$ ) bezeichnet.

$$d = \frac{1}{\omega \cdot \sum_{v=1}^n C_{vE}} \left( \frac{1}{R_M} + \sum_{v=1}^n \frac{1}{R_{vE}} \right) \quad (4.98)$$

$d$  ... Dämpfung des Netzes in pu

$R_M$  ... ohmscher Querableitwiderstand der Erdschlusskompensationsspule in  $\Omega$

$R_{vE}$  ... ohmscher Querableitwiderstand der Phasen in  $\Omega$



In erdschlusskompensierten Netzen ist die Dämpfung auch ein Maß für den Wattreststrom (ohmscher Anteil des Reststromes), siehe Formel (4.99).

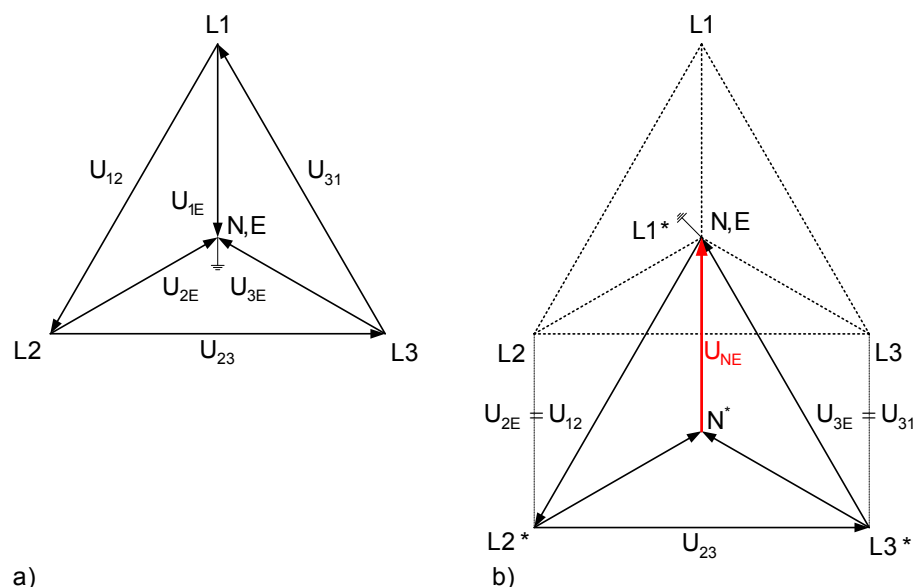
$$I_{Rw} = d \cdot I_{CE} \quad (4.99)$$

$I_{Rw}$  ... Wattreststrom in A

Die Dämpfung eines Netzes ist stark von der Witterung abhängig und schwankt über die Jahreszeit sehr stark und kann deshalb nur näherungsweise bestimmt und angegeben werden. Bei schönem Wetter kann bei einem Freileitungsnetz von Dämpfungswerten um  $d = 4\%$  (bzw.  $d = 0,04$  pu) ausgegangen werden [16].

#### 4.8 Verlagerungsspannung ( $\underline{U}_{NE}$ ) bzw. Nullspannung ( $\underline{U}^0$ )

Die Sternpunktverlagerungsspannung  $\underline{U}_{NE}$  ist jene Spannung, die zwischen dem Sternpunkt und Erde auftritt (Abbildung 4-20). Im idealen Fall (keine Unsymmetrien, keine Fehler vorausgesetzt) kann man das Potential des Sternpunktes mit Null annehmen, im Falle eines 1-poligen-Erdfehlers nimmt die Verlagerungsspannung (Sternpunkt - Erde) in einem erdschlusskompensierten bzw. isolierten Netz den Wert der negativen Phasenspannung ( $\underline{U}_{NE} = -\underline{U}_{ph}$ ) der fehlerbehafteten Phase an. In symmetrischen Komponenten betrachtet, wird die Verlagerungsspannung als Nullspannung bezeichnet.



**Abbildung 4-20: Phasen-, Außenleiter- und Verlagerungsspannung im Normalbetrieb und Fehlerfall; a) Spannungen im Normalbetrieb des Netzes b) Spannungen im Fall eines 1-poligen-Erdfehlers (Fehler in Phase 1)**

$L_{1,2,3}$ ...	Außenleiter
$N,E$ ...	Neutral- bzw. Erdpunkt (Sternpunkt)
$U_{12,23,31}$ ...	Leiter-Leiter-Spannungen (Verkette-, Außenleiterspannungen) in V
$U_{1E,2E,3E}$ ...	Leiter-Erde-Spannungen (Phasenspannungen) in V

#### 4.9 Erdschlussreststrom ( $I_{Rest}$ )

Der Erdschlussreststrom  $I_{Rest}$  ist jener Anteil des Fehlerstromes, der bei einem Erdschluss in einem gelöschten Netz über die Fehlerstelle fließt. Dieser setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen: Wattreststrom, Verstimmungsstrom und Oberschwingungsströme.

Im Fall der Resonanzabstimmung des Netzes, ist der Grundschwingungsstrom ein reiner Wirkstrom, welcher auch als Wattreststrom bezeichnet wird. Der Verstimmungsstrom (Blindstrom) ist jener Strom der Grundschwingung, der bei einer Über- oder Unterkompensation (Verstimmung) des Netzes zusätzlich zum Wattreststrom fließt. Die Oberschwingungsströme an der Fehlerstelle (Nullsystem) setzen sich aus den nicht durch die 50-Hz-Löschspule kompensierbaren harmonischen Strömen zusammen.

Der Erdschlussreststrom ist daher von der Dämpfung  $d$ , der Verstimmung  $v$ , den Oberschwingungsgehalt der Netzspannungen und (längenabhängigen) Resonanzen abhängig. Der Erdschlussreststrom darf die Löschgrenze des gelöschten Netzes [11] nicht überschreiten.

$$I_{Rest} = 3\omega C_E \cdot (d + jv) \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3}} \tag{4.100}$$

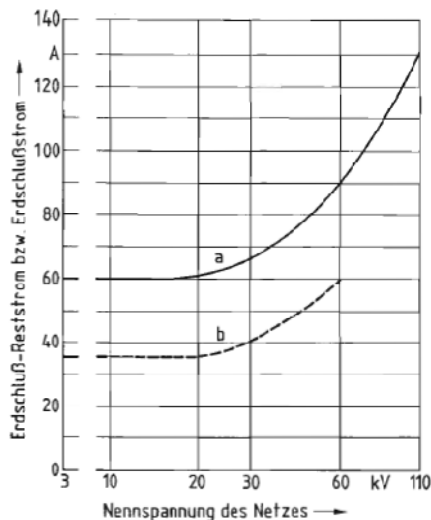
Die Beziehung (4.100) stellt den Erdschlussreststrom für die Grundschwingungsbetrachtung (z.B. 16,7 Hz oder 50 Hz, Vernachlässigung der Oberschwingungsanteile im Fehlerstrom) dar. Im Allgemeinen kann heute davon ausgegangen werden, dass durch eine gute Abstimmung der Erdschlusseinrichtungen der Erdschlussreststrom im etwa den Oberschwingungsanteilen des Fehlerstromes entspricht.

#### 4.10 Löschgrenze

Die Löschgrenze ist jener Stromwert des Erdschlussreststromes  $I_{REST}$ , der (laut Norm ÖVE/B1:1976 [11] siehe Tabelle 4-2 bzw. DIN VDE 0228 Teil 2 [12] siehe Abbildung 4-21) bei einem Erdfehler noch annahmemäßig zum selbstständigen Löschen eines Lichtbogens führt. Werte für die Löschgrenze in Abhängigkeit der Netzbetriebsspannung können aus den zuvor genannten Normen entnommen werden (z.B. 132 A in 110-kV-Netzen).

Nennspannung des Netzes		3...20	25	30	45	60	110	150
Erdschlussreststrom bzw. Erdschlussstrom in A	Tabelle a	60	63	67	78	90	132	180
	Tabelle b	35	37	40	50	60	-	-
Maßgebend ist die Grundwelle								
Tabelle a für Netze mit Erdschlusskompensation, für Kabelnetze bis 20 kV Nennspannung mit kleinen Freileitungsanteilen gilt Tabella a auch bei isoliertem Punkt, Tabelle b für Netze mit isoliertem neutralen Punkt.								

Tabelle 4-2: Löschgrenze von Starkstromnetzen gemäß Norm ÖVE-B1/1976 [11]



**Abbildung 4-21: Richtwerte der Löschgrenze für Erdschlussreststrom bzw. Erdschlussstrom, Kurve a für Netze mit Erdschlusskompensation; für Kabelnetze bis 20 kV Nennspannung mit kleinen Freileitungsanteilen gilt Kurve a auch bei isoliertem Sternpunkt. Kurve b für Netze mit isoliertem Sternpunkt [12]**

Im Falle des Überschreitens der Löschgrenze [11] (Lichtbogen-Selbstlöschung nicht mehr gewährleistet), muss die Dauer Fehlerspannung an der Fehlerstelle auf die maximal zulässigen Werte begrenzt werden, oder der Fehler in genügend schneller Zeit abgeschaltet werden (maximal zulässige Werte der Berührungsspannung und die geforderten Abschaltzeiten können aus Normen entnommen werden) [13].

Zusätzlich muss die induktive und ohmsche Beeinflussung für den Fall eines stromstarken Doppelerdschlusses untersucht werden.

#### 4.11 Einstellung von Erdschlusskompensationsspulen

In einem erdschlusskompensierten Netz müssen die Erdschlusskompensationsspulen (Erdschlusslöschspulen, Petersen-Spulen) nach Kriterien wie der maximal zulässigen Verlagerungsspannung  $\underline{U}_{NE,max}$  und dem maximal zulässigen Erdschlussreststrom  $I_{REST}$  eingestellt werden.

Der maximal zulässige Erdschlussreststrom  $I_{REST}$  ergibt sich aus der Löschgrenze (siehe Punkt 4.10, Seite 72) des Netzes.

Die maximal zulässige Verlagerungsspannung  $\underline{U}_{NE,max}$  resultiert aus der Isolationskoordination des Sternpunktes bzw. des Sternpunktbildners und Schwellwerten für die Schutzgeräteeinstellungen (Erdschlusserkennung/-anregung bei eingestellten Verlagerungsspannungswerten), sie ist daher von dem Netzbetreiber vorgegeben und von dessen Betriebsphilosophie abhängig.

Petersen-Spulen können prinzipiell als motorbetriebene Tauchkernspulen (stufenlose Verstellung) oder Stufenspulen ausgeführt sein. Unabhängig von der Bauform bzw. -art der Spule sollten die Spulen geregelt ausgeführt sein, damit sie gegebenenfalls einem geänderten Schaltzustand (z.B. bei Fehlersuchschalthandlungen) des Netzes nachgeführt werden können.

Damit diese zwei Kriterien erfüllt werden, müssen Petersen-Spulen sorgfältig für jeden Schaltzustand eingestellt werden. Diese Einstellung der Regelung von Erdschlussdrosseln kann durch eine rechnerische Ermittlung oder durch Abstimmversuche erfolgen.

Freileitungsnetze sollten jedoch nicht vollständig verdrillt d.h. symmetriert werden, damit zur automatischen Einstellung der Petersen-Spulen eine ausreichende Verlagerungsspannung existiert. In reinen Kabelnetzen bzw. Netzen mit hohem Kabelanteil kann aufgrund der geringen Verlagerungsspannung (symmetrisches Netz<sup>15</sup>) oft keine einfache Resonanzabstimmung erfolgen, da die messtechnische Erfassung des Verlagerungsspannungsmaximums bei der Verstimmung Null gegebenenfalls nicht möglich ist.

Erschwerend bei der Einstellung der obengenannten Parameter kommen Einflussfaktoren wie die kapazitive Kopplung durch parallel geführte Systeme und Unsymmetrien zu tragen (z.B. Verschiebung der Resonanzpunkte von  $I_{REST}$  und  $U_{NE}$ ), auf welche zu einem späteren Zeitpunkt in dieser Arbeit eingegangen wird (siehe Punkt 5.5.3, Seite 105).

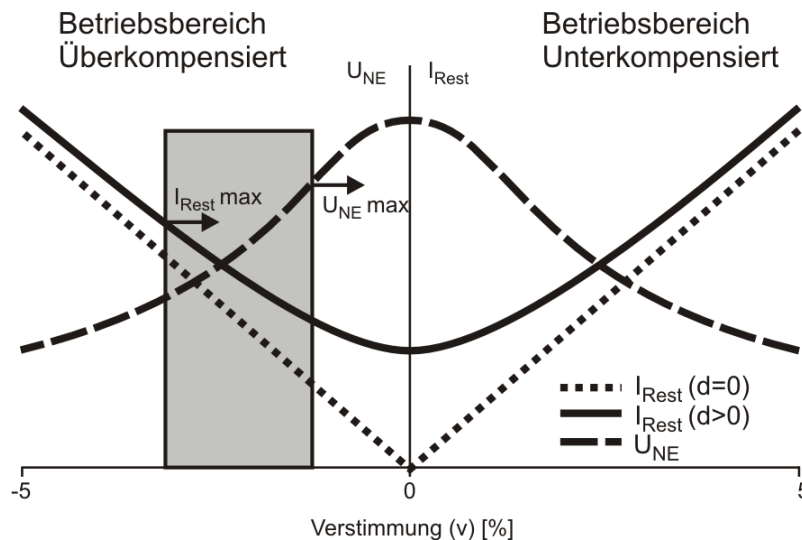
---

<sup>15</sup> Durch den symmetrischen Aufbau, die im Vergleich zu Freileitungen hohen Kapazitätswerte von Kabeln und den daraus folgenden symmetrischen Kapazitäten kommt es zu einer Symmetrierung des Netzes, welche der kapazitiven Unsymmetrie (innere Unsymmetrie) entgegenwirkt. Durch diese Symmetrierung wird die durch die kapazitive Unsymmetrie entstehende Verlagerungsspannung reduziert.

---

## 4.12 Resonanzkurven

Die Resonanzkurven der Verlagerungsspannung zeigen die Verlagerungsspannung  $\underline{U}_{NE}$  (bzw. in symmetrischen Komponenten die Nullspannung) in Abhängigkeit der Verstimmung  $v$  und der Dämpfung  $d$  des Netzes. Die Kurvenform der Verlagerungsspannungsresonanzkurve entspricht der Normalverteilung (Glockenkurve).



**Abbildung 4-22: Resonanzkurven der Verlagerungsspannung und des Erdschlussreststromes in Abhängigkeit der Dämpfung und der Verstimmung des Netzes [9]**

Die Resonanzkurven des Erdschlussreststromes (Grundwellenbetrachtung) beschreiben die Form nach einer V-Kurve und stellen den Reststrom der Grundwelle an der Fehlerstelle in Abhängigkeit der Verstimmung  $v$  und der Dämpfung  $d$  des Netzes dar.

Im Besonderen ist zu sehen, dass, wenn die maximale Verlagerungsspannung auftritt, der Fehlerstrom an der Fehlerstelle am geringsten ist, dieser Punkt ( $v = 0$ ) wird Resonanzpunkt genannt. Wenn das Netz bzw. die Petersen-Spule auf diese Bedingung abgestimmt bzw. geregelt ist, wird dieser Fall als Resonanzabstimmung bezeichnet. Weiter ist zu sehen, dass bei Werten größerer Verstimmung der Strom an der Fehlerstelle ansteigt. Da der Fehlerstrom zu begrenzen ist, bzw. beim Betrieb eines erdschlusskompensierten Netzes die Löschungseingrenze eingehalten werden muss (auftretende Berührungsspannungen) und die Verlagerungsspannung gewisse Werte nicht überschreiten sollte, werden gelöschte Netze meist mit einer kleinen<sup>16</sup> Verstimmung betrieben.

Es kann zwischen zwei Betriebsbereichen (über- und unterkompensiert) unterschieden werden. Überkompensiert bedeutet, dass der induktive Löschungspulenstrom größer als der kapazitive Erdfehlerstrom des Netzes ist. Dies hat den betrieblichen Vorteil, dass im Falle von Leitungsausfällen und Suchschaltungen (im Fehlerfall zur Lokalisierung der Fehlerstelle) der Resonanzpunkt nicht überschritten wird (ersichtlich in der Abbildung 4-22).

<sup>16</sup> Als kleine Verstimmung werden hier Verstimmungswerte von bis zu  $\pm 6\%$  ( $\pm 0,06$  pu) bezeichnet [9].

## 5 Kapazitive Beeinflussung

In diesem Kapitel wird eine Methode zur Bestimmung der kapazitiven Beeinflussung von parallelgeführten galvanisch getrennten Leitungssystemen angeführt.

Die kapazitive Kopplung entsteht über die wirksamen elektrischen Felder der Starkstromanlagen (Hochspannungsleitungen), welche aufgrund der räumlichen Nähe in Wechselwirkung treten.

Begriffe wie Potential-, Kapazitätskoeffizienten und die zuvor angeführten Punkte dienen als Grundlage und wurden bereits im vorhergehenden Kapitel (Punkt 4.1) behandelt.

### 5.1 Kapazitive Admittanzen des Netzes

Die Grundlage für die Bestimmung der kapazitiven Beeinflussung stellen die kapazitiven Admittanzen des beeinflussten Netzes (Freileitungs- und Kabelstrecken) und die der gekoppelten Abschnitte dar. Zusätzlich müssen die Sternpunktadmittanzen und aktiven Netzteile berücksichtigt werden.

#### 5.1.1 Kapazitätskoeffizienten von Freileitungs- und Kabelstrecken

Nachdem die symmetrischen Kapazitätskoeffizienten für die vorliegenden Leitungskonfigurationen (z. B. der einzelnen Spannungsfelder, Leitungsabschnitte etc.) bzw. Kabelstrecken ermittelt wurden, werden diese einzelnen Abschnitte zusammengezählt (aufsummiert), um die gesamten Kapazitätskoeffizienten zu erhalten.

Jedenfalls müssen die gesamten Leitungen des beeinflussten Netzes nachgebildet und berechnet werden, für das beeinflussende Netz (mit Ausnahme, wenn die gegenseitige Beeinflussung untersucht werden soll) reicht es aus, nur die Leitungsabschnitte nachzubilden, in welchen eine Kopplung auf das beeinflusste Netz erfolgt.

Bei der Aufsummierung der einzelnen Abschnitte können je nach Untersuchung parallel gespeiste Systeme zusammengefasst werden, was zu einer Vereinfachung der Formelsysteme führt.

*Anmerkung: In den weiteren Betrachtungen der Arbeit werden die einzelnen parallel gespeisten Systeme (z.B. a, b, c, d etc.) zu Netzen (z.B. A, B etc.) zusammengefasst. Ausnahmen werden erwähnt und angeführt.*

*Anmerkung: Die Allgemeinen Formelbeziehungen werden aus didaktischen Gründen für zwei Netze hergeleitet und angeführt. Die Formelsysteme für mehrere an der Beeinflussung beteiligte Netze können aus der angeführten Theorie bzw. Methodik abgeleitet werden.*

Die Beziehung (5.1) beschreibt diese zusammengefassten Systeme, hier als Beispiel für die Kapazitätskoeffizienten von zwei Netzen (A und B). Es ist darauf zu achten, dass jeweils nur parallel gespeiste Leitungssysteme zusammengefasst werden.

$$\begin{pmatrix} \underline{q}_A^S \\ \underline{q}_B^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{K}_{AA}^S & \underline{K}_{AB}^S \\ \underline{K}_{BA}^S & \underline{K}_{BB}^S \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_A^S \\ \underline{U}_B^S \end{pmatrix} \quad (5.1)$$

$\underline{q}_{A,B}^S$  ... Symmetrischen Komponenten der zusammengefassten Ladungen der Netze

$\underline{U}_{A,B}^S$  ... Symmetrischen Komponenten der Netzspannungen

$\underline{K}_{AA}^S$  ... Matrix der Kapazitätskoeffizienten der Netze in symmetrischen Komponenten, welche die Kopplung der Netze mit sich selbst beschreibt

$\underline{K}_{AB}^S$  ... Matrix der Koppelkapazitätskoeffizienten in symmetrischen Komponenten

Aus den gesamten Kapazitätskoeffizienten der Leitungen eines Netzes, können die Netzkapazitäten sowie die Netzkoppelkapazitäten bestimmt werden. Es folgen die Netzkapazitäten, welche aus den Kapazitätskoeffizienten der Beeinflussungssituation ermittelt werden können.

$$\begin{pmatrix} \underline{q}_A^S \\ \underline{q}_B^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{C}_{AA}^S & -\underline{C}_{AB}^S \\ -\underline{C}_{BA}^S & \underline{C}_{BB}^S \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_A^S \\ \underline{U}_B^S \end{pmatrix} \quad (5.2)$$

$\underline{C}_{AA}^S, \underline{C}_{BB}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Netzkapazitäten

$\underline{C}_{AB}^S, \underline{C}_{BA}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Koppelkapazitäten zwischen den Netzen bzw. Netzbereichen mit Parallelführung

Die Netzkapazitäten in der Beziehung (5.2) sind folgend definiert:

$$\begin{aligned} \underline{C}_{AA}^S &= \underline{C}_{E(A)}^S + \underline{C}_{AB}^S \\ \underline{C}_{BB}^S &= \underline{C}_{E(B)}^S + \underline{C}_{BA}^S \end{aligned} \quad (5.3)$$

$\underline{C}_{E(A)}^S, \underline{C}_{E(B)}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Leiter-Erde-Kapazitäten der Netze

$\underline{C}_{AB}^S, \underline{C}_{BA}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Koppelkapazitäten zwischen den Netzen

### 5.1.2 Matrix der kapazitiven Admittanzen

Aus den zuvor ermittelten und aufsummierten Kapazitätskoeffizienten in symmetrischen Komponenten kann die Matrix der kapazitiven Admittanzen (Admittanzmatrix) gebildet werden. Die Admittanzmatrix stellt den Zusammenhang zwischen den Querströmen und den Leiter-Erde-Spannungen dar, welche für die weiteren Betrachtungen von Bedeutung sind.

Um die vollständigen kapazitiven Admittanzen des Netzes zu erhalten, müssen die ohmschen Querableitung  $G$  des Netzes bzw. der Sternpunktimpedanz einbezogen werden, siehe Beziehung (5.4). Hierfür wird die Admittanzmatrix um die ohmschen Querableitungen der einzelnen Netze erweitert. Der ohmschen Querableitwiderstand  $G$  setzt sich aus den dielektrischen Verlusten der Leitung, den ohmschen Verlusten der Löschspulen bei Erdschlusskompensations-einrichtungen sowie anderen ohmschen Verlusten der Erdungsanlage bei anderen Sternpunktbehandlungen zusammen.

#### Werte bzw. Größenordnung für Querableitungen

Bei Freileitungen setzen sich die dielektrischen Verluste aus den Isolationswiderstand und der Koronaerscheinung zusammen. Bei Kabeln wird die Querableitung durch den Isolationswiderstand mittels Verlustwinkel  $\tan\delta$  bestimmt.

Der Isolationswiderstand einer Freileitung ist stark witterungsabhängig, siehe Tabelle 5-1 [2]:

Witterung	Querableitung $G$ in $\mu\text{S}/\text{km}$
Trockenes Wetter (bzw. Sonne nach Regen)	ca. 0,01
Normale Witterung	ca. 0,03
Regen, Nebel, Raureif	ca. 0,06
Tauwetter, Isolations- verschmutzung (z.B. Staub)	ca. 0,12

**Tabelle 5-1: Witterungsabhängigkeit der Querableitung bei Freileitungen je km Länge aus [2]**

Bei Hochspannungskabeln variieren die Werte stark, da diese vom Aufbau des Kabels (Isolationsdicken usw.) abhängig sind. Die Werte können nicht genau angegeben werden, da keine Vorschriften für den Aufbau von Hochspannungskabeln existieren, sondern diese nach den Wünschen des Kunden und nach Möglichkeiten der Hersteller gefertigt werden.

Die Querableitung von Mittelspannungskabeln kann vernachlässigt werden, da bei diesen Kabeln die auftretenden elektrischen Feldstärken gering sind.



Die Erweiterung der Beziehung (5.4) zum Erhalt der vollständigen kapazitiven Admittanzen der Leitungen sieht folgendermaßen aus:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_A^S \\ \underline{I}_B^S \end{pmatrix} = \underbrace{\left( \begin{pmatrix} \underline{G}_{AA}^S & \underline{G}_{AB}^S \\ \underline{G}_{BA}^S & \underline{G}_{BB}^S \end{pmatrix} + j\omega \cdot \begin{pmatrix} \underline{K}_{AA}^S & \underline{K}_{AB}^S \\ \underline{K}_{BA}^S & \underline{K}_{BB}^S \end{pmatrix} \right)}_{\underline{Y}^S} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_A^S \\ \underline{U}_B^S \end{pmatrix} \quad (5.4)$$

$\underline{I}^S$  ... Symmetrischen Komponenten der Ströme in den Phasen

$\underline{G}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Konduktanz (Querableitung)

$\underline{K}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Kapazitätskoeffizienten

$\underline{Y}^S$  ... Matrix der symmetrischen Komponenten der Admittanzen

$\underline{U}^S$  ... Symmetrischen Komponenten der Leiter-Erde-Spannungen

Beziehung (5.5) beinhaltet die vollständigen kapazitiven Admittanzen in Matrizenform der Leitungskonfigurationen:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_A^S \\ \underline{I}_B^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{AA}^S & \underline{Y}_{AB}^S \\ \underline{Y}_{BA}^S & \underline{Y}_{BB}^S \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_A^S \\ \underline{U}_B^S \end{pmatrix} \quad (5.5)$$

### 5.1.3 Zusätzliche Admittanzen des Netzes

Für die weitere Betrachtung und Bestimmung der Problemstellung der kapazitiven Beeinflussung, müssen die zusätzlichen Admittanzen des Netzes wie z.B. Sternpunktadmittanzen, sowie die aktiven Netzteile(-komponenten) z.B. Spannungsquellen (Generatoren) berücksichtigt werden.

#### 5.1.3.1 Aktive Netzteile und Sternpunktimpedanzen

Die aktiven Komponenten der Netze können je nach Sternpunktbehandlung und Betriebszustand für eine weitere Betrachtung beschrieben werden. Die Beschreibung in symmetrischen Komponenten ist sinnvoll und wird in diesem Punkt dargestellt.

Je nach Sternpunktbehandlung des Netzes ergeben sich unterschiedliche Sternpunktimpedanzen bzw. -admittanzen, die eine Auswirkung auf das Ersatzschaltbild und somit auch auf die Formeln zur Berechnung der Problemstellung haben.

Es können die Spannungsbedingungen (zur Berücksichtigung der aktiven Netzteile) der einzelnen an der Beeinflussungsrechnung berücksichtigten Netze unter Berücksichtigung ihrer verschiedenen Sternpunktbehandlungen angegeben werden.

Zur Berechnung können die Bedingungen für den Normalbetrieb sowie für den Betrieb im Fehlerfall (Querfehler wie z.B. 1-poliger-Erdschluss) der Netze mit aktiven Elementen (Spannungsquellen) in symmetrischen Komponenten wie folgend beschrieben werden:

*Anmerkung: Die weiteren Schritte werden für zwei Sternpunktbehandlungen, die im speziellen interessant sind, ausgeführt. Dies sind die starre Erdung des Sternpunktes und Netze mit Erdschlusskompensation (gelöschte Netze).*

### **Sternpunktbehandlung: Niederohmige Sternpunkterdung**

#### **Normalbetrieb**

$$\begin{aligned}\underline{U}^0 &= -\underline{Z}^0 \cdot \underline{I}^0 \\ \underline{U}^1 &= \underline{U}_L^1 - \underline{Z}^1 \cdot \underline{I}^1 \\ \underline{U}^2 &= -\underline{Z}^2 \cdot \underline{I}^2\end{aligned}\tag{5.6}$$

### **Fehlerfall (1-poliger Erdkurzschluss)**

#### **Netzbedingung**

$$\begin{aligned}\underline{U}^0 &= -\underline{Z}^0 \cdot (\underline{I}^0 + \underline{I}_F^0) \\ \underline{U}^1 &= \underline{U}_L^1 - \underline{Z}^1 \cdot (\underline{I}^1 + \underline{I}_F^1) \\ \underline{U}^2 &= -\underline{Z}^2 \cdot (\underline{I}^2 + \underline{I}_F^2)\end{aligned}\tag{5.7}$$

#### **Fehlerbedingung**

$$\begin{aligned}\underline{U}^0 + \underline{U}^1 + \underline{U}^2 &= 0 \\ \underline{I}_F^0 &= \underline{I}_F^1 = \underline{I}_F^2\end{aligned}\tag{5.8}$$

### **Sternpunktbehandlung: Erdschlusskompensation**

#### **Normalbetrieb**

$$\begin{aligned}\underline{U}^0 &= -(\underline{Z}^0 + 3\underline{Z}_M) \cdot \underline{I}^0 \\ \underline{U}^1 &= \underline{U}_L^1 - \underline{Z}^1 \cdot \underline{I}^1 \\ \underline{U}^2 &= -\underline{Z}^2 \cdot \underline{I}^2\end{aligned}\tag{5.9}$$

## Fehlerfall, Erdschluss

### Netzbedingung

$$\begin{aligned}\underline{U}^0 &= -(\underline{Z}^0 + 3\underline{Z}_M) \cdot (I^0 + I_F^0) \\ \underline{U}^1 &= \underline{U}_L - \underline{Z}^1 \cdot (I^1 + I_F^1) \\ \underline{U}^2 &= -\underline{Z}^2 \cdot (I^2 + I_F^2)\end{aligned}\tag{5.10}$$

### Fehlerbedingung

$$\begin{aligned}\underline{U}^0 + \underline{U}^1 + \underline{U}^2 &= 0 \\ I_F^0 &= I_F^1 = I_F^2\end{aligned}\tag{5.11}$$

$\underline{U}^{0,1,2}$  ... Symmetrische Komponenten der Spannungen: Null-, Mit- und Gegenspannung in V

$I^{0,1,2}$  ... Symmetrische Komponenten der Ströme: Null-, Mit- und Gegenstrom in A

$\underline{Z}^{0,1,2}$  ... Symmetrische Komponenten der Impedanzen: Null-, Mit- und Gegenimpedanz in  $\Omega$

$\underline{Z}_M$  ... Sternpunktimpedanz (z.B. Impedanz der Löschspule  $\underline{Z}_M = j\omega L_M$ ) in  $\Omega$

$\underline{U}_L$  ... Mitspannung der Spannungsquelle (z.B. Generatorspannung) in V

$I_F^{0,1,2}$  ... Sym. Komponenten der Fehlerströme: Null-, Mit- und Gegenfehlerstrom in A

In den oben angeführten Bedingungen sind für den Fehlerfall (5.7) bzw. (5.10), welcher durch einen 1-poligen Erdfehler gekennzeichnet ist, neben den Netzbedingungen noch die entsprechenden Fehlerbedingungen angegeben. Die oben genannten Ströme  $I_F^0$ ,  $I_F^1$ ,  $I_F^2$  stellen die symmetrischen Komponenten des Erd(kurz)schlussstromes des jeweiligen Netzes dar. Es ist möglich, eine wesentliche Vereinfachung der Problematik zu erreichen, wenn angenommen wird, dass die durch die kapazitiven Ströme ( $I^0$ ,  $I^1$ ,  $I^2$  usw.) entstehenden kleinen Längsspannungsabfälle an den Längsimpedanzen ( $\underline{Z}^0$ ,  $\underline{Z}^1$ ,  $\underline{Z}^2$  usw.) vernachlässigt werden dürfen<sup>17</sup>. Mit dieser Vereinfachung verbleiben nur die relevanten Impedanzen<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> Die Vernachlässigung dieser Längsspannungsabfälle ergibt sich daraus, dass die kapazitiven Ströme (Ladeströme) von Freileitungen relativ gering sind.

<sup>18</sup> Relevante Impedanzen für die Berechnung der kapazitiven Kopplung sind z.B. Querimpedanzen, Kapazitäten, Petersen-Spulen, ggf. Querableitwiderstände etc.

Aus den oben angeführten Spannungsbedingungen der Netze (5.6), (5.7), (5.9) und (5.10) können nun die in Tabelle 5-2 angeführten Beziehungen bestimmt werden, in diesen Beziehungen sind die Fehlerbedingungen bereits berücksichtigt.

**Tabelle der Spannungsbedingungen für das beeinflussende und das beeinflusste Netz**

Sternpunktbehandlung	Betriebsform	Beeinflussendes Netz	Beeinflusstes Netz
Niederohmig geerdetes Netz (starre Erdung)	Normalbetrieb	$\underline{U}_A^0 = 0$ $\underline{U}_A^1 = \underline{U}_{LA}^1$ $\underline{U}_A^2 = 0$	$\underline{U}_B^0 = 0$ $\underline{U}_B^1 = \underline{U}_{LB}^1$ $\underline{U}_B^2 = 0$
	1-poliger-Erdkurzschluss	$\underline{U}_A^0 = -\frac{p}{p+2} \underline{U}_{LA}^1$ $\underline{U}_A^1 = \frac{p+1}{p+2} \underline{U}_{LA}^1$ $\underline{U}_A^2 = -\frac{1}{p+2} \underline{U}_{LA}^1$	-
Netz mit Erdschlusskompensation	Normalbetrieb	$\underline{U}_A^0 = -\frac{I_A^0}{Y_{MA}}$ $\underline{U}_A^1 = \underline{U}_{LA}^1$ $\underline{U}_A^2 = 0$	$\underline{U}_B^0 = -\frac{I_B^0}{Y_{MB}}$ $\underline{U}_B^1 = \underline{U}_{LB}^1$ $\underline{U}_B^2 = 0$
	1-poliger-Erdschluss	$\underline{U}_A^0 = \underline{U}_{LA}^1 = \frac{(I_A^0 + I_{FA}^0)}{Y_{MA}}$ $\underline{U}_A^1 = \underline{U}_{LA}^1$ $\underline{U}_A^2 = 0$	-

Tabelle 5-2: Spannungs- und Fehlerbedingungen für verschiedene Sternpunktbehandlungen [18]

$p \dots$  Impedanzverhältnis<sup>19</sup>  $p = \frac{Z^0}{Z^1}$

*Anmerkung: Da es nicht zielführend ist, die Beeinflussung für den Störfall des beeinflussten Netzes zu berechnen, sind die Spannungs- und Fehlerbedingungen in der Tabelle 5-2 für diesen Fall nicht angegeben.*

<sup>19</sup> Das Impedanzverhältnis  $p$  überschreitet bei wirksam geerdeten Netzen (z.B. starre Sternpunkt-erdung) in der Regel den Wert 5,17 nicht.

Für die auftretende Auswirkung (Beeinflussung) der kapazitiven Kopplung ist die Sternpunktbehandlung des beeinflussten Netzes von entscheidender Bedeutung. Hierbei wird zwischen der niederohmigen Sternpunktbehandlung und der Erdschlusskompensation unterschieden.

- Bei der niederohmigen Sternpunktbehandlung, im Besonderen der starrten Sternpunkterdung, kommt es zu keinen nennenswerten<sup>20</sup> Nullspannungen. Beeinflussungsrechnungen in einem starr geerdeten Netz müssen somit nicht durchgeführt werden.

Werden jedoch nicht alle Sternpunkte im Netz unmittelbar oder über eine niederohmige Impedanz geerdet, treten an den offenen Sternpunkten hohe Fehlerspannungen auf.

- Im Gegensatz zur niederohmigen Sternpunktbehandlung kommt es in erdschlusskompensierten bzw. in über eine Impedanz geerdeten Netzen zu einer Nullspannung<sup>21</sup> an der Sternpunktimpedanz.

### **Treibende Spannungen** (siehe Tabelle 5-2)

Bei Netzen mit niederohmiger Sternpunktbehandlung tritt im Normalbetrieb lediglich die Mitspannung  $\underline{U}_L^1$  (Nennspannung), entsprechend der Leerlaufspannung der einspeisenden Generatoren, in Erscheinung. Beim Störfall (1-poliger Erdkurzschluss) sind die Spannungen  $\underline{U}^0$ ,  $\underline{U}^1$ ,  $\underline{U}^2$  unabhängig von der kapazitiven Kopplung über das Impedanzverhältnis  $p = \underline{Z}^0 / \underline{Z}^1$  bestimmt.

Bei Netzen mit Erdschlusskompensation tritt im Normalbetrieb des Netzes neben der Mitspannung  $\underline{U}_L^1$  (speisenden Generatoren), noch eine Nullspannung  $\underline{U}^0$  auf. Diese Nullspannung (Spannungsabfall des kapazitiven Nullstromes an der Sternpunktimpedanz) wird durch Netzunsymmetrien (innere Unsymmetrie) und auftretende Kopplungen (äußere Unsymmetrie) mit benachbarten Netzen verursacht. Im Erdschlussfall nimmt die Nullspannung den negativen Wert der betroffenen Phasenspannung an.

Die zuvor erwähnten Spannungen können als eingeprägte Spannungswerte in die Rechnung eingeführt werden.

---

<sup>20</sup> Es treten Nullspannungen bis zu einigen kV auf, wobei bei der sogenannten wirksamen Erdung des Sternpunktes der Einfluss der Nullspannung derartig gering ist, dass eine Anhebung der Phasenspannung der gesunden Phasen nur auf Werte von ca. 0,8-facher Nennspannung erfolgt.

<sup>21</sup> Diese Nullspannungen können teils sehr hohe Werte annehmen (die Höhe der Verlagerungsspannung ist z.B. abhängig von der Verdrehung, der Länge der Parallelführung und der Netzausdehnung des beeinflussten Netzes).

---

## 5.2 Formelsysteme und Ersatzschaltung zur Bestimmung der kapazitiven Beeinflussung

Das Problem der kapazitiven Beeinflussung kann für verschiedenen Zustände und Sternpunktbehandlungen des beeinflussten Netzes gelöst werden.

Dazu werden die zuvor berechneten kapazitiven Admittanzen mit den Querableitungen des Netzes (oder Teilbereichen) ergänzt und mit den Spannungsbedingungen und berücksichtigten Sternpunktadmittanzen können die folgenden Formelsysteme und Ersatzschaltungen angegeben werden.

*Anmerkung: In diesem Punkt wird versucht, die Ausarbeitung so allgemein wie möglich zu halten, damit im späteren alle möglichen Kombinationen von Beeinflussungen betrachtet werden können.*

### 5.2.1 Zur Problemlösung

Da es im Allgemeinen vorkommen kann, dass Leitungen mit unterschiedlichen Frequenzen (z.B. 16,7-Hz-Bahnstrom- und 50-Hz-Wechseldrehstromsysteme) parallel oder auf einem Gemeinschaftsgestänge geführt werden, ist es sinnvoll, das Superpositionsprinzip für die Lösung des Problems heranzuziehen [18].

Durch Anwendung des Superpositionsprinzips kann das tatsächliche Verhalten der Netze simuliert werden, indem der Reihe nach die influenzierten Spannungen der verschiedenen Beeinflussungsquellen (Netze) ermittelt und letztendlich summiert werden.

Im Weiteren werden folgende Begriffe verwendet. Die Definition bzw. Erläuterung folgt der verwendeten Begriffe folgt hier:

**Aktives Netz...** Das aktiv betrachtete Netz ist im Betrieb und es gelten die zuvor angeführten Spannungsbedingungen (siehe Tabelle 5-2)

**Passives Netz...** Das passiv betrachtete Netz wird im Sinne des Superpositionsprinzips als passiv betrachtet, alle Stromquellen werden als kurzgeschlossen und alle Spannungsquellen als leerlaufend angenommen.

## 5.2.2 Bestimmung der influenzierten Nullspannung (Sternpunktverlagerungsspannung) in resonant geerdeten Netzen

Zur Lösung des Problems, müssen die von den einzelnen Netzen influenzierten Nullspannungen ermittelt und mittels Anwendung des Superpositionsprinzips die Gesamtlösung gefunden werden, dies ist speziell bei Beeinflussungen von Netzen unterschiedlicher Netzfrequenz nötig.

Eine wesentliche Vereinfachung für die Problemstellung ergibt sich, wenn vorausgesetzt wird, dass die kleinen Spannungsabfälle, verursacht durch die kapazitiven Ströme ( $I_A^0, I_A^1, I_A^2$  und  $I_B^0, I_B^1, I_B^2$ ) an den Längsimpedanzen der Leitungen (z.B.  $Z_A^0, Z_A^1, Z_A^2$  etc.) vernachlässigt werden dürfen. Aus dieser Vernachlässigung ergibt sich, dass die Verteilung der kapazitiven Ströme für das vorliegende Problem von untergeordnetem Interesse sind und deshalb die Problemstellung auf das Nullsystem eingegrenzt werden kann, was eine einfache Betrachtung erlaubt [18].

Die Ausgangssituation zur Bestimmung der kapazitiven Beeinflussung stellt die Matrix bzw. die Beschreibung der Netzverhältnisse durch die Matrix der kapazitiven Admittanzen dar, weshalb diese nochmals angeführt wird.

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c} I_A^0 \\ I_A^1 \\ I_A^2 \\ I_B^0 \\ I_B^1 \\ I_B^2 \end{array} \\
 \begin{array}{c} | \\ | \\ | \\ | \\ | \\ | \end{array} \\
 = \\
 \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} Y_{AA}^{00} & Y_{AA}^{01} & Y_{AA}^{02} \\ Y_{AA}^{10} & Y_{AA}^{11} & Y_{AA}^{12} \\ Y_{AA}^{20} & Y_{AA}^{21} & Y_{AA}^{22} \end{array} \\ \begin{array}{ccc} Y_{AB}^{00} & Y_{AB}^{01} & Y_{AB}^{02} \\ Y_{AB}^{10} & Y_{AB}^{11} & Y_{AB}^{12} \\ Y_{AB}^{20} & Y_{AB}^{21} & Y_{AB}^{22} \end{array} \\ \begin{array}{ccc} Y_{BA}^{00} & Y_{BA}^{01} & Y_{BA}^{02} \\ Y_{BA}^{10} & Y_{BA}^{11} & Y_{BA}^{12} \\ Y_{BA}^{20} & Y_{BA}^{21} & Y_{BA}^{22} \end{array} \\ \begin{array}{ccc} Y_{BB}^{00} & Y_{BB}^{01} & Y_{BB}^{02} \\ Y_{BB}^{10} & Y_{BB}^{11} & Y_{BB}^{12} \\ Y_{BB}^{20} & Y_{BB}^{21} & Y_{BB}^{22} \end{array} \end{array} \\
 \begin{array}{c} \begin{array}{c} U_A^0 \\ U_A^1 \\ U_A^2 \\ U_B^0 \\ U_B^1 \\ U_B^2 \end{array} \\ | \\ \begin{array}{c} U_A^0 \\ U_A^1 \\ U_A^2 \\ U_B^0 \\ U_B^1 \\ U_B^2 \end{array} \end{array} \\
 \cdot \\
 \begin{array}{c} U_A^0 \\ U_A^1 \\ U_A^2 \\ U_B^0 \\ U_B^1 \\ U_B^2 \end{array} \\
 \end{array} \quad (5.12)$$

Für die Ableitung der Formelsysteme wird angenommen, dass alle drei an der Beeinflussung beteiligten Netze mit resonanter Sternpunktterdung (Erdschlusskompensation, gelöschte Betriebsweise) ausgeführt sind.

Durch die zuvor getätigte Annahme, dass nur das Nullsystem von Interesse für die Lösung der Problemstellung ist, können folgende Beziehungen abgeleitet werden:

$$\begin{array}{l}
 I_A^0 = Y_{AA}^{00} U_A^0 + Y_{AA}^{01} U_A^1 + Y_{AA}^{02} U_A^2 + Y_{AB}^{00} U_B^0 + Y_{AB}^{01} U_B^1 + Y_{AB}^{02} U_B^2 \\
 I_B^0 = Y_{BA}^{00} U_A^0 + Y_{BA}^{01} U_A^1 + Y_{BA}^{02} U_A^2 + Y_{BB}^{00} U_B^0 + Y_{BB}^{01} U_B^1 + Y_{BB}^{02} U_B^2
 \end{array} \quad (5.13)$$

Im Weiteren kommt nun die Annahme zum Tragen, dass für die Bestimmung der Gesamtwirkungen jeweils nur ein einzelnes Netz als aktiv angenommen wird. Die resultierende Gesamtwirkung wird durch die Summe der einzelnen Wirkungen erhalten.

Für die Nullströme der Netze kann aus der Beziehung (5.13) mit der Annahme, dass das Netz A aktiv betrachtet wird, folgende Beziehungen abgeleitet werden:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{A(A)}^0 &= \underline{Y}_{AA}^{00} \underline{U}_{A(A)}^0 + \underline{Y}_{AA}^{01} \underline{U}_A^1 + \underline{Y}_{AA}^{02} \underline{U}_A^2 + \underline{Y}_{AB}^{00} \underline{U}_{B(A)}^0 \\ \underline{I}_{B(A)}^0 &= \underline{Y}_{BA}^{00} \underline{U}_{A(A)}^0 + \underline{Y}_{BA}^{01} \underline{U}_A^1 + \underline{Y}_{BA}^{02} \underline{U}_A^2 + \underline{Y}_{BB}^{00} \underline{U}_{B(A)}^0 \end{aligned} \quad (5.14)$$

- $\underline{I}_{A(A)}^0 \dots$  Nullstrom im Netz A hervorgerufen durch das aktive Netz A in A
- $\underline{I}_{B(A)}^0 \dots$  Nullstrom im Netz B hervorgerufen durch das aktive Netz A in A
- $\underline{U}_{A(A)}^0 \dots$  Nullspannung im Netz A hervorgerufen durch das aktive Netz A in V
- $\underline{U}_{B(A)}^0 \dots$  Nullspannung im Netz B hervorgerufen durch das aktive Netz A in V
- $\underline{U}_A^1 \dots$  Mitspannung des aktiven Netzes A in V
- $\underline{U}_A^2 \dots$  Gegenspannung des aktiven Netzes A in V

*Anmerkung:* In den Beziehungen kommen teilweise Großbuchstaben in Klammern vor wie z.B.  $\underline{I}_{A(A)}^0$  bzw.  $\underline{U}_{A(A)}^0$ . Diese Großbuchstaben in den Klammern sollen darauf hinweisen, dass diese Spannung bzw. dieser Strom durch das aktive Netz (A, bzw. B) hervorgerufen wird. Es soll damit das beeinflussende Netz ausgedrückt werden. Demnach bedeutet  $\underline{U}_{A(A)}^0$  die Verlagerungsspannung bzw. Nullspannung des Netzes A hervorgerufen durch das aktive Netz A,  $\underline{U}_{A(B)}^0$  bedeutet die Nullspannung des Netzes A hervorgerufen durch das aktive Netz B.

Für das aktiv angenommene Netz B (Netz A wird passiv betrachtet) können die folgenden Beziehungen angegeben werden:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{A(B)}^0 &= \underline{Y}_{AA}^{00} \underline{U}_{A(B)}^0 + \underline{Y}_{AB}^{00} \underline{U}_{B(B)}^0 + \underline{Y}_{AB}^{01} \underline{U}_B^1 + \underline{Y}_{AB}^{02} \underline{U}_B^2 \\ \underline{I}_{B(B)}^0 &= \underline{Y}_{BA}^{00} \underline{U}_{A(B)}^0 + \underline{Y}_{BB}^{00} \underline{U}_{B(B)}^0 + \underline{Y}_{BB}^{01} \underline{U}_B^1 + \underline{Y}_{BB}^{02} \underline{U}_B^2 \end{aligned} \quad (5.15)$$

In den Formelbeziehungen (5.14) und (5.15) ist ersichtlich, dass die im Netz auftretende Verlagerungsspannung (Nullspannung) durch eine innere und eine äußere (eingekoppelte) Unsymmetrie heraus resultiert. Diese Netzunsymmetrien (innere und äußere Unsymmetrie), die bereits im Normalbetrieb der Netze zu Verlagerungsspannungen bzw. Nullspannungen in



erdschlusskompensierten Netzen führen können, werden im weiteren zur Vereinfachung durch Unsymmetrieströme (eingepägte Stromquellen)  $I_{uA}^0$  und  $I_{uB}^0$  der an der Beeinflussung beteiligten Netze ausgedrückt.

Unsymmetrieströme hervorgerufen durch das aktive Netz A:

$$\begin{aligned} I_{uA(A)}^0 &= \underline{Y}_{AA}^{01} \underline{U}_A^1 + \underline{Y}_{AA}^{02} \underline{U}_A^2 \\ I_{uB(A)}^0 &= \underline{Y}_{BA}^{01} \underline{U}_A^1 + \underline{Y}_{BA}^{02} \underline{U}_A^2 \end{aligned} \tag{5.16}$$

Unsymmetrieströme hervorgerufen durch das aktive Netz B:

$$\begin{aligned} I_{uA(B)}^0 &= \underline{Y}_{AB}^{01} \underline{U}_B^1 + \underline{Y}_{AB}^{02} \underline{U}_B^2 \\ I_{uB(B)}^0 &= \underline{Y}_{BB}^{01} \underline{U}_B^1 + \underline{Y}_{BB}^{02} \underline{U}_B^2 \end{aligned} \tag{5.17}$$

Es ist ersichtlich, dass für verschiedene Betriebszustände des Netzes (Normal- oder Betrieb im Fehlerfall) andere Unsymmetrieströme resultieren. Die Spannungen  $\underline{U}^1$  und  $\underline{U}^2$  des jeweiligen aktiven Netzes können in Abhängigkeit der Sternpunktbehandlung und des Netzbetriebszustandes als bekannt angenommen werden. Sie entsprechen den „treibenden“ Spannungen des aktiven Netzes im Normalbetrieb bzw. im Fehlerfall und können aus den Spannungs- und Fehlerbedingungen (Tabelle 5-2) des aktiven Netzes je nach Sternpunktbehandlung errechnet bzw. angegeben werden.

Es können die Unsymmetrieströme aus den Beziehungen (5.16) und (5.17) bestimmt werden und für die weiteren Schritte in die Formelsysteme eingesetzt werden.

Bei Netzen mit Erdschlusskompensation gelten aufgrund der Impedanzen bzw. Admittanzen der Erdschluss-kompensationsspulen zwischen Sternpunkt und Erde die folgenden Beziehungen, welche in die Formelsysteme eingesetzt werden können, um die unbekannt Nullströme auszudrücken:

Für den Normalbetrieb	Für den Fehlerfall
$I_{A(A)}^0 = -\underline{Y}_{MA} \underline{U}_{A(A)}^0$	$I_{A(A)}^0 = -\underline{Y}_{MA} \underline{U}_{A(A)}^0 - I_{FA}^0$
$I_{B(B)}^0 = -\underline{Y}_{MB} \underline{U}_{B(B)}^0$	$I_{B(B)}^0 = -\underline{Y}_{MB} \underline{U}_{B(B)}^0 - I_{FB}^0$

**Tabelle 5-3: Zusatzbedingungen für Netze mit Erdschlusskompensation**

Bei Netzen mit niederohmiger (starrer) Sternpunktbehandlung gelten keine weiteren Zusatzbedingungen, da die Impedanzen des Sternpunktes vernachlässigbar sind.

Die Ströme ( $I_{FA}^0$  und  $I_{FB}^0$ ) beschreiben den Fehlerstrom im Falle eines 1-poligen Erdschlusses in gelöscht betriebenen Netzen.

*Anmerkung: Rot gekennzeichnete Elemente in den Formeln beschreiben den Betrieb des Netzes im Fehlerfall.*

Durch Einsetzen der Zusatzbedingungen für erdschlusskompensierte Netze (siehe Tabelle 5-3 jeweils für den Normalbetrieb bzw. den Betrieb im Fehlerfall) und den bereits bekannten Unsymmetrieströmen können die Beziehungen (5.14) und (5.15) für das Nullsystem erweitert werden. Folgende angeführte Formelsysteme (5.18) und (5.19) gelten demnach für die Netze:

#### Netz A

$$\begin{aligned} \left( \underline{Y}_{AA}^{00} + \underline{Y}_{MA} \right) \underline{U}_{A(A)}^0 + \underline{Y}_{AB}^{00} \underline{U}_{B(A)}^0 &= -I_{uA(A)}^0 \left( -I_{FA}^0 \right) \\ \underline{Y}_{BA}^{00} \underline{U}_{A(A)}^0 + \left( \underline{Y}_{BB}^{00} + \underline{Y}_{MB} \right) \underline{U}_{B(A)}^0 &= -I_{uB(A)}^0 \end{aligned} \quad (5.18)$$

#### Netz B

$$\begin{aligned} \left( \underline{Y}_{AA}^{00} + \underline{Y}_{MA} \right) \underline{U}_{A(B)}^0 + \underline{Y}_{AB}^{00} \underline{U}_{B(B)}^0 &= -I_{uA(B)}^0 \\ \underline{Y}_{BA}^{00} \underline{U}_{A(B)}^0 + \left( \underline{Y}_{BB}^{00} + \underline{Y}_{MB} \right) \underline{U}_{B(B)}^0 &= -I_{uB(B)}^0 - \left( I_{FB}^0 \right) \end{aligned} \quad (5.19)$$

Aus den Beziehungen (5.16), (5.17), (5.18) und (5.19) kann das Verhalten der Netze für verschiedenen Sternpunktbehandlungen und Betriebszustände, welche in den Spannungs- und Fehlerbedingungen der Netze (Tabelle 5-2) enthalten sind, nachgebildet werden. Die oben angeführten allgemeinen Gleichungen können durch leichte Modifikationen<sup>22</sup> zur Lösung der speziellen Probleme herangezogen werden.

*Anmerkung: Bei der Ermittlung von Beeinflussungen zwischen Netzen mit unterschiedlichen Netzfrequenzen sind die Admittanzen mit der Kreisfrequenz des jeweiligen aktiv angenommenen Netzes ( $\omega_A$ ,  $\omega_B$ ) zu berechnen.*

---

<sup>22</sup> Als Modifikation wird hier das Anpassen der abgeleiteten Formelsysteme (für erdschlusskompensierte Netze) für die Verwendung zur Berechnung von Netzen mit anderen Sternpunktbehandlungen verstanden.

### 5.2.2.1 Anwendung des Superpositionsprinzips

Zur Ermittlung des Gesamtverhaltens der Netze kann das Superpositionsprinzip<sup>23</sup> (Überlagerungsverfahren) angewendet werden [18]. Dabei sind zwei Möglichkeiten zu unterscheiden: Beeinflussung zwischen Netzen gleicher Betriebsfrequenz und Beeinflussung zwischen Netzen mit unterschiedlichen Netzfrequenzen.

#### Für Netze mit gleichen Netzfrequenzen ( $f_A = f_B$ )

Wenn die Netze mit der gleichen Frequenz betrieben werden, ist strenggenommen die Anwendung des Superpositionsprinzips nicht notwendig<sup>24</sup>. Die Ergebnisse können durch die einfache Addition der durch die einzelnen Netze hervorgerufenen Unsymmetrieströme ( $I_{uA}^0$  und  $I_{uB}^0$ ) bestimmt werden.

Die abgeleiteten Formelsysteme sind für die Wirkungen der einzelnen beeinflussenden Netze gleich, da die Netze mit derselben Frequenz betrieben werden, es sind auch alle Admittanzwerte gleich, da sie alle mit derselben Kreisfrequenz berechnet werden.

Es können somit die einzelnen durch die beeinflussenden Netze hervorgerufenen Unsymmetrieströme addiert werden, um das Gesamtverhalten zu bestimmen.

#### Für Netze mit unterschiedlichen Netzfrequenzen ( $f_A \neq f_B$ )

Werden die Netze mit unterschiedlichen Netzfrequenzen betrieben, so sind die Ergebnisse für die Nullspannungen  $\underline{U}_A^0$  und  $\underline{U}_B^0$  aus den einzelnen Ergebnissen (Wirkungen) der Netze zu addieren (es gilt das Superpositionsprinzip).

Im Falle unterschiedlicher Netzfrequenzen, müssen die Admittanzwerte in den Formelbeziehungen mit der jeweiligen Netzfrequenz des aktiven Netzes berechnet werden. Dies führt bei gleichen geometrischen Anordnungen der Leiter zu unterschiedlichen Admittanzwerten im Gegensatz zur Berechnung mit gleichen Netzfrequenzen.

Zum Erhalt des Gesamtergebnisses müssen die einzelnen durch die jeweiligen Unsymmetrieströme hervorgerufenen Verlagerungsspannungen überlagert (addiert) werden.

---

<sup>23</sup> Unter dem Superpositionsprinzip wird eine Überlagerung von Teilergebnissen verstanden. Das bedeutet in diesem Fall, dass zuerst die Wirkung der einzelnen Netze ermittelt wird und dann daraus das Gesamtverhalten des Netzes bestimmt wird. Das Superpositionsprinzip findet in der Elektrotechnik eine häufige Anwendung z.B. Bestimmung von linearen Netzwerken mit mehreren Strom- und Spannungsquellen.

<sup>24</sup> Dies ergibt sich daraus, dass alle Admittanzen mit derselben Kreisfrequenz berechnet werden, da die Netzfrequenzen gleich sind.

---

### 5.3 Berechnung der unterschiedlichen Beeinflussungsfälle

Zur Berechnung der einzelnen unterschiedlichen Beeinflussungsfälle (Normal- und Betrieb im Fehlerfall bei unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen), ist es sinnvoll, zuerst das Nullsystemersatzschaltbild des Beeinflussungsfalles anzugeben. Anschließend können die zuvor allgemein abgeleiteten Formelsysteme für Spezialfälle angewandt und dadurch kann die Lösung des Problems erreicht werden.

#### 5.3.1 Nullsystem-Ersatzschaltung der gekoppelten Netze

Das Nullsystem-Ersatzschaltbild kann aus den zuvor ermittelten Formelsystemen für die einzelnen verschiedenen Konfigurationen erstellt werden. Diese Ersatzschaltungen ändern sich bei unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen und Netzzuständen (Normalbetrieb und Betrieb im Fehlerfall). Durch Zusammenschalten der einzelnen beteiligten gekoppelten Netze und Einbeziehung der Koppeladmittanzen, welche zwischen den gekoppelten Netzen wirksam sind und Berücksichtigung des Formelsystems erhält man das Nullsystemersatzschaltbild für die zu untersuchende Konfiguration.

Beispielhafte Anführung eines Nullsystemersatzschaltbildes: Es wird angenommen, dass sich zwei erdschlusskompensierte Netze (A und B) mit derselben Netzfrequenz im Normalbetrieb gegenseitig beeinflussen.

#### Formelsysteme des Beispiels für den Normalbetrieb der Netze

##### Unsymmetrieströme

$$\underline{I}_{uA}^0 = \underline{Y}_{AA}^{01} \underline{U}_A^1 + \underline{Y}_{AB}^{01} \underline{U}_B^1$$

$$\underline{I}_{uB}^0 = \underline{Y}_{BA}^{01} \underline{U}_A^1 + \underline{Y}_{BB}^{01} \underline{U}_B^1$$

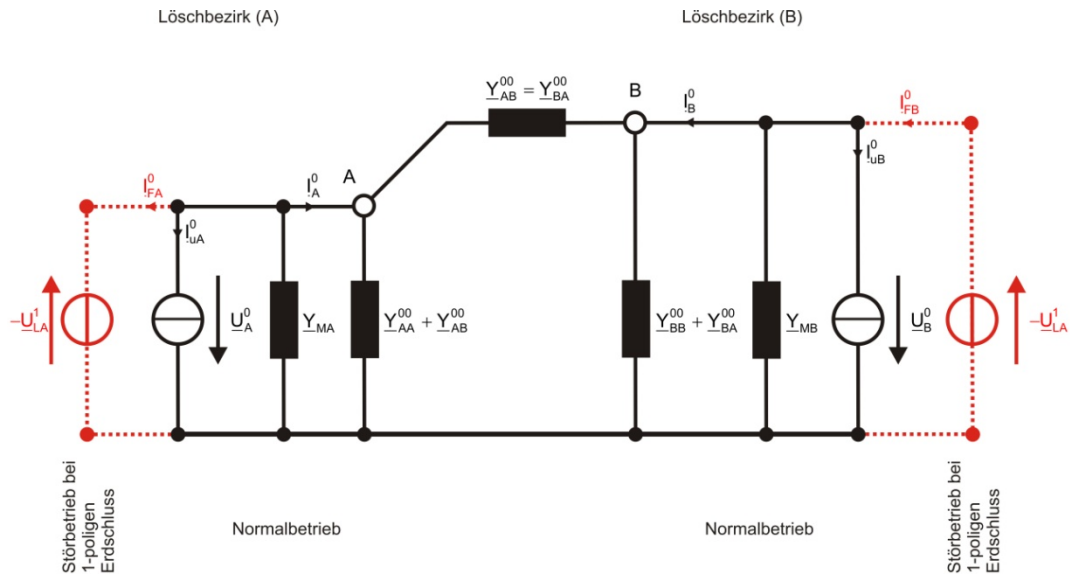
##### Formelsystem zur Berechnung der Nullspannungen

$$\left( \underline{Y}_{AA}^{00} + \underline{Y}_{MA} \right) \underline{U}_A^0 + \underline{Y}_{AB}^{00} \underline{U}_B^0 = -\underline{I}_{uA}^0$$

$$\underline{Y}_{BA}^{00} \underline{U}_A^0 + \left( \underline{Y}_{BB}^{00} + \underline{Y}_{MB} \right) \underline{U}_B^0 = -\underline{I}_{uB}^0$$

Ausgehend von den oben angeführten Formelsystemen zur Berechnung der Nullspannung in zwei kapazitiv beeinflussten Netzen kann das Nullsystemersatzschaltbild für diesen Beeinflussungsfall konstruiert werden.

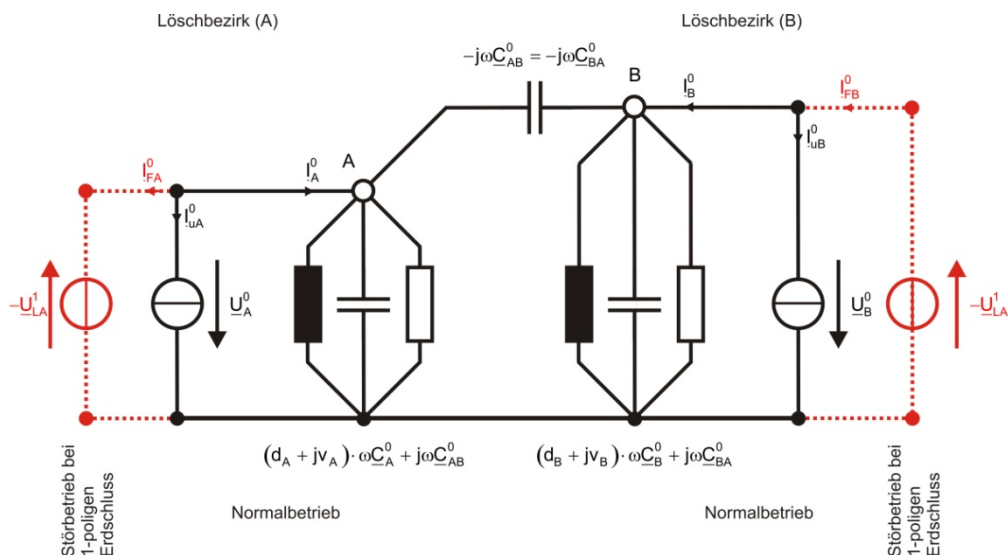
In der Abbildung 5-1 ist ersichtlich, dass dem Element - welches die Netzadmittanz des jeweiligen Netzes beschreibt - noch weitere Admittanzen hinzugefügt wurden. Diese Admittanzen wurden aufgrund von mathematischen Umformungen ermittelt, damit das Nullsystemersatzschaltbild den obigen Formelsystemen entspricht.



**Abbildung 5-1: Nullsystemersatzschaltbild von zwei gekoppelten Netzen für die kapazitive Beeinflussung (Netz A und B gelöscht betrieben)**

### Erweiterte Nullsystemersatzschaltung

In der erweiterten Nullsystemersatzschaltung (Abbildung 5-2) werden - neben den bereits bekannten Admittanzen - die Löserspulen und Dämpfungswiderstände mit berücksichtigt.



**Abbildung 5-2: Erweitertes Nullsystemersatzschaltbild von zwei gekoppelten Netzen für die kapazitive Beeinflussung (Netz A und B gelöscht betrieben)**

*Anmerkung: Die Rot und punktiert eingezeichneten Linien und Spannungsquellen stellen die Erweiterungen für den Betrieb im Fehlerfall (1-poligen Erdschluss) dar.*

### 5.3.2 Erweiterungen und Ergänzungen

Zur Beschreibung der Netze sowie für eine leichtere Lesbarkeit der Formelsysteme können weitere Ergänzungen eingeführt werden.

Die Sternpunktadmittanz eines gelöschten Netzes kann wie in Beziehung (5.20) angegeben werden:

$$\underline{Y}_{-M} = \frac{1}{n \cdot j\omega L_M} \quad (5.20)$$

$\underline{Y}_{-M}$  ... Sternpunktadmittanz einer Petersenspule in S

$L_M$  ... Petersen-Spuleninduktivität für eine Phase in H

$n$  ... Phasenzahl des Netzes (Drehstromsysteme  $n = 3$ , Bahnstromsysteme  $n = 2$ )

Die Netzadmittanzen enthalten neben den Kapazitäten der Leiter die ohmschen Querableitungen  $G$  bzw.  $R^{-1}$  (ohmsche Isolatorableitung, ohmschen Verluste der Löschspule bei gelöschten Netzen, ...) des Netzes. Die Netzadmittanzen können also folgend angeführt werden:

Es gilt z.B. für das Netz A:

$$\underline{Y}_{AA}^{00} = j\omega \underline{C}_A^0 + \frac{1}{R_A} \quad (5.21)$$

$\underline{Y}_{AA}^{00}$  ... Netzadmittanz des Netzes A in S

$\underline{C}_A^0$  ... Leiter-Erde-Kapazität des Netzes A in F

$R_A$  ... Querableitwiderstand des Netzes A in  $\Omega$

Die Verstimmung  $v$  (5.22) eines gelöschten Netzes (Abweichung der Resonanzabstimmung) und der Dämpfungsgrad  $d$  (5.23) können folgend angegeben werden [16]:

$$v = 1 - \frac{1}{n \cdot \omega^2 L_M C_E} \quad (5.22)$$

$L_M$  ... Induktivität der Kompensationsspule (Löschspuleninduktivität) in H

$$d = \frac{1}{\omega C_E R} \quad (5.23)$$

$C_E$  ... Erdkapazität des Netzes in F

$R$  ... Ohmscher Querableitwiderstand des Netzes in  $\Omega$

Um eine weitere Vereinfachung und bessere Lesbarkeit der Formeln zu erreichen, können folgende Ausdrücke in modifizierter Schreibweise angeführt werden:

Bei gelöscht betriebenen Netzen gilt die Beziehung (5.20) auf die Netze angewandt:

$$\underline{Y}_{MA} = \frac{1}{n_A \cdot j\omega L_A} \quad (5.24)$$

$$\underline{Y}_{MB} = \frac{1}{n_B \cdot j\omega L_B}$$

Die gesamte Netzadmittanz laut Nullsystemersatzschaltung (siehe z.B. Abbildung 5-1) für ein gelöscht betriebenes Netz ist in Beziehung (5.25) angeführt:

$$\underline{Y}_{AA}^{00} + \underline{Y}_{MA} + \underline{Y}_{AB}^{00} = j\omega C_A^0 + \frac{1}{R_A} + \frac{1}{n_A \cdot j\omega L_A} + j\omega C_{AB}^0 \quad (5.25)$$

Aus der Beziehung (5.26) kann durch Einsetzen der Verstimmung (5.22) und Dämpfung (5.23) des Netzes folgende Schreibweise für die gesamte Netzadmittanz eines erdschlusskompensierten Netzes angegeben werden:

$$j\omega C_A^0 + \frac{1}{R_A} + \frac{1}{n_A \cdot j\omega L_A} + j\omega C_{AB}^0 = (d_A + jv_A) \omega C_A^0 + j\omega C_{AB}^0 \quad (5.26)$$

Bei Netzen mit niederohmiger Sternpunktbehandlung bzw. starrer Sternpunktterdung ist die Netzadmittanz durch die Leiter-Erde-Kapazitäten und den ohmschen Ableitwiderstand des Netzes sowie eine gegebenenfalls vorhandene niederohmige Sternpunktsimpedanz<sup>25</sup> bestimmt.

Für ein niederohmig geerdetes Netz gilt für die gesamte Netzadmittanz laut Nullsystemersatzschaltung die Beziehung (5.27):

$$\underline{Y}_{AA}^{00} = j\omega C_A^0 + \frac{1}{R_A} + \frac{1}{Z_E} \quad (5.27)$$

Für Koppeladmittanzen gilt beispielsweise:

$$\underline{Y}_{AB}^{00} = j\omega K_{AB}^0 = -j\omega C_{AB}^0 \quad (5.28)$$

<sup>25</sup> Unter niederohmiger Sternpunktimpedanz wird im Falle der starren Erdung eine niederohmige direkte Verbindung oder eine Spule mit geringer Impedanz (ca. 15 – 60 Ω) zwischen Sternpunkt und Erde verstanden.

**Bei Beeinflussungen zwischen Netzen unterschiedlichen Betriebsfrequenzen ist das Superpositionsprinzip anzuwenden.**

Es ist ersichtlich, dass die charakteristischen Netzparameter, wie die Verstimmung  $v$  und die Dämpfung  $d$ , welche frequenzabhängig sind, bei unterschiedlichen Netzfrequenzen jeweils mit der Frequenz  $f$  bzw. der Kreisfrequenz  $\omega$ , ( $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ ) des aktiven Netzes berechnet und berücksichtigt werden müssen.

**- Netz A aktiv, Netze B passiv**

$$v_A = 1 - \frac{1}{n \cdot \omega_A^2 L_A C_A^0}$$

$$v'_A = 1 - \frac{1}{n \cdot \omega_B^2 L_A C_A^0}$$

$$d_A = \frac{1}{\omega_A C_A^0 R_A}$$

$$d'_A = \frac{1}{\omega_B C_A^0 R_A}$$

$v_A$  ... Verstimmung des Netzes A bezogen auf dessen Netzfrequenz in pu

$v'_A$  ... Verstimmung des Netzes A bezogen auf die Netzfrequenz des Netzes B in pu

$d_A$  ... Dämpfung des Netzes A bezogen auf dessen Netzfrequenz in pu

$d'_A$  ... Dämpfung des Netzes A bezogen auf die Netzfrequenz des Netzes B in pu

**- Netz B aktiv, Netze A passiv**

$$v_B = 1 - \frac{1}{n \cdot \omega_B^2 L_B C_B^0}$$

$$v'_B = 1 - \frac{1}{n \cdot \omega_A^2 L_B C_B^0}$$

$$d_B = \frac{1}{\omega_B C_B^0 R_B}$$

$$d'_B = \frac{1}{\omega_A C_B^0 R_B}$$

$v_B$  ... Verstimmung des Netzes B bezogen auf dessen Netzfrequenz in pu

$v'_B$  ... Verstimmung des Netzes B bezogen auf die Netzfrequenz des Netzes A in pu

$d_B$  ... Dämpfung des Netzes B bezogen auf dessen Netzfrequenz in pu

$d'_B$  ... Dämpfung des Netzes B bezogen auf die Netzfrequenz des Netzes A in pu



## **5.4 Formelsysteme zur Ermittlung der kapazitiven Beeinflussung zwischen zwei Netzen**

Beeinflussungsrechnungen müssen stets für zwei Netzzustände durchgeführt werden. Diese sind der Normalbetrieb und der Betrieb im Fehlerfall, wobei bei Letzterem mit höheren Beeinflussungen zu rechnen ist.

### **Der Normalbetrieb**

Als Normalbetrieb der Netze wird der Zustand angenommen, dass alle beteiligten Netze im Normalbetrieb, d.h. im fehlerfreien Betrieb (z.B. Nennspannung, normaler Schaltzustand, normale Betriebsbedingungen, intakte Betriebsmittel) sind und keine Störungen auftreten.

### **Der Betrieb im Fehlerfall**

Als Betrieb im Fehlerfall wird der Zustand angenommen, dass sich eines oder mehrere der beteiligten Netze nicht im Normalbetrieb befinden, d.h. zumindest ein Netz weist einen Störfall wie einen 1-poligen Erd(kurz)schluss auf.

Für die Berechnung werden lediglich unsymmetrische Fehler herangezogen, da diese den „worst case“ hinsichtlich der Spannungsunsymmetrie darstellen.

Im Folgenden werden verschiedene Beeinflussungsbeispiele bzw. die Formelsysteme für die Berechnung der Nullspannung angeführt.

### 5.4.1 Kapazitive Beeinflussung des Netz B mit Erdschlusskompensation, durch ein starr geerdetes Netz A

**Gleiche Netzfrequenz**  $f_A = f_B$

**Normalbetrieb**

$$\underline{U}_B^0 = - \frac{I_{uB}^0}{(d_B + jv_B) \cdot \omega \underline{C}_B^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0} \quad (5.29)$$

**1-poliger Erdkurzschluss im starr geerdeten Netz A**

$$\underline{U}_B^0 = \frac{j\omega \underline{C}_{AB}^0 \cdot \underline{U}_A^0 - I_{uB}^0}{(d_B + jv_B) \cdot \omega \underline{C}_B^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0} \quad (5.30)$$

**Unterschiedliche Netzfrequenz**  $f_A \neq f_B$

**Normalbetrieb**

$$\underline{U}_{B(A)}^0 = - \frac{I_{uB(A)}^0}{(d'_B + jv'_B) \cdot \omega_A \underline{C}_B^0 + j\omega_A \underline{C}_{BA}^0} \quad (\text{mit } f_A \text{ berechnet}) \quad (5.31)$$

$$\underline{U}_{B(B)}^0 = - \frac{I_{uB(B)}^0}{(d_B + jv_B) \cdot \omega_B \underline{C}_B^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0} \quad (\text{mit } f_B \text{ berechnet}) \quad (5.32)$$

**1-poliger Erdkurzschluss im starr geerdeten Netz A**

$$\underline{U}_{B(A)}^0 = \frac{j\omega \underline{C}_{AB}^0 \cdot \underline{U}_A^0 - I_{uB(A)}^0}{(d'_B + jv'_B) \cdot \omega_A \underline{C}_B^0 + j\omega_A \underline{C}_{BA}^0} \quad (\text{mit } f_A \text{ berechnet}) \quad (5.33)$$

$$\underline{U}_{B(B)}^0 = \frac{I_{uB(B)}^0}{(d_B + jv_B) \cdot \omega_B \underline{C}_B^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0} \quad (\text{mit } f_B \text{ berechnet}) \quad (5.34)$$

*Anmerkung: Da im starr geerdeten Netz nur Verlagerungsspannungen bis einige kV auftreten, werden diese nicht berücksichtigt (es werden keine Formelsysteme für  $\underline{U}_A^0$  angegeben).*

## 5.4.2 Kapazitive Beeinflussung der Netze A und B, beide mit Erdschlusskompensation

**Gleiche Netzfrequenz**  $f_A = f_B$

**Normalbetrieb**

$$\underline{U}_A^0 = - \frac{\left[ (d_B + jv_B) \cdot \omega \underline{C}_B^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot I_{uA}^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \cdot I_{uB}^0}{\left[ (d_A + jv_A) \cdot \omega \underline{C}_A^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot \left[ (d_B + jv_B) \cdot \omega \underline{C}_B^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \right] + \omega^2 \underline{C}_{AB}^0 \underline{C}_{BA}^0} \quad (5.35)$$

$$\underline{U}_B^0 = - \frac{j\omega \underline{C}_{BA}^0 \cdot I_{uA}^0 + \left[ (d_A + jv_A) \cdot \omega \underline{C}_A^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot I_{uB}^0}{\left[ (d_A + jv_A) \cdot \omega \underline{C}_A^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot \left[ (d_B + jv_B) \cdot \omega \underline{C}_B^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \right] + \omega^2 \underline{C}_{AB}^0 \underline{C}_{BA}^0} \quad (5.36)$$

**1-poliger Erdschluss im gelöschten Netz B**

$$\underline{U}_A^0 = - \frac{I_{uA}^0 - j\omega \underline{C}_{AB}^0 \cdot \underline{U}_B^0}{(d_A + jv_A) \cdot \omega \underline{C}_A^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0} \quad \text{mit } \underline{U}_B^0 = -\underline{U}_{LB}^1 \quad \text{für den Erdschlussfall} \quad (5.37)$$

**1-poliger Erdschluss im gelöschten Netz A**

$$\underline{U}_B^0 = - \frac{I_{uB}^0 - j\omega \underline{C}_{BA}^0 \cdot \underline{U}_A^0}{(d_B + jv_B) \cdot \omega \underline{C}_B^0 + j\omega \underline{C}_{BA}^0} \quad \text{mit } \underline{U}_A^0 = -\underline{U}_{LA}^1 \quad \text{für den Erdschlussfall} \quad (5.38)$$

**Unterschiedliche Netzfrequenz**  $f_A \neq f_B$

**Normalbetrieb**

**Netz A**

$$\underline{U}_{A(A)}^0 = - \frac{\left[ (d'_B + jv'_B) \cdot \omega_A \underline{C}_B^0 + j\omega_A \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot I_{uA(A)}^0 + j\omega_A \underline{C}_{AB}^0 \cdot I_{uB(A)}^0}{\left[ (d_A + jv_A) \cdot \omega_A \underline{C}_A^0 + j\omega_A \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot \left[ (d'_B + jv'_B) \cdot \omega_A \underline{C}_B^0 + j\omega_A \underline{C}_{AB}^0 \right] + \omega_A^2 \underline{C}_{AB}^0 \underline{C}_{BA}^0} \quad (5.39)$$

(mit  $f_A$  berechnet)

$$\underline{U}_{A(B)}^0 = - \frac{\left[ (d_B + jv_B) \cdot \omega_B \underline{C}_B^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot I_{uA(B)}^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \cdot I_{uB(B)}^0}{\left[ (d'_A + jv'_A) \cdot \omega_B \underline{C}_A^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot \left[ (d_B + jv_B) \cdot \omega_B \underline{C}_B^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \right] + \omega_B^2 \underline{C}_{AB}^0 \underline{C}_{BA}^0} \quad (5.40)$$

(mit  $f_B$  berechnet)

**Netz B**

$$\underline{U}_{B(A)}^0 = - \frac{j\omega_A \underline{C}_{AB}^0 \cdot I_{UA(A)}^0 + \left[ (d_A + jv_A) \cdot \omega \underline{C}_A^0 + j\omega \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot I_{UB(A)}^0}{\left[ (d_A + jv_A) \cdot \omega_A \underline{C}_A^0 + j\omega_A \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot \left[ (d'_B + jv'_B) \cdot \omega_A \underline{C}_B^0 + j\omega_A \underline{C}_{AB}^0 \right] + \omega_A^2 \underline{C}_{AB}^0 \underline{C}_{BA}^0} \quad (5.41)$$

 (mit  $f_A$  berechnet)

$$\underline{U}_{B(B)}^0 = - \frac{j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \cdot I_{UA(B)}^0 + \left[ (d'_A + jv'_A) \cdot \omega_B \underline{C}_A^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot I_{UB(B)}^0}{\left[ (d'_A + jv'_A) \cdot \omega_B \underline{C}_A^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \right] \cdot \left[ (d_B + jv_B) \cdot \omega_B \underline{C}_B^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \right] + \omega_B^2 \underline{C}_{AB}^0 \underline{C}_{BA}^0} \quad (5.42)$$

 (mit  $f_B$  berechnet)

**1-poliger Erdschluss im gelöschten Netz B**

$$\underline{U}_{A(A)}^0 = - \frac{I_{UA(A)}^0}{(d_A + jv_A) \cdot \omega_A \underline{C}_A^0 + j\omega_A \underline{C}_{AB}^0} \quad (5.43)$$

 (mit  $f_A$  berechnet)

$$\underline{U}_{A(B)}^0 = - \frac{I_{UA(B)}^0 - j\omega_B \underline{C}_{AB}^0 \cdot \underline{U}_B^0}{(d'_A + jv'_A) \cdot \omega_B \underline{C}_A^0 + j\omega_B \underline{C}_{AB}^0} \quad \text{mit } \underline{U}_B^0 = -\underline{U}_{LB}^1 \text{ für den Erdschlussfall} \quad (5.44)$$

 (mit  $f_B$  berechnet)

**1-poliger Erdschluss im gelöschten Netz A**

$$\underline{U}_{B(A)}^0 = - \frac{I_{UB(A)}^0 - j\omega_A \underline{C}_{BA}^0 \cdot \underline{U}_A^0}{(d'_B + jv'_B) \cdot \omega_A \underline{C}_B^0 + j\omega_A \underline{C}_{BA}^0} \quad \text{mit } \underline{U}_A^0 = -\underline{U}_{LA}^1 \text{ für den Erdschlussfall} \quad (5.45)$$

 (mit  $f_A$  berechnet)

$$\underline{U}_{B(B)}^0 = - \frac{I_{UB(B)}^0}{(d_B + jv_B) \cdot \omega_B \underline{C}_B^0 + j\omega_B \underline{C}_{BA}^0} \quad (5.46)$$

 (mit  $f_B$  berechnet)

Die Ausführung weiterer Beispiele und Formelsysteme wird aufgrund der komplizierten Darstellung der Formeln bzw. Beziehungen verzichtet. Jedoch können weitere Beeinflussungsformen aus der angeführten Theorie abgeleitet werden.

## 5.5 Auswirkungen der kapazitiven Kopplung - Beeinflussung

Die Auswirkungen der kapazitiven Kopplung (Beeinflussung) im Groben sind influenzierte Spannungen in den einzelnen beeinflussten Leitungssystemen, welche zu Unsymmetrieströmen führen. Speziell in resonant geerdeten Netzen (Netze mit Erdschlusskompensation) treten auf Grund der Unsymmetrieströme Verlagerungsspannungen an der Sternpunktimpedanz auf, weshalb die Auswirkungen der kapazitiven Kopplung in diesen Netzen zu untersuchen ist, um gegebenenfalls Maßnahmen zu setzen. Neben dem Auftreten von hohen influenzierten Sternpunktverlagerungsspannungen und eine Auswirkung auf die Erdschlusslöschung, welche eine einschränkende Wirkung auf den erlaubten theoretischen Erdschlusskompensationsbereich haben können, sind noch weitere Punkte wie z.B. Reserve bei Schalthandlungen etc. zu beachten. Durch die kapazitive Beeinflussung wird das benachbarte Leitungssystem bzw. Netz gestört. Diese Störungen entstehen über influenzierte Ströme und Spannungen und treten in verschiedenen Formen (z.B. Verlagerungsspannungen, Netzrückwirkungen, Verschlechterung der Erdschlusslöschung) auf und müssen untersucht werden, um Aussagen für den Netzbetrieb, die Schutztechnik sowie gegebenenfalls auftretende Gefährdungen zu treffen. Grundsätzlich ist das Ziel, die auftretende Verlagerungsspannung auf einen gewissen vorgegebenen Wert zu halten und dies speziell für den Normalbetrieb der beteiligten Netze (Langzeitbeeinflussung).

Es sind bei der Beeinflussung zwei Netzzustände zu betrachten, der Normalbetrieb und der Betrieb im Fehlerfall. Dem Betrieb im Fehlerfall muss besondere Beachtung geschenkt werden, da bei diesem Betriebsfall (wenn auch nur kurzzeitig) höhere Beeinflussungen auftreten. Im Speziellen ist der 1-poligen Erdfehler auf Grund seiner hohen Unsymmetrie (Spannungsunsymmetrie) besonders zu beachten und kann daher als der schlechteste zu berücksichtigende Fall angesehen werden.

Speziell soll die entstehende Nullspannung (Verlagerungsspannung) im beeinflussten Netz in Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren, die das Netz bestimmen (Dämpfung und Verstimmung), dargestellt werden. Dies geschieht in Form von Resonanzkurven.

Folgende Punkte können ausgewertet werden:

- Resonanzkurven (Kurven der Verlagerungsspannung in Abhängigkeit von der Dämpfung und der Verstimmung der beteiligten Netze),
- Ermittlung des erlaubten Kompensationsbereiches (maximal erlaubter Erdschlussreststrom - Grundschiebungsbetrachtung - (Löschgrenze) und maximal zulässige Verlagerungsspannung),
- Einfluss der kapazitiven Kopplung auf den erlaubten Kompensationsbereich,
- Reserve für Schalthandlungen (hinsichtlich der Löschung, speziell bei nicht automatisch nachgeführten Löschkurven)

### 5.5.1 Resonanzkurve der Sternpunktverlagerungsspannung

Resonanzkurven der Verlagerungsspannung (Nullspannung) können in einem erdschlusskompensierten (gelöschten) Netz mittels „Durchstimmen“ der Erdschlusskompensationsspulen (Durchfahren der Petersen-Spulen) und messtechnischer Erfassung der Sternpunktverlagerungsspannung oder durch eine Berechnung ermittelt werden. Die Resonanzkurve der Verlagerungsspannung stellt die Verlagerungsspannung des erdschlusskompensierten Netzes in Abhängigkeit von der Netzverstimmung  $\nu$  (Petersen-Spulen Kompensationseinstellung) und der Netzdämpfung  $d$  dar.

Die Resonanzkurven sind für verschiedene Schaltzustände zu ermitteln, da sie sich bei geänderten Netzkonfigurationen (Erdkapazitäten, Einfluss von Parallelleitungen) verändern.

#### Rechnerische Ermittlung der Resonanzkurven

Bei der Berechnung der Resonanzkurven eines erdschlusskompensierten Netzes sind zwei Aspekte zu unterscheiden. Es kann die auftretende Verlagerungsspannung auf Grund der **inneren (kapazitiven) Unsymmetrie** des Netzes und die auftretende Verlagerungsspannung aufgrund der **kapazitiven Kopplung** von benachbarten parallel geführten Leitungssystemen bestimmt werden.

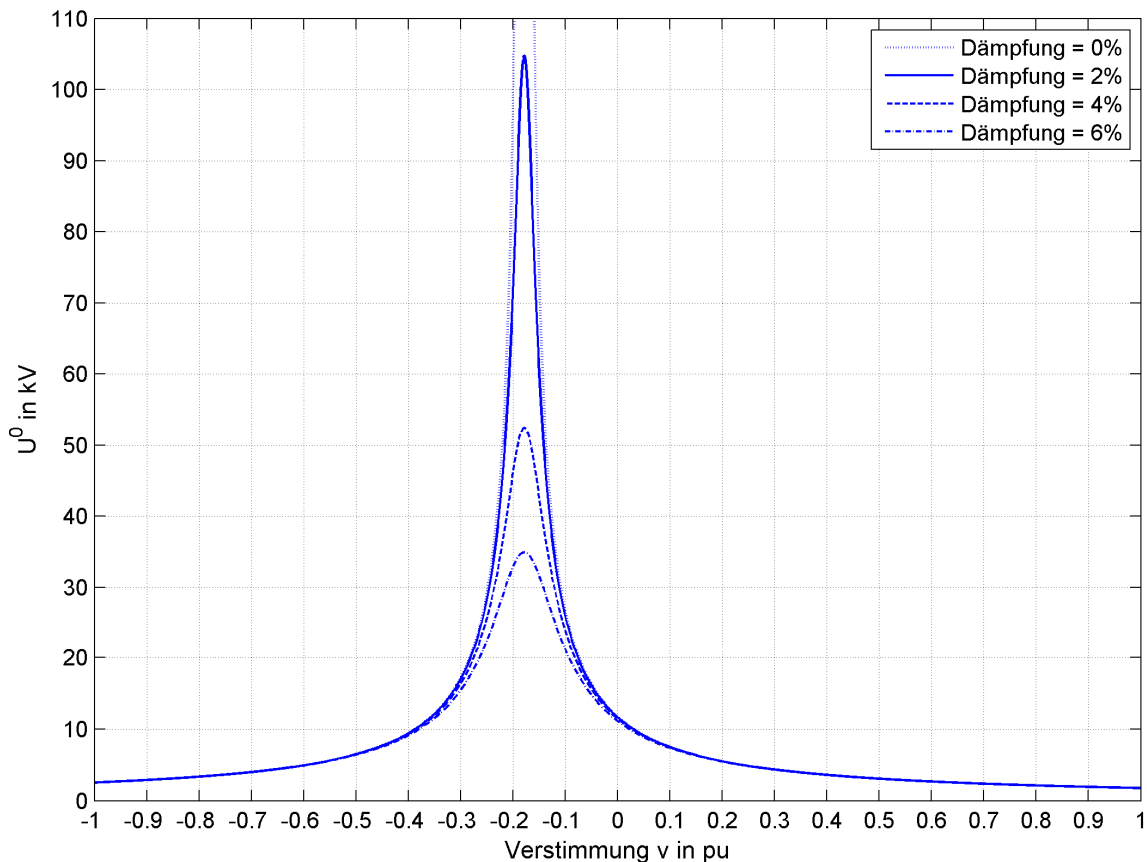
Die aus diesen beiden Aspekten (innere und äußere Unsymmetrie) resultierende Verlagerungsspannung aufgrund der Parallelführung von galvanisch getrennten Leitungssystemen kann mit dem zuvor abgeleiteten Formelsystemen für bestimmte Fälle in Abhängigkeit der Dämpfung und der Verstimmung berechnet und als Resonanzkurve dargestellt werden.

Die Resonanzkurve kann für verschiedene Dämpfungswerte des Netzes berechnet werden, da die Dämpfung stark witterungsabhängig ist. Sie bilden der Form nach eine Glockenkurve. Die Verlagerungsspannung ist von den Schaltzuständen (gekoppelten Netzteilen) abhängig, deshalb müssen die Resonanzkurven für verschiedene Schaltzustände des Netzes berechnet werden.

#### Beispielhafte Resonanzkurven der Verlagerungsspannung

Die Abbildung 5-3 zeigt die Resonanzkurven der Verlagerungsspannung eines 110-kV-Netzes mit teilweiser Parallelführung von Leitungssystemen eines 380-kV-Netzes (für die Berechnung wurde hier ein Musternetz herangezogen). Die Kurven in den nachfolgenden Abbildungen wurden für verschiedene Dämpfungswerte (0, 2, 4 und 6 %) des Netzes

dargestellt. Auf der X-Achse ist die Verstimmung des beeinflussten Netzes und auf der Y-Achse ist die Verlagerungsspannung (Nullspannung) des Netzes angegeben.



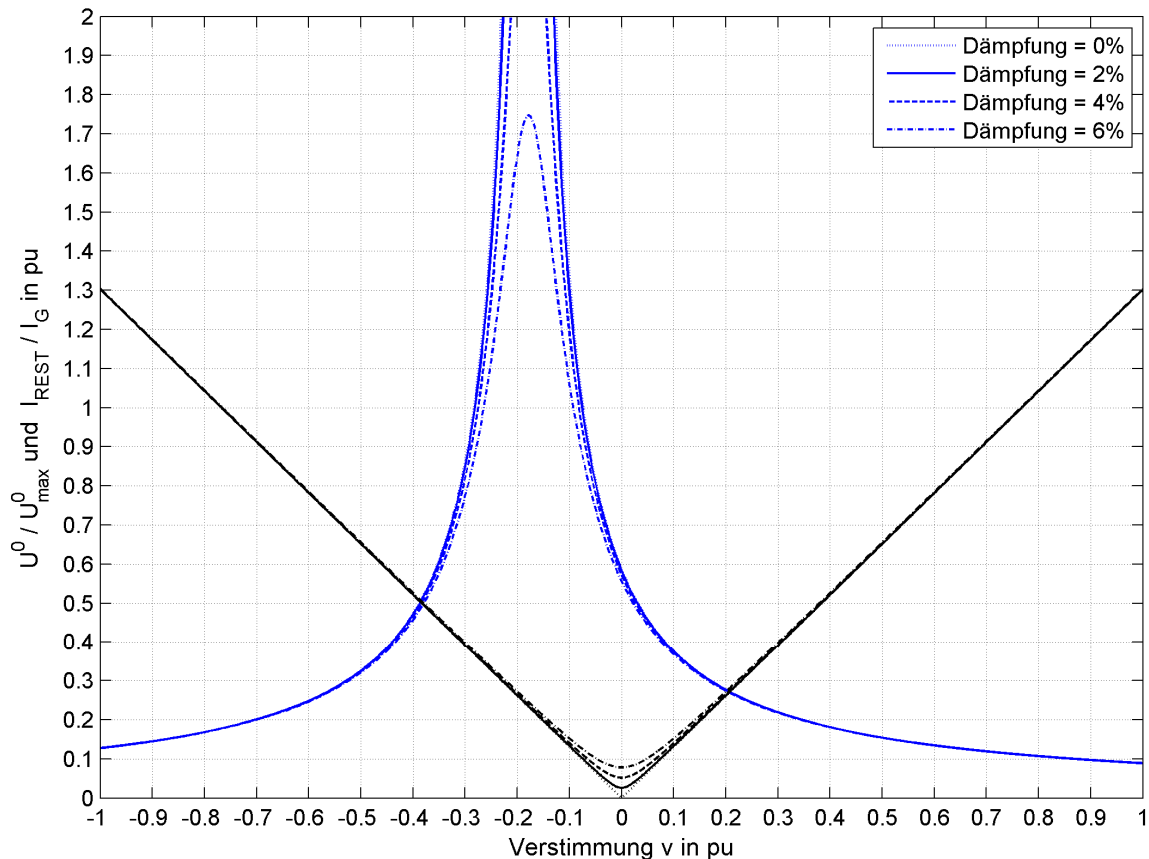
**Abbildung 5-3: Beispiel einer Resonanzkurve eines beeinflussten 110-kV-Netzes (Musternetzberechnung, Betriebszustand Normalbetrieb)**

In der Abbildung 5-3 ist ersichtlich, dass das Maximum der Verlagerungsspannung (Resonanzpunkt) nicht bei einer Verstimmung von  $v = 0$  auftritt, sondern eine Verschiebung aufweist. Diese Verschiebung des Resonanzpunktes erfolgt aufgrund der kapazitiven Kopplung mit parallel geführten Leitungssystemen (siehe dazu auch Punkt 5.5.3, Seite 105).

Zu den Kurven der Verlagerungsspannung können noch die Kurven des Erdschlussreststromes (in Abhängigkeit von der Dämpfung, der Verstimmung und dem Oberschwingungsanteil THD des Netzes) überlagert werden. Abbildung 5-4 zeigt das vorherige Beispiel mit überlagerten Reststromkurven (schwarze Linien im Diagramm).

In der folgenden Abbildung werden die Y-Achsen auf Bezugswerte normiert dargestellt, dies dient einer besseren Lesbarkeit und erleichtert die Ermittlung des erlaubten Kompensationsbereiches.

Als Bezugswerte werden für die Verlagerungsspannung die maximale zulässige Verlagerungsspannung  $\underline{U}_{\max}^0$  (vom Netzbetreiber festgelegt) und für den Reststrom die Löschgrenze (in Abhängigkeit der Betriebsspannung) herangezogen.



**Abbildung 5-4: Beispiel einer Resonanzkurve mit überlagerten Reststromkurven eines beeinflussten 110-kV-Netzes (Musternetzberechnung, Betriebszustand Normalbetrieb)**

### Messtechnische Erfassung der Resonanzkurven

Die Resonanzkurven der Verlagerungsspannung können im Zuge von „Durchstimmversuchen“ messtechnisch aufgenommen werden (Messen der auftretenden Verlagerungsspannung). Bei einem Durchstimmversuch wird die zur Kompensation verwendete Löschspule (Petersen-Spule) in einem bestimmten Regelbereich verstellt und die dabei auftretende Verlagerungsspannung an der Erdschlusskompensationsspule gemessen.

Durchstimmversuche sollten für verschiedene Schaltzustände des Netzes durchgeführt werden. Mittels der Versuche wird ein reales Abbild der Verlagerungsspannung für die aktuelle Dämpfung des Netzes erhalten.

Ein Nachteil bei der messtechnischen Erfassung der Resonanzkurven ist, dass beim Durchfahren des gesamten Regelbereiches der Löschspule Verlagerungsspannungswerte im Resonanzpunkt auftreten können, welche die Isolationskoordination übersteigen bzw. im ungünstigsten Fall, ein während des Versuches auftretender Erdschluss, zu hohen Erdschlussrestströmen führen kann. Deshalb kann es sein, dass Durchstimmversuche in der Praxis, nur abschnittsweise und nicht über den gesamten Regelbereich der Löschspule durchgeführt werden können.



### **5.5.2 Erlaubter (theoretischer) Kompensationsbereich bei Erdschlusslöschung**

Der Spielraum für den Betrieb eines erdschlusskompensierten Netzes wird durch gewisse Bedingungen für den Betrieb des Netzes eingegrenzt.

Eingrenzende Faktoren für den Betrieb eines gelöschten Netzes:

- der maximale auftretende Erdschlussreststrom darf die in der ÖVE NORM B1:1976 [11] für Österreich bzw. DIN VDE 0228 Teil 2 [12] für Deutschland angeführte Löschgrenze des Netzes nicht überschreiten,
- die Verlagerungsspannung  $\underline{U}^0$  sollte bestimmte Grenzwerte<sup>26</sup> einhalten.

Bei der Ermittlung des erlaubten Kompensationsbereiches ist darauf zu achten, dass dieser für jeden möglichen Schaltzustand bestimmt wird.

Die Löschgrenze eines erdschlusskompensierten Netzes ist für Österreich in der ÖVE NORM B1:1976 [11] und für Deutschland in der DIN VDE 0228 Teil 2 [12] definiert. Zur Ermittlung des erlaubten Bereiches müssen diese Werte (Tabelle 4-2, Seite 72 und Abbildung 4-21, Seite 73) herangezogen werden.

Der maximal zulässige Wert für die Verlagerungsspannung  $\underline{U}^0$  im Normalbetrieb des Netzes, kann vom Netzbetreiber festgelegt werden und wird im weitesten durch die Isolationsbemessung des Sternpunktes und der Schutzgeräteeinstellungen (Anregung durch Verlagerungsspannungen) begrenzt. Ein empfohlener Wert für eine Grenzwertschwelle sind beispielsweise 20 - 30 % der Netzbetriebsspannung der gesunden Phasen.

Bei dem Betrieb im Fehlerfall (1-poliger Erdschluss) eines gelöschten betriebenen Netzes kann der maximale Wert für die Verlagerungsspannung  $\underline{U}^0$  bis zu dem Wert der Phasenspannung ansteigen.

---

<sup>26</sup> Dieser Grenzwerte bilden sich hauptsächlich aus der Betriebsspannung, der Isolationskoordination (Sternpunkt) und den Schutzgeräteeinstellungen (Erdschlusserfassung) des jeweiligen Netzes. Der maximal zulässige Wert für die Verlagerungsspannung im Normalbetrieb wird durch den Netzbetreiber vorgegeben.

## Ermittlung des erlaubten Kompensationsbereiches

Durch die Berechnung der Resonanzkurven der Verlagerungsspannung und des Reststromes kann der erlaubte Betriebsbereich des Netzes hinsichtlich der maximalen erlaubten Verlagerungsspannung und des maximal zulässigen Reststromes (Löschgrenze) ermittelt werden.

In der untenstehenden Grafik (Abbildung 5-5) ist der theoretisch<sup>27</sup> erlaubte Betriebsbereich von einem gelöschten Netzen (grau hinterlegt) dargestellt.

Bei diesem Beispiel wurde lediglich die innere Unsymmetrie des Netzes (nichtvollständige Verdrillung der Leiter) herangezogen, d.h. hier tritt keine Beeinflussung durch eine Parallelführung auf (Die Resonanzpunkte der beiden Kurven überlagern sich).

Als Grenze für die maximale Verlagerungsspannung wurde ein Wert von 20 kV festgelegt, die Grenze für den Reststrom ergibt sich aus der Löschgrenze (132 A) eines gelöschten betriebenen 110 kV Netzes (Die Grenzen wurden mit Pfeilen in der Grafik markiert).

Der grau hinterlegte Bereich stellt den erlaubten Betriebsbereich bei Erdschlusskompensation dar.

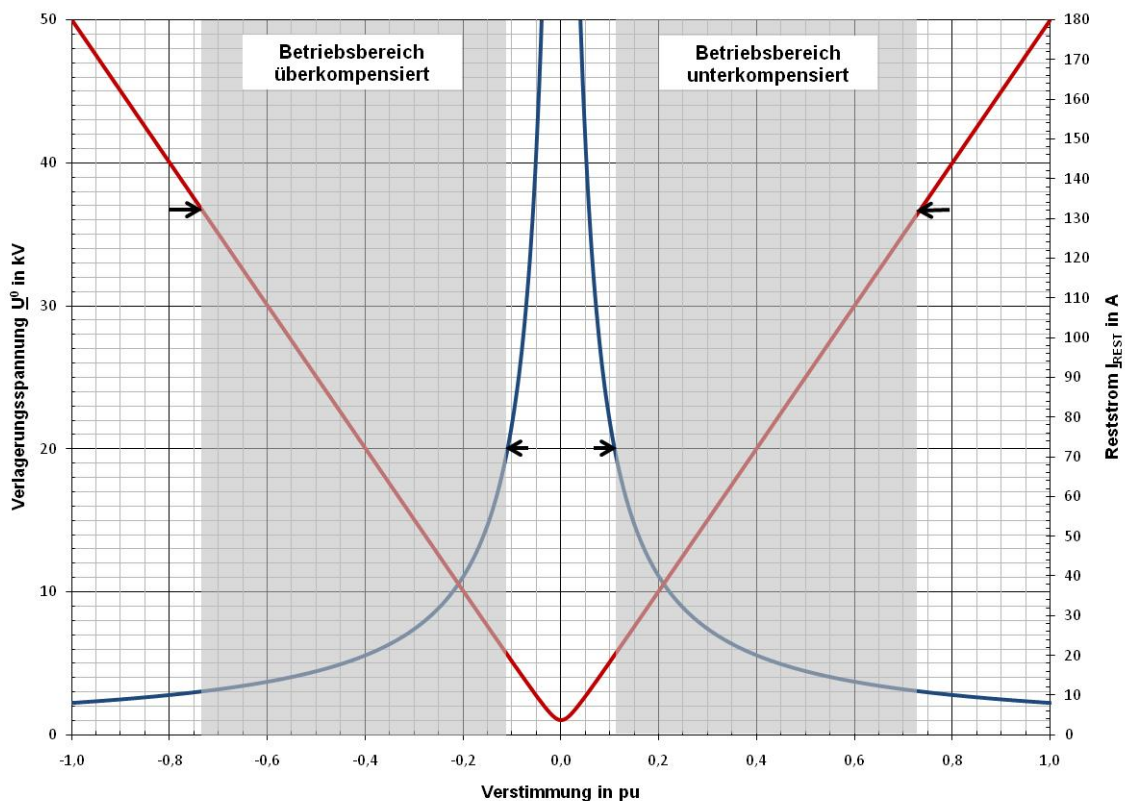


Abbildung 5-5: Grundsätzliche Darstellung zur Ermittlung des erlaubten Betriebsbereiches bei Erdschlusslöschung

<sup>27</sup> Dieser Betriebsbereich gilt theoretisch, da durch Ungenauigkeiten in der Berechnung, in der Einstellung der Petersen-Spulen und in den angenommenen Netzparametern ein gewisser Sicherheitsfaktor mit einbezogen gehört.

### **5.5.3 Einfluss der kapazitiven Kopplung auf den erlaubten Kompensationsbereich**

In den vorigen Punkten wurde auf die Resonanzkurven und die Ermittlung des erlaubten Kompensationsbereiches für erdschlusskompensierte Netze eingegangen.

Im vorliegenden Punkt soll auf die Auswirkung der Kopplung von Leitungssystemen auf den erlaubten Kompensationsbereich, bzw. auf die Einstellung der Petersen-Spulen (Erdschlusskompensationsspulen) eingegangen werden. Die Einstellungen der Löschspulen eines erdschlusskompensierten Netzes werden im Normalbetrieb des Netzes vorgenommen. Die Einstellung der Erdschlussdrosseln erfolgt anhand der Verlagerungsspannung, welche im Normalbetrieb auftritt [10].

Im Falle von Leitungsparellführungen (oder Führung auf Gemeinschaftsgestängen) kann aufgrund der kapazitiven Kopplung eine Verschiebung der Resonanzpunkte der Verlagerungsspannung und des Reststromes auftreten. Das bedeutet, dass bei dem maximalen Wert der Verlagerungsspannung nicht mehr das Minimum des Erdschlussreststromes auftritt. Diese Verschiebung der Resonanzpunkte schränkt den erlaubten Kompensationsbereich weiter ein und muss bei kapazitiv beeinflussten erdschlusskompensierten Netzen und der Einstellung der Erdschlusskompensationsspulen berücksichtigt werden. Die Verschiebung der Maxima und Minima der Resonanzpunkte ergibt sich daraus, dass dem inneren Unsymmetriestrom des beeinflussten Netzes (kapazitive Unsymmetrie) der durch das kapazitiv beeinflussende Netz entstehende influenzierte Unsymmetriestrom überlagert wird.

Die nachfolgende Abbildung 5-6 zeigt ein Beispiel, das die Verschiebung der Resonanzpunkte verdeutlichen soll. Das Beispiel zeigt Berechnungsergebnisse anhand eines gewählten Musternetzes in einer angenommenen Schaltvariante, mit zugeschaltetem 110-kV-Kabel mit einer Länge von 4,5 km.

Die Verschiebung kann sich aufgrund von Schalthandlungen oder Umschaltungen auf andere Netzkonfigurationen vergrößern oder vermindern. Dies wird in der Abbildung 5-7 dargestellt, durch das Wegschalten des 110-kV-Kabels ergibt sich eine weitere Verschiebung zwischen den Resonanzpunkten der Verlagerungsspannung und des Erdschlussreststromes.

In diesem Fall ist dieser Umstand nicht so schwerwiegend, da durch das Abschalten des Kabels der kapazitive Erdschlussstrom des Netzteiles erheblich reduziert wird. In weit ausgedehnten Netzen (hohe kapazitive Erdschlussströme) kann dieser Umstand jedoch zu Problemen mit der Erdschlusslöschung führen und sollte deshalb berücksichtigt werden.

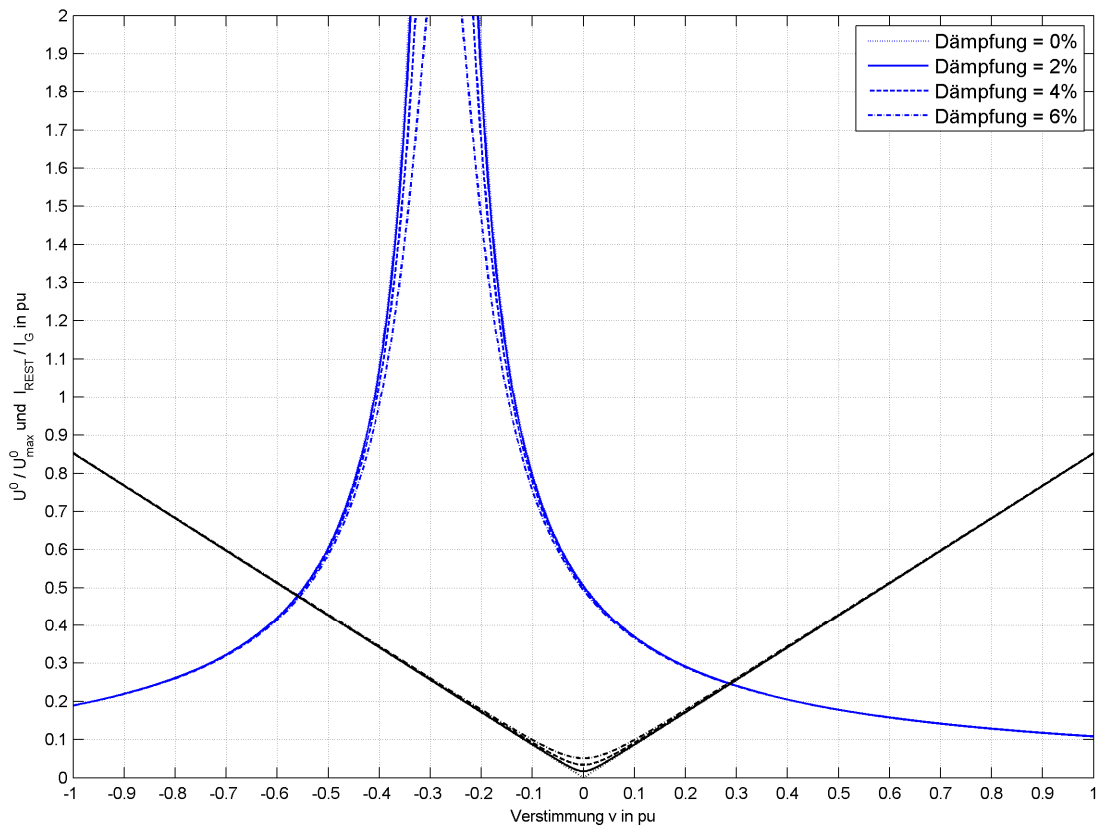


Abbildung 5-6: Illustration zur Verdeutlichung der Verschiebung der Resonanzpunkte durch die kapazitive Kopplung (Musternetzberechnung, mit 110-kV-Kabel)

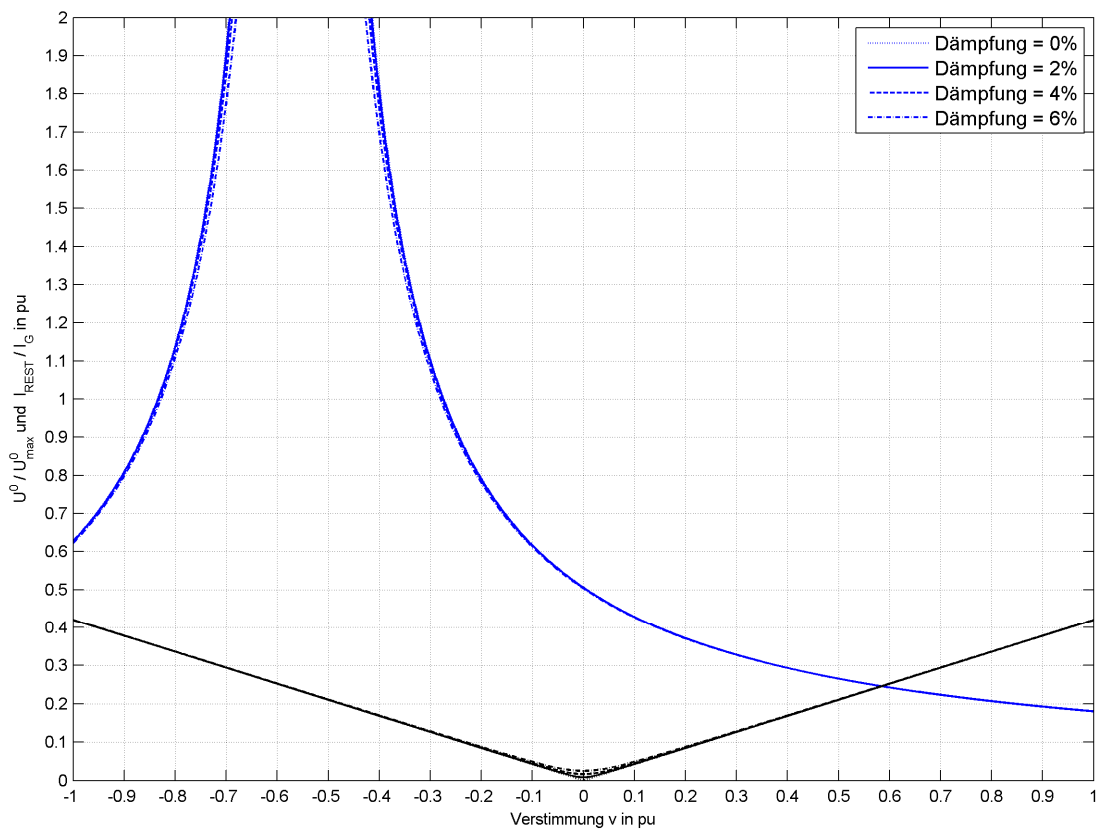


Abbildung 5-7: Illustration zur Verdeutlichung der Resonanzpunktverschiebung durch Schalthandlungen (Musternetzberechnung, ohne 110-kV-Kabel)

Die Regelphilosophie der Erdschlusskompensationsspulen ist meist auf die Verlagerungsspannung bzw. deren Maxima (Verlagerungsspannungsresonanzpunkt) ausgelegt. Da im üblichen Fall der geringste Erdschlussreststrom im Falle der Resonanzabstimmung (maximale Verlagerungsspannung) auftritt, werden die Löserspulenregler so parametrisiert, dass diese nahe dem Verlagerungsspannungsmaximum mit einer geringen Verstimmung (zur Reduktion der auftretenden Verlagerungsspannung) eingestellt werden. Diese Verstimmung wird meist überkompensiert ausgeführt, da somit eine Sicherheitsreserve bei Leitungsabschaltungen hinsichtlich der Verlagerungsspannung besteht.

Wird jedoch bei einem kapazitiv beeinflussten Netz der Umstand der Verschiebung der Resonanzpunkte bei der Erdschlusskompensationsspuleneinstellung nicht berücksichtigt und diese Verschiebung stellt sich aufgrund der Netzkonfiguration als nicht vernachlässigbar heraus, kann dies zu Problemen mit der Erdschlusslöschung führen. Im Falle eines 1-poligen Erdschlusses kann dann ein höherer Erdschlussreststrom als erwartet auftreten, welcher unter Umständen dazu führt, dass der Lichtbogen nicht mehr von selbst verlischt.

Die Verschiebung der Resonanzpunkte ist eine Erscheinung der kapazitiven Kopplung (äußeren Unsymmetrie) und tritt lediglich bei Leitungsparrallelführungen auf.

#### **5.5.4 Schalthandlungen**

In einem elektrischen Netz kommt es durch Schutzeinrichtungen oder die betriebsführenden Personen zu Schalthandlungen, z.B. um im Fehlerfall wieder einen gewünschten Versorgungsgrad aufzunehmen, indem die fehlerbehaftete Leitung lokalisiert und abgeschaltet wird.

In einem erdschlusskompensierten Netz, kommt es durch diese Schalthandlungen zu einer Veränderung der Netzgröße bzw. im Speziellen zu einem geänderten kapazitiven Erdfehlerstrom  $I_{CE}$ . Im Weiteren muss die Löserspule oder bei dezentraler Löschung die Löserspulen diesen veränderten Bedingungen nachgeführt werden (z.B. mit einem Löserspulenregler und einem dazu passenden Regelkonzept).

Werden die Erdschlusskompensationsspulen, den durch den neuen Schaltzustand geänderten Bedingungen nicht nachgeführt, kann es dazu kommen, dass eine höhere Verlagerungsspannung auftritt. Im schlimmsten Fall kann der Resonanzpunkt der Verlagerungsspannungskurve getroffen werden. Dabei kann es vorkommen, dass der zulässige Betriebsbereich nicht mehr eingehalten wird.

Zur Verdeutlichung der geänderten Bedingungen für die Verlagerungsspannung siehe die zuvor angeführten Abbildungen.

Abbildung 5-6 zeigt beispielsweise einen angenommenen Schaltzustand in dem für die Berechnungen gewählten Musternetz. Durch eine Schalthandlung wird eine Kabelstrecke aus dem Netz getrennt. Die Abbildung 5-7 zeigt dann die neuen Verhältnisse der Resonanzkurven der Verlagerungsspannung und des Erdschlussreststromes in Abhängigkeit der Verstimmung und der Dämpfung des beeinflussten 110-kV-Musternetzes.

*Anmerkung: Die Berechnungen anhand des Musternetzes stellen keine realen Verhältnisse dar und dienen nur zur Unterstützung und Visualisierung.*

### **Schalthandlungen bzw. Leitungsabschaltungen im Normalbetrieb**

Auch bei Schalthandlungen bzw. Leitungsabschaltungen im Normalbetrieb der Netze sind die vorgegebenen Grenzen der Verlagerungsspannung zu beachten.

### **Schalthandlungen bzw. Leitungsabschaltungen im Fehlerfall**

Bei einem gestörten Netzbetrieb (z.B. Erdschluss im beeinflussten Netz) kann es sein, dass einzelne Leitungen abgeschaltet bzw. zugeschaltet werden müssen, um den Fehlerort einzugrenzen bzw. wegzuschalten.

Hierbei ist auf der einen Seite auf die Grenzen der Verlagerungsspannung (maximal zulässiger Wert) und auf der anderen Seite auf die Nichtüberschreitung der Löschgrenze des Netzes im neuen Schaltzustand (bzw. mit abgeschaltetem fehlerhaftem Abgang/Netzteil) zu achten.

### 5.5.5 Einflussfaktoren auf die Ergebnisse

Im Zuge der Berechnungen der kapazitiven Kopplung werden Vereinfachungen getroffen bzw. das reale Netz (Kapazitätsberechnung) kann nicht vollständig getreu abgebildet werden (z.B. Vernachlässigung Kapazitäten von Umspannwerken); oft sind auch einige netzbestimmende Faktoren wie die Netzdämpfung nicht genau bekannt. Im Folgenden sind Einflussfaktoren, die Unterschiede zwischen Berechnung und messtechnischer Ermittlung erklären können aufgelistet:

- 1) Die Genauigkeit der statischen Dateneingabe bzw. -ermittlung hat einen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse (z.B. Ableseungenauigkeiten aus Plänen, Leiterseildurchhang, Mastspannfeldlängen, etc.).
- 2) In den Berechnungen wird davon ausgegangen, dass das elektrische Feld der Leitungen nicht durch etwaigen Bewuchs oder Bauten verzerrt wird (Einfluss auf Kapazitätswerte).
- 3) Zur Berücksichtigung der Auswirkung der Masterdungen und Erdseilen (bzw. der Erdwirkung von Masten) wird zu den Kapazitätswerten von Freileitungen ein Zuschlag von 4 % hinzugerechnet [2]. Die Kapazitätswerte von Drehstromkabeln ändern sich über die Lebensdauer (Alterung der Isolierstoffmedien), für die Berechnung werden meist die Herstellerangaben herangezogen und mittels eines Aufschlages von 10 % zu den Kapazitätswerten des Herstellers korrigiert, um reale Werte die durch die Alterung bedingt von den Herstellerangaben abweichen nachbilden zu können. Dieser gewählten Zuschläge für Freileitungen und Kabeln können jedoch in der Praxis abweichen und zu veränderten Ergebnissen führen.
- 4) Der Leiterseildurchhang variiert über die Zeit (Abhängig von Lastfluss, Eislasten usw.). Auch die unterschiedlichen Abstände zwischen Leiterseil und Boden innerhalb eines Spannungsfeldes werden nicht berücksichtigt. Aus all diesen Vernachlässigungen ergeben sich Einflussfaktoren auf die Kapazitätswerte der Leitungen.
- 5) Einzelne Netzparameter von erdschlusskompensierten Netzen, wie die Dämpfung bzw. die Verstimmung des Netzes können nicht genau ermittelt werden, und können somit nur abgeschätzt werden [10]. Dieses Problem kann reduziert werden, in dem Szenarien mit Kurven für mehrere unterschiedliche Netzdämpfungen angegeben werden.
- 6) Bei der Berechnung nicht berücksichtigte und im Bereich der untersuchten beeinflussten Hochspannungsleitung befindliche parallelgeführte galvanisch getrennte Leitungssysteme beeinflussen diese ebenfalls. Dies führt zu Abweichungen von den berechneten und messtechnisch erfassten Ergebnissen.

## 6 Induktive Beeinflussung

Im nachfolgenden Kapitel wird auf die Grundlagen der Berechnung der induktiven Beeinflussung von Hochspannungsleitungen eingegangen.

### 6.1 Einführung

Die induktive Beeinflussung entsteht über die Kopplung des magnetischen Feldes der einzelnen Leiter der an der Beeinflussung beteiligter Leitungssysteme. Die induktive Beeinflussung wird bedeutend, wenn z.B. Leitungen über längere Strecken hinweg parallel oder auf Gemeinschaftsleitungen geführt werden. Auch bei der Parallelführung von galvanisch getrennten Freileitungssystemen kann sich auf Grund der räumlichen Nähe eine nicht zu vernachlässigende induktive Kopplung der Leitungssysteme ergeben.

Bei der Übertragung elektrischer Energie kommt es zu einem Stromfluss; es ergibt sich sowohl eine Änderung in der Amplitude wie in der Leitungsflussrichtung. Im Störfall werden den bestehenden Lastflussströmen die auftretenden resultierenden Fehlerströme überlagert. Jeder stromdurchflossene Leiter bildet um sich ein magnetisches Feld aus, welches mit benachbarten elektrisch leitfähigen Leitern, Rohrleitungen, Telekommunikationseinrichtungen oder Leitungssystemen etc. in Wechselwirkung tritt. Es wird in diesem Fall von einer induktiven Beeinflussung gesprochen, da die Wechselwirkung über das magnetische Feld (Induktionswirkung) erfolgt.

Diese Arbeit und im speziellen dieses Kapitel beschäftigt sich mit der induktiven Beeinflussung von galvanisch getrennten räumlich nahe<sup>28</sup> parallelgeführten Hochspannungsleitungen.

Bei der Beeinflussung von Telekommunikationseinrichtungen durch Starkstromanlagen sind Fälle, die hinsichtlich der induktiven Beeinflussung zu betrachten, sind u.a. in der Norm ÖVE B1/1976 für Österreich [11] und für Deutschland in der Norm VDE 0228 Teil 2 [12] festgehalten, da diese nicht Gegenstand dieser Arbeit sind wird dies nur am Rande erwähnt.

Bei der gegenseitigen Beeinflussung von benachbarten parallel geführten Hochspannungsleitungen kommt es infolge der magnetischen Kopplung zu induzierten Spannungen, welche Ausgleichsströme in der beeinflussten Leitung verursachen.

---

<sup>28</sup> Der Begriff „nahe“ wird hier folgend definiert: Da zur Berechnung der Leitungs- und Koppelimpedanzen eine Näherung basierend auf der unendlichen Reihenentwicklung nach J. R. Carson für die numerische Lösung der unendlichen Integrale welche durch Carson [28] angegeben wurden verwendet wird, müssen die Abstände der Leitung in Abhängigkeit von Parametern, wie der Betriebsfrequenz und des spezifischen Bodenwiderstandes, die für diese Näherungen gültigen Werte einhalten (siehe Punkt 4.1.3, Seite 36).



Je nach Größe der Last- bzw. Fehlerströme, der Länge der Parallelführung, den Leitungslängsimpedanzen, der Koppelimpedanzen (abhängig von den geometrischen Abständen der Leiter zueinander, der Verdrillung und Phasenbelegung) und den Sternpunktimpedanzen des beeinflussten Netzes können diese induzierten Ströme teils hohe Werte annehmen. Besonders auch im Hinblick auf die Schutztechnik ist zu beachten, dass die induzierten Ströme/Spannungen im beeinflussten System unsymmetrisch sind und gegebenenfalls hohe Nullströme/Nullspannungen (Nullstrom-, Nullspannungsanregung) verursachen können. Die Unsymmetrie resultiert aus dem unsymmetrischen Aufbau der Leitungsanlagen d.h. den unterschiedlichen geometrischen Abständen der Leiter zueinander.

Es sind bei der gegenseitigen induktiven Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen folgende Punkte zu beachten:

- Berührungsspannungen bzw. Spannungen, die in beeinflusste abgeschaltete (z.B. in Revision befindliche) Leitungssystemen induziert werden
- Ausgleichsströme welche sich über einen geschlossenen parallelen Strompfad aufgrund der induzierten Spannungen ergeben (z.B. Netzurückwirkungen, Überspannungen, Überlast, Schutzfehlerverhalten, etc.)

## **6.2 Berechnung der induktiven Kopplung**

### **6.2.1 Allgemeines**

Zur Bestimmung der induktiven Beeinflussung bzw. der Berechnung der durch die induktive Kopplung induzierten resultierenden Ströme und Spannungen ist die vollständige Beschreibung der Leitungskonfiguration durch die Koppelimpedanzmatrix notwendig. Die Eigenimpedanzen und Koppelimpedanzen(-koeffizienten) der beteiligten Leitungssysteme können prinzipiell aus den geometrischen Abständen des Mastkopfbildes der Freileitungsmasten den Seildaten etc. bestimmt werden.

In der vorliegenden Arbeit wird zur Bestimmung der induktiven Beeinflussung methodisch so vorgegangen, dass zuerst die um die Erdseilwirkung reduzierten Impedanzen der Leitungen bestimmt werden und daraus in Folge die induktive Beeinflussung bestimmt wird<sup>29</sup>.

Im Falle von geerdeten Systemen sei nochmals besonders erwähnt, dass bei der induktiven Kopplung von Hochspannungssystemen neben bereits erwähnten induzierten Spannungen (Berührungsspannungen etc.) durch einen niederohmigen Strompfad sich Ausgleichsströme (im weiteren auch Beeinflussungsströme oder Störströme genannt) ausbilden können. Ein

---

<sup>29</sup> Es ist zu beachten, dass im Falle von hohen Anforderungen an die Genauigkeit der Modellbildung von diesen vereinfachten Modellen abgegangen und auf das genauere Kettenleitermodell unter Berücksichtigung von Außenleitern-Erdseil-Mast-Erde.

solcher niederohmiger Strompfad könnte zum Beispiel ein Doppelsystem mit Schleife über die Sammelschienen sein.

Induzierte Ströme bilden sich aber auch in beeinflussten Einfachsystemen aus, hierbei ist der Rückleitungsweg für den induzierten Strom in Erde. Je nach der Sternpunktbehandlung des beeinflussten Netzes ergeben sich dann unsymmetrische Störströme, welche zu Unsymmetrien in der beeinflussten Leitung führen.

*Anmerkung: Unsymmetrien in einer Leitung entstehen über unsymmetrische Lastverhältnisse (Lastströme), Fehlerströme, Unsymmetrie der Leitungsimpedanzen resultierend aus den geometrischen Anordnungen, influenzierten Spannungen (Unsymmetrieströme im Hinblick auf die kapazitive Kopplung) und induzierte Störströme (Unsymmetrieströme) aufgrund der Beeinflussung bei einer Parallelführung von Leitungen.*

Wie bereits erwähnt, stellen die Impedanzen und die Kopplungsimpedanzen die Grundlage zur Bestimmung der induktiven Beeinflussung dar. In dieser Arbeit wird eine Näherung nach J. R. Carson verwendet um die Impedanzmatrix der Leitungsanordnung zu bestimmen. Diese Näherung liefert unter bestimmten Einschränkungen genügend genaue Werte für die Impedanzen der Leitungssysteme, welche in Folge für die Bestimmung der induktiven Beeinflussung bzw. für die Ermittlung der induzierten Ströme notwendig sind. Durch die Anwendung der Näherung ergibt sich eine Einschränkung für die weiteren Berechnungen die Berücksichtigung finden muss, so muss darauf geachtet werden, dass wenn die unter dem Punkt 4.1.3 ab Seite 37 angeführten Formeln zur Ermittlung der Impedanzen der Leitungssysteme angewendet werden, die Abstände der einzelnen sich beeinflussenden Leitungssysteme bestimmte Werte nicht überschreiten dürfen.

Wenn die induktive Beeinflussung für größere Abstände zwischen den sich gegenseitig beeinflussenden Leitungssystemen berechnet und untersucht werden soll, für welche die beschriebenen Näherungen nicht mehr zulässig sind, muss auf andere Näherungsformeln zur Bestimmung der Leitungsimpedanzen und Kopplungsimpedanzen der Leitungsanordnung zurückgegriffen werden, wie dies z.B. bei der Beeinflussung von Rohrleitungen durch Hochspannungsleitungen der Fall ist.

### 6.2.2 Impedanzmatrix

Ausgehend von der vollständigen Impedanzmatrix der Leitungskonfiguration kann die folgende Beziehung (6.1) angeführt werden. Die Impedanzmatrix beinhaltet die gesamten Impedanzwerte (Resistanz und Reaktanz) der aktiven – stromführenden - Leiter, der passiven - beidseitig geerdeten - Leitern (z.B. Erdseile, geerdete Systeme) sowie der Impedanzen der Kopplung zwischen allen Leiter der Leitungsanordnung untereinander.

*Anmerkung: Aus praktischen Gründen wird die Ausführung auf zwei Drehstrom-Systeme begrenzt.*

Diese Impedanzmatrix beschreibt die verkoppelten Längselemente des Leitungersatzschaltbildes, es gilt der folgende Zusammenhang (6.1).

$$\underline{U} = \underline{Z} \cdot \underline{I} \quad (6.1)$$

- $\underline{U}$  ... Effektivwerte der Phasenspannungen der einzelnen Leiter
- $\underline{Z}$  ... Matrix, welche die Längsimpedanzen und Koppelimpedanzen der gekoppelten Leitungssysteme beinhaltet
- $\underline{I}$  ... Phasenströme in den einzelnen Leitern der Leitungssysteme

Die Impedanzmatrix kann in symmetrische Komponenten transformiert werden, nachdem Erdseile bzw. die passiven Leiter durch die Erdseilkorrekturfaktoren (Rändern der Matrix) für die einzelnen aktiven Leiter eliminiert wurden. Dies führt zu einer Vereinfachung und einfacheren Analysemöglichkeit der Problemstellung. Die Erdseilreduktion ist im Detail im Punkt 4.1.5.1, Seite 45 angeführt.

Die Beziehung (6.2) zeigt die Zusammenhänge in *equation reference goes here* nach der Transformation in symmetrische Komponenten.

$$\underline{U}^S = \underline{Z}^S \cdot \underline{I}^S \quad (6.2)$$

- $\underline{U}^S$  ... Effektivwerte der Phasenspannungen in symmetrischen Komponenten
- $\underline{Z}^S$  ... Impedanzmatrix des Leitungssystems in symmetrischen Komponenten
- $\underline{I}^S$  ... Phasenströme in symmetrischen Komponenten

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_a^S \\ \underline{U}_b^S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa}^S & \underline{Z}_{ab}^S \\ \underline{Z}_{ba}^S & \underline{Z}_{bb}^S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_a^S \\ \underline{I}_b^S \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

Weiters gilt:

$$\underline{u}_a^S = \begin{pmatrix} \underline{u}_a^0 \\ \underline{u}_a^1 \\ \underline{u}_a^2 \end{pmatrix} \quad \underline{i}_a^S = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \end{pmatrix} \quad \underline{z}_{aa}^S = \begin{pmatrix} \underline{z}_{aa}^{00} & \underline{z}_{aa}^{01} & \underline{z}_{aa}^{02} \\ \underline{z}_{aa}^{10} & \underline{z}_{aa}^{11} & \underline{z}_{aa}^{12} \\ \underline{z}_{aa}^{20} & \underline{z}_{aa}^{21} & \underline{z}_{aa}^{22} \end{pmatrix}$$

Je nach Konfiguration der Leitungssysteme und der Netzstruktur kann die gesamte Leitung berechnet werden oder wenn die Verdrillung exakt nachgebildet werden soll die einzelnen Mastspannfelder der Leitung berechnet werden. Es kann die Impedanzmatrix des gesamten Leitungssystems oder der einzelnen Spannfelder durch die Beziehungen (6.1) und (6.2) ausgedrückt werden. Im zweiten Fall (Berechnung der einzelnen Mastspannfelder) sind die Impedanzmatrizen der einzelnen berechneten Spannfelder in einem weiteren Schritt zusammenzuführen, um die Beschreibung der gesamten Leitung zu erhalten.

### 6.2.3 Anwendung auf das Gesamtnetz

Für die Berechnung der induktive Beeinflussung parallel geführter Leitungssysteme, sind nicht nur die gekoppelten Leitungen zu berücksichtigen, sondern auch die nicht verkoppelten Leitungen des restlichen Netzes, über welche sich die Beeinflussungsströme ausbilden bzw. in das sie induziert werden.

Die nicht verkoppelten Leitungen des restlichen Netzes können zur Vereinfachung der Problembehandlung als konzentriertes und zyklisch symmetrisches Netz angenommen werden. In diesem vereinfachten restlichen Netz, werden auch die jeweiligen von der Sternpunktbehandlung abhängigen Impedanzen der Sternpunkte (Nullsystem) nachgebildet. Das restliche Netz wird als an die gekoppelten Leitungsabschnitte angeschlossen betrachtet (siehe Abbildung 6-1, Seite 115).

Impedanzen von Kabelstrecken, die im Bereich der gekoppelten Leitungen eingebaut sind, sind ebenfalls zu berücksichtigen.

*Anmerkung: Es ist darauf zu achten, dass bei der Aufsummierung bzw. bei der Einbeziehung von Kabelstrecken die Systemzugehörigkeit beachtet wird.*

### 6.2.3.1 Phasenimpedanzen der gekoppelten Leitungssysteme

Die Beziehung (6.4) beschreibt die aufsummierten Phasenimpedanzen (Summe aller Teilspannfelder mit Berücksichtigung etwaiger Kabelstrecken) der gekoppelten Leitungssysteme.

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_a^S \\ \Delta \underline{U}_b^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{aa}^S & \underline{Z}_{ab}^S \\ \underline{Z}_{ba}^S & \underline{Z}_{bb}^S \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_a^S \\ \underline{I}_b^S \end{pmatrix} \quad (6.4)$$

$\Delta \underline{U}^S$  ... Längsspannungsabfall an den gekoppelten Leitungssystemen (symmetrische Komponenten) in V

$\underline{Z}^S$  ... Längsimpedanzen und Koppelimpedanzen der gekoppelten Leitungssysteme (symmetrische Komponenten) in  $\Omega$

$\underline{I}^S$  ... Ströme in den einzelnen gekoppelten Leitungssystemen (symmetrische Komponenten) in A

Mit Hilfe der Koppelimpedanzen können die resultierenden induzierten Spannungen, welche sich durch die Parallelführung ergeben, berechnet werden.

### 6.2.3.2 Berücksichtigung des restlichen Netzes

Zur Beschreibung der Netze, an welche die einzelnen verkoppelten Leitungssysteme angeschlossen sind - das sogenannte restliche Netz - können ebenfalls Beziehungen in symmetrischen Komponenten angegeben werden. Diese Beziehungen beschreiben die nicht gekoppelten Leitungssysteme der betrachteten Netze, sowie gegebenenfalls zu berücksichtigende Sternpunktimpedanzen.

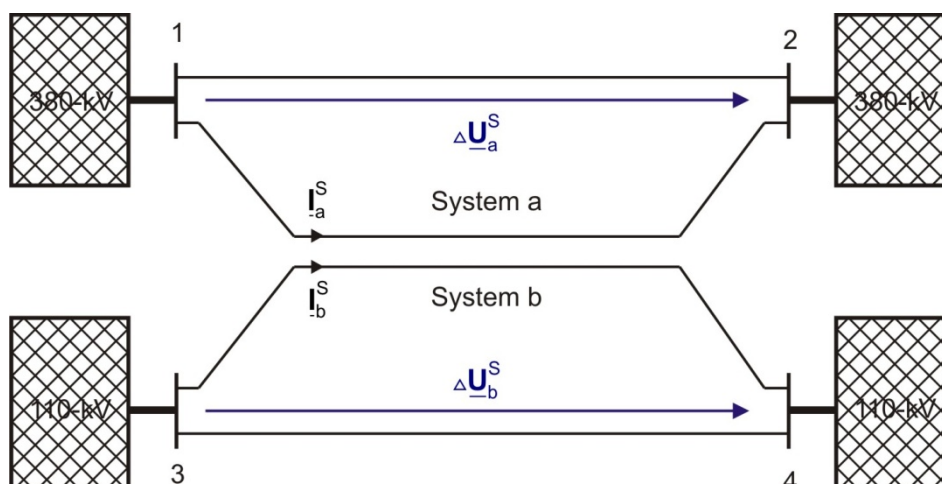


Abbildung 6-1: Beispiel eines Beeinflussungsschemas zur induktiven Beeinflussung

Die Abbildung 6-1 zeigt ein prinzipielles Schema für ein induktives Beeinflussungsbeispiel zwischen zwei galvanisch getrennten Systemen. In den Netzpunkten bzw. -knoten „1“ bis „4“ (siehe Abbildung 6-1) sind die gekoppelten Leitungssysteme angeschlossen. Folgende Spannungsbeziehung gilt an diesen Punkten:

$$\underline{U}_v^S = \underline{U}_{Lv}^S - \underline{Z}_v^S \underline{I}_v^S \quad (6.5)$$

$\underline{U}_v^S$  ... Spannung am Netzpunkt  $v$  in  $V$

$\underline{U}_{Lv}^S$  ... Leerlaufspannung der Quellen am Netzpunkt  $i$  in  $V$

$\underline{Z}_v^S$  ... Netzimpedanz in symmetrischen Komponenten in  $\Omega$

Diese Spannungsgleichung für die Netzpunkte ergibt sich durch die vereinfachende Annahme, dass die restlichen Netze (nicht gekoppelten Leitungen, Maschinen, usw.), welche an die gekoppelten Leitungen angeschlossen sind, zu einem speisenden Netz zusammengefasst werden können.

*Anmerkung:* Es wird dabei angenommen, dass die Generatoren symmetrisch in das Netz einspeisen. Deshalb kann für die Phasenspannung  $\underline{U}_v^S$  folgendes vorausgesetzt werden.

$$\text{Es folgt: } \underline{U}_{Lv}^S = \underline{U}_L^S = \begin{vmatrix} 0 \\ \underline{U}_L^1 \\ 0 \end{vmatrix}$$

*Anmerkung:* Es werden symmetrische Systeme angenommen, daher können wegen der zyklischen Symmetrie der Leitungen für die Matrizen  $\underline{Z}_v^S$  welche die Netzimpedanzen beschreiben, Diagonalmatrizen vorausgesetzt werden.

$$\text{Es gilt: } \underline{Z}_v^S = \underline{Z}^S = \begin{vmatrix} \underline{Z}^0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}^1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}^2 \end{vmatrix}$$

Die konzentrierten Impedanzen, welche das restliche Netz beschreiben, berücksichtigen auch die Sternpunktbehandlung des jeweiligen Netzes. So ist z.B. bei Netzen mit Erdschlusskompensation die Impedanz der Erdschlusskompensationsspule der Nullimpedanz des angeschlossenen Netzes hinzuzufügen.

## 6.2.4 Formelsystem

In den vorherigen Punkten wurde auf die Berechnung der Impedanzen und Koppelimpedanzen der Leitungssysteme sowie der des Netzes eingegangen, welche für die Bestimmung der induktiven Beeinflussung grundlegend sind. Im Folgenden wird auf die Berechnung der induktiven Kopplung in Abhängigkeit von den verschiedenen Netzzuständen, Sternpunktbehandlungen und Fehlerfällen (z.B. 1-poliger bzw. 3-poliger Querfehler<sup>30</sup>) eingegangen.

### 6.2.4.1 Zur Problemlösung

Geht man zur einfachen Betrachtung der Beeinflussung von einem System aus, kann ein System als aktiv (beeinflussend) betrachten und die Wirkung dieses Systems auf ein oder mehrere weitere beeinflusste Systeme untersucht werden. Dieser Vorgang wird mit allen Systemen, die an der Beeinflussung teilnehmen, durchgeführt. Die einzelnen Wirkungen des jeweils aktiv angenommen Systems müssen für den Erhalt der Gesamtwirkung summiert werden.

Da es vorkommen kann, dass Leitungssysteme mit unterschiedlichen Betriebsfrequenzen parallel geführt werden, ist es sinnvoll, zur Problemlösung das Überlagerungsverfahren (Superpositionsprinzip) heranzuziehen.

Zur Lösung des Problems können Annahmen getroffen werden, welche die Rechnung vereinfachen [18]:

- Die für die Beeinflussung bestimmenden Netzzustände des beeinflussenden Systems werden durch die darin fließenden Ströme  $I^S$  definiert und angegeben. Das bedeutet, dass die Lastzustände und Fehlerszenarien für die Beeinflussungsrechnung durch die Ströme im beeinflussenden System vorgegeben werden.
- Diese Ströme sollen unabhängig von den Bedingungen des beeinflussten System/der beeinflussten Systeme vorgegeben werden können und gehen als eingeprägte Ströme in die Rechnung ein.

Nachdem die einzelnen Wirkungen bestimmt sind, kann durch Anwendung des Superpositionsprinzips das tatsächliche Verhalten der Netze ermittelt werden.

---

<sup>30</sup> Querfehler sind Fehler - wie ein-, zwei- oder drei-polige Kurzschlüsse mit oder ohne Erdberührung - welche aufgrund ihrer Fehlerströme für die Ermittlung der induktiven Beeinflussung im Fehlerfall von Bedeutung sind. Die resultierenden Fehlerströme sind nicht nur von der Fehlerart, sondern auch von der Sternpunktbehandlung des Netzes abhängig.

Ein weiterer Weg die Problemstellung der induktiven Beeinflussung zu lösen, stellt die Methode der Simulation mittels Hilfe einer Simulationsumgebung (z.B. Matlab/Simulink) dar. Diese Methode weist sich besonders bei der Beeinflussung durch mehrere getrennte Leitungssysteme als geeignet aus, da in Zuge einer Simulation einfach und ohne hohen Aufwand zur Bestimmung der Formelsysteme die resultierenden Beeinflussungen dargestellt werden können.

#### 6.2.4.2 Ermittlung der resultierenden induzierten Spannungen

Mit der Annahme, dass die Wirkung eines aktiven Systems (beeinflussend) auf die anderen passiven (beeinflussten) Systeme betrachtet wird, kann mit den Strömen des aktiven Systems - welche als eingepreßt betrachtet werden - und den wirksamen Kopplungsimpedanzen die resultierende Induktionsspannung in den passiven (beeinflussten) Systemen berechnet werden.

Ausgehend von der Beziehung (6.4), welche die gesamten gekoppelten Leitungssysteme beschreibt, können die untenstehenden Formelsysteme abgeleitet werden. Aus der Beziehung (6.6) können die resultierenden induzierten Spannungen ( $\underline{U}_{Lv}^S$ ) in den einzelnen Systemen berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{La}^S \\ \underline{U}_{Lb}^S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa}^S & \underline{Z}_{ab}^S \\ \underline{Z}_{ba}^S & \underline{Z}_{bb}^S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_a^S \\ \underline{I}_b^S \end{bmatrix} \quad (6.6)$$

$\underline{U}_{Lv}^S$  ... Induzierte Spannungen in den einzelnen Systemen durch die beeinflussenden Ströme in V

$\underline{Z}_{v\mu}^S$  ... Längs- und Koppelimpedanzen der gekoppelten Leitungssysteme in  $\Omega$

$\underline{I}_v^S$  ... Für die Beeinflussungsrechnung angenommene Last- bzw. Fehlerströme in den beeinflussenden Systemen in A



### 6.2.4.3 Ermittlung der resultierenden induzierten Ströme (Beeinflussungsströme)

Die ermittelten induzierten Spannungen aus (6.6) können im nächsten Schritt als eingeprägte Spannungen gesehen werden, damit vereinfacht sich die Beziehung und es folgt (6.7). Die eingepprägten Spannungen werden im Folgenden als treibende Spannungen betrachtet.

Die Beziehung (6.7), welche die Längsspannungsabfälle  $\Delta \underline{U}$  an den gekoppelten Leitungen beschreibt sieht folgend aus:

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_a^S \\ \Delta \underline{U}_b^S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{aa}^S & \underline{Z}_{ab}^S \\ \underline{Z}_{ba}^S & \underline{Z}_{bb}^S \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_a^S \\ \underline{I}_b^S \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \underline{U}_{La}^S \\ \underline{U}_{Lb}^S \end{pmatrix} \quad (6.7)$$

$\Delta \underline{U}_v^S$  ... Längsspannungsabfall an den gekoppelten Leitungssysteme (siehe Abbildung 6-1) in V

$\underline{Z}_{v\mu}^S$  ... Längs- und Koppelimpedanzen der gekoppelten Leitungssysteme in  $\Omega$

$\underline{I}_\mu^S$  ... Ausgleichsströme bzw. induzierte Störströme in den gekoppelten Leitungssystemen in A

Die Längsspannungsabfälle  $\Delta \underline{U}^S$  und die Ströme  $\underline{I}^S$  in den beteiligten Systemen sind jene Größen, die durch die beeinflussenden Systeme erzeugt werden und stellen noch unbekannte Größen dar. Um in weiterer Folge die gesuchten Beeinflussungsströme zu berechnen müssen die induzierten Längsspannungsabfälle durch bekannte Größen ausgedrückt werden. Hierfür wird nun das „restliche Netz“, an das die verkoppelten Leitungssysteme angeschlossen sind herangezogen.

Wichtige Zusammenhänge (siehe Abbildung 6-1 zur Verdeutlichung), die sich aufgrund der Parallelschaltung von Doppelsysteme eines Netzes ergeben sind:

- Die Ströme in den jeweiligen Netz zugehörigen Netzpunkten/knoten entsprechen der Summe der Ströme in den einzelnen Systemen  $\underline{I}^S$  des Netzes.
- Die Längsspannungsabfälle  $\Delta \underline{U}^S$  entlang der gekoppelten Leitungen entsprechen der Differenz der Spannungen  $\underline{U}^S$  an den entsprechenden Netzpunkten.

Es gilt für eine Einfachleitung:

$$\begin{aligned} \underline{I}_v^S &= \underline{I}_1^S = -\underline{I}_2^S \\ \Delta \underline{U}_v^S &= \underline{U}_1^S - \underline{U}_2^S \end{aligned} \quad (6.8)$$

Es gilt für eine Doppelleitung:

$$\begin{aligned} \underline{I}_v^S + \underline{I}_\mu^S &= \underline{I}_1^S = -\underline{I}_2^S \\ \Delta \underline{U}_v^S = \Delta \underline{U}_\mu^S &= \underline{U}_1^S - \underline{U}_2^S \end{aligned} \quad (6.9)$$

Aus den Beziehungen (6.8) und (6.9) sowie den Spannungsbedingungen der angeschlossenen Netze können folgende Zusammenhänge (6.10) für die Längsspannungsabfälle  $\Delta \underline{U}^S$  der einzelnen Systeme eingeführt werden.

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_a^S &= \underline{U}_1^S - \underline{U}_2^S = (\underline{U}_{L1}^S - \underline{U}_{L2}^S) - (\underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{I}_a^S) \\ \Delta \underline{U}_b^S &= \underline{U}_3^S - \underline{U}_4^S = (\underline{U}_{L3}^S - \underline{U}_{L4}^S) - (\underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) \cdot (\underline{I}_b^S) \end{aligned} \quad (6.10)$$

Da zur Lösung des Problems ein Überlagerungsverfahren herangezogen wird, werden die beeinflussten Systeme als passiv angenommen, d.h. alle Spannungsquellen stellen einen Kurzschluss bzw. alle Stromquellen einen Leerlauf dar.

Daraus folgt, dass die Spannungen  $\underline{U}_l^S$  an den Netzpunkten der passiven (beeinflussten) Systeme Null sind, da die Quellen als kurzgeschlossen angenommen werden. Der Längsspannungsabfall entspricht daher dem Spannungsabfall, welcher nur durch die Induktionsströme hervorgerufen wird. Es folgt daher aus der Beziehung (6.10):

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_a^S &= -(\underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{I}_a^S) \\ \Delta \underline{U}_b^S &= -(\underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) \cdot (\underline{I}_b^S) \end{aligned} \quad (6.11)$$

Durch Zusammenfassung der Beziehung (6.7) und (6.11) können die Formelsysteme in (6.12) hergeleitet werden. Aus diesen Beziehungen können die induzierten Ströme in den einzelnen beeinflussten Systemen ermittelt werden.

$$\begin{aligned}
 (\underline{z}_{aa}^S + \underline{z}_1^S + \underline{z}_2^S) \cdot \underline{i}_a^S + \underline{z}_{ab}^S \cdot \underline{i}_b^S &= -\underline{u}_{La}^S \\
 \underline{z}_{ba}^S \cdot \underline{i}_a^S + (\underline{z}_{bb}^S + \underline{z}_3^S + \underline{z}_4^S) \underline{i}_b^S &= -\underline{u}_{Lb}^S
 \end{aligned}
 \tag{6.12}$$

Die Beziehung (6.12) kann zur besseren Veranschaulichung in Matrizenform angegeben werden:

$$\begin{bmatrix} -\underline{u}_{La}^S \\ -\underline{u}_{Lb}^S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{z}_{aa}^S + \underline{z}_1^S + \underline{z}_2^S & \underline{z}_{ab}^S \\ \underline{z}_{ba}^S & \underline{z}_{bb}^S + \underline{z}_3^S + \underline{z}_4^S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{i}_a^S \\ \underline{i}_b^S \end{bmatrix}
 \tag{6.13}$$

Die gesuchten resultierenden Beeinflussungsströme können durch auflösen der Gleichungen in Beziehung (6.12) nach den unbekanntem Strömen in den einzelnen Systemen berechnet werden. Es ist ersichtlich, dass mit steigender Zahl der Leitungssysteme, welche an der Beeinflussungsrechnung beteiligt sind der Rechenaufwand bzw. der Aufwand für die Ermittlung der Formelsysteme steigt. Weshalb bei einer größeren Anzahl an beteiligten Leitungssystemen die Methode der Simulation vorteilhaft sein kann.

Die Spannungen in den Netzknoten können durch die ermittelten induzierten Ströme der Systeme berechnet werden:

Netz A	Netz B
$\underline{u}_1^S = -\underline{z}_1^S \cdot \underline{i}_a^S$	$\underline{u}_3^S = -\underline{z}_3^S \cdot \underline{i}_b^S$
$\underline{u}_2^S = \underline{z}_2^S \cdot \underline{i}_a^S$	$\underline{u}_4^S = \underline{z}_4^S \cdot \underline{i}_b^S$

### **Anwendung des Superpositionsprinzips**

Zum Erhalt des Gesamtergebnisses müssen die Teilergebnisse bzw. -wirkungen der einzelnen Systeme zusammengezählt (addiert) werden. Dieser Umstand ist besonders bei Beeinflussungen zwischen Netzen/Leitungssystemen mit unterschiedlichen Betriebsfrequenzen zu berücksichtigen.

*Anmerkung: Die Anwendung des klassischen Superpositionsprinzips, muss nur in dem Fall von unterschiedlichen Betriebsfrequenzen angewendet werden. Bei der Beeinflussung von Leitungssystemen mit derselben Betriebsfrequenz bezieht sich das Superpositionsprinzip lediglich darauf, dass die einzelnen Teilbeeinflussungen der Beeinflussungsquellen summiert werden (Betrachtung aktiver und passiver Teile).*

#### **Bei gleichen Netzfrequenzen ( $f_A = f_B$ )**

Wenn die Netze mit der gleichen Frequenz betrieben werden ist die Anwendung des Superpositionsprinzips nicht notwendig.

Es muss die Summe der resultierende induzierte Spannungen aller Beeinflussungsquellen in die Gleichungssysteme eingesetzt werden und diese Gleichungssysteme nach den induzierten Strömen aufgelöst werden.

#### **Bei unterschiedlichen Netzfrequenzen ( $f_A \neq f_B$ )**

Wenn die Netze mit unterschiedlichen Netzfrequenzen betrieben werden, ist das Superpositionsgesetz anzuwenden.

Die Ergebnisse können dadurch erhalten werden, dass die Gleichungssysteme mit den jeweils von einer Beeinflussungsquelle ausgehenden induzierten Spannungen gelöst werden und dann anschließend die aus allen Beeinflussungsquellen resultierenden induzierten Ströme aufsummiert werden.

Es ist darauf zu achten, dass bei unterschiedlichen Netzfrequenzen, die Werte, in welche die Kreisfrequenz  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$  einfließt, also die frequenzabhängigen Parameter mit der jeweiligen Netzfrequenz des beeinflussenden Systems zu berechnen ist.

## 6.3 Induktive Beeinflussung

### 6.3.1 Betriebszustand der Netze bzw. Systeme

Die induktive Beeinflussungsrechnung muss grundsätzlich für zwei Fälle durchgeführt werden. Diese zwei Fälle sind die Beeinflussung im Normalbetrieb und der Betrieb im Fehlerfall (Störung), beim Betrieb im Fehlerfall werden dem Lastfluss die Wirkungen zusätzlich auftretender Fehlerströme überlagert.

*Anmerkung: Die Fehlerströme in Hochspannungsnetzen sind abhängig von diversen Faktoren (Punkte der Einspeisung der Generatoren, Kurzschlussleistung, Fehlerort, Fehlerart etc.). Dieser Umstand muss bei der Bestimmung der induktiven Beeinflussung im Fehlerfall durch Variantenberechnungen und Angabe mehrerer Fehlerorte mit den jeweils auftretenden Fehlerströmen und der Berücksichtigung der Fehlerstromausbreitung berücksichtigt werden.*

#### 6.3.1.1 Der Normalbetrieb

Als Normalbetrieb wird jener Zustand angenommen, in dem die beteiligten Netze bzw. Systeme fehlerfrei betrieben werden (dies gilt bei Nennspannung, Nennlastfluss, normaler Schaltzustand etc.). Im Normalbetrieb der Netze sind die induktive Beeinflussung hauptsächlich durch den Lastfluss in den einzelnen Systemen, der geometrischen Leiterseilanordnung und der Netzgröße (Impedanzen, Ausbreitung des Strompfades) bestimmt.

Zur Ermittlung der resultierenden Beeinflussungsströme im Normalbetrieb werden z.B. jene Ströme herangezogen, die in Normalfall maximal durch die gekoppelten Leitungssysteme fließen dürfen, diese Ströme ergeben sich z.B. aus den verwendeten Leiterseilen (maximale thermische Beanspruchung für den Dauerbetrieb) oder aus den sich maximal ergebenden maßgebenden relevanten Lastflussströmen berechnet durch die Kraftwerksleistung bei einer Stichleitung.

Bei der Berechnung von Mehrfachbeeinflussungen (z.B. Beeinflussung einer Leitung durch zwei getrennte Systeme) sind die Leistungsflussrichtungen in den beeinflussenden Systemen zu berücksichtigen, da sich die Wirkungen gegenseitig abschwächen oder verstärken können.

Mit der idealisierten vereinfachenden Annahme, dass im Normalbetrieb nur das Mitsystem wirksam ist (symmetrische Verhältnisse), können aus der Beziehung (6.6) die in den

einzelnen Systemen induzierten Spannungen, welche durch die Lastströme in den Systemen hervorgerufen werden berechnet werden. Diese gehen in Folge als eingeprägte Spannungsquellen in die Rechnung ein.

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} \underline{U}_{La}^0 \\ \underline{U}_{La}^1 \\ \underline{U}_{La}^2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{Z}_{ba}^{01} \\ \underline{Z}_{ba}^{11} \\ \underline{Z}_{ba}^{21} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_b^1 \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} \underline{U}_{Lb}^0 \\ \underline{U}_{Lb}^1 \\ \underline{U}_{Lb}^2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{Z}_{ab}^{01} \\ \underline{Z}_{ab}^{11} \\ \underline{Z}_{ab}^{21} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_a^1 \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (6.14)$$

### 6.3.1.2 Der Betrieb im Fehlerfall (Störung)

Im Gegensatz zum störungsfreien Betrieb kommt es im Fehlerfall<sup>31</sup> gegebenenfalls zu hohen beeinflussenden Fehlerströmen. Die Auswirkungen der induktiven Beeinflussung im Fehlerfall sind von diesen resultierenden Fehlerströmen maßgeblich bestimmt.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Beeinflussungen während des Betriebes im Fehlerfall wesentlich höher sind als die auftretenden Beeinflussungen im Normalbetrieb, da die Fehlerströme wesentlich höher sind als die vorherrschenden Lastflussströme im normalen Betriebszustand. Die Einwirkdauer dieser durch den Betrieb im Fehlerfall hervorgerufenen Beeinflussungsströme ist jedoch geringer als die Einwirkdauer der Beeinflussungsströme, welche durch den Lastfluss hervorgerufen werden, dies resultiert aus der üblicherweise kurzen Fehlerklärungszeit.

Für die Berechnung ist es dienlich, verschiedenen Fehlerorte mit unterschiedlichen Fehlerströmen anzunehmen, um das reale Verhalten im Netz nachzubilden und gegebenenfalls den ungünstigsten Fall für die Beeinflussungssituation zu ermitteln.

Die für den Fehlerfall maßgeblichen Fehlerströme können aus den Berechnungen mittels entsprechender Softwarelösungen z.B. Neplan® oder anhand von Messungen entnommen werden.

<sup>31</sup> Im Fehlerfall sind die Fehlerströme von der Art des Fehlers (1-, 2- oder 3-poliger Fehler mit oder ohne Erdberührung) und der eingesetzten Sternpunktbehandlung abhängig. Der „worst case“ Fall für die induktive Beeinflussung ist im Allgemeinen durch den 1-poligen-Erdkurzschluss in einem starr geerdeten Netz bestimmt (hohe Fehlerströme und unsymmetrische Aufteilung des Fehlerstromes in den Leitern).

Es können grundsätzlich mehrere Fälle zur Beurteilung der induktiven Beeinflussung herangezogen werden. Fehler in elektrischen Netzen sind durch ungewollte Änderungen der normalen Betriebsparameter gekennzeichnet. Es kann zwischen Erd- und Kurzschlüssen (Querfehlern) oder Unterbrechungen (Längsfehlern) unterschieden werden:

- Erd- und Kurzschlüsse sind ungewollte Verbindungen zwischen dem zum Betriebsstromkreis gehörigen Teilen untereinander oder mit Erde.
- Unterbrechungen dagegen sind ungewollte Auftrennungen des Betriebsstromkreises.

Durch die kurzzeitigen unsymmetrisch induzierten Phasenströme kann es im Fehlerfall der beeinflussenden Leitung zu Nullstromanregungen von Schutzgeräten im beeinflussten Leitungssystem kommen.

Je nach Art des Fehlers im fehlerbehafteten System kann sich ein Null-, Mit- und Gegensystem ausbilden. Es kommt daher im Gegensatz zum Normalbetrieb (nur ein Mitsystem) zu höheren induzierten Spannungen in den beeinflussten Systemen und dadurch auch zu höheren Strömen. Aus der Beziehung (6.6) können die induzierten Spannungen (Null-, Mit- und Gegenspannungen) mit Hilfe der Koppelimpedanzen und den auftretenden Komponenten(fehler)ströme in den Systemen wie folgt bestimmt werden:

$$\begin{aligned}
 \begin{pmatrix} \underline{U}_{La}^0 \\ \underline{U}_{La}^1 \\ \underline{U}_{La}^2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{Z}_{ba}^{00} & \underline{Z}_{ba}^{01} & \underline{Z}_{ba}^{02} \\ \underline{Z}_{ba}^{10} & \underline{Z}_{ba}^{11} & \underline{Z}_{ba}^{12} \\ \underline{Z}_{ba}^{20} & \underline{Z}_{ba}^{21} & \underline{Z}_{ba}^{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_b^0 \\ \underline{I}_b^1 \\ \underline{I}_b^2 \end{pmatrix} \\
 \begin{pmatrix} \underline{U}_{Lb}^0 \\ \underline{U}_{Lb}^1 \\ \underline{U}_{Lb}^2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{Z}_{ab}^{00} & \underline{Z}_{ab}^{01} & \underline{Z}_{ab}^{02} \\ \underline{Z}_{ab}^{10} & \underline{Z}_{ab}^{11} & \underline{Z}_{ab}^{12} \\ \underline{Z}_{ab}^{20} & \underline{Z}_{ab}^{21} & \underline{Z}_{ab}^{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_a^0 \\ \underline{I}_a^1 \\ \underline{I}_a^2 \end{pmatrix}
 \end{aligned} \tag{6.15}$$

*Anmerkung: Bei einer Computerunterstützten Berechnung müssen keine weiteren Vereinfachungen getroffen werden. Wird die Berechnung jedoch von Hand ausgeführt oder sollte sie vereinfacht ausgeführt werden, können weitere Vereinfachungen wie z.B. das Vernachlässigen des Gegensystems oder eine Vernachlässigung der im Gegensatz zum Nullsystem sehr viel kleineren Koppelimpedanzen zwischen den Komponentensystemen in Abhängigkeit der Sternpunktbehandlungen der Netze getroffen werden [18].*

Bei Mehrfachbeeinflussungen also der Beeinflussung durch mehrere Leitungssysteme werden im fehlerbehafteten Netz die einzelnen (Fehler-)Komponentenströme eingesetzt, welche bei dem zugrundeliegenden Fehlerszenario wirksam sind. Für die restlichen Leitungssysteme, den nicht fehlerbehafteten Systemen werden nach wie vor die Lastflusszustände, welche im Sinne der Beeinflussungsrechnung angenommen werden eingesetzt.

Besonders zu beachten ist, dass sich bei 1-poligen-Erdkurzschlüssen in niederohmig bzw. starr geerdeten beeinflussenden Netzen (durch die hohen Nullströme<sup>32</sup>) im beeinflussten Netz erdkurzschlussähnliche Ströme ergeben können.

Es gelten prinzipiell dieselben Formelsysteme für die Berechnung der Ausgleichsströme (Beeinflussungsströme) im Fehlerfall wie für die im Normalbetrieb der Netze. Es werden lediglich die höheren resultierenden induzierten Spannungen eingesetzt, welche durch die hohen Fehlerströme im Fehlerfall resultieren.

Die weiteren angeführten Formelsysteme gelten für den Normalbetrieb wie den Störfall der beeinflussenden Leitungssysteme, lediglich die eingesetzten induzierten Spannungen ändern sich aufgrund der jeweiligen Betriebsform der beeinflussenden Leitungssysteme.

---

<sup>32</sup> Hohe resultierende Nullströme ergeben sich daraus, dass die bei einem 1-poligen Erdkurzschluss durch die auftretenden Fehlerstromaufteilung (hoher Fehlerstrom in der Fehlerbehafteten Phase) die induzierten Ströme in den beeinflussten Leitungssystemen sehr ähnliche Winkel aufweisen, da die Beeinflussung hauptsächlich durch einen stromdurchflossenen Leiter (fehlerbehafteter Leiter) verursacht wird.

---



### 6.3.2 Ein Beispiel für die induktive Beeinflussung zweier Systeme

Im Folgenden wird ein Beispiel angeführt, dass die induktive Beeinflussung zweier Systemen zeigt. Die jeweils in das benachbarte System induzierten Spannungen ergeben sich aus den zuvor angeführten Beziehungen bzw. Überlegungen für den Normalbetrieb und den Störfall des beeinflussenden Systems.

Die resultierenden induzierten Spannungen können in die Beziehung (6.16) eingesetzt werden und daraus die induzierten Ströme in den einzelnen Systemen berechnet werden.

$$\begin{aligned} (\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot \underline{I}_a^S + \underline{Z}_{ab}^S \cdot \underline{I}_b^S &= -\underline{U}_{La}^S \\ \underline{Z}_{ba}^S \cdot \underline{I}_a^S + (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) \cdot \underline{I}_b^S &= -\underline{U}_{Lb}^S \end{aligned} \quad (6.16)$$

Durch Auflösen der Gleichungssysteme (6.16) nach den einzelnen induzierten Strömen folgt:

**Für gleiche Netzfrequenzen  $f_A = f_B$**

$$\underline{I}_a^S = \underline{I}_1^S = -\underline{I}_2^S = -\frac{-(\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) \cdot \underline{U}_{La}^S + \underline{Z}_{ab}^S \cdot \underline{U}_{Lb}^S}{(\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) - \underline{Z}_{ab}^S \underline{Z}_{ba}^S} \quad (6.17)$$

$$\underline{I}_b^S = \underline{I}_3^S = -\underline{I}_4^S = \frac{\underline{Z}_{ba}^S \cdot \underline{U}_{La}^S - (\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot \underline{U}_{Lb}^S}{(\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) - \underline{Z}_{ab}^S \underline{Z}_{ba}^S} \quad (6.18)$$

**Für verschiedene Netzfrequenzen  $f_A \neq f_B$**

$$\underline{I}_{a(A)}^S = \frac{\underline{U}_{Lb(A)}^S \cdot \underline{Z}_{ab}^S}{(\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) - \underline{Z}_{ab}^S \underline{Z}_{ba}^S} \quad (\text{Impedanzen mit } f_B \text{ berechnet}) \quad (6.19)$$

$$\underline{I}_{a(B)}^S = \frac{-\underline{U}_{La(B)}^S \cdot (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S)}{(\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) - \underline{Z}_{ab}^S \underline{Z}_{ba}^S} \quad (\text{Impedanzen mit } f_B \text{ berechnet}) \quad (6.20)$$

$$\underline{I}_{b(A)}^S = \frac{-\underline{U}_{Lb(A)}^S \cdot (\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S)}{(\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) - \underline{Z}_{ab}^S \underline{Z}_{ba}^S} \quad (\text{Impedanzen mit } f_A \text{ berechnet}) \quad (6.21)$$

$$\underline{I}_{b(B)}^S = \frac{\underline{U}_{La(B)}^S \cdot \underline{Z}_{ba}^S}{(\underline{Z}_{aa}^S + \underline{Z}_1^S + \underline{Z}_2^S) \cdot (\underline{Z}_{bb}^S + \underline{Z}_3^S + \underline{Z}_4^S) - \underline{Z}_{ab}^S \underline{Z}_{ba}^S} \quad (\text{Impedanzen mit } f_B \text{ berechnet}) \quad (6.22)$$

Die hier angeführte mathematische Methode (Punkt 6.2) zur Bestimmung der induktiven Beeinflussung parallelgeführter Leitungssysteme ist eine vereinfachte Methode zur Lösung des Problems, bei der einige Annahmen getroffen werden um den Aufwand der Berechnung zu reduzieren. Da in der heutigen Zeit die Möglichkeit der rechnerunterstützten Bestimmung bzw. die Methode der Simulation zur Ermittlung herangezogen werden kann, kann auch eine genauere Betrachtung der Problemstellung durchgeführt werden und weitere Einflussfaktoren genauer betrachtet werden. So kann z.B. auch das restliche Netz genauer (nicht nur zyklisch symmetrisch angenommen) betrachtet werden, um gegebenenfalls auftretende Unsymmetrien etc. abzudecken.

#### **6.4 Bestimmung der induktiven Beeinflussung mit Hilfe von Simulationstools**

Wie bereits erwähnt, ist der Aufwand zur Bestimmung der induktiven Beeinflussung durch die „klassische“ Berechnung mittels Formelsystemen und Matrizenrechnung sehr stark von der Anzahl der an der Beeinflussung beteiligten Leitungssystemen bzw. der Genauigkeit der Untersuchung abhängig. Durch Rechnerunterstützung und Simulationsumgebungen ist es möglich das Problem der gegenseitigen induktiven Beeinflussung von galvanisch getrennten parallel geführten Hochspannungsfreileitungen auch anhand eines Simulationsmodells zu lösen, dadurch kann gegebenenfalls der Aufwand der Berechnung reduziert werden. Diese Tools bieten auch zusätzliche Möglichkeiten, die zu einer genaueren Untersuchung der induktiven Beeinflussung und ihrer Auswirkungen führen.

Sinnvoll erscheint die Wahl der Simulationsumgebung jedenfalls, wenn in den beeinflussten Leitungsabschnitten Vermaschungen auftreten, da durch die Simulationsumgebung die vermaschten Strukturen leichter abgebildet werden können.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde die Simulationsumgebung Matlab® Simulink® gewählt.

In einem ersten Schritt wird hier eine Simulation der Problemstellung erläutert, die das zuvor angewandte und angeführte Verfahren in Zuge einer Simulation abdeckt. In Zukunft kann das Modell erweitert und ein Modell, dass auf Kettenleiter basiert entwickelt werden um weitere Einflüsse und Stromaufteilungen zu untersuchen und zu berücksichtigen (z.B. Erdseilströme, Erdrückleitung in Abhängigkeit von Masterdungen etc.).

### 6.4.1 Vorteile der Simulationsumgebung

Durch die Verwendung eines Simulationsprogramms zur Lösung der induktiven Beeinflussungsproblemstellung ergeben sich einige Vorteile gegenüber der „klassischen“ Berechnung über abgeleitete Formelsysteme.

Bei komplizierten Netzstrukturen ist der Einsatz von Simulationsmodellen jedenfalls eine gute Möglichkeit die Problemstellung zu lösen. Die komplexe Struktur der Leitungssysteme kann leicht nachgebildet werden.

Auch die für die Berechnung herangezogenen Fehlerströme können in der Simulationsumgebung einfacher an verschiedenen Netzstellen eingespeist werden, um so die auftretenden Fehlerströme, welche von verschiedenen Netzeinspeisungen (z.B. Generatoren) resultieren, nachbilden zu können.

Die resultierenden induzierten Ströme können mittels der Simulation auch an verschiedenen Netzpunkten ermittelt werden, was im Vergleich zur „klassischen“ Berechnung nicht so einfach zu bewerkstelligen ist.

Der größte Vorteil der Simulationsumgebung ist jedoch die einfachere Untersuchung, von Mehrfachbeeinflussungen, welche durch die Simulation einfacher nachgebildet werden können. Gerade bei Mehrfachbeeinflussungen ist die Ableitung der Formelsysteme nach dem angeführten „klassischen“ mathematischen Verfahren, welches zuvor erklärt wurde, schwierig, da Gleichungssysteme mit den vielen Unbekannten aufgelöst werden müssen.

### 6.4.2 Beschreibung des Simulationsmodelles

Um die vorliegende Problemstellung mit Hilfe von Simulationswerkzeugen zu lösen, muss das Netz, welches induktiv beeinflusst wird in der Simulationsumgebung abgebildet werden. Für diese Abbildung müssen die einzelnen Abschnitte der Leitungssysteme durch ihre Impedanzen und Koppelimpedanzen nachgebildet werden.

In der gewählten Simulationsumgebung (Matlab<sup>®</sup> Simulink<sup>®</sup> SimPowerSystems Toolbox) kann dies dadurch erreicht werden, dass die zuvor berechneten Impedanzen von Leitungsabschnitten der Leitungskonfiguration durch die ermittelte Impedanzmatrix ausgedrückt werden. Das gewählte Softwaretool Matlab<sup>®</sup> Simulink<sup>®</sup> bietet die Möglichkeit mit der Hilfe der in Simulink Toolbox eingebetteten Library SimPowerSystems das nötige Simulationsmodell zu erstellen.

Die gewählten Leitungsabschnitte können durch den Programmblock „Distributed Parameters Line“ nachgebildet werden. In diesen Blöcken können die Impedanzen der Leitung entweder durch symmetrische Komponenten oder durch Matrizen mit den Widerstands-, Induktivitäts- und Kapazitätskoeffizienten der Leitung nachgebildet werden. Je

nach Tiefe der Untersuchung muss das Netz mit allen nötigen Impedanzwerten in dem Modell abgebildet werden.

Die Beeinflussungsströme, welche die induktive Beeinflussung hervorrufen, können in den beeinflussenden Leitungssystemen durch die Vorgabe von Strömen in allen Phasen der Leitungssysteme nachgebildet werden. Dabei besteht die Möglichkeit die Effektivwerte bzw. Spitzenwerte der Ströme und die Phasenverschiebungen zu definieren.

Die induktive Beeinflussung kann je nach Netzkonfiguration und Untersuchungsumfang mittels relativ einfachen Simulationsmodellen untersucht werden.

Die Beeinflussungsströme, die für die Ermittlung der induktiven Beeinflussung herangezogen werden (für den Normalbetrieb können die maximalen thermischen Belastungsströme der Leiterseile herangezogen werden, für den Betrieb in Fehlerfall müssen die im Netz auftretenden Fehlerströme ermittelt werden) mittels einfachen und simplen „AC Current Sources“ eingespeist und vorgegeben. Diese beeinflussenden Ströme werden in das jeweils beeinflussende Netz eingespeist.

Je nach Strompfad - der sich im beeinflussenden Netz für die induzierten Beeinflussungsströme ergibt - können die induzierten Beeinflussungsströme durch Messeinrichtungen „gemessen“ und ausgegeben werden.

Je nach Art der Untersuchung der induktiven Beeinflussung können verschiedenen Modelle erstellt werden. Prinzipiell ist es ausreichend, jenen Netzteil zu modellieren, in welchem sich die induzierten Ströme ausbilden können. Für weitere Untersuchungen kann auch das gesamte Netz modelliert werden. Jedenfalls ist es zweckdienlich, für den Normalbetrieb und den Störbetrieb des beeinflussenden Netzes eigene Modelle anzulegen, da im zweiten Fall die Fehlerströme so simuliert werden können, wie sie im realen Netz bei verschiedenen Fehlerorten auftreten.

## 7 Maßnahmen zur Reduktion von Beeinflussungen

In diesem Kapitel werden grundsätzliche Vorschläge zur Minimierung (Reduktion) der Beeinflussung erarbeitet und angeführt. Eine Reduktion der Beeinflussung ist jedenfalls anzustreben, wenn Auswirkungen auf den Netzbetrieb erwartet werden (z.B. Kompensationsbereiche von Erdschlusskompensationsspulen, Schalthandlungen etc.).

Die Maßnahmen zur Reduktion der Beeinflussungen können sich auf die kapazitive bzw. induktive Kopplung verschieden auswirken. Es kann sein, dass eine Verbesserung der Auswirkungen der kapazitiven Kopplung auf die induktive Kopplung eine ungünstigere Auswirkung haben kann und umgekehrt.

Grundsätzlich entstehen die Kopplungswirkungen durch das niederfrequente magnetische und elektrische Feld im und um den Bereich der Leitungen. Zur gegenseitigen Beeinflussung von Leitungssystemen kommt es, wenn das elektromagnetische Feld einer Anlage mit einer weiteren in Interaktion (Wechselwirkung) treten kann.

Jede Maßnahme, die darauf abzielt, die Beeinflussung zu verringern, muss prinzipiell die Wirkung und Größe dieser elektromagnetischen Felder abschwächen bzw. reduzieren und Unsymmetrien entgegenwirken.

Wie aus dem Bereich der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) allgemein bekannt ist, bestehen grundsätzlich drei Möglichkeiten eine Beeinflussungswirkung zu reduzieren:

- 1) Reduktion der beeinflussenden Größe (Reduktion der Störaussendung),
- 2) Reduktion bzw. Verminderung der Kopplungswirkungen und
- 3) Erhöhen der Störfestigkeit der beeinflussten Systeme.

Es können auch Kombinationen der drei grundsätzlichen Maßnahmen zur Unterdrückung von Beeinflussungswirkungen eingesetzt werden.

Prinzipiell stehen also die Möglichkeiten der Reduktion der Störaussendung, die Verminderung der Kopplungswirkung und die Erhöhung der Festigkeit gegen eine Störung zur Verfügung, wobei die Kosten der Umsetzung der Maßnahmen ebenfalls berücksichtigt werden müssen.

Auf elektrische (Hochspannungs-)Netze ausgelegt, ergeben sich beispielsweise die grundsätzlichen im Folgenden angeführten Maßnahmen.

## 7.1 Möglichkeiten zur Reduktion von Beeinflussungen

Die unter diesem Punkt angeführten und kurz beschriebenen Möglichkeiten können zu einer Reduktion der Auswirkungen der untersuchten gegenseitigen niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussungen von Hochspannungsfreileitungen führen.

Folgenden Punkte werden dabei betrachtet:

- Verdrillung von Leitungsabschnitten
- Phasenfolgetausch
- Abschnittweises Vertauschen von Systemen
- Einsatz von Kabeln (Kabeleinbau), Ersatz von Freileitungen durch Kabel
- Mastbauformen
- Einsatz von Erdseilen oder aktiven Kompensationsleitern

Vorweg sei erwähnt, dass die Verdrillung von Leitungsstücken bzw. der Phasenfolgetausch an den Portalen von Umspannwerken und -stationen prinzipiell die beste und einfachste Form darstellen, die Auswirkungen der kapazitiven und induktiven Kopplung zu verbessern, ohne dabei einen großen finanziellen Aufwand zu betreiben. Diese Maßnahmen zur Unterdrückung der Kopplungswirkung basieren auf einer Symmetrierung des Netzes bzw. der gekoppelten Netzabschnitte und stellen auch die einfachste zu realisierende Maßnahmen dar.

Grundsätzlich ist das primäre Ziel, um eine Reduktion der Beeinflussungswirkungen zu erreichen, die Reduktion von Unsymmetrien, welche die Beeinflussung hervorrufen und somit die Verringerung der Koppelimpedanzen.

Es sei auch erwähnt, dass ein Verhindern von Parallelführungen zur Erreichung des Ziels der Minimierung von Beeinflussungserscheinungen führt, jedoch ist diese Maßnahme bereits auszuschließen, da durch viele Umstände der Bau von Mehrfachleitungen (Gemeinschaftsleitungen) favorisiert wird bzw. Leitungen auf engen Raum aus Gründen der Raumplanung bevorzugt geplant werden.

Auch ein Übergang zu vermehrten Kabelausbau führt nicht unbedingt zu besseren Situationen hinsichtlich der gegenseitigen Beeinflussungsfrage: Zwar würde sich die Situation der kapazitiven Beeinflussung bessern, aber bei parallel verlegten Kabelsystemen treten ebenfalls induktive Kopplungen auf und nebenbei ergeben sich andere Punkte (wie z.B. Kabelausbaureserve in gelöschten Netzen [10] etc.) die berücksichtigt werden müssen.

Wie bereits eingangs erwähnt, haben die verschiedenen Maßnahmen zur Reduktion von Beeinflussungswirkungen unterschiedliche Auswirkungen hinsichtlich der untersuchten kapazitiven bzw. induktiven Beeinflussung von parallel geführten galvanisch getrennten Leitungssystemen.

Bei der kapazitiven Beeinflussung bzw. bei der Minimierung der influenzierten Sternpunktverlagerungsspannung (Nullspannung) kann die Beeinflussungswirkung durch Vermindern von Unsymmetrien im beeinflussten Netz - der kapazitiven (inneren) Unsymmetrie - erreicht werden. Durch parallel geführte Leitungssysteme werden zusätzliche Spannungen in das beeinflusste Netz influenziert, welche zu Verlagerungsspannungen in erdschlusskompensierten Netzen führen. Um diese Beeinflussungswirkung zu reduzieren, müssen die Koppelkapazitäten zwischen den beeinflussenden Leitungssystemen verringert werden. Dies kann erreicht werden, indem die parallel geführten Netzabschnitte des beeinflussenden Netzes verdrillt werden bzw. deren Phasenbeläge geändert und somit die Koppelimpedanzen verändert werden.

Bei der induktiven Beeinflussung von Hochspannungsleitungen erreicht man eine Reduzierung der Beeinflussungswirkung durch Verdrillung (Symmetrierung), da hier im idealen Fall die Magnetfelder reduziert werden.

Die nachfolgenden Punkte gehen auf die Möglichkeiten zur Reduktion der Beeinflussungen ein.

### **7.1.1 Verdrillung von Leitungsabschnitten**

Verdrillung einer Leitung bedeutet, dass in einem bestimmten Abschnitt der Leitung ein sogenannter Verdrillungsmast gesetzt wird, an dem die Leiterseilbelegung getauscht bzw. verdrillt wird.

Durch die Leiterverdrillung erreicht man, dass die geometrische Lage der Leiterseile gegen Erde (Leiter-Erde-Kapazitäten) bzw. der Leiter untereinander (Koppelkapazitäten, Koppelimpedanzen) ausgeglichen werden, d.h. die durch die Mastgeometrie bedingten geometrischen Unterschiede der Leiter werden angenähert bzw. ausgeglichen.

Das Verdrillen von Leitungen führt im Sinne der kapazitiven Beeinflussung zu einem Entgegenwirken der inneren (kapazitiven) Unsymmetrie und einem Reduzieren der Kopplungsimpedanzen zwischen parallelgeführten Leitungssystemen und in Folge dessen zu einer Reduzierung der auftretenden influenzierten Sternpunktverlagerungsspannung. Bei der gegenseitigen induktiven Beeinflussung, werden durch die symmetrierende Wirkung der Verdrillung die induzierten Spannungen und in Folge die induzierten Ströme verringert.

Damit eine Leitungsverdrillung sinnvoll ist, sollten die Verdrillungsabschnitte dieselbe Länge besitzen (z.B. Leitungslänge in drei Abschnitte aufteilen), die Phasenseile und die Erdseile über die Leitung gleich sein, die Systeme am Mast symmetrisch angeordnet sein (Anordnung z.B.  $\gamma$ ,  $\delta$ ,  $\zeta$ ,  $\eta$ ,  $\vartheta$ ) und mindestens ein voller Verdrillungs-/Phasenfolgetauschlauf durchgeführt werden [2]. Durch die Leiterverdrillung kann für die Phasenimpedanzen der einzelnen Systeme Phasensymmetrie und für die Koppelimpedanzen zwischen den jeweiligen Systemen zyklische Symmetrie erreicht werden. Lediglich bei der Verdrillung nach dem Schema  $\beta$  ergeben sich für alle Koppelimpedanzen zwischen den Systemen dieselben Werte [2].

Für eine genauere Betrachtung der Verdrillungsschemata, deren Anwendung etc. wird auf entsprechende Literatur verwiesen z.B. [2], [5], [7], [15].

Durch die Anzahl der Verdrillungsabschnitte über die Leitungslänge steigt der Rechenaufwand hinsichtlich der Optimierung der Beeinflussung durch Leitungsverdrillungen, da jede Verdrillungsvariante für die einzelnen Abschnitte berechnet werden muss, um die optimale Seilbelegung für die Beeinflussungsminimierung des Gesamtsystems zu ermitteln.

### **7.1.2 Phasenfolgetausch**

Unter dem Begriff Phasenfolgetausch wird verstanden, dass die Phasenfolge zwischen dem Portal des Umspannwerkes und dem ersten Freileitungsmasten (Abspannmast) die Reihenfolge bzw. die Belegung der Phasen geändert wird.

Dies ist eine relativ einfache wenn auch teure Möglichkeit, die kapazitive Beeinflussung zu reduzieren. Bei einer Änderung der Phasenfolge müssen die Leiterseile der Leitung nicht weiter verdrillt werden, da durch die neue Phasenfolge eine neue Belegung erfolgt. Je nach der Leitungskonfiguration ergeben sich durch geänderte Phasenseilbelegungen bessere Verhältnisse hinsichtlich der kapazitiven Beeinflussung.

Diese Maßnahme zeigt jedoch bei der Verringerung der induktiven Beeinflussung keine so spürbaren Auswirkungen, wie es im Falle der kapazitiven Beeinflussung, da hier die Leitung öfters verdrillt werden müsste, um eine bessere Reduktion hinsichtlich der induktiven Beeinflussung zu erreichen.

Es besteht hierbei prinzipiell die Möglichkeit, die Phasenseilbelegung des beeinflussenden, des beeinflussten Netzes oder beider Netze zu variieren, je nach gewünschtem Grad der Reduktion. Diese Maßnahmen sind abhängig von den Möglichkeiten und den in Kaufzunehmenden Aufwand des Netzbetreibers.

Es können alle Phasenseilbelegungen gerechnet werden, dies führt jedoch unter Umständen zu einem großen Rechenaufwand. Die Kosten und der Berechnungsaufwand können soweit



reduziert werden, dass bestehende Verdrillungspunkte bzw. die einfache Möglichkeit der Verdrillung an den Portalen von Umspannwerken bzw. Umspannstationen genützt wird. Hierbei besteht aber eine Einschränkung in der Möglichkeit der Verbesserung bzw. Reduktion der kapazitiven Beeinflussung, welche gegeneinander abgewogen werden müssen.

### **7.1.3 Vertauschen der Systeme**

Unter dem Begriff „Vertauschen der Systeme“ wird verstanden, dass in einem Bereich der Leitung (im Idealfall genau in der Mitte der verkoppelten Leitungssysteme) die Systeme der beeinflussten Leitung von der „rechten“ auf die „linke“ Seite oder umgekehrt ausgetauscht (ausgekreuzt) werden.

Diese Möglichkeit der Reduktion der Beeinflussung hat jedoch nur eine reduzierende Auswirkung auf die induktive Beeinflussung, da sich die Kapazitätsverhältnisse der Leitung nicht ändern. Die reduzierende Wirkung erfolgt daraus, dass durch den Austausch der Systeme die induzierte Spannung, welche die Ausgleichsströme verursacht, reduziert bzw. aufhebt. Die beste Auswirkung erfolgt bei Austausch der Systeme in der Leitungsmitte, werden die Systeme abweichend von dem Leitungsmittelpunkt ausgetauscht, verungünstigt sich die Situation wiederum.

### **7.1.4 Einsatz von Hochspannungskabeln**

Die kapazitive (innere) Unsymmetrie eines Netzes führt bereits im Normalbetrieb des Netzes zu Sternpunktverlagerungsspannungen (siehe Seite 66). Diese Kapazitätsunsymmetrie wird durch die verschiedenen geometrischen Abstände der Leiter gegen Erde bei Freileitungsbauformen (z.B. Tonne, Donau, etc.) verursacht. Wie bereits erwähnt, wirkt das Verdrillen (Ausgleichen der geometrischen Abstände und Angleichen von den geometrischen Differenzabständen der einzelnen Leiter) der Leiter dieser kapazitiven Unsymmetrie entgegen.

Der Einsatz von Kabeln führt ebenfalls zu einer Reduktion der kapazitiven Unsymmetrie, diese Reduktion kommt durch den symmetrischen Aufbau der Kabel und die wesentlich größere Kapazitätswerte von Hochspannungskabel zustande (ca. Faktor 20 bei Einfachleitungen bis Faktor 50 bei Doppelleitungen [8]). Kabel weisen wegen ihren „kleinen“ Abmessungen und ihren im Gegensatz zu Freileitungen geringen Isolierabständen höhere Kapazitätswerte auf.

Bei einem vermehrten Einsatz von Kabelstrecken wird durch die höheren Leiter-Erde-Kapazitäten der kapazitive Erdfehlerstrom, welcher bei einpoligen Erdfehlern zu fließen

kommt vergrößert, es ist bei einem vermehrten Einsatz von Kabeln also auf die Löschgrenze von gelöscht betriebenen Netzen zu achten [9], [10].

In Hinblick auf die induktive Beeinflussung ergeben sich durch den Einbau von Kabel keine Verbesserungen. Grundsätzlich können sogar Verschlechterungen auftreten, wenn Kabeltrassen eng parallelgeführt werden.

#### **7.1.5 Mastbauform**

Es kann in der Planungsphase einer Leitung auf einem Gemeinschaftsgestänge eine Optimierung der Mastgeometrie (Leiterseilaufhängung) durch Berechnungen soweit beeinflusst werden, dass die resultierenden Beeinflussungen minimiert werden.

Die Mastbauform bzw. die geometrische Seilaufhängung wird bereits an kritischen Stellen hinsichtlich des elektrischen und magnetischen Feldes variiert bzw. optimiert; diese Optimierung hinsichtlich Minimierung der Kopplungen angewandt werden.

Diese Methode ist jedoch kostenintensiv und wird derzeit nur im sensiblen Bereichen eingesetzt, wo Unterumständen eine Annäherung an Grenzwerte von elektrischen und magnetischen Feldern zu erwarten wäre.

Zu beachten ist dass, im Gegensatz zur Reduktion des magnetischen und elektrischen Feldes in Bodennähe (insbesondere die Einhaltung von Grenzen zum Schutz der Bevölkerung), durch die trotzdem engen Abstände der Leiter keine nennenswerte Reduktion der Beeinflussungssituation zwischen galvanisch getrennten parallelen Systemen bewirkt wird.

#### **7.1.6 Einsatz von zusätzlichen Erdseilen oder aktiven Kompensationsleitern**

Ein gezielter Einsatz von Erdseilen kann für die Reduktion der Beeinflussung herangezogen werden. Hierbei müssen verschiedene Varianten für die Mastbauformen sowie die Seilbelegungsgeometrien untersucht werden. Diese Möglichkeit kann aber nur beschränkt eingesetzt werden, da die Tragfähigkeit des Masten (z.B. zusätzliche/s Erdseil/e) gegeben sein muss und auch die Möglichkeit bestehen muss, auch nachträglich Erdseile anzubringen.

Bei Projekten, die neu geplant werden, könnte diese Variante eingesetzt werden, da hierbei auch noch auf die Mastbauform bzw. Standardauslegung der Masten Rücksicht genommen werden kann.

Aktive bzw. passive Kompensationsleiter können eingesetzt werden, um das magnetische und elektrische Feld in der Umgebung einer Leitung zu reduzieren [37].

Neben einem hohen Aufwand und damit verbundenen Kosten ist diese Möglichkeit nur Vollständigkeitshalber angeführt, da der Einsatz, derzeit nicht erprobt ist und durch die Verdrillung bessere Maßnahmen gesetzt werden können.

## **7.2 Eine Methode zur Minimierung der kapazitiven Beeinflussung**

Unter diesem Punkt soll eine Methode zur Minimierung der kapazitiven Beeinflussung eines realen Netzes angeführt werden. Dies wurde im Zuge dieser Arbeit durchgeführt und auch in der Praxis umgesetzt. Der Fokus lag dabei, dass die Kosten für die Minimierung bzw. Reduktion der Sternpunktverlagerungsspannung im beeinflussten Netz gering gehalten werden können, sowie ein geringer Aufwand für die Umsetzung notwendig ist. Was dazu führte, dass die Optimierung/Verbesserung nur unter bestimmten Rahmenbedingungen und die Möglichkeit der Reduktion (Reduktion der Sternpunktverlagerungsspannung) nur in bestimmten Grenzen möglich war (Kostenfrage) auch sollte die Möglichkeit der Minimierung im Zuge bereits geplanter Netzbauten durchführbar sein.

*Anmerkung: Es wird die Reduktion der kapazitiven Beeinflussung hervorgehoben, da die Untersuchungen aufgrund von Einschränkungen (lediglich tauschen der Phasenseilbelegung in wenigen Abschnitten) keine nennenswerte Verminderung der induktiven Beeinflussung zeigte. Jedoch ohne die genannten Einschränkungen könnte auch die induktive Beeinflussung reduziert werden auch wenn nicht im selben Maße wie die kapazitive Beeinflussung reduziert werden kann.*

Zuerst muss ein Überblick durch Evaluierung der Struktur (Umspannstationen, Verdrillungsmasten, etc.) des beeinflussten Netzes gewonnen werden, um die Punkte herauszufinden, in welchen eine Möglichkeit ökonomisch sinnvoller Verdrillungen und Phasenfolgetauschoptionen besteht. Nach der Evaluierung und Rücksprache mit dem Netzbetreiber wurden die ausgewählten Möglichkeiten berechnet, um so die geeignetste Variante zu bestimmen. Dabei wurde lediglich die Form des Phasenfolgetausches durch Verändern der Phasenbelegung zwischen den Portalen der Umspannwerke und des ersten Abspannmastes gewählt, da dies die einfachste und günstigste Variante darstellte. Je nach Möglichkeit und Aufwand kann eine bessere Optimierung erreicht werden.

Für diesen Vorgang, wurde das Netz in Teilnetzbereiche aufgeteilt, welche durch die Positionen eingegrenzt wurden, an welchen ein Phasenfolgetausch möglich war. Die weiteren Schritte waren dann, dass alle möglichen Phasenseilbelegungen für den ersten Teilbereich berechnet werden. Die beste Variante mit der geringsten resultierenden

Verlagerungsspannung wurde dann gewählt. Zug um Zug wurde dieser Vorgang dann für die nachfolgenden Teilnetzbereiche, in welchen eine Optimierung erfolgen kann, durchgeführt. Letztendlich konnte dann Unterberücksichtigung der Einschränkungen die beste Phasenseilbelegung berechnet werden. Bei dieser Untersuchung wurde lediglich die Phasenseilbelegung des beeinflussten Netzes untersucht. Der erarbeitete Vorschlag wurde umgesetzt und die Ergebnisse sind in der Abbildung 7-2, Seite 140 dargestellt.

Es ist sofort ersichtlich, dass der Aufwand für die Optimierung und damit auch der damit verbundene Rechenaufwand mit der Anzahl der Änderungspunkte im Netz steigt. Daher ist generell anzuraten, dass vor dem eigentlichen Optimierungsvorgang zumindest eine gewisse Eingrenzung der Änderungspunkte im Netz durchgeführt werden sollte. Diese Eingrenzung kann durch technische oder wirtschaftliche Überlegungen erfolgen.

Technische Eingrenzungsparameter sind z.B. bereits optimierte Phasenseilbelegungen oder Verdrillungen hinsichtlich der Optimierung des elektrischen und magnetischen Feldes von Leitungen. Wirtschaftliche Eingrenzungsparameter sind z.B. Kosten und Aufwand der Durchführung (Leitungsabschaltung wegen Umbaumaßnahmen, Kosten neuer Verdrillungsmasten etc.). Hinsichtlich der Optimierung müssen die technischen mit den wirtschaftlichen Optionen abgewogen werden, um so zu einer bestmöglichen Variante zu kommen.

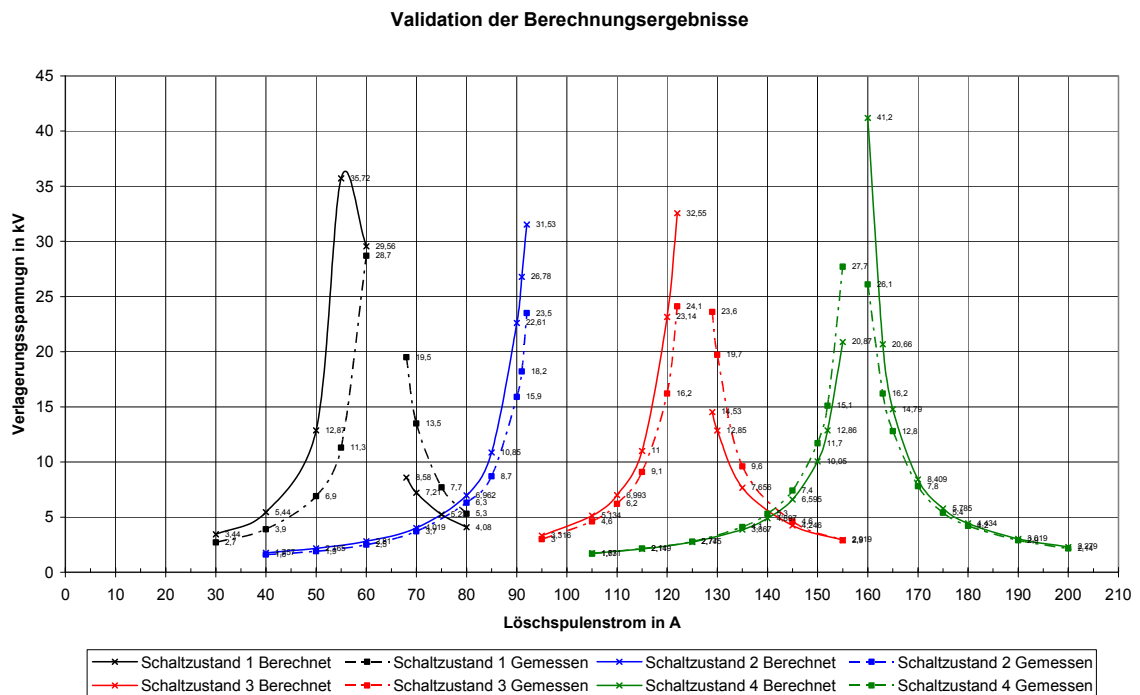
Im Zuge dieser Arbeit wurde die Optimierung eines kapazitiv und induktiv beeinflussten 110-kV-Netzes mit Erdschlusskompensation durch ein stückweise parallelgeführtes 220-kV-Netz vorgenommen. Unter diesem Punkt sollen die Ergebnisse der Berechnung und eine kurze Diskussion angeführt werden.

### **7.2.1 Validation der Ergebnisse**

Die durch die Berechnung erhaltenen Ergebnisse konnten zur Überprüfung und Feststellung der Richtigkeit mittels Durchstimmversuchen und der daraus resultierenden Erfassung der Verlagerungsspannung in Abhängigkeit der Verstimmung des Netzes verglichen und validiert werden. Für die Berechnung muss hierbei die Netzbedämpfung, welche aus den Durchstimmversuchen ermittelt werden kann, herangezogen werden.

Die mit den annähernd realen Netzbedingungen berechneten Werte konnten mit den messtechnisch erfassten Werten der Durchstimmversuche verglichen werden, um die Berechnungsergebnisse zu kalibrieren und zu validieren, Fehlerquellen auszuschließen und die Richtigkeit der Formelsysteme bzw. der Berechnung zu gewährleisten. Dieser Vorgang setzt jedoch voraus, dass der Netzbetreiber dazu bereit ist, die erforderlichen Durchstimmversuche durchzuführen, was der Fall war.

Die Abbildung 7-1 zeigt eine Gegenüberstellung von berechneten und gemessenen Werten der Sternpunktverlagerungsspannung für die Berechnung der kapazitiven Kopplung.



**Abbildung 7-1: Gegenüberstellung von berechneten und gemessenen Resonanzkurven im Zuge des praktischen Teils der Arbeit**

In der oben angeführten Abbildung 7-1 sind die messtechnisch ermittelten Werte (strichpunktierte Linien) im Zuge eines Durchstimmversuches denen einer nachträglichen Berechnung (durchgezogenen Linien) mit den aus den Durchstimmversuchen ermittelten Dämpfungswerten für vier verschiedenen Schaltzustände des Netzes einander gegenübergestellt. Die Ungenauigkeiten und Abweichungen – speziell bei niedrigen Verstimmungswerten - der berechneten und gemessenen Verlagerungsspannung können dadurch erklärt werden, dass die Netzdämpfung aus den gemessenen Kurvenverläufen nicht genau ermittelt werden konnte, Messungenauigkeiten auftraten, Vereinfachungen bei der Berechnung getroffen wurden und weitere im Bereich der untersuchten Leitung geführte beeinflussende Leitungssysteme nicht nachgebildet und bei der Berechnung nicht berücksichtigt wurden. Siehe dazu die im Punkt 5.5.5 (Seite 109) angeführten Faktoren, die einen Teil der Abweichung der Ergebnisse erklären. Es ist jedoch sehr gut zu erkennen, dass trotz der vielen getroffenen Vereinfachungen in der Berechnung der qualitative Verlauf der Kurven – mit Ausnahme der Aufzeichnung des ersten Schaltzustandes – recht gut übereinander liegen. Eine einfache Erklärung für die Abweichungen der Kurvenverläufe des ersten Schaltzustandes könnte sein, dass bei diesem Schaltzustand lediglich der beeinflusste Netzteil bestehend aus Freileitungen und einem sehr geringen Kabelanteil durch weitere im Rahmen der Berechnung, nicht berücksichtigten Parallelführungen beeinflusst

wurde und diese Beeinflussungen aufgrund des geringem Kabelanteiles im Netzbereich stärker zum Tragen kommen.

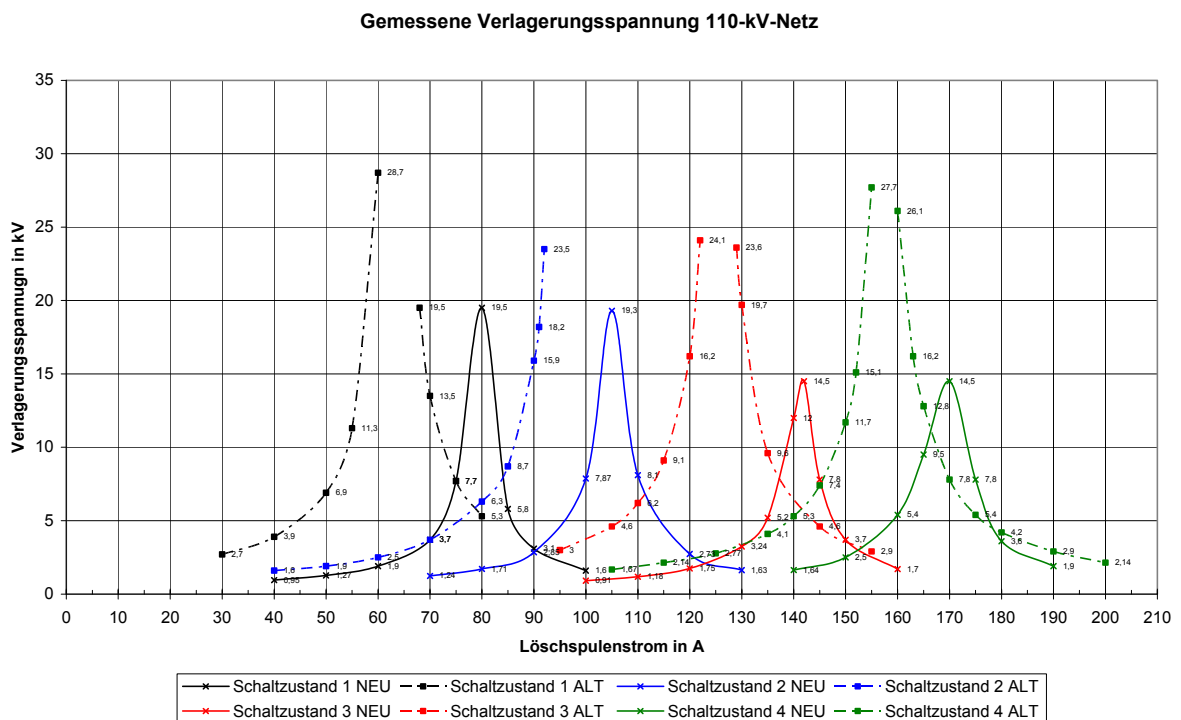
### 7.2.2 Reduktion der Auswirkung der kapazitiven Beeinflussung

Praktische Untersuchungen bei einem Netzbetreiber haben gezeigt, dass durch gezielte Maßnahmen (Phasenfolgevertauschung) die resultierende Verlagerungsspannungen reduziert werden kann. Dies führt im Weiteren zu einem einfacheren Netzbetrieb.

Das unten angeführte Diagramm (Abbildung 7-2) zeigt die Resonanzkurven, die in Zuge von Durchstimmversuchen vor (punkt-gestrichelt) und nach (durchgezogen) den Umbaumaßnahmen messtechnisch aufgenommen wurden.

Eine Verschiebung der Resonanzkurven der einzelnen Schaltvarianten nach „rechts“ (höhere Löserspulenströme) kommt dadurch zustande, dass durch Umstellungen (kurze Kabelstrecken anstatt Freileitungstrecken) im betroffenen Netzbereich der kapazitive Erdfehlerstrom  $I_{CE}$  angestiegen ist.

Ein besonderes Augenmerk ist darauf zu richten, dass die resultierende Verlagerungsspannung im beeinflussten Netz durch Phasenfolgetausch in diesem reduziert werden konnte. Die Werte der Verlagerungsspannung für den Normalbetrieb der beiden Netze konnte soweit reduziert werden, dass bei der messtechnischen Erfassung der Resonanzkurve der volle Bereich der Löserspulen durchfahren werden konnte, was zuvor nicht der Fall war.



**Abbildung 7-2: Gemessene Verlagerungsspannung in kV (aus Durchstimmversuchen) vor und nach einer Optimierung der Phasenfolge in einem kapazitiv beeinflussten 110-kV-Netz im Zuge dieser Diplomarbeit**

Bei dieser Optimierung der Phasenseilbelegung wurde lediglich an drei Positionen im Netz zwischen den Portalen und dem ersten Mast die Phasenfolge getauscht, was dazu führte, dass die Phasenbelegung des gesamten nachfolgenden Abschnittes hinsichtlich der kapazitiven Beeinflussung verbessert wurde. Es konnte also gezeigt werden, dass mit einer relativ einfachen kostengünstigen Maßnahme der Netzbetrieb vereinfacht und die Verlagerungsspannung reduziert werden kann, indem lediglich die Phasenfolge des beeinflussten 110-kV-Netzes verändert wurde. Eine zusätzliche Veränderung der Phasenfolge des beeinflussenden Netzes könnte noch eine weitere Reduktion der Verlagerungsspannung erlauben.

### **7.3 Weitere Beispiele und Illustrationen**

In diesem Punkt werden einige Beispiele dargestellt, inwieweit die Möglichkeit des Phasenfolgetauschs und der Verdrillung für eine Reduktion der kapazitiven Beeinflussung angewandt werden kann.

Um die prinzipiellen Möglichkeiten der Reduktion der Auswirkungen der kapazitiven Kopplung von Hochspannungsfreileitungen zu zeigen, wurde eine beispielhafte Netzkonfiguration gewählt.

Für das gewählte Beispiel wird eine gelöscht betriebene 110-kV-Leitung, welche durch eine parallelgeführte 380-kV-Leitung beeinflusst wird, angenommen. Die Anzahl der Positionen, an welchen ein Phasenfolgetausch durchgeführt werden kann, wird eingeschränkt, da das hier angeführte Beispiel lediglich zu Demonstrationszwecken dient.

Zur Vereinfachung wurde ein gleichbleibendes Mastkopfbild für beide Leitungen, gleichbleibende Leiterseildurchhänge und die Vernachlässigung von Abspannmasten über die gesamte Leitungslänge gewählt. Der Achsabstand der parallelgeführten Leitungen in dem Abschnitt der Parallelführung beträgt 40 m zwischen der 380- und der 110-kV-Leitung. Als Mastbild für die beiden Netze wurde ein Tonnenmast gewählt. Für die Verdrillung der Ausgangssituation wurde eine zufällige Verdrillung mit mehreren Transpositionen (Verdrillungen) gewählt. Diese Netzkonfiguration stellt lediglich ein vereinfachtes Netz dar, um die Auswirkungen zu zeigen.

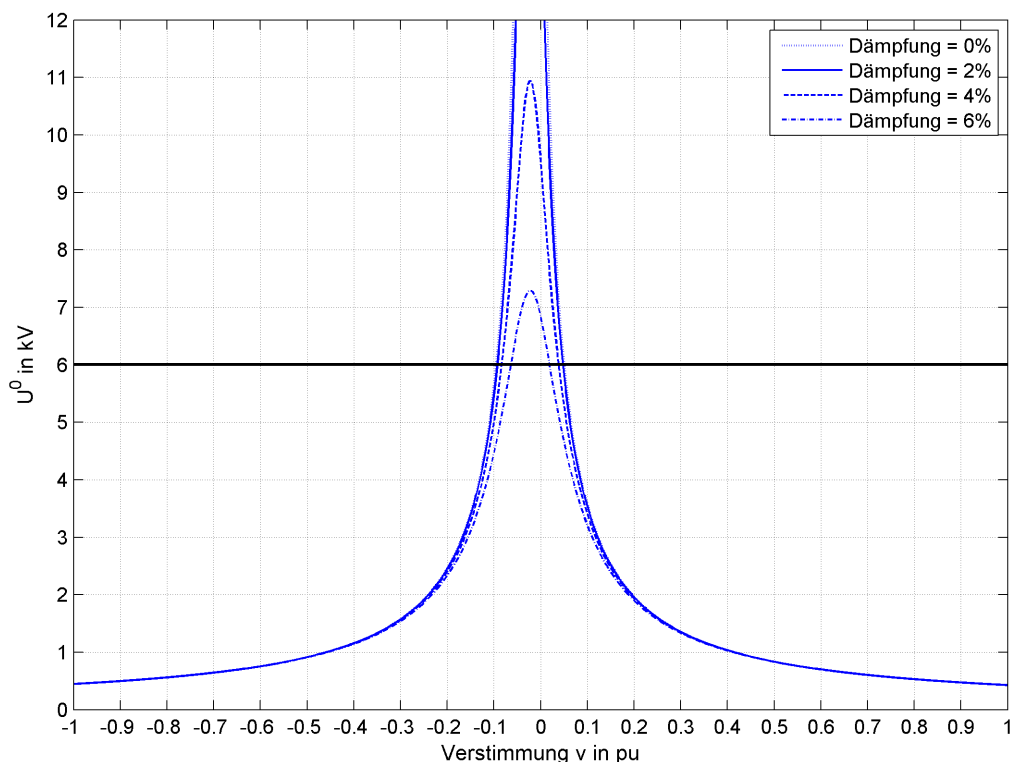
Leitungslänge des gekoppelten Leitungsabschnittes: 19,850 km

Leitungslänge für den gesamten 110-kV-Löschbezirk: 128,2 km

Es wird lediglich die Reduktion der kapazitiven Beeinflussung für den Normalbetrieb der Netze untersucht und gezeigt - da aufgrund der wesentlich höheren Unsymmetrie durch den Betrieb im Fehlerfall der beeinflussenden Leitung so hohe Verlagerungsspannungen induziert werden können - dass die aufgezeigten Maßnahmen kaum Wirkung in allen interessierenden Betriebszuständen hat.

*Anmerkung: Es werden lediglich kurz einige Beispiele zur Verdeutlichung angeführt. Aufgrund des Umfanges können nicht alle berechneten Varianten und Untersuchungen dargestellt werden.*

Die folgenden Abbildungen zeigen die kapazitive Beeinflussungssituation für die Grundvariante der gewählten Netzkonfiguration. Es wird dabei lediglich der Betrieb im Normalbetrieb der an der Beeinflussung beteiligten Netze betrachtet, da durch die hohe Unsymmetrie im Betrieb im Fehlerfall (einpoliger Erdkurzschluss) des beeinflussenden 380-kV-Netzes die resultierende Verlagerungsspannung im Fehlerfall nur sehr wenig reduziert werden kann und deshalb eine Ausführung in dieser Arbeit vernachlässigt wird.



**Abbildung 7-3: Resultierende Verlagerungsspannung in Abhängigkeit der Verstimmung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes, Demonstrationsbeispiel, Grundvariante**



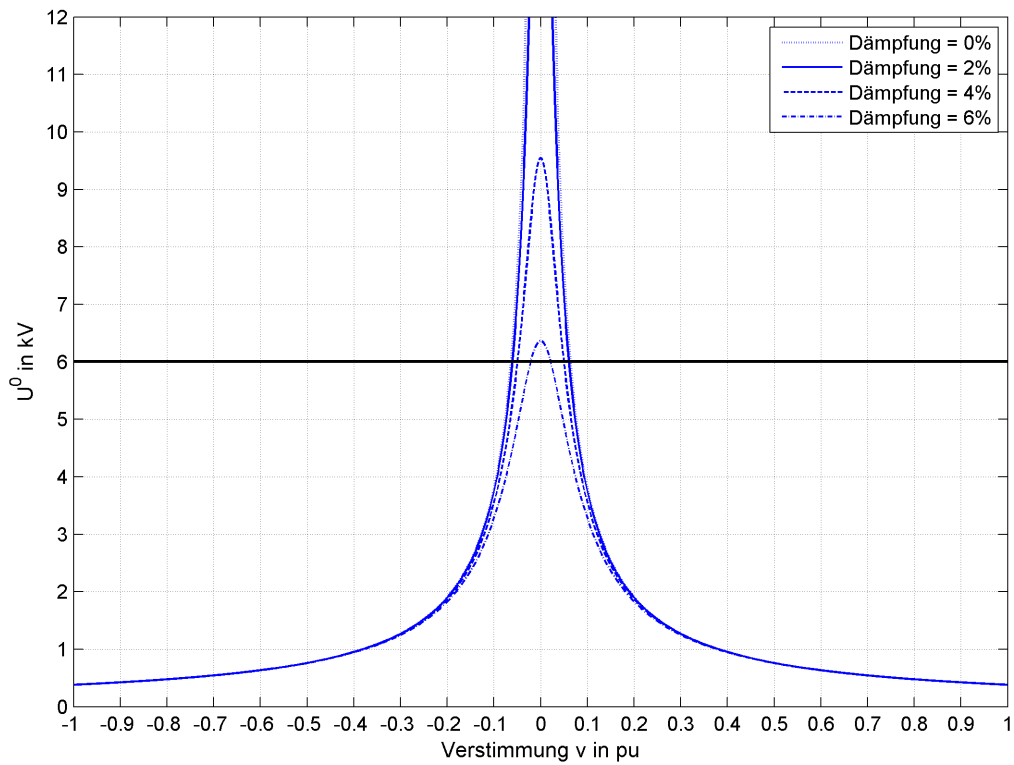


Abbildung 7-4: Verlagerungsspannung aufgrund der inneren (kapazitiven) Unsymmetrie in Abhängigkeit der Verformung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes, Demonstrationsbeispiel, Grundvariante

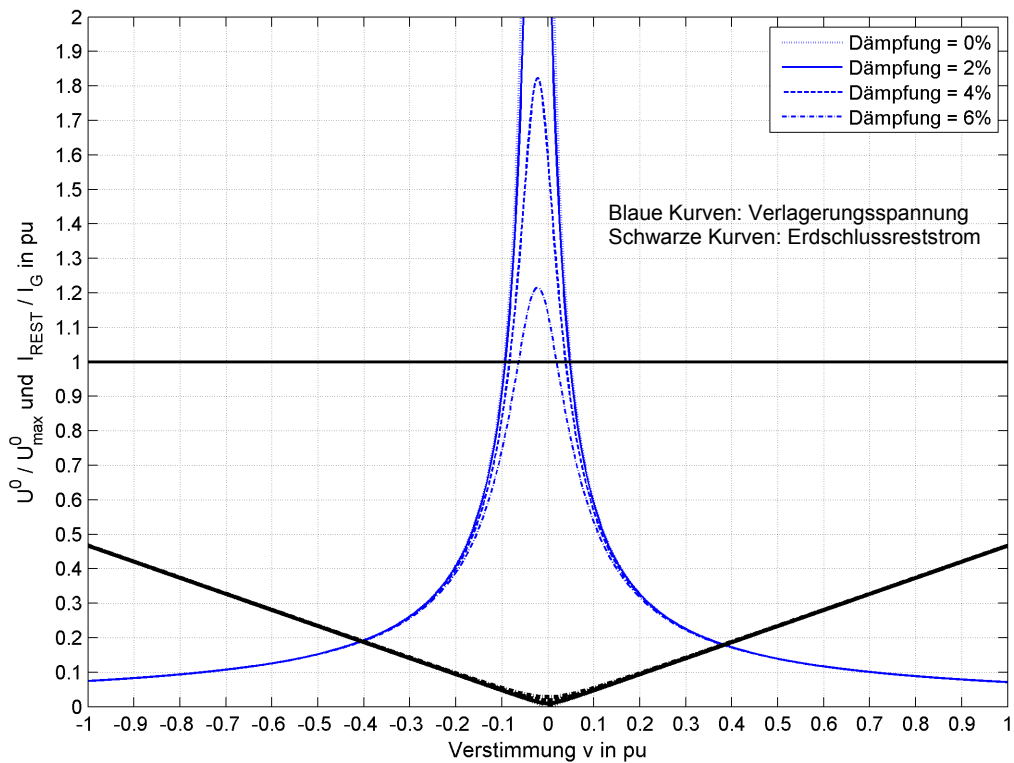


Abbildung 7-5: Resultierende Verlagerungsspannung und Erdschlussreststrom in Abhängigkeit der Verformung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes bezogen auf die vorgegebenen Grenzen ( $|U_{max}^0| = 6 \text{ kV}$ ,  $|I_{REST}| = 132 \text{ A}$ ), Demonstrationsbeispiel, Grundvariante

Prinzipiell ergibt sich durch Änderung der Phasenseilbelegung (Verdrillen) ein anderer Unsymmetriestrom, welcher durch die innere bzw. die äußere Unsymmetrie hervorgerufen wird. Die resultierende Verlagerungsspannung resultiert aus dem Zusammenwirken des „inneren“ Unsymmetriestromes verursacht durch die innere (kapazitive) Unsymmetrie der Leitung und des „äußeren“ Unsymmetriestromes verursacht aufgrund der kapazitiven Kopplung parallelgeführter galvanisch getrennter Leitungssysteme. Dabei haben die Amplituden und Winkel der einzelnen Teilunsymmetrieströme einen Einfluss auf den resultierenden Unsymmetriestrom, welcher die Verlagerungsspannung hervorruft. So kann eine geänderte Phasenseilbelegung im verkoppelten bzw. nicht-verkoppelten Abschnitt der untersuchten Leitung zu einer geringeren resultierenden Verlagerungsspannung führen, obwohl die durch die innere Unsymmetrie hervorgerufene Verlagerungsspannung ansteigt. Dieser Umstand muss beachtet werden, wenn z.B. der gekoppelte Leitungsabschnitt weg geschaltet wird, denn in diesem Fall würde eine hohe Verlagerungsspannung für den Löschbezirk resultieren.

### **Entgegenwirken der kapazitiven Unsymmetrien**

Ein Entgegenwirken der kapazitiven (inneren) Unsymmetrie von Freileitungen erreicht man durch eine Symmetrierung (Verdrillung) der geometrischen Positionen der Leiter untereinander und gegen Erde über die Länge der Leitung des beeinflussten Löschbezirkes.

Der äußeren Unsymmetrie kann durch eine Verdrillung der gekoppelten Leitungen entgegengewirkt werden. Dabei wird die Kopplungswirkung zwischen den Leitungen bzw. Leitungssystemen durch Verdrillen bzw. Phasenfolgetausch der beeinflussenden Leitung oder beeinflussten Leitung geändert. Durch diese Maßnahmen kann erreicht werden, dass die durch die parallelgeführte Leitung influenzierte Unsymmetrie verringert wird. Die unten angeführten Maßnahmen reduzieren die Kopplungswirkung der kapazitiven Kopplung zwischen galvanisch getrennten parallelgeführten Netzen.

*Anmerkung: Bei einer Optimierung entgegen der inneren (kapazitiven) Unsymmetrie durch Ändern der Phasenbelegung bzw. Verdrillung des beeinflussten Netze ergibt sich ungewollt auch eine Änderung der äußeren Unsymmetrie durch die geänderten Phasenseilbelegungen. Damit dieser Umstand verringert wird, wird hier nur die Phasenseilbelegung der nichtverkoppelten Leitungsabschnitte geändert. Dies stellt zwar eine Einschränkung dar, jedoch soll hier nur qualitativ die Auswirkung gezeigt werden.*

Sinnvolle Möglichkeiten zur Reduktion der kapazitiven Kopplung:

- 1) Phasenfolgetausch
- 2) Verdrillung
- 3) Austausch Freileitung gegen Kabel bei Netzbauten  
(Einsatz von Kabeln)

*Anmerkung: Durch den Einsatz von Kabeln bzw. durch Schalthandlungen kann es zu einer Verschiebung zwischen den Resonanzpunkten der Verlagerungsspannung (Maximum) und des Reststromes (Minimum) kommen, was unter Umständen eine Auswirkung auf die Erdschlusslöschung haben kann (siehe Punkt 5.5.3, Seite 105).*

*Anmerkung: Es ergibt sich hier, besonders wenn an der beeinflussten und der beeinflussenden Leitung Maßnahmen gesetzt werden, eine Vielzahl von möglichen Verdrillungskombinationen. Hier werden nur qualitative Beispiele angeführt.*

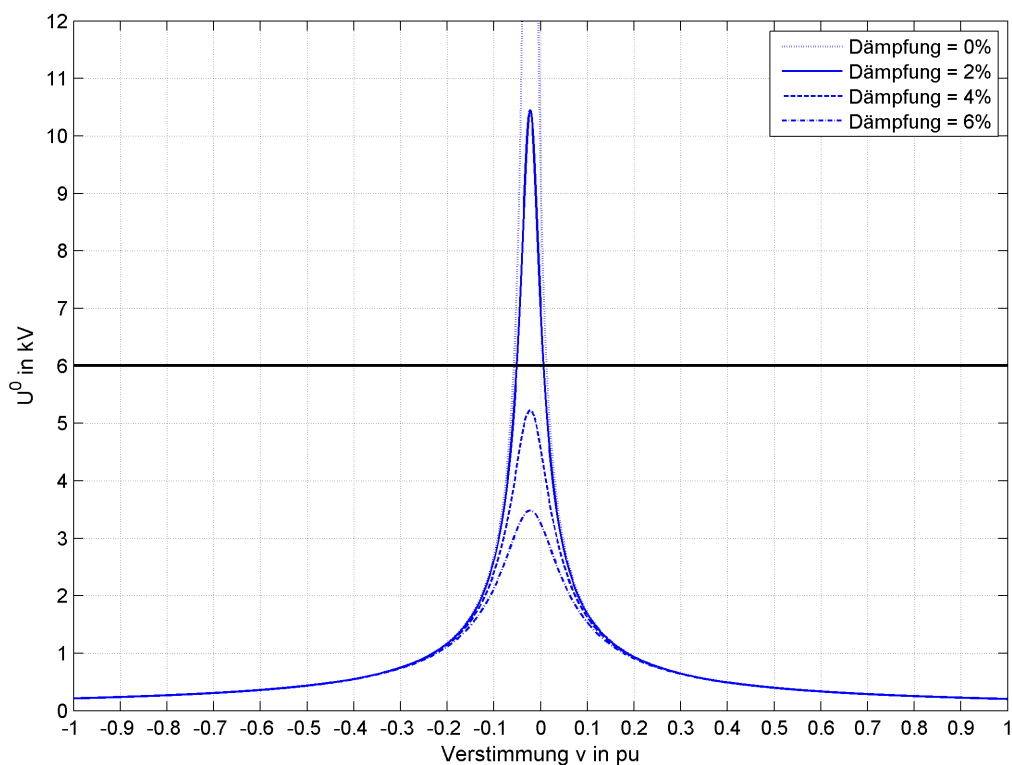
Die Wahl, in welchem Netz (beeinflusstes bzw. beeinflussendes Netz) eine Optimierung vorgenommen bzw. untersucht werden soll, kann dadurch erleichtert werden, das man zuvor feststellt, welche Ursache (kapazitive Unsymmetrie oder kapazitive Kopplung) den höheren Anteil an der resultierenden Verlagerungsspannung beschreibt. Dieser Anteil kann dann in Folge durch Maßnahmen reduziert werden. Jedoch ist dabei darauf zu achten, dass jeweils unterschiedliche Wirkungen auf die resultierende Verlagerungsspannung resultieren können.

**Beispielhafte Abbildungen zum Thema der Optimierung der kapazitiven Beeinflussung:**

Die Grundsituation des Demonstrationsnetzes hinsichtlich der resultierenden Verlagerungsspannung ist in der Abbildung 7-3 dargestellt.

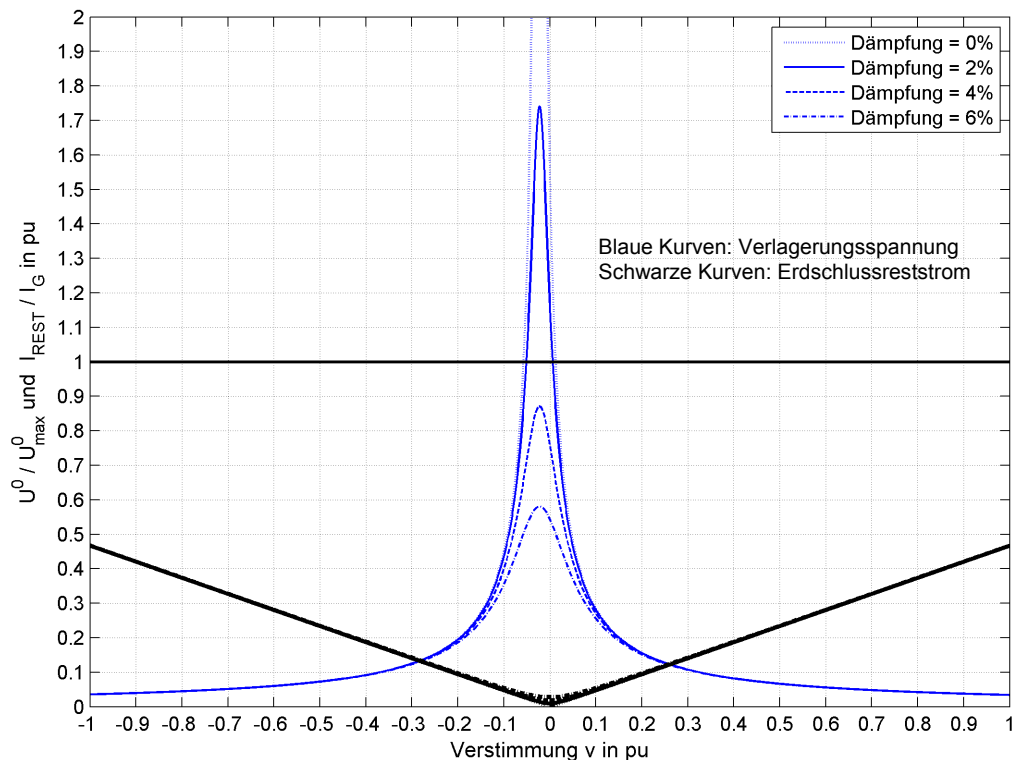
Durch eine veränderte Phasenseilbelegung (Verdrillung) im gekoppelten Leitungsabschnitt ergibt sich eine Reduktion der resultierenden Verlagerungsspannung. Der Betrag der Verlagerungsspannung, welche durch die innere Unsymmetrie hervorgerufen wird, bleibt gleich.

*Anmerkung: Da es sich bei den Darstellungen und Ausführungen um Beispiele handelt, wurde aufgrund des Rechenaufwandes darauf verzichtet die optimale Konfiguration zu ermitteln.*



**Abbildung 7-6: Resultierende Verlagerungsspannung in Abhängigkeit der Verstimmung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes nach einer verbesserten (optimierten) Phasenseilbelegung, Demonstrationsbeispiel, Phasenfolgetausch im Kopplungsabschnitt**

Auf die Darstellung der Resonanzkurven der Verlagerungsspannung, verursacht durch die innere Unsymmetrie des 110-kV-Netzes wird verzichtet, da sich hier nichts gegenüber der Grundvariante verändert.



**Abbildung 7-7: Resultierende Verlagerungsspannung und Erdschlussreststrom in Abhängigkeit der Verstimmung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes bezogen auf die vorgegebenen Grenzen ( $|U_{\max}^0| = 6 \text{ kV}$ ,  $|I_{\text{REST}}| = 132 \text{ A}$ ), Demonstrationsbeispiel, Phasenfolgetausch im Kopplungsabschnitt**

Es ergibt sich auch durch eine veränderte Phasenseilbelegung (Verdrillung) im beeinflussten 110-kV-Löschbezirk eine Reduktion der resultierenden Verlagerungsspannung. Jedoch werden aufgrund des Umfangs der Arbeit keine weiteren Beispiele angeführt.

### Reduktion durch Einsatz von Kabeln

Durch die hohen symmetrischen Kapazitätswerte von Kabeln ergibt sich hinsichtlich der kapazitiven Beeinflussung eine Verbesserung der Beeinflussungssituation. Beispielsweise können im Zuge von Umbaumaßnahmen Freileitungstrecken durch Kabelstrecken getauscht werden.

Für die unten angeführten Berechnungsbeispiele wurde angenommen, dass im Zuge von Umbaumaßnahmen in dem gewählten Musternetz zwei Spannfeldlängen durch Kabelstrecken (600 m Doppelsystem) ergänzt werden.

Es zeigt sich, dass bereits bei geringfügigem Kabeleinsatz die Beeinflussungssituation verbessert wird.

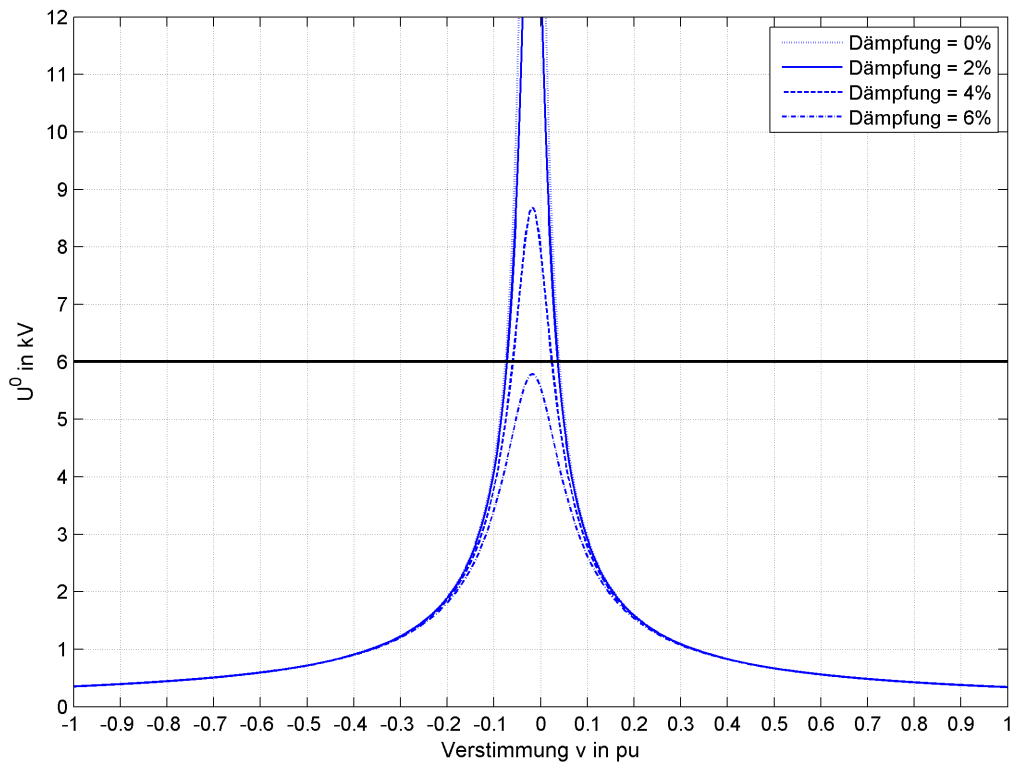


Abbildung 7-8: Resultierende Verlagerungsspannung in Abhängigkeit der Verstimmung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes, Demonstrationsbeispiel, mit zusätzlichen Kabelstrecken (600 m, zwei Systeme)

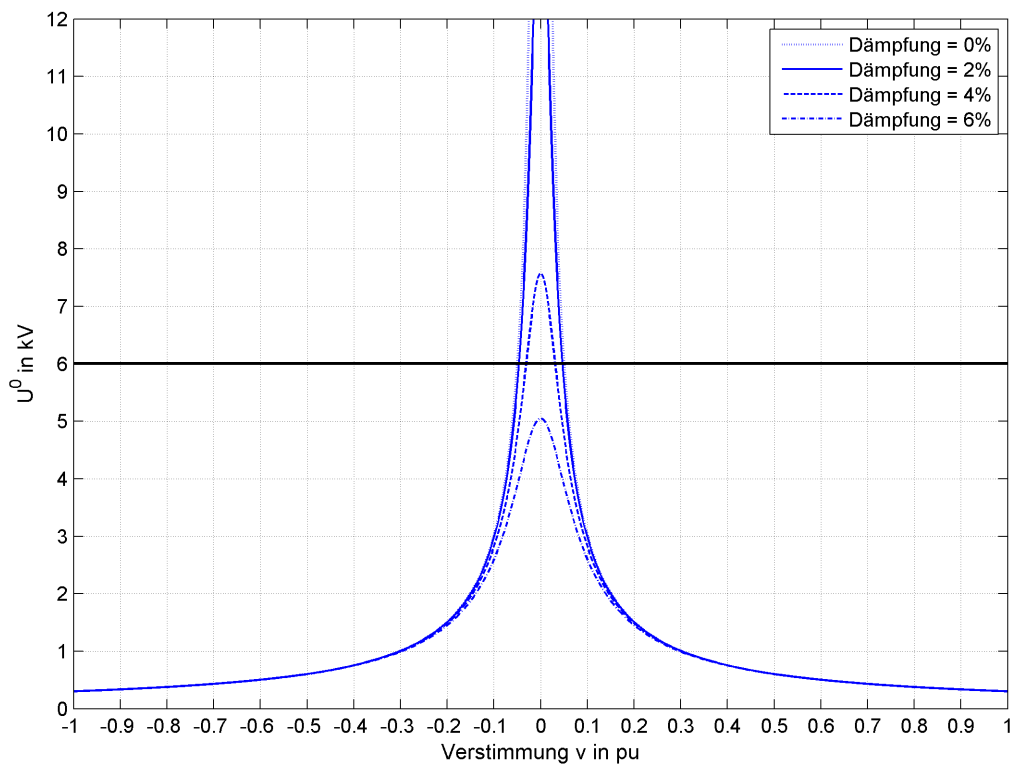
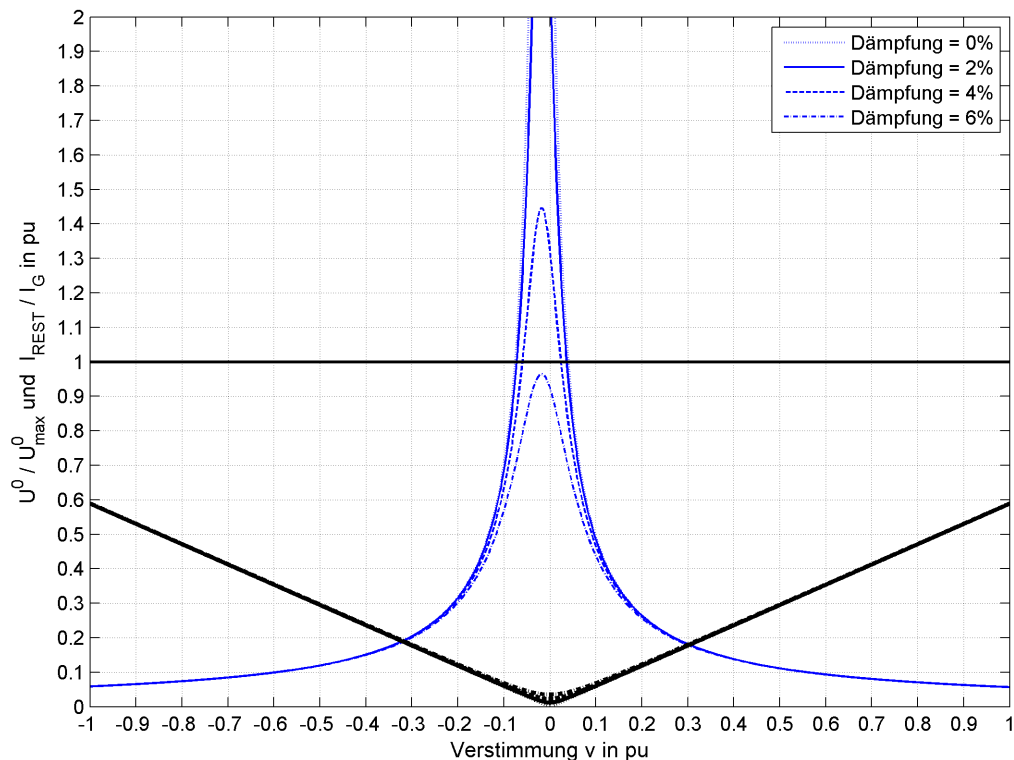


Abbildung 7-9: Verlagerungsspannung aufgrund der inneren (kapazitiven) Unsymmetrie in Abhängigkeit der Verstimmung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes, Demonstrationsbeispiel, mit zusätzlichen Kabelstrecken (600 m, zwei Systeme)



**Abbildung 7-10: Resultierende Verlagerungsspannung und Erdschlussreststrom in Abhängigkeit der Verstimmung und Dämpfung des gelöscht betriebenen beeinflussten 110-kV-Netzes bezogen auf die vorgegebenen Grenzen ( $|U_{\max}^0| = 6 \text{ kV}$ ,  $|I_{\text{REST}}| = 132 \text{ A}$ ), Demonstrationsbeispiel, mit zusätzlichen Kabelstrecken (600 m, zwei Systeme)**

## 7.4 Schlussfolgerung

In diesem Kapitel wurden die Reduktion der kapazitiven Beeinflussung durch Maßnahmen wie Phasenfolgetausch, Verdrillen und Einsatz von Kabeln gezeigt. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die oben angeführten Methoden eine gute Möglichkeit zur Reduktion der kapazitiven Beeinflussung darstellen.

Untersuchungen haben gezeigt, dass eine reine Optimierung der Phasenseilbelegung für die Reduktion der Auswirkungen der kapazitiven Kopplung ausreichend sein kann, jedoch wurde dabei auch festgestellt, dass die Auswirkungen der induktiven Kopplung nur geringfügig verändert wurden.

Es sollte jedenfalls darauf geachtet werden, dass die Verbesserung einer Beeinflussungsform sich ungünstiger auf die andere oder aber keine Auswirkungen auf diese haben kann. Auch sollten bei dem Neubau einer Leitung - bei welcher die Kopplungen durch Parallelführungen in Betracht gezogen werden müssen - Berechnungen im Vorfeld des Leitungsbaues durchgeführt werden, da hierbei noch die Möglichkeit besteht Änderungen ohne großem Aufwand vorzunehmen, falls sich herausstellen sollte, dass Maßnahmen gegen die Auswirkung unerwünschter Kopplungen gesetzt werden sollten.

## 8 Auswirkungen von Kopplungen auf die verwendete Schutztechnik

Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit den Auswirkungen von gegenseitigen Kopplungen auf die in einem typischen Netz eingesetzte Schutztechnik. Bei der Erstellung von Schutzkonzepten in beeinflussten elektrischen Netzen muss der Umstand der kapazitiven und induktiven Kopplung bei abschnittsweiser Parallelführung von Leitungssystemen beachtet werden.

Durch die Kopplung kommt es zu Induktions- und Influenzwirkungen in dem beeinflussten Netz, welche bei der Einstellung der Schutzgeräte beachtet werden sollten, damit es zu keinem ungewollten Schutzverhalten wie z.B. Fehlanregungen und/oder -auslösungen von Schutzeinrichtungen kommen kann. Fehlauslösungen können die Versorgungssicherheit und -qualität des Kunden negativ beeinträchtigen, weshalb diese durch angepasste Schutzeinstellungen vermieden werden sollten. Hierfür müssen die auftretenden und in Frage kommenden Beeinflussungen bestimmt und berücksichtigt werden, damit die Schutzgeräteeinstellungen oder die implementierten Schutzkonzepte (z.B. Erdschluss-, Distanzschutz) dementsprechend den Anforderungen angepasst werden und zuverlässig arbeiten können und keine Fehlinformationen anzeigen.

Durch kapazitive Beeinflussung werden Spannungen und Unsymmetrieströme auf das benachbarte Leitungssystem influenziert und durch induktive Beeinflussung werden Störströme (z.B. Oberschwingungsströme bei unterschiedlichen Betriebsfrequenzen) bzw. Spannungen induziert. Während des Betriebes im Fehlerfall des beeinflussenden Netzes treten höhere Beeinflussungen auf. Je nach Art des Fehlers kommt es entweder zu Influenz, Induktion oder einer Kombination von beiden.

Die hier vorliegenden Auswirkungen auf Schutzgeräte bzw. zu berücksichtigende Punkte werden in Auswirkungen der kapazitiven Kopplung und Auswirkungen der induktiven Kopplung eingeteilt.



## 8.1 Auswirkungen der kapazitiven Kopplung

Durch die kapazitive Kopplung entstehen im störungsfreien Betrieb zum Teil hohe Verlagerungsspannungen in beeinflussten erdschlusskompensierten Netzen. Diese Verlagerungsspannungen werden durch influenzierte Unsymmetrieströme an der Sternpunktimpedanz hervorgerufen.

Bei der Untersuchung der Auswirkung der kapazitiven Kopplung auf die Schutzgeräte müssen zwei Punkte betrachtet werden:

- erhöhte Verlagerungsspannung durch die Kopplung und Unsymmetrien
- Störströme durch die auftretenden Unsymmetrieströme

### 8.1.1 Erhöhte Verlagerungsspannung durch innere (kapazitive) Unsymmetrie und kapazitive Kopplungen

In erdschlusskompensierten Netzen wird die Verlagerungsspannung (Nullspannung) und der Nullstrom als ein Kriterium zur Fehlererkennung herangezogen (z.B. Anregen von Erdschlussschutzeinrichtungen ab einem gewissen Schwellwert der Verlagerungsspannung bzw. des Nullstromes).

Durch die innere (kapazitive) Unsymmetrie (siehe 4.3, Seite 66) in einem Freileitungsnetz entstehen bereits im Normalbetrieb des Netzes, d.h. im fehlerfreien Zustand, Verlagerungsspannungen. Diese Verlagerungsspannungen können in gering ausgedehnten 110-kV-Netzen hohe Werte annehmen, da diese Netze meist nicht verdrillt ausgeführt werden. Deshalb werden diese Netze auch mit Verstimmungen ungleich Null betrieben, da im Resonanzpunkt (Verstimmung Null) die höchste Verlagerungsspannung auftritt und mit zunehmenden Werten der Verstimmung abnimmt.

Durch die äußere Unsymmetrie (kapazitive Kopplung bei parallel geführten Leitungssystemen, siehe 4.4, Seite 69) wird noch eine zusätzliche Verlagerungsspannung influenziert. Diese ist von der Geometrie der Leiteranordnung, der Spannungsebene (Betriebsspannung), der Phasenbelegung (Verdrillung), des Netzbetriebszustandes und der Entfernung (Distanz) der parallel geführten Leitung abhängig.

Der Netzbetriebszustand des beeinflussenden Netzes hat einen großen Einfluss auf die im beeinflussten Netz auftretende Verlagerungsspannung. Die im Fehlerfall des beeinflussenden Netzes auftretende Verlagerungsspannung im beeinflussten Netz ist größer als im Normalbetrieb. Durch einen Fehler (z.B. 1-poligen-Erdkurzschluss) im beeinflussenden Netz, kann es zu Schutzanregungen bzw. Fehlerwarnungen hinsichtlich Erdschlussmeldungen im beeinflussten Netz kommen.

Weiters müssen Schaltzustandsänderungen beachtet werden, da sich mit dem Schaltzustand auch die auftretenden Verlagerungsspannungen ändern.

In der Regel werden die Schwellwerte zur Anregung von Erdschlussschutzrelais auf 5 - 20 % der Betriebsspannung des Netzes eingestellt. Diese Einstellung ist jedoch von der Philosophie des Netzbetreibers abhängig und bei jedem Netzbetreiber unterschiedlich.

Es ist also darauf zu achten, dass die Verlagerungsspannung im Normalbetrieb des Netzes bestimmte Grenzen nicht überschreitet, damit es zu keiner Fehlanregung hinsichtlich des Erdschlussschutzes kommt. Die Verlagerungsspannung kann durch Verstimmung der Petersen-Spulen oder Maßnahmen wie Verdrillen von Leitungsabschnitten reduziert werden.

Um Schutzanregungen in Folge von erhöhten Verlagerungsspannungen zu verhindern, sind Berechnungen zur Ermittlung des erlaubten Kompensationsbereichs für die Petersen-Spulen durchzuführen. Diese Berechnungen haben für alle möglichen normalen Schaltzustände des Netzes zu erfolgen. Besonders ist dies beim Schalten von „langen“ Kabelstrecken zu berücksichtigen, da diese hohe symmetrische Kapazitätswerte besitzen und deshalb beim Wegschalten eines Kabels aus einem Löschbezirk hohe Verlagerungsspannungswerte in Folge der stärker wirksamen Freileitungsunsymmetrie auftreten.

Für andere Sternpunktbehandlungen wie z.B. die starre (niederohmige) Sternpunktterdung ist hinsichtlich der kapazitiven Kopplung keine Auswirkung auf die in diesen Netzen eingesetzten Schutzgeräte (z.B. Distanzschutz, Überstromschutz etc.) zu erwarten.

### **8.1.2 Einwirkung der influenzierten Störströmen**

Durch die kapazitive Kopplung werden Störströme (Unsymmetrieströme) in den einzelnen Leitern des beeinflussten Systems induziert.

Schutzgeräte, die dem Aufgabenkreis des Kurzschlussschutzes zugerechnet werden, das sind z.B. Distanz-, Differential-, Überstrom-, Phasenvergleich- und Richtungsschutzrelais haben in der Regel Schwellwerte für das Anregen und Auslösen in der Größenordnung von 50 % des Kurzschlussstromes und darunter. Da die auftretenden Kurzschlussströme (im Bereich von ca. 5 kA) sehr viel größer sind als die durch die kapazitive Kopplung in den einzelnen Leitern induzierten Störströme, führen diese zu keinerlei relevanten Verfälschungen der Messung des Schutzrelais.

Die durch diese Störströme hervorgerufen Ungenauigkeiten in der Messung der Schutzrelais werden in den Sicherheitsmargen der Schutzgeräteeinstellungen berücksichtigt. Das bedeutet, dass durch die kapazitive Kopplung keine größeren Probleme hinsichtlich des Kurzschlussschutzes im beeinflussten Netz mit (teil-) starrer Sternpunktbehandlung bestehen.

## 8.2 Auswirkungen der induktiven Kopplung

Bei der induktiven Kopplung werden Ströme vom beeinflussenden System bzw. Netz in das beeinflusste System bzw. Netz induziert. Bei einer entsprechenden Konfiguration (niederohmiger Strompfad) des beeinflussten Netzes können sich diese induzierten Störströme entsprechend ausbilden. Besonders im Fehlerfall der beeinflussenden Systeme können sehr hohe Fehlerströme in das/die beeinflussten System/e induziert werden. Diese induzierten Ströme weisen auch eine hohe Unsymmetrie auf, die von Faktoren wie der Phase, in welchem der Fehler auftritt etc., abhängig ist.

Bei der gegenseitigen Beeinflussung von Hochspannungsnetzen mit unterschiedlichen Betriebsfrequenzen können so Störströme als Oberschwingungsströme in das beeinflusste Netz induziert werden (z.B. 50-Hz-Störströme werden als 3. Oberschwingung in ein 16,7-Hz-Bahnstromsystem induziert), dies kann zu Netzurückwirkungen führen.

Durch die gegenseitige Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen kann ein Fehlverhalten des Schutzes wie z.B. schlimmstenfalls Fehlauflösungen oder Unterfunktion des Schutzes zustande kommen, wenn bei dessen Konfiguration nicht auf die Leitungsparallelführung Rücksicht genommen wurde. Es können aber auch falsche Informationen (wie z.B. falsche Fehlerrichtung und falscher Fehlerort) durch die implementierten Schutzgeräte angezeigt werden, wenn der Umstand der Kopplung nicht berücksichtigt wurde oder durch entsprechende Maßnahmen reduziert wurde.

Da die Leiterseile von Übertragungssystemen nicht vollkommen symmetrisch sind (geometrische Anordnung) kommt es zu unterschiedlichen Größen der induzierten Ströme in den einzelnen Phasen des beeinflussten Systems. Dies führt in Folge zu Nullströmen, die sich über das Nullsystem (Erde) schließen und in manchen Fällen zu Anregungen der Nullstromrelais führen. Alle diese Faktoren sollten bei der Schutzgerätekonfiguration berücksichtigt werden, wenn eine enge Parallelführung von galvanisch getrennten Leitungssystemen vorliegt. Je nach Netzkonfiguration kann es dazu kommen, dass Nullstromrelais ansprechen und Fehlermeldungen ausgeben, da durch die induktive Kopplung induzierte Nullströme auftreten, dieser Umstand sollte dann bei den Schutzeinstellungen berücksichtigt werden.

Die induzierten Ströme sind von der Phasenseilbelegung, den Abständen der Leiter (Kopplungsimpedanzen) sowie den auftretenden Betriebsströmen und den Fehlerströmen im Fehlerfall des beeinflussenden Netzes abhängig.

Die Ströme, die durch den Normalbetrieb des beeinflussenden Netzes hervorgerufen werden, sind teilweise nicht nennenswert, jedoch im Fehlerfall können diese Ströme hohe Werte annehmen. Diese Werte sind dann sehr stark von den auftretenden Fehlerströmen

abhängig (z.B. stromstarker Doppelerdschluss im gelöschten Netz oder 1-poliger Erdkurzschluss im starr geerdeten Netz).

Bezüglich der auftretenden Beeinflussung durch Betriebsströme im Parallelsystem auf das beeinflusste System, ist folgendes festzuhalten: Genauere Berechnungen zeigen, dass wegen der hohen Pegel im Fehlerfall sowohl für die Wirkleistung ( $P$ ) als auch für die Blindleistung ( $Q$ ) im Kurzschlussfall keine nennenswerten Beeinflussungen der Schutzgeräte auftreten.

Daher sind die durch die Beeinflussungsströme und -spannungen auftretenden Beeinflussungen auf die Schutzeinrichtungen, die dem Aufgabenkreis des Kurzschlusschutzes zuzuordnen sind (z.B. Distanz-, Differential-, Phasenvergleichs-, Überstrom-, Richtungsrelais und Sammelschienenschutz), in ihrer Aufgabe nicht gestört.

Die durch die induktive Kopplung hervorgerufenen Beeinflussungen der Schutzgeräte (induzierte Ströme und Spannungen) durch Betriebsströme im beeinflussenden System können vernachlässigt werden, da diese in den durch die berücksichtigten Sicherheitsmargen der Schutzgeräte (z.B. Messfehler etc.) abgedeckt sind.

Die Erkennung eines Erdschlusses in einem erdschlusskompensierten Netz wird durch die induktive Kopplung nicht gestört, wenn die Erdschlusserkennung auf der Verlagerungsspannung beruht. Jedoch bei einem Einsatz anderer Verfahren zur Erdschlusserkennung und -ortung können ungewollte Beeinflussungen durch die Kopplung, besonders durch induzierte Nullströme welche auch im Erdschlussfall auftreten, stattfinden.

Werden durch die Parallelführung Nullströme induziert oder kommt es zu Kreisströmen, kann dies unerwünschte Effekte auf die Schutzeinrichtungen haben, besonders jene, die dem Erdschlussschutz in erdschlusskompensierten (gelöschten) Netzen zugerechnet werden. Es kann zu fehlerhaften Richtungsentscheiden und Anzeigen der Erdschlussortungseinrichtungen kommen.

Bei induktiven Beeinflussungen zwischen Systemen mit verschiedenen Betriebsfrequenzen wie z.B. Bahnstromsystemen (16,7 Hz) und Drehstromsystemen (50 Hz) werden die induzierten Ströme als Oberschwingungsströme mit der jeweiligen Harmonischen induziert und bilden sich in diesem Netz aus. Diese Ströme führen zu Schwebungen, Netzurückwirkungen und können in besonderen Fällen eine Auswirkung auf die Erdschlusslöschung in kompensiert betriebenen Netzen haben.

### 8.3 Schlussfolgerung

Betreffend die Auswirkung der Kopplung auf die in elektrischen Netzen verwendeten Schutzgeräte kann folgendes festgehalten werden:

Schutzgeräte, welche ihrem Sinne nach dem Kurzschlusschutz zugeordnet sind, haben hohe Anrege- und Auslöseschwellwerte. Durch im Normalbetrieb influenzierte Spannungen oder induzierte Ströme infolge der kapazitiven und induktiven Kopplung werden keine Einflüsse auf die Schutzgerätefunktion erwartet, da diese geringe Werte (Amplituden) aufweisen und durch die Sicherheitsmargen der Kurzschlusschutzgeräte berücksichtigt werden. Im Falle des Betriebes im Fehlerfall können jedoch hohe Ströme induziert werden, welche zu Anregungen und Auslösungen führen können. Diese Fälle müssen durch Berechnung der auftretenden induzierten Störströme untersucht werden. Jedoch treten hohe induzierte Störströme nur bei sehr hohen Kurzschlussströmen und langen Parallelführungen auf.

Schutzgeräte, die dem Erdschlusschutz in gelöscht betriebenen Netzen zugeordnet werden, arbeiten nach verschiedenen Verfahren. Je nach Verfahren können die Auswirkungen der Kopplung einen Einfluss auf die Wirkungsweise dieser Schutzgeräte haben. So sind in diesem Zusammenhang z.B. induzierte Nullströme und Kreisströme genannt.

Abschließend kann gesagt werden, dass im Falle einer Leitungsparallelführung oder Führung auf einem Gemeinschaftsgestänge eine Berechnung der Auswirkungen der Kopplungen sinnvoll ist. Speziell für den Fall, wenn das beeinflussende Netz ein Netz mit niederohmiger Sternpunktbehandlung ist und die Erdkurzschlussströme hohe Werte annehmen, das beeinflussende Netz ein Netz mit Erdschlusskompensation und großer Netzausdehnung ist oder eine lange Parallelführung auftritt.

Bei kurzen Parallelführungen sind keine nennenswerten Beeinflussungen und Auswirkungen auf die Schutzgeräte und deren Funktionsweise zu erwarten.

Eine interessante Betrachtung stellt der Doppelerdschluss in gelöscht betriebenen Netzen und die daraus resultierenden teils hohen induzierten Ströme dar. Dieser kann abhängig von den Fußpunkten hohe Fehlerstromwerte annehmen, welche unter Umständen denen des einpoligen Erdkurzschlusses ähneln.

## 9 Zusammenfassung, Diskussion und Ausblick

### 9.1 Zusammenfassung

Die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) befasst sich mit den Störaussendungen und Störeinträgen von Systemen auf andere Systeme (Beeinflussung), welche bei der niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussung aufgrund elektrischer und magnetischer Felder entstehen. Da über elektrische Energieübertragungssysteme (Freileitungen, Kabelstrecken) ein Transport von Energie nur in Verbindung mit einem elektrischen Feld (Spannung) und einem magnetischen Feld (Stromstärke/-fluss) möglich ist ergeben sich, ausgehend von diesen Anlagen, elektromagnetische Beeinflussungen.

Die hier vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit den gegenseitigen niederfrequenten elektromagnetischen Beeinflussungen von räumlich „nahe“ geführten Hochspannungsfreileitungen. Der Begriff „nahe“ bezeichnet hierbei eine Distanz zwischen den beeinflussten Leitungssystemen, bei welchen Interaktionen zwischen den Leitungen stattfinden, die zu wechselseitigen Auswirkungen führen. Es kommt zu Kopplungen über das elektrische (Kapazitäten) und das magnetische Wechselfeld (Koppelimpedanzen) der Leitungen.

Es kann zwischen drei unterschiedlichen Beeinflussungsformen unterschieden werden, dies sind die kapazitive, die induktive und die ohmsche Beeinflussung. In dieser Arbeit wird speziell auf die kapazitive und induktive Beeinflussung von Hochspannungsfreileitungen untereinander eingegangen.

Bei parallel oder auf einem Gemeinschaftsgestängen geführten Hochspannungsfreileitungen unterschiedlicher Betriebsspannungen und –frequenzen ergeben sich auf Grund der Nähe Kopplungen über das elektrische und magnetische Feld dieser Leitungen, welche in Folge zu gegenseitigen Beeinflussungen dieser Leitungssysteme führen. Auswirkungen dieser Beeinflussung sind unter anderem neben der influenzierten Spannungen (Sternpunktverlagerungsspannung, Unsymmetrieströme) und induzierten Spannungen (Beeinflussungsströme, Berührungsspannungen), Einschränkungen beim Betrieb von erdschlusskompensierten Netzen (erlaubter Kompensationsbereich) und bei Beeinflussungen von Netzen mit unterschiedlichen Betriebsfrequenzen Netzurückwirkungen (Schwebungen).

Die Form der Sternpunktbehandlung des beeinflussenden und des beeinflussten Netzes hat auf die resultierenden Auswirkungen der gegenseitigen Beeinflussung einen Einfluss. So ergeben sich bei niederohmiger (starren) Sternpunkterdung keine nennenswerten Verlagerungsspannungen aufgrund der Sternpunktimpedanz (einige wenige Ohm) jedoch ist

dabei zu achten, dass Berührungsspannungen bei nicht geerdeten (offenen) Sternpunkten auftreten.

Speziell in resonanzgeerdeten Hochspannungsnetzen (gelöschte Netze) treten durch die Beeinflussung Einschränkungen im Netzbetrieb auf. Es müssen erlaubte Kompensationsbereiche ermittelt werden, um sicherzustellen, dass im Netzbetrieb die in den Normen festgehaltenen Grenzen wie z.B. die Löschgrenze von erdschlusskompensierten Netzen oder die durch Schutzgeräte und den Netzbetreiber festgelegten Grenzen für die Sternpunktverlagerungsspannung (Nullspannung) eingehalten werden.

Durch die Berechnung der sogenannten Kopplungskoeffizienten, welche maßgeblich durch die geometrische Leiterseilaufhängung (Mastkopfbild) bestimmt sind, können die resultierenden Beeinflussungen bestimmt werden.

Im Falle der Berechnung der induktiven Beeinflussung wurde für die Berechnung dieser Kopplungsimpedanzen auf eine Näherung nach J. R. Carson zurückgegriffen, welche jedoch zu einer Einschränkung (Abstände der zu untersuchenden Leitungen) der Problematik in Abhängigkeit von diversen Faktoren wie z.B. dem spezifischen Bodenwiderstand und der Betriebsfrequenz führen. Dies ist zu berücksichtigen, da sonst Fehler in der Berechnung auftreten, wenn die Distanzen zwischen den Leitungen zu groß werden. Auch ist abzuwiegen, inwieweit in die Berechnung der kapazitiven und induktiven Beeinflussung eingehende Parameter, wie z.B. der Seildurchhang, der Bodenwiderstand etc. zu einem Verfälschen der Ergebnisse führt. Auch sollte bei der Berechnung von Impedanzen im Nullsystem eine Art Zivilisationsfaktor eingeführt werden, der gegebenenfalls leitfähige Einbauten im Erdreich, welche eine bessere Leitfähigkeit haben als das Erdreich, berücksichtigt.

Bei der Untersuchung der Beeinflussung von Leitungen darf nicht vergessen werden, dass unter Umständen auch weitere Anlagen und Leitungen, welche nicht nachgebildet wurden, beeinflussend wirken, das Ergebnis beeinflussen können, was bei einem Vergleich von Rechenergebnissen mit messtechnisch erfassten Größen zu berücksichtigen ist.

## 9.2 Diskussion

Im Rahmen der vorgelegten Arbeit konnte gezeigt werden, dass die Auswirkungen der kapazitiven und induktiven Kopplung mit relativ einfachen Mitteln bestimmt werden können, um so die resultierenden Beeinflussungen zu bestimmen und daraus falls notwendig Maßnahmen ableiten zu können.

Die durch die kapazitive Beeinflussung paralleler galvanisch getrennter Leitungssysteme hervorgerufene Verlagerungsspannung in erdschlusskompensierten (gelöschten) Netzen kann für den normalen Betriebszustand und den Fehlerfall der beeinflussenden Leitung bestimmt werden und in Abhängigkeit der Dämpfung und Verstimmung (Resonanzkurven) visualisiert werden. Aus den ermittelten Resonanzkurven können weiters die erlaubten Betriebsbereiche der Erdschlusskompensationsspulen, welche durch Normen und Betriebsphilosophien vorgegeben sind, für verschiedene Schaltzustände des beeinflussten Löscherbezirkes ermittelt werden. Durch Verdrillungen und Phasentausch (Reduktion der inneren Unsymmetrie) kann die Auswirkung der kapazitiven Beeinflussung mit relativ einfachen Maßnahmen vermindert werden. Dies führt zu einem einfacheren Netzbetrieb und vergrößerten erlaubten Kompensationsbereich für gelöschte Netze.

Bei der Beeinflussung durch den Betrieb im Fehlerfall, hat die ideale bzw. verbesserte Verdrillung der Phasen (Optimierung der Phasenkonfiguration) keine stark reduzierende Auswirkung wie im Normalbetrieb, da sich die, durch den als Fehlerfall herangezogenen 1-poligen Erd(kurz)schluss in starr geerdeten Netzen auftretende Unsymmetrie, stark auswirkt.

Durch die induktive Beeinflussung werden Ströme durch die beeinflussenden Leitungssysteme in die beeinflussten Leitungen induziert. In Abhängigkeit der Betriebsweise der Leitung (beidseitig geerdet oder in Betrieb, nicht geerdet etc.) und möglichen Strompfade können sich Berührungsspannungen und Störströme ausbilden. Besonders bei der Beeinflussung von Netzen unterschiedlicher Betriebsfrequenz ist zu berücksichtigen, dass durch die Induktion nichtnetzfrequenter Ströme in das beeinflussende Netz Oberschwingungen bestimmter Harmonische entstehen und sich ausbreiten können (z.B. 3. Harmonische in Bahnstromnetzen durch Parallelführung mit 50 Hz Leitungssystemen). Durch den Umstand des unsymmetrischen Leitungsbaues (Phasenlagen, Verdrillung Phasenbelegung) werden unsymmetrische Ströme durch die induktive Kopplung induziert, daraus folgen Unsymmetrieerscheinungen in den beeinflussten Netzteilen bzw. Leitungssystemen die abgeklärt werden sollten. Durch die unsymmetrischen Ströme bildet sich ein Nullstrom aus, welcher in weiterer Folge zu Nullstromschutzanregungen und Beeinflussungen der Funktionsweise von Schutzgeräten für die Erdschlussortung (Falscher Richtungsentscheid bzw. -anzeige) hervorrufen kann.



Neben Kopplungserscheinungen führt die Führung unterschiedlicher galvanisch getrennter Leitungssysteme auf Gemeinschaftsgestängen zu einem erschwerten Netzbetrieb. So müssen mehrere Leitungen freigeschaltet und geerdet werden, wenn an Systemen der Gemeinschaftsleitung gearbeitet bzw. Revisionsarbeiten durchgeführt werden. Auch führt durch die Nähe (Abstand der Leiter) der Leitungen ein Leiterseilriss unter Umständen zu einem Fehler mit größerer Auswirkung als bei Führung auf verschiedenen Trassen.

Bei der Planung eines neuen Freileitungsprojektes speziell von Gemeinschaftsleitungen ist es sinnvoll im Vorhinein die Auswirkungen von Beeinflussungen zu untersuchen um sich, dann bei der Inbetriebnahme der Leitung Probleme zu ersparen. Andernfalls können bei der Planung Änderungen vorgenommen werden, die später zu hohen Kosten führen können (nachträgliche Verdrillungsmaßnahmen etc.).

Der Autor möchte keine Empfehlung oder Ablehnung gegen Gemeinschaftsleitungsprojekte aussprechen, vielmehr wurde durch viele Untersuchungen herausgefunden, dass die auftretenden Auswirkungen durch die Kopplung der Gemeinschaftsleitungen sehr von der Länge der Parallelführung im Vergleich zur Leitungslänge im Löschbezirk beeinflusster gelöschter Netze abhängt und durch relativ einfache Maßnahmen auf erträgliche Maße reduziert werden können. Jedoch ist der Umstand der induktiven Beeinflussung für den Betrieb im Fehlerfall der beeinflussenden Leitungssysteme zu beachten, da durch hohe Fehlerströme (im einigen kA-Bereich liegend) durch einpolige Erdkurzschlüsse oder stromstarke Doppelerdschlüsse teils hohe unsymmetrische Ströme in den beeinflussten Leitungssystemen induziert werden.

Bei induktiv beeinflussten Systemen bzw. Netzen muss bei Revisionsarbeiten darauf geachtet werden, dass durch die induktive Beeinflussung Ströme bzw. in weiterer Folge Berührungsspannungen induziert werden. Diese kann eine Gefahr für Personen darstellen, welche an der induktiv beeinflussten Leitung arbeiten. Die auftretenden Spannungen hängen von der Konfiguration den Abständen der Leitung und den Strömen in den beeinflussenden Leitungen ab.

Eine Abhilfe stellt die Erdung der beeinflussten Leitung an der Arbeitsstelle dar, wobei auf weitere Erdungsstellen und deren notwendiger Mindestabstand geachtet werden muss.

### 9.3 Ausblick

Als Abschluss dieser Arbeit sollen noch einige Anmerkungen getätigt werden, inwieweit die Berechnung bzw. Simulation von Beeinflussungen durch die kapazitive und induktive Kopplung verbessert bzw. ausgebaut werden kann.

Weitere Untersuchungen sollten dahingehend vorgenommen werden, die Berechnung der Leitungsimpedanzen und Leitungskopplung (speziell für Nullsystemgrößen, Erdrückleitung) genauer zu untersuchen um eine bessere Grundlage für die Bestimmung der induktiven Kopplung zu haben.

Ein Übergang zu einem Kettenleitermodell zur Nachbildung der untersuchten Leitungen ist sinnvoll, da somit die realen Verhältnisse näher abgebildet und weitere Einflüsse wie z.B. Erdseilwirkungen, Wirkungen von andern Reduktionsleitern, Stromflüsse im Erdreich und im Erdseil etc. berücksichtigt werden können.

Die Bestimmung der kapazitiven Kopplung sollte auch als Simulationsmodell ausgeführt werden, damit weitere Unsymmetrieerscheinungen der Leitungen Berücksichtigung finden können und damit realitätsnähere Ergebnisse erzielt werden können.

Graz, im Februar 2010

.....  
Christian Raunig

## 10 Literaturverzeichnis

- [1] R. Muckenhuber: „*Elektrische Anlagen 1, Teil 1*“, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung am Institut für Bau und Betrieb elektrischer Anlagen der TU Graz, 1987
- [2] R. Muckenhuber: „*Elektrische Anlagen 1, Teil 2*“, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung am Institut für Bau und Betrieb elektrischer Anlagen der TU Graz, 1987
- [3] E. Schmautzer, A. Abart, H. M. Muhr: „*Elektromagnetische Verträglichkeit Elektrischer Systeme*“, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung am Institut für Elektrische Anlagen und am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz, 2004
- [4] L. Fickert: „*Elektrische Energiesysteme 1*“, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, 16. 03. 2005
- [5] L. Fickert: „*Elektrische Energiesysteme 2*“, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, 17. 06. 2005
- [6] R. Fischer, F. Kießling: „*Freileitungen Planung Berechnung Ausführung*“, Springer-Verlag, Ort, 1989, 3-540-19262-X
- [7] D. Oeding, B. R. Oswald: „*Elektrische Kraftwerke und Netze*“, Springer Verlag 6. Auflage, Berlin Heidelberg New York, 2004, 3-540-00863-2
- [8] Institut für Elektrische Anlagen: „*110-kV-Kabel / -Freileitung – Eine technische Gegenüberstellung*“, Studie im Auftrag der Oberösterreichischen Landesregierung, Verlag der TU Graz, Graz, 2005, 2. Auflage, 3-902465-11-5
- [9] C. Obkircher: „*Probleme beim Einbau von Kabelsystemen in kompensierten Netzen*“, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, 2004
- [10] C. Obkircher: „*Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze*“, Dissertation am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, 2008
- [11] ÖVE-B1-1976: „*Beeinflussungen von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV*“, Eigenverlag Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, 1976
- [12] DIN VDE 0228 Teil 2: „*Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen*“, Dezember 1987
- [13] ÖVE E 8383 (ident mit HD 637): „*Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1 kV*“, Eigenverlag Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien, 2000
- [14] ÖNORM CEN/TS 15280: „*Beurteilung der Korrosionswahrscheinlichkeit durch Wechselstrom an erdverlegten Rohrleitungen - Anwendung für kathodisch geschützte Rohrleitungen*“, Österreichisches Normungsinstitut, Wien, 2006
- [15] B. R. Oswald: „*Skript Freileitungen, Korrigierte Ausgabe 2005*“, Vorlesungsunterlagen zur Elektrische Energieversorgung I am Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik an der Universität Hannover, 2005

- [16] B. R. Oswald: „*Skript Sternpunkterdung, Korrigierte Ausgabe 2005*“, Vorlesungsunterlagen zur Elektrische Energieversorgung II am Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik an der Universität Hannover, 2005
- [17] W. Petersen: „*Beseitigung von Freileitungsstörungen durch Unterdrückung des Erdschlußstromes und –lichtbogens*“, in Elektrotechnik und Maschinenbau Heft 26, 36. Jahrgang, S. 297 – 303, Zeitschrift des Elektrotechnischen Vereines in Wien und Organ des Zweigvereines in Brunn, 1918 Wien
- [18] R. Muckenhuber: Technischer Bericht Nr.: 159 „*Gegenseitige Beeinflussung galvanisch getrennter Hochspannungsnetze durch Leitungsparallelführung auf Gemeinschaftsgestängen*“, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, 1995
- [19] R. Muckenhuber: Technischer Bericht Nr.: 163 „*Gegenseitige Beeinflussung galvanisch getrennter Hochspannungsnetze durch Leitungsparallelführung auf Gemeinschaftsgestängen, Ergänzungsbericht*“, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, 1996
- [20] E. Schmutzner: Technischer Bericht Nr.: 119 „*Die kartographische Aufnahme und Berechnung von induktiven Einfach- und Mehrfachbeeinflussungen durch Hochspannungsfreileitungen und –kabel im Fehlerfall und Normalbetrieb*“, Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, 1990
- [21] H-J. Haubrich: Aachener Beiträge zur Energieversorgung „*Elektrische Energieversorgungssysteme Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge*“, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft Forschungsgesellschaft an der RWTH Aachen, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen, 1994, ISBN 3-86073-204-8
- [22] G. Herold: „*Elektrische Energieversorgung I, Drehstromsysteme, Leistungen, Wirtschaftlichkeit*“ 2. überarbeitete und erweiterte Auflage, J. Schlembach Verlag, 2005, ISBN 3-935340-46-X
- [23] G. Herold: „*Elektrische Energieversorgung II, Parameter elektrischer Stromkreise Freileitungen und Kabel Transformatoren*“ 2. überarbeitete und stark erweiterte Auflage, J. Schlembach Verlag, 2008, ISBN 978-3-935340-60-1
- [24] G. Herold: „*Elektrische Energieversorgung III, Drehstrommaschinen, Sternpunktbehandlung, Kurzschlussströme*“ J. Schlembach Verlag, 2002, ISBN 3-935340-12-5
- [25] G. Herold: „*Elektrische Energieversorgung IV, Ein- und Ausschaltvorgänge, Überspannungen, Grundprinzipien des Selektivschutzes*“ J. Schlembach Verlag, 2003, ISBN 3-935340-32-X
- [26] G. Hosemann: „*Elektrische Energietechnik*“ Band 3 Netze, Taschenbücher der Technik, Springer Verlag Berlin Heidelberg New York, 1988, ISBN 3-540-15359-4
- [27] F. Pollaczek: „*Über das Feld einer unendlich langen wechselstromdurchflossenen Einfachleitung*“, in Elektrische Nachrichtentechnik (E.N.T.), Heftnr.: 9, Band 3, Seite 339 – 359, 1926
- [28] J. R. Carson: „*Wave propagation in overhead wires with ground return*“, in Bell Systems Technical Journal, Vol. 5, Seite 539-554, 1926

- [29] M. Abramowitz and I. A. Stegun: „*Handbook of Mathematical Functions with Formulas, Graphs, and Mathematical Tables*“, New York: Dover Publications Inc., 1972, ISBN: 0-486-61272-4
- [30] René Flosdorff, Günther Hilgarth: „Elektrische Energieverteilung“, 9. Auflage, B. G. Teubner Verlag, Wiesbaden, 2005, ISBN: 3-519-36424-7
- [31] W. Wagner: „Symmetrische Komponenten für Mehrphasensysteme“, Archiv für Elektrotechnik XXIX. Band, 10. Heft, Seiten: 683-688, 1935
- [32] C. L. Fortescue: „Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks“, 34th Annual Convention for the American Institute of Electrical Engineers, Atlantic City, N. J., June 28 1918, Page: 1027-1140, 1918
- [33] C. Obkircher, E. Schmutzger, L. Fickert, C. Raunig: „*Berechnung der Verlagerungsspannung in kompensierten Netzen beeinflusst durch die kapazitive Kopplung*“, Symposium Energieinnovation: Energiewende EnInnov08, 2008
- [34] C. Raunig, C. Obkircher, G. Achleitner, E. Schmutzger, L. Fickert: „*Calculation of neutral to earth voltage levels in compensated high voltage networks influenced by cross coupling*“, in Power Quality and Supply Reliability (2008) S. 151 – 156, International Conference Electric Power Quality and Supply Reliability, 2008 Pärnu ISBN: 978-1-4244-2501-3
- [35] C. Raunig, E. Schmutzger, L. Fickert: „*Capacitive interference between high voltage power lines depending on the distance*“, in International Youth Conference on Energetics 2009 (IYCE 2009), Elektronische Ressource, Budapest, Ungarn, 2009
- [36] E. Schmutzger, C. Raunig, L. Fickert: „*Calculation of interference currents caused by mutual inductive coupling between high voltage power lines*“, in International Youth Conference on Energetics 2009 (IYCE 2009), Elektronische Ressource, Budapest, Ungarn, 2009
- [37] P. Cruz, C. Izquierdo, M. Burgos, L. F. Ferrer, F. Soto, C. Lianos, J. D. Pacheco: „*Magnetic field mitigation in power lines with active and passive loops*“, Paper CIRGE Session 2002, Paris, 2002
- [38] H.-J. Haubrich: „*Induktive und kapazitive Beeinflussung von 110-kV-Stromkreisen auf 380-kV-Leitungen*“, in ETZ-A, Elektrotechnik und Automation, Band 95, S. 109 - 112, VDE-Verlag, 1974