

Wechselspannungstechnologiebasierte bipolare Mehrphasensysteme

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften der
Universität Duisburg-Essen
Abteilung Elektrotechnik und Informationstechnik
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. Jan Brüggmann

aus

Essen

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich Brakelmann
 2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich
- Tag der mündlichen Prüfung: 30. Oktober 2012

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachbereich Energietransport und -speicherung der Universität Duisburg-Essen. Angestoßen wurde das Thema durch Herrn Prof. Dr.-Ing. Heinrich Brakelmann. Ihm gilt mein besonderer Dank für seine wissenschaftliche Betreuung, auch in Bereichen der Energiekabeltechnik, die über den Inhalt dieser Arbeit hinausgehen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. István Erlich möchte ich für die freundliche Übernahme des Amtes des zweiten Gutachters und der damit verbundenen Mühe danken. Ferner möchte ich dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie der Firma nkt cables GmbH Köln danken, die das Forschungsprojekt förderten, in dem einige Inhalte dieser Arbeit entwickelt wurden.

Essen, im November 2012

Jan Brüggmann

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Problemstellung	5
1.2	Einordnung und Abgrenzung	6
1.3	Planungshintergrund	7
1.4	Stand der Übertragungstechnik	9
1.4.1	Wechselspannungsübertragung	10
1.4.2	Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC)	11
1.4.3	Seeseitige Kabelinstallation	12
1.5	Systeme höherer Phasenordnungen	13
2	Elektrische Energieübertragung	16
2.1	Elektrische Leistung	16
2.2	Kabelerwärmung	19
2.3	Kabelverluste	20
2.3.1	Leiterverluste	21
2.3.2	Dielektrische Verluste	22
2.3.3	Mantel- oder Schirmverluste	22
2.3.4	Armierungsverluste	23
2.4	Thermische Widerstände und Kapazitäten	25
2.5	Betriebskapazität und Blindleistung	27
2.6	Übertragungsverluste	31
3	Berechnungsgrundlagen	34
3.1	Bestimmung des Wechselstromwiderstands von Leiterkonstruktionen . . .	34
3.1.1	Analytische Berechnung geschichteter Leiter	34
3.1.2	Teilleiterverfahren	35
3.2	Methode der Finiten Elemente (FEM)	37
3.3	Berechnungsmodell nach IEC-Publikation 60-287	40

Inhaltsverzeichnis

4	Grundlagen bipolarer Mehrphasensysteme	42
4.1	Bipolare Mehrphasensysteme	42
4.2	Transformatorschaltungen	44
5	Bipolare Seekabel	50
5.1	Verbundleiter	50
5.1.1	Vergleich von Verbundleitern untereinander	53
5.1.2	Vergleich von Verbundleitern mit RE-Leitern	54
5.1.3	Vergleich von Verbundleitern mit RM-Leitern	55
5.1.4	Vergleich von Verbundleitern mit RMS-Leitern	57
5.1.5	Vergleich der Investitionskosten	61
5.1.6	Zusammenfassende Bewertung von Verbundleitern	63
5.2	Bipolare Einleiter-Seekabel	64
5.3	Bipolare Vierleiterkabel	70
5.3.1	Phasenfolgen vieradriger Kabel	72
5.3.2	Modellierung und Optimierung vieradriger Seekabel	76
5.3.3	Einordnung der Armierungsverluste	80
6	Anwendungsbeispiele Offshore-Sammelschienen	84
6.1	Mehrstufiges Ausbaukonzept	84
6.2	Übertragungsvermögen bipolarer Seekabelverbindungen	86
6.3	Netzanbindung der <i>dena</i> -Cluster	93
6.3.1	Beispiel <i>SylWin-HelWin</i>	93
6.3.2	Beispiel <i>BorWin-DolWin</i>	96
6.3.3	Vergleich der Vorschläge	99
7	Landkabeltrassen	106
7.1	Übertragungsvermögen bipolarer Landkabeltrassen	106
7.2	Auslegung der thermisch stabilisierten Grabenrückfüllung für bipolare Landkabelsysteme	111
7.3	Vergleich drei- und mehrphasig betriebener Landtrassen	121
7.4	Schirmung der Magnetfelder von Landkabeltrassen	123
8	Zusammenfassung und Ausblick	132
	Schrifttum	134
	Verwendete Formelzeichen und Abkürzungen	142

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Der Netzanschluss von Offshore-Windparks wurde bislang nur über verhältnismäßig kurze Übertragungsentfernungen und für kleinere Übertragungsleistungen in Wechselspannungstechnologie ausgeführt. So ist beispielsweise der „*dena II - Netzstudie*“ [1] zu entnehmen, dass eine Verbindung in Wechselstromtechnik mit Dreileiterkabeln nur für Leistungen von bis zu 350 MW und Entfernungen von 60 bis 80 km sinnvoll erscheint. Für Verbindungen größerer Übertragungsleistungen oder -entfernungen wird eine Netzanbindung in Gleichspannungstechnologie empfohlen.

In dieser Arbeit wird gezeigt, dass auch ein auf Wechselspannungstechnologie basierendes Übertragungssystem in der Lage ist, die beispielsweise derzeit in der Nordsee geplanten Windparks als sogenannte „*Cluster*“ an das landseitige Verbundnetz anzuschließen. Damit dies gelingt, wird das dreiphasige Wechselspannungssystem auf ein System mit vier beziehungsweise sechs Phasen erweitert. Anhand erweiterter einadriger und neu entwickelter vieradriger Kabelkonstruktionen wird gezeigt, dass solche Systeme vorteilhafte und im Vergleich zu dreiphasigen Systemen überlegene Übertragungseigenschaften besitzen.

Neben dem Übergang auf Systeme höherer Phasenordnungen müssen aber auch noch die Leiterkonstruktionen erweitert werden. Ab gewissen Leiterquerschnitten wird bei Landkabeln von der mehrdrähtigen zur sogenannten *Milliken*-Konstruktion übergegangen, um den Stromverdrängungseffekt zu reduzieren. Diese Bauform, mit ihrem geringeren Füllfaktor, ist bei Seekabelanwendungen allerdings von Nachteil, da zusätzliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Längswasserdichtigkeit ¹ notwendig werden. Um dies zu vermeiden, wird der sogenannte *Verbundleiter* systematisch beschrieben und in die diskutierten Kabelkonstruktionen eingesetzt.

Zur Demonstration der Leistungsfähigkeit bipolarer Mehrphasensysteme wird dann der

¹Längswasserdichtigkeit: Verhinderung der Ausbreitung von Wasser in Leiterlängsrichtung nach einem Schadensfall

Netzanschluss der in der „dena II - Netzstudie“ definierten Windparkcluster mit den vorgestellten Leiter- und Kabelkonstruktionen ausgelegt und mit den Planungen in Gleichspannungstechnologie verglichen.

1.2 Einordnung und Abgrenzung

Die Idee eines bipolaren, auf Wechselspannungstechnologie basierenden Übertragungssystems, auf der diese Arbeit beruht, wurde von Heinrich Brakelmann und Marten Jensen erstmals in dem Aufsatz „Neues sechsphasiges Übertragungssystem für VPE-isolierte HVAC-See- und Landkabel hoher Übertragungsleistung“ [2] vorgestellt. Darin ist eine zur Erzeugung geeignete Transformatorschaltung aufgeführt. Als Übertragungsmedium werden mit Bezug auf [3] Einleiter-Seekabel großen Schirmquerschnitts vorgeschlagen. Diese Einleiterkabel ermöglichen den Übergang zu höchsten Spannungsebenen, größten Leiterquerschnitten und somit sehr hohen Übertragungsleistungen. Im Vergleich zu üblichen Dreileiter-Seekabelkonstruktionen können so die Übertragungsverluste, die Anzahl der Legevorgänge sowie die erforderlichen Trassenbreiten verringert werden. Mit Verweis auf die „dena-I“-Netzstudie [4] wird eine Anwendung für das HVAC-Bipolarsystem in einer sogenannten „Offshore-Sammelschiene“, also dem gemeinsamen landseitigen Netzanschluss mehrerer seeseitig gelegener Gruppen von Windkraftanlagen, gesehen.

In weiteren Publikationen wird über die Energieübertragung mit vierphasigen HVAC-Bipolarsystemen berichtet. In [5] wird erläutert, wie bei Ausfall von Kabelsträngen oder Transformatoren das Bipolarsystem durch Beschaltung mit zusätzlichen Transformatoren mit verringerter Phasenzahl weiter betrieben werden kann. In [6] wird ein solcher vierphasiger Betrieb nicht nur als Systemzustand nach Fehlern gesehen, sondern auch zum schnelleren Aufbau eines funktionsfähigen Übertragungssystems bei Lieferengpässen einiger Komponenten sowie für den schrittweisen Ausbau der Übertragungskapazität je nach Anzahl der vorhandenen Windparks beziehungsweise deren installierter Erzeugungsleistung. Hierzu wird eine Transformatorengruppe in *Scottscher Schaltung* vorgeschlagen.

Eine ausführlichere Bearbeitung des Themenkomplexes erfolgte im Rahmen eines durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderte Projekt „*Innovative Konzepte für die Entwicklung der elektrischen Infrastruktur zur systemtechnischen Einbindung großer Kapazitäten erneuerbarer Energie*“ [7]. Die Ausarbeitung in Form eines Abschlussberichtes umfasst Beiträge aller an dem Projekt beteiligten Part-

ner. Die Aspekte, die unter Leitung und Mitwirkung von Prof. Heinrich Brakelmann entstanden sind, umfassen die Beschreibung bipolarer HVAC-Mehrphasensysteme auf System- sowie auf Komponentenniveau.

Die Systemebene beinhaltet die Formulierung der Leitungsparameter. Dazu wurden die Impedanzsysteme von Einleiter-Seekabeln, Vierleiter-Seekabeln sowie von Einleiter-Landkabeln in vier und sechsphasigem Betrieb beschrieben. In einem zweiten Schritt wurden hochspannungstechnische Analysen zu Energieübertragungsstrassen mit Freileitungs- wie auch Kabelabschnitten, sogenannten Zwischenverkabelungen, durchgeführt.

Auf Komponentenebene wurden die zu dem Projekt führenden, grundlegenden Vorzüge auf Wechselspannungstechnologie basierender mehrphasiger Übertragungssysteme aufgegriffen, fortgeführt und erweitert. Fortführung und Erweiterung stellen die Zielsetzung dieser Arbeit dar.

1.3 Planungshintergrund

Im Zuge des Ausbaus der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen werden überall in Europa Offshore-Windparks mit großen Nennleistungen geplant und gebaut. Für den Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands in Nord- und Ostsee fasst die *dena-Netzstudie II* [1] den aktuellen Entwicklungs- und Planungsstand zusammen. Gemäß den Vorschlägen der *dena-Netzstudie I* [4] können mehrere Windparks mit einem gemeinsamen, leistungsstarken Netzanschluss versehen werden. So können Beeinträchtigungen ökologisch sensibler Gebiete wie beispielsweise dem Wattenmeer begrenzt wie auch Kosten für den Netzanschluss reduziert werden.

Die geographisch benachbarten Windparkgruppen, die auch als *Cluster* bezeichnet werden, können beispielsweise für die Nordsee nach den Regionen um Sylt, Helgoland und Borkum zusammengefasst und benannt werden.

In [1] sind die Längen der notwendigen Seekabeltrassen wie auch die geplanten Nennleistungen der Cluster angegeben. In Tabelle 1.1 sind die neu zu installierten Erzeugungsleistungen bis zum Jahr 2015 sowie für den Zeitraum vom Jahr 2015 bis zum Jahr 2020 dargestellt. In der rechten Spalte sind dann die in den Clustern installierten Gesamtleistungen enthalten. Unabhängig davon, ob alle geplanten Projekte verwirklicht werden, sind die notwendigen Übertragungskapazitäten des Netzanschlusses erheblich. Auch wird deutlich, dass der Aufbau wohl nicht in einem zeitlich eng gesteckten Rahmen, sondern gestaffelt erfolgen wird.

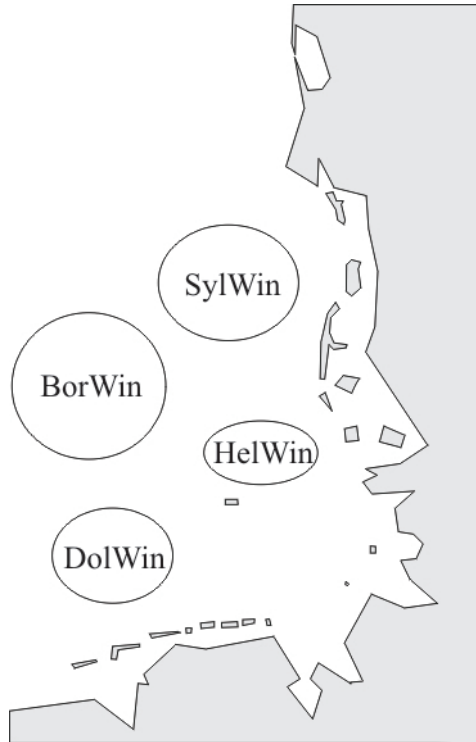


Abbildung 1.1: Skizze der geplanten Windparkgruppen in der Nordsee nach [1]

Tabelle 1.1: Windpark-Cluster nach [1]

Cluster	l	P (2015)	P (2020)	P_{ges}
Dolwin	60 km	1690 MW	2150 MW	3840 MW
Borwin	125 km	1550 MW	2300 MW	2850 MW
Helwin	90 km	1300 MW	1250 MW	2550 MW
Sylwin	160 km	950 MW	350 MW	1300 MW

In [1] werden zudem Synergieeffekte beschrieben, die entstehen, wenn der Netzanschluss mehrstufig, in einer sogenannten Multiterminal-Verbindung, erfolgt. Dabei werden beispielsweise zwei Offshore-Stationen, an die einzelne Windparks angeschlossen werden, miteinander verbunden. Eine solche Struktur ist in Abbildung 1.2 dargestellt. Die Verbindung zwischen den Sammelpattformen 2 und 1 muss für die Anschlussleistungen der küstenferneren Windparks ausgelegt sein. Die küstennähere Sammelpattform 1, an die zusätzliche Windparks angeschlossen sind, kann dann mit Kabeln größerer Übertragungsleistungen mit dem Festland verbunden werden, wobei die Anzahl der notwendigen Kabel nicht steigen muss. Die Fortführung zum Anschlusspunkt an das Verbundnetz kann dann mit Landkabeln erfolgen. Die Verbindung über eine zusätzliche, seeseitig gele-

gene Plattform bietet bei Wechselstromübertragung zudem die Möglichkeit der Kompensation der Blindleistung zur Steigerung des Übertragungsvermögens für Wirkleistung.

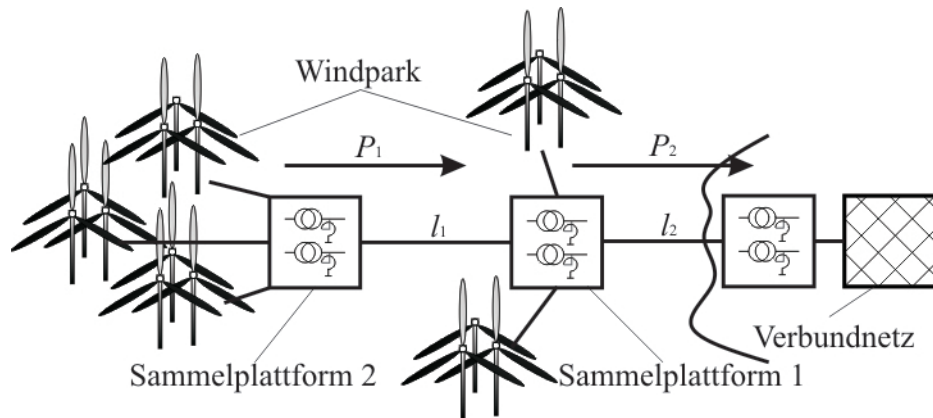


Abbildung 1.2: Mehrstufiger Anschluss von Windparks in einem Cluster

Als letzter Punkt soll die Ausfallsicherheit des Übertragungssystems betrachtet werden. Reparaturzeiten können gerade bei offshore gelegenen Komponenten erheblich werden, wenn die Wetterbedingungen ungünstig oder technische Mittel wie Reparaturschiffe nicht verfügbar sind. Bei solch hohen installierten Erzeugungsleistungen führen Ausfälle zu erheblichen wirtschaftlichen und technischen Folgen. Eine $(n-1)$ -sichere Übertragung wird derzeit seeseitig nicht angewandt, da dies zu einer teuren Überdimensionierung des Systems führen würde. Es besteht demnach die Forderung nach einem störungsunanfälligen Übertragungssystem, das aus Gründen des Umweltschutzes und der Wirtschaftlichkeit mit einer geringen Anzahl an Kabeltrassen auskommen, andererseits aber aus anderen wirtschaftlichen und technischen Überlegungen ein möglichst hohes Maß an Versorgungssicherheit bieten sollte.

1.4 Stand der Übertragungstechnik

Die Windkraftanlagen erzeugen aus Windenergie elektrische Energie auf einer Mittelspannungsebene. Mehrere Windkraftanlagen werden in Strängen zusammengefasst und an eine Übertragungsplattform angeschlossen. Für den Anschluss der Übertragungsplattform an das landseitige Verbundnetz können unterschiedliche Strategien angewendet werden:

1 Einleitung

Eine Möglichkeit des Netzanschlusses besteht im konventionellen, auf Wechselspannungstechnologie basierenden Dreiphasensystem. Dazu muss auf der Übertragungsplattform lediglich von der Mittelspannungsebene zur Hoch- oder Höchstspannungsebene transformiert werden. Je nach Spannungsebene am Netzanschlusspunkt wird dann direkt ins Netz eingespeist, oder es muss abermals die Spannungsebene gewechselt werden. Als zweite Möglichkeit kann eine Gleichspannungsverbindung aufgebaut werden. Dazu muss ebenfalls die Spannung von Mittelspannungs- auf Hoch- oder Höchstspannungsniveau hochtransformiert werden. Danach erfolgt die Gleichrichtung der drei Wechselspannungen unter Verwendung geregelter, auf Leistungselektronik basierender Brückenschaltungen zu Gleichspannungen positiver und negativer Polarität. Durch Inversion des Gleichrichtprinzips erfolgt am Netzanschlusspunkt eine Umformung in drei Wechselspannungen.

Eine auf Wechselstromtechnologie basierende, dritte Möglichkeit wird in dieser Arbeit eingehender betrachtet. Bipolare Mehrphasensysteme sind als Option zu beiden oben umrissenen Übertragungssystemen zu sehen. Um die Grundlage für Vergleiche zu schaffen, werden die konventionellen Systeme im Folgenden näher beschrieben:

1.4.1 Wechselspannungsübertragung

Bei der Energieübertragung wird unterschieden zwischen land- und seesetig gelegenen Trassen:

An Land kommen als Übertragungsmedium neben Kabeln auch Freileitungen in Betracht. Nach [8] ist ein an Donaumasten hängendes Freileitungsdoppelsystem in der Lage, bei einer Spannung von 380 kV in Abhängigkeit von der Beseilung insgesamt 3580 MVA bis zu 7624 MVA zu übertragen. Bei Kabeltrassen an Land werden meist Kabel in einadriger Konstruktion gewählt. Eine ausführliche Darstellung von Kabelanlagen der Höchstspannungsebene mit Übertragungsleistungen von bis zu 5 GVA ist in [9] zu finden.

Für Offshore-Kabelverbindungen werden meist Dreileiterkabel verwendet. Ein Seekabel mit einer zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit höchsten Übertragungsleistung verbindet den dänischen Windpark „Anholt“, der eine installierte Erzeugungsleistung von 400 MW besitzt, mit dem nördlich von Aarhus gelegenen Netzeinspeisungspunkt „Trige“ [10]. Die Übertragungsspannung des dreiphasigen Seekabelsystems beträgt 220 kV und wird zur Netzeinspeisung auf 400 kV-Ebene hochtransformiert. Der Querschnitt des runden, eindrähtigen Aluminiumleiters beträgt 1600 mm^2 . Das Kabel insgesamt besitzt

1 Einleitung

einen Durchmesser von etwa 270 mm bei einem Massebelag von $92 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$. Die Länge des Seekabelabschnitts beträgt 24 km, die des landseitigen Abschnitts 60 km. Die größte eingesetzte Einzellänge des Seekabelabschnitts betrug 12,4 km, weshalb Kabelmuffen erforderlich waren.

Eine Neuentwicklung sind Einleiter-Seekabel für den Einsatz in Drehstromsystemen. In [3] wird über ein Kabel der 400 kV-Ebene mit einem mehrdrähtigen Kupferleiter des Querschnitts von 1200 mm^2 mit einem Bleimantel und einer 1930 mm^2 messenden Kupferdrahtarmierung berichtet. Ein Drehstromsystem, bestehend aus diesen Kabeln ist in der Lage, dauerhaft 1000 MVA bei einem Leistungsfaktor identisch Eins zu übertragen.

1.4.2 Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC)

Grundsätzliche Vorteile dieser Technologie liegen darin, dass bei den Kabeln alle frequenzabhängigen Effekte wie Erhöhung der Übertragungsverluste durch Stromverdrängung und Induktionswirkung, aber auch alle spannungsabhängigen Verluste sowie Blindleistungsübertragung vermieden werden. In der Hochspannungsgleichstromübertragung (abgekürzt durch HGÜ, HVDC) existieren zwei grundsätzlich unterschiedliche Technologien. Die ältere der beiden wird als klassische HGÜ (englisch: „*HVDC-classic*“) bezeichnet, basiert auf Thyristoren und arbeitet mit einer Phasenanschnittsteuerung. Eine ausführliche Beschreibung ist in [11] enthalten.

Diese Technologie erfordert aufgrund des hohen Oberschwingungsanteils Gegenmaßnahmen wie die Speisung mit zwei Transformatorgruppen in Dreieck-Stern sowie Stern-Stern-Schaltung, bei denen sich die ersten Harmonischen (fünfte und siebte Harmonische) durch Überlagerung auslöschen und nur Harmonische höherer Ordnung (11. und 13. Harmonische, 23. und 25. Harmonische usw.) mit kleineren Amplituden erhalten bleiben. Diese können dann mit nicht unerheblichem Aufwand herausgefiltert werden. Durch den Gleichrichtungsprozess entsteht zudem ein erheblicher Blindleistungsbedarf, der vor Ort gedeckt werden muss. Außerdem können die Anlagen nur an Netzpunkte mit hohen Kurzschlussleistungen angeschlossen werden, da dies bei den verwendeten netzgeführten Umrichtern notwendig für die Regelung der Anchnittsteuerung ist.

In dieser Technologie ausgeführte Anlagen können bei höchsten Spannungen betrieben werden, doch sind für den seeseitigen Einsatz nur masseisolierte Kabel mit Betriebsspannungen von bis zu 500 kV [12] vorhanden. Spezifische Vorteile der klassischen HGÜ liegen in den verlustarmen Konverterstationen, die in [13] mit 0,8 Prozent der Übertragungsleistung je Konverter angegeben werden. Nachteilig ist der immense und auf

1 Einleitung

See extrem teure Platzbedarf der Konverterstationen, der im Vergleich zur nächstbeschriebenen Variante nach [14] bei gleicher Übertragungsleistung um den Faktor vier höher ist. Nach [13] wurde noch keine solche Anlage seeseitig errichtet.

Im Gegensatz zur klassischen HGÜ arbeitet die neuere Technologie der selbstgeführten Umrichter nicht mehr mit Anschchnittsteuerungen, sondern mit Pulsweitenmodulation (PWM). Dazu sind schnell schaltbare Ventile wie beispielsweise die sogenannten IGBTs² notwendig. Dies, sowie die Halbleiterschaltungen, sind in [15] aufgeführt: Die Ausführung in der sogenannten Zweipunkttechnik ermöglicht Spannungspegel voller positiver und negativer Polarität. Bei der Dreipunkttechnik kommt der zusätzliche Spannungspegel von Null hinzu. Als neuste Entwicklung ist die sogenannte Multipunkttechnik zu nennen, bei der auch diskrete, von Null und maximaler Spannung unterschiedliche Pegel angenommen werden können. [16] führt aus, dass viele bedeutende Projekte in Zwei- und Dreipunkttechnik ausgeführt sind.

Die derzeit verfügbaren Anlagen unterschiedlicher Anbieter verfügen über unterschiedliche Systemspannungen. Mit Spannungen von ± 150 kV bis ± 200 kV wurden Verbindungen für die Übertragung von 400 MW errichtet. In der Spannungsebene von ± 300 kV sind, abhängig von den lokalen Einsatzbedingungen, Anlagen mit Übertragungsleistungen von 800 MW - 1100 MW verfügbar [1]. In [17] wird von Planungen für drei Windparkcluster mit Leistungen von jeweils 800 MW berichtet.

Bei dieser Technologie sind Kabel mit Isolierungen aus vernetztem Polyethylen einsetzbar. Der Platzbedarf dieser neueren Technologie ist geringer als der der klassischen Variante, die Verluste sind jedoch höher: In [16] werden die Verluste von Anlagen mit Zweipunkttechnologie mit bis zu 3,0 Prozent, von Anlagen mit Dreipunkttechnologie mit bis zu 1,7 Prozent je Konverterstation angegeben. Bei Weiterentwicklungen wie der Multipunkttechnik sind jedoch noch Verbesserungen zu erwarten. Ebenfalls in [16] sind Ausfallzeiten zweier Anlagen dokumentiert: Demnach sind Verfügbarkeiten von 98 Prozent angestrebt, doch sind auch einige Jahre mit Verfügbarkeiten um 95 Prozent, in einem Jahr von nur 90 Prozent aufgeführt.

1.4.3 Seeseitige Kabelinstallation

Eine ausführliche Darstellung der seeseitigen Installation von Energiekabeln ist in [12] enthalten. Demnach existieren spezielle Legeschiffe, die ein Fassungsvermögen von bis zu

²IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor

6000 Tonnen besitzen. In Bau befinden sich Schiffe, die bis zu 7000 Tonnen fassen werden. Auf den Schiffen wird das Kabel auf sogenannten *turntables* in möglichst großen Längen aufgespult, um dann in einem kontinuierlichen Prozess vom Schiff abgelassen zu werden. Es existieren Schiffe mit einem, mit einem in einen inneren und einen äußeren Bereich unterteilten *turntable*, sowie mit zwei unabhängig voneinander betriebenen *turntables*. Von diesen Schiffen können demnach ein mehradriges Kabel oder zwei einadrige Kabel, wie sie für Gleichspannungsanwendungen notwendig sind, gelegt werden. Die beiden Kabel können gemeinsam unwickelt oder punktuell zusammengebunden werden, so dass sie ohne lichte Abstände zum Meeresboden geführt werden können. Sofern das Schiff dafür ausgerüstet ist, sind auch lichte Abstände realisierbar. Bei Verbindungen, deren Gesamtkabelgewicht über das Ladevermögen eines Schiffes hinaus geht, können mehrere Abschnitte gelegt und durch Muffen verbunden werden. Zu Schutzzwecken werden die Kabel dann in den Meeresboden eingebracht. Je nach Bodenbeschaffenheit können die Kabel eingepflügt, eingesandet oder in vorher gefräste Gräben gelegt werden. Sollen Kabelsysteme mit Einleiterkabeln und lichten Abständen eingebracht werden, sind dafür mehrere Arbeitsgänge notwendig.

1.5 Systeme höherer Phasenordnungen

Energieübertragungssysteme höherer Phasenanzahl wurden im Bereich der von Freileitungen diskutiert. Betrachtet wurden Sechs- sowie Zwölfphasensysteme. In diesen Systemen existieren Spannungen mit Phasenwinkeln von $\varphi = n \cdot 60^\circ$, ($n = 0, \dots, 5$) beziehungsweise $\varphi = n \cdot 30^\circ$, ($n = 0, \dots, 11$). Die Leiterseile werden in Fenstern von Mastköpfen als Polygone annähernd kreisrund angeordnet. Räumlich benachbarte Leiterseile werden von vektoriell benachbarten Phasen gespeist, wie Abbildung 1.3 zeigt. Bei einer solchen Anordnung entsprechen die Spannungen zwischen zwei Leiterseilen im sechsphasigen Betrieb gerade der Spannung gegen Erde. Im zwölfphasigen Betrieb sind die Spannungen zwischen den Leiterseilen sogar geringer als die Leiter-Erde-Spannung³. Dadurch können die Leiterseilabstände verringert werden, woraus sich Vorteile ergeben können.

Zwei Publikationen erläutern das Konzept und geben einen Überblick über Mehrphasensysteme: In [19] werden die Betriebseigenschaften betrachtet. Die Fortführung des Aufsatzes in [20] analysiert die Auswirkung von Überspannungen und die Isolationskoordina-

³Für ausführlichere Betrachtungen sei an dieser Stelle auf das Kapitel 2.1, insbesondere auf Tabelle 2.1 verwiesen.

1 Einleitung

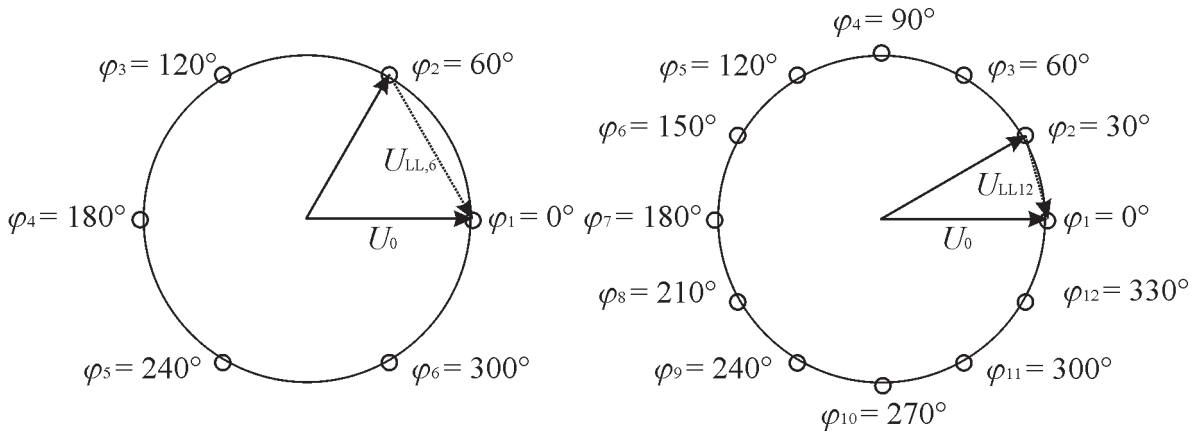


Abbildung 1.3: Freileitungssystem mit höheren Phasenordnungen [18]

tion. [21] berichtet über eine Demonstrationsanlage, an der unterschiedliche Mastkopfbilder, Isolatorausführungen und -anordnungen sowie Abstandhalter zwischen den Phasenseilen erforscht und die vorangegangenen theoretischen Berechnungen verifiziert werden. In [22] wird über einen in [21] angekündigten Ausbau zu einem zwölfphasigen System berichtet. Ein solches System ist einem dreiphasigen Übertragungssystem gleicher thermischer Grenzleistung, aber deutlich höherer Betriebsspannung gegenübergestellt.

Nach dem Betrieb einer Demonstrationsanlage werden in [23] die notwendigen Umbaumaßnahmen einer Unterstation vom Betrieb eines Dreiphasen-Doppelsystem auf Hochspannungsebene auf einen sechsphasiges System beschrieben. Hintergrund und Details sind in [24] enthalten. Demnach bestand Bedarf an einer Erhöhung der thermischen Grenzleistung der Verbindung. Für eine Neubeseilung hätte es neben neuer Leiterseile der Verstärkungen der gesamten Leitungsstrukturen bedurft. Daher wurde der Umbau auf ein sechsphasiges System erwogen. Die Betriebsspannung wurde von $U_0/U_N = 66 \text{ kV}/115 \text{ kV}$ auf $U_0/U_N = 93 \text{ kV}/161 \text{ kV}$ erhöht, womit die notwendige Belastbarkeitssteigerung um 40 Prozent umgesetzt werden konnte. Neben den bereits vorhandenen Masten wurden die vorher erforschten, für sechsphasige Systeme konzipierten Masten in kompakter Bauform eingesetzt. Eine Vollkostenrechnung, die neben den Investitionskosten auch die Betriebskosten und Übertragungsverluste enthält, zeigt, dass ab gewissen Längen der Übergang auf ein Sechssystem günstiger als eine Neubeseilung sein kann. Es wird über einen erfolgreichen, dreijährigen Betrieb der Anlage berichtet.

Zusammenfassend ergeben sich folgende Vorteile von Freileitungssystemen höherer Phasenordnung gegenüber dreiphasigen Systemen:

1 Einleitung

- kleinere Isolierabstände zwischen den Leiterseilen bei gleicher Betriebsspannung
→ dreiphasiger Betrieb im $(n - 1)$ – Fall möglich
- höhere Betriebsspannungen bei gleichen Isolierabständen zwischen den Leiterseilen
→ höhere Übertragungsleistungen
- kompaktere, weniger sichtbare Mastkopfformen, geringerer Platzbedarf
- geringere E-Feldstärken an der Leiteroberfläche (aber höhere Feldstärken am Erdboden)
→ weniger koronabedingte Funk- sowie akustisch wahrnehmbare Störungen
- mehr Leiterquerschnitt auf kompakterem Raum (bei Zwölphasensystemen)
→ Vermeidung höherer Spannungsebenen
→ geringere E-Feldstärken am Boden (im Vergleich zu höheren Spannungsebenen)
- geringere magnetische Induktionen im Trassenbereich.

2 Elektrische Energieübertragung

2.1 Elektrische Leistung

Die elektrische Leistung, die über eine Leitung geführt wird, ist das Produkt aus der elektrischen Spannung u , die an der Leitung anliegt, sowie dem elektrischen Strom i , der durch die Leitung fließt [25]. Bei harmonischer Zeitabhängigkeit gilt:

$$u(t) = \hat{u} \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi_u) \quad (2.1)$$

$$i(t) = \hat{i} \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi_i) \quad (2.2)$$

Nach Anwendung der Eulerschen Formel können die Gleichungen 2.1 und 2.2 umformuliert werden:

$$u(t) = \operatorname{Re} \{ \underline{u}(t) \} = \operatorname{Re} \{ \hat{u} \cdot e^{j\varphi_u} \cdot e^{j\omega t} \} \quad (2.3)$$

$$i(t) = \operatorname{Re} \{ \underline{i}(t) \} = \operatorname{Re} \{ \hat{i} \cdot e^{j\varphi_i} \cdot e^{j\omega t} \} \quad (2.4)$$

$$(2.5)$$

In den Gleichungen 2.3 und 2.4 sind die sogenannten Scheitelwertzeiger enthalten:

$$\underline{\hat{u}} = \hat{u} \cdot e^{j\varphi_u} \quad (2.6)$$

$$\underline{\hat{i}} = \hat{i} \cdot e^{j\varphi_i} \quad (2.7)$$

In der elektrischen Energietechnik ist jedoch nicht die Schreibweise als Scheitelwert-, sondern als Effektivwertzeiger üblich:

$$\underline{U} = \frac{\underline{\hat{u}}}{\sqrt{2}} \quad (2.8)$$

$$\underline{I} = \frac{\underline{\hat{i}}}{\sqrt{2}} \quad (2.9)$$

2 Elektrische Energieübertragung

Die sogenannte elektrische Scheinleistung \underline{S} wird durch den Zusammenhang der Gleichung 2.10 beschrieben:

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* \quad (2.10)$$

$$\underline{S} = U \cdot I \cdot e^{j(\varphi_u - \varphi_i)} \quad (2.11)$$

Die Umformung zur Gleichung 2.11 verdeutlicht, dass durch im Allgemeinen unterschiedliche Phasenlagen von Spannung (φ_u) und Strom (φ_i) die Scheinleistung \underline{S} Real- sowie Imaginärteil aufweisen kann:

$$\underline{S} = P + j \cdot Q \quad (2.12)$$

Üblicherweise wird bei zur Charakterisierung des Übertragungsvermögens von Leitungen der Betrag der Scheinleistung gemäß Gleichung 2.13 angegeben:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.13)$$

Der Realteil P der Scheinleistung \underline{S} wird als Wirkleistung, der Imaginärteil Q als Blindleistung bezeichnet. Beide können sowohl aus Gleichung 2.11 wie auch aus Gleichung 2.14 beziehungsweise 2.15 bestimmt werden:

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\varphi_u - \varphi_i) = \sqrt{S^2 - Q^2} \quad (2.14)$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin(\varphi_u - \varphi_i) = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.15)$$

Energieübertragungssysteme mit m Wechselspannungsquellen gleicher Betriebsfrequenz, denen jeweils n Leiter parallel zugeordnet sind, übertragen eine Gesamtleistung gemäß Gleichung 2.16 von:

$$\underline{S}_{\text{ges}} = (m \cdot n) \cdot \underline{S} = (m \cdot n) \cdot (P + j \cdot Q) \quad (2.16)$$

Der Definition der Spannung muss besonderes Augenmerk geschenkt werden. Bei den verwendeten Gleichungen 2.10, 2.11, 2.14 und 2.15 wurde, ohne dies deutlich zu kennzeichnen, die Annahme getroffen, die Spannung habe als Bezug ein Potential von 0 Volt, also das Erdpotential. Eine Spannung mit diesem Bezugspotential besitzt das Formelzeichen U_0 . In der elektrischen Energietechnik, die auf dreiphasigen Wechselnungssystemen

Tabelle 2.1: Maximale und minimale Leiter-Leiter-Spannungen in Mehrphasensystemen

m	$U_{LL,\min}$	$U_{LL,\max}$
3	$\sqrt{3} \cdot U_0 \approx 1,73 \cdot U_0$	$\sqrt{3} \cdot U_0$
4	$\sqrt{2} \cdot U_0 \approx 1,41 \cdot U_0$	$2 \cdot U_0$
6	$1 \cdot U_0$	$2 \cdot U_0$
12	$\sqrt{2 - \sqrt{3}} \cdot U_0 \approx 0,52 \cdot U_0$	$2 \cdot U_0$

temen basiert, ist es allerdings üblich, die Spannung des Systems als Potentialdifferenz zweier Leiter U_{LL} , zum Beispiel zwischen L1 und L2 zu definieren. Diese Spannung, die in Drehstromsystemen als Nennspannung U_N bezeichnet wird, hat einen größeren Effektivwert. Es gilt:

$$U_N = |\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}| = |\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}| = |\underline{U}_{L3} - \underline{U}_{L1}| = \sqrt{3} \cdot U_0 \quad (2.17)$$

Aus Gleichung 2.17 kann nicht nur der für Dreiphasensysteme gültige Zusammenhang zwischen der Spannung U_N und U_0 entnommen werden, auch wird deutlich, dass er für die Beziehung aller Spannungen untereinander identisch ist. Beide Aussagen sind bei Systemen mit höherer Phasenzahl m nicht mehr gültig. In diesen Fällen weisen die Spannungen zwischen unterschiedlichen Leitern unterschiedliche Effektivwerte auf. Im Vorgriff auf Vierphasensysteme können dort die Effektivwerte der Spannungen zwischen zwei Leitern sowohl $\sqrt{2} \cdot U_0$ als auch $2 \cdot U_0$ betragen. Bei sechsphasigen Systemen existieren fünf verschiedene Spannungen zwischen zwei Leitern, deren Effektivwerte von U_0 bis $2 \cdot U_0$ betragen. Bei Systemen mit mehr als sechs Phasen können die Effektivwerte der Spannungen zwischen zwei Leitern kleiner als die der Spannung gegen Erdpotential sein.

Tabelle 2.1 fasst die kleinsten und die größten vorkommenden Spannungen ($U_{LL,\min}$ und $U_{LL,\max}$) von Energieübertragungssystemen höherer Phasenordnung zusammen und verdeutlicht, dass eine Charakterisierung der Spannungsebene durch die Leiter-Leiter-Spannung, wie sie bei Dreiphasensystemen vorgenommen wird, bei mehr als drei Phasen uneindeutig ist. Auch lässt diese Bezeichnung keine Rückschlüsse auf etwaige Isolierabstände zu¹, da diese dann abhängig von der Anordnung der Phasen wären. Um Eindeutigkeit in der Bezeichnung der Spannungsebenen zu wahren, sollen alle Span-

¹Dies ist bei geschirmten Kabeln ohnehin nicht der Fall

nungsebenen in erster Linie durch die Leiter-Erde Spannung U_0 charakterisiert werden. Um jedoch einen Vergleich mit herkömmlichen Komponenten dreiphasiger Energieübertragungssysteme zu erleichtern und als Zugeständnis an die gewohnten Bezeichnungenformen werden die äquivalenten Leiter-Leiter-Spannungen dreiphasiger Systeme, beschrieben durch Gleichung 2.17 (Nennspannung U_N) mit angegeben.

2.2 Kabelerwärmung

Bei erdverlegten Kabeln ist das Fouriersche Gesetz der Wärmeleitung, das in integraler Form und angepasst auf die Problemstellung der Energiekabeltechnik in Gleichung 2.18 formuliert ist:

$$\Delta\vartheta = P'_V \cdot T' \quad (2.18)$$

Darin entspricht $\Delta\vartheta$ der Temperaturdifferenz zwischen zwei Punkten. P'_V ist der von einer Wärmequelle erzeugte Wärmestrombelag, was einem Verlustleistungsbelag entspricht. Dieser wird über einen thermischen Widerstandsbelag T' abgeführt, dessen Bestimmungsgleichung neben der Wärmeleitfähigkeit λ_{therm} geometrische Abmessungen enthält. Das Fouriersche Gesetz kann in Analogie zum Ohmschen Gesetz der Elektrotechnik gesehen werden. Dabei korrespondiert die Spannung, also die Differenz elektrischer Potentiale mit der Temperaturdifferenz, die Verlustleistung mit dem elektrischen Strom und der thermische Widerstand mit dem elektrischen Widerstand. Auf der Grundlage

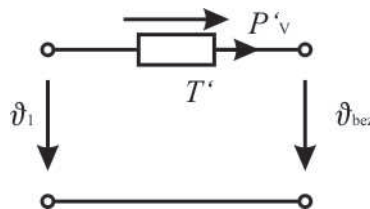


Abbildung 2.1: Ersatzschaltbild zum Fourier'schen Gesetz

dieses Ersatzschaltbildes wird das thermische Ersatzschaltbild eines Kabels in Anlehnung an die IEC-Publikation 60-287 [26], die ein Verfahren zur Belastbarkeitsberechnung von Energiekabeln bei Dauerlast beschreibt, gemäß Abbildung 2.2 abgeleitet sowie dessen Elemente benannt: Die linke Seite dieses Ersatzschaltbildes ist dem Leiter bei einer Temperatur ϑ_L zugeordnet, in dem die Leiterverluste P'_L entstehen. Diese werden über den thermischen Widerstand T'_1 der Isolierung geführt. Die dielektrischen Verluste

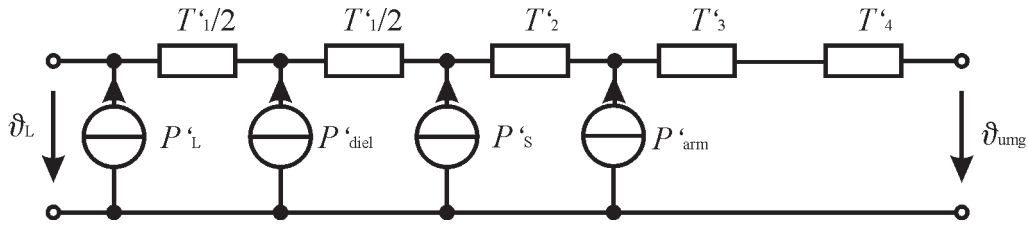


Abbildung 2.2: Thermisches Ersatzschaltbild eines Kabels nach IEC-Publikation 60-287

der Isolierung P'_{diel} werden konzentriert nur über die Hälfte des thermischen Widerstandes der Isolierung geführt. Dieses Modell ermöglicht es, die Erwärmung durch die in der Isolierung spannungsabhängig verteilt anfallenden Verluste exakt zu berücksichtigen. Der Mantel- oder Schirmverlustbelag P'_s ist als dritte Quelle eingetragen. Dieser wird, zusammen mit den Leiterverlusten und den dielektrischen Verlusten über den Korrosionsschutz, dessen thermischer Effekt durch den thermischen Widerstandsbelag T'_2 beschrieben wird, geleitet. Wenn das Kabel eine zusätzliche Bewehrung oder Armierung aus Metall aufweist, können noch weitere Verluste entstehen, die im Hinblick auf die Seekabelanwendungen in dieser Arbeit als Armierungsverlustbelag P'_{arm} bezeichnet werden. Die Erwärmung durch den Korrosionsschutz der Armierung wird durch den thermischen Widerstandsbelag T'_3 erfasst. Im letzten thermischen Widerstandsbelag T'_4 sind die Informationen über alle weiteren passiven Bestandteile der Kabelanlage wie Schutzrohre der Kabel, thermisch stabilisierte oder verbesserte Rückfüllmaterialien sowie das umgebende Erdreich enthalten. Abschließend wird dem Netzwerk die Bezugstemperatur ϑ_{umg} zugeordnet, die der von der Kabelerwärmung unbeeinflussten Umgebungstemperatur entspricht.

Die Erwärmung des Kabels ist nicht nur durch die im Kabel selbst auftretenden Verluste bestimmt, sondern auch noch durch andere in der Umgebung befindliche Wärmequellen, vornehmlich anderer Kabel des Übertragungssystems oder anderer Adern des Mehrleiterkabels. Zur Berechnung ergibt sich ein gekoppeltes Gleichungssystem, wie es in [27] und [28] beschrieben wird. Bei anderen Kabeln kann die Beeinflussung gemindert, also die thermische Kopplung geschwächt werden, in dem die Abstände zwischen den Kabeln vergrößert werden:

2.3 Kabelverluste

Begrenzt wird die Übertragung der elektrischen Energie durch die bei der Übertragung entstehenden Verluste und die daraus entstehenden Erwärmungen. Zur Angabe

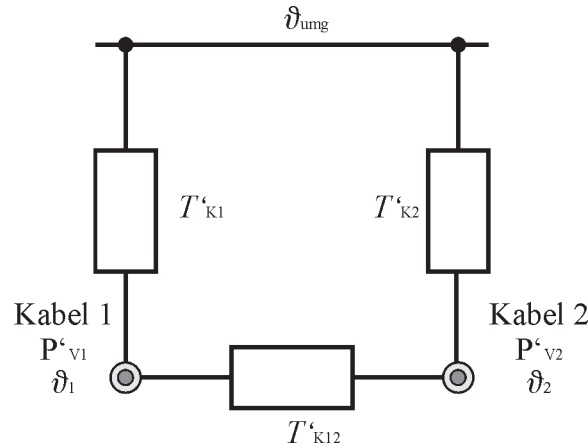


Abbildung 2.3: Thermische Kopplung zwischen zwei Kabeln

der Verluste ist es dabei üblich, die Verluste als Verlustleistungsbelag auf Referenzlängen zu beziehen, was durch ein Hochkomma am entsprechenden Formelzeichen angedeutet wird.

2.3.1 Leiterverluste

Die Leiterverluste hängen gemäß der Gleichung 2.19 vom Leiterstrom ab:

$$P'_L = I^2 \cdot R'_{AC} \quad (2.19)$$

$$R'_{AC} = R'_{DC,20} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta\vartheta) \cdot (1 + y_s + y_p) \cdot p \quad (2.20)$$

Darin ist R'_{AC} der Wechselstromwiderstandsbelag des Leiters bei seiner Betriebstemperatur. Dieser basiert auf dem Gleichstromwiderstandsbelag $R'_{DC,20}$, der aus dem elektrisch wirksamen Querschnitt A_{e1} und der Leitfähigkeit κ des Materials bei einer Referenztemperatur von $\vartheta = 20^\circ\text{C}$ resultiert.

Der Temperatureinfluss auf den Widerstandsbelag wird durch einen linearen Term angenähert, der den Temperaturkoeffizienten α des Materials und die Differenz zur Referenztemperatur $\Delta\vartheta$ enthält.

Der zweite Term beschreibt die Erhöhung des Leiterwiderstandes durch Stromverdrängungseffekte. Der Stromverdrängungsfaktor y_s (SkinEFFEKTFaktor) erfasst die Auswirkung auf die Stromdichteverteilung im Leiter, hervorgerufen durch das Magnetfeld des eigenen Leiterstromes. Der NäheEFFEKTFaktor y_p (ProximityEFFEKTFaktor) beschreibt den Ein-

fluss auf die Stromdichteverteilung eines Leiters, hervorgerufen durch das Magnetfeld räumlich benachbarter stromführender Leiter.

Im letztgenannten Faktor p ist der Einfluss ferromagnetischer Elemente in der Kabelkonstruktion oder in der Kabelanlage auf den Leiterwiderstand zusammengefasst. Dies können Rückwirkungen einer Stahldrahtarmierung, einer hochpermeablen Bebanderung oder eines Stahlrohres sein. In [26] wird dieser Faktor pauschal zu $p = 1,7$ beziehungsweise in [29] $p = 1,5$ angenommen, wobei dies als Abschätzung zur sicheren Seite zu betrachten ist.

2.3.2 Dielektrische Verluste

Die dielektrischen Verluste P'_{diel} sind spannungsabhängig und entstehen kontinuierlich und spannungsabhängig verteilt im gesamten Isolierungsquerschnitt. Die Quantifizierung erfolgt in Bezug auf die Blindleistung einer Kabelader (siehe Abschnitt 2.5):

$$P'_{\text{diel}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C' \cdot U_0^2 \cdot \tan \delta \quad (2.21)$$

Der Ausdruck $\tan \delta$ wird als dielektrischer Verlustfaktor bezeichnet und ist eine Materialkonstante, die stark von den verwendeten Isolierungsmaterialien abhängt. Bei vernetztem Polyethylen, wird zur sicheren Berechnung der Belastbarkeit von Energiekabeln meist ein Verlustfaktor von $\tan \delta = 1 \cdot 10^{-3}$ angenommen.

2.3.3 Mantel- oder Schirmverluste

Gemäß IEC-Publikation 60-287 [26] werden die durch Induktionswirkung entstehenden Verluste in Metallmänteln und -schirmen durch den Verlustfaktor λ_1 auf die Leiterverluste bezogen:

$$\lambda_1 = \frac{P'_S}{P'_L} \quad (2.22)$$

Im Allgemeinen bestehen diese Verluste aus Längsstromverlusten λ'_1 und Wirbelstromverlusten λ''_1 :

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad (2.23)$$

Während des Betriebes werden in die Metallmäntel oder -schirme Längsspannungen vom Leiterstrom des Kabels sowie von allen anderen Leiterströmen des Übertragungssystems induziert. Bei beidseitiger Erdung fließen dann Längsströme, deren Verlustanteil mit λ'_1 gekennzeichnet wird. Mit λ''_1 werden die Wirbelstromverluste innerhalb des Metallmantels oder -schirms gekennzeichnet. Bei einseitiger Erdung oder zyklisch ausgekreuzten Metallmänteln oder -schirmen mit identischer Unterabschnittslänge treten nur Wirbelstromverluste auf, da sich insgesamt die Längsspannungen aller Unterabschnitte kompensieren. Eine umfangreiche Übersicht der Zusammenhänge ist in [30] und [31] enthalten.

2.3.4 Armierungsverluste

In einer metallernen Armierung können ebenfalls Längs- und Wirbelstromverluste auftreten, wobei keine rechnerische Aufteilung erfolgt [26]. Wie auch die Schirm- oder Mantelverluste werden die Armierungsverluste durch den Armierungsverlustfaktor λ_2 auf die Leiterverluste bezogen:

$$\lambda_2 = \frac{P'_{arm}}{P'_{L,ges}} \quad . \quad (2.24)$$

Zu beachten ist hierbei, dass die Verlustleistung aller von der Armierung eingeschlossener Leiter herangezogen wird. Da die Armierung mechanische Aufgaben in der Kabelkonstruktion übernimmt, wird oftmals ferromagnetischer Stahl verwendet. In ferromagnetischen Materialien ist der Zusammenhang zwischen der magnetischen Feldstärke H und der magnetischen Induktion B nichtlinear und im Allgemeinen durch eine Hysterese beschrieben. Abbildung 2.4 zeigt eine solche Hysterese Kennlinie. Neben der Grenzkennlinie sind auch Unterhysteresen sowie die Kommutierungskurve dargestellt.

Die in hysteresebehafteten, ferromagnetischen Materialien entstehenden Verluste sind in [32] wie folgt beschrieben:

$$P_h = f \cdot A_{mat} \cdot l \cdot \int_0^{2 \cdot B_{max}} H \, dB = f \cdot A_{mat} \cdot l_{mat} \cdot A_h \quad (2.25)$$

Neben der Betriebsfrequenz f und den Materialabmessungen wie Materialquerschnitt A_{mat} und Materiallänge l_{mat} sind die Armierungsverluste von der durch die Hysterese Kennlinie aufgespannten Fläche abhängig, die durch den Integralausdruck im ersten, sowie zusammengefasst als Variable A_h , im zweiten Term aufgeführt ist. Nach dem Übergang auf längenbezogene Größen lassen sich die Armierungsverluste also wie folgt

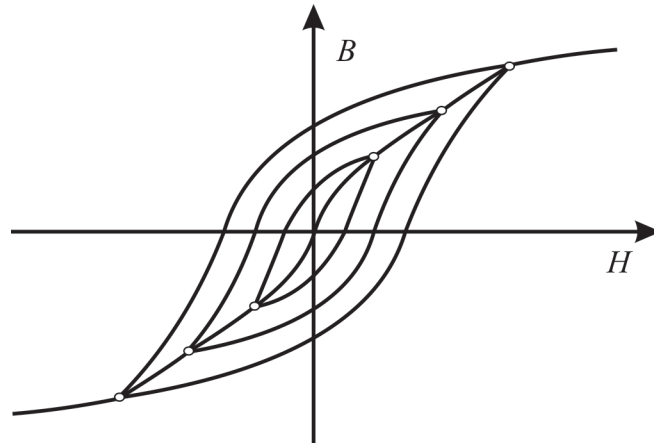


Abbildung 2.4: Hysteresekennlinie und Kommutierungskurve ferromagnetischer Werkstoffe

annähern:

$$P'_h = f \cdot A_{\text{mat}} \cdot A_h \quad (2.26)$$

Die aufgespannte Fläche ist nach Abbildung 2.4 nicht konstant, sondern hängt von der Anregung des Materials beziehungsweise dem Zusammenhang zwischen Feldstärke H und Induktion B ab, die durch den Zusammenhang der Gleichung 2.27 gegeben ist:

$$B = \mu \cdot H \quad (2.27)$$

Solange sich das Feld in einheitlichem Material betrachtet wird, muss der Zusammenhang aus Abbildung 2.4 benutzt werden. Befinden sich allerdings Bereiche im Pfad des magnetischen Flusses, die dia- oder paramagnetische Eigenschaften aufweisen, zum Beispiel zwischen den Einzeldrähten einer Stahlbewehrung, wird die Hysteresekennlinie geschert²:

$$\mu_{\text{eff}} = \frac{\mu}{1 + \frac{\mu \cdot l_0}{\mu_0 \cdot l_1}} \quad (2.28)$$

Die dabei entstandene, sogenannte effektive Permeabilität μ_{eff} resultiert aus der Länge des Eisenpfades l_1 sowie der Länge des Luftpfades l_0 und ist sehr viel geringer als die alleinige Permeabilität des Ferromagnetikums. Unter Berücksichtigung der Zusammenhänge, wie sie in Gleichung 2.27, in Abbildung 2.4 und Gleichung 2.25 dargestellt werden, sind

²Dies ist als Näherung nur für im Verhältnis zur Eisenweglänge kurze Luftspalte zulässig, soll aber an dieser Stelle trotzdem zum allgemeinen Verständnis der Verlustmechanismen in Armierungen herangezogen werden.

die Ummagnetisierungsverluste in Armierungen mit Lücken im Eisenpfad sehr viel geringer als in solchen mit geschlossenem Eisenpfad.

2.4 Thermische Widerstände und Kapazitäten

Die thermischen Widerstands- und Kapazitätsbeläge sind, wie die elektrischen Äquivalenzen, von den geometrischen Abmessungen sowie von den Materialkonstanten, also der thermischen Leitfähigkeit λ_{therm} beziehungsweise der spezifischen Wärmekapazität c abhängig. Für auf kreisförmigen Querschnitten beruhende Elemente können analytische Lösungen gefunden werden:

$$T' = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{therm}}} \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_i} \right) \quad . \quad (2.29)$$

Darin sind jeweils r_a der Außenradius und r_i der Innenradius von Isolierung, Korrosionsschutz etc.. Der Wärmewiderstandsbelag des Bodens T'_4 und die Kopplungswärmewiderstände T'_{ij} können durch Anwendung des Spiegelungsprinzips, wie es aus der Elektrostatik bekannt ist, bestimmt werden [29] [33] [28]:

$$T'_4 = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{therm}}} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot h}{d_{\text{Kab}}} \right) \quad (2.30)$$

$$T'_{ij} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{therm}}} \cdot \ln \left(\frac{s'}{s} \right) \quad (2.31)$$

In den Gleichungen 2.30 und 2.31 sind h die Legetiefe des betrachteten Kabels, d_{Kab} der Kabelradius, s der Abstand zum Kabel, dessen Kopplungswiderstand ermittelt werden soll und s' der Abstand zur Spiegelung eben dieses Kabels an der Bezugsebene.

Zur Bestimmung der Wärmekapazitäten können Entsprechungen im Aufbau der Formeln genutzt werden. So entspricht der Kehrwert des Wärmewiderstandes der Wärmekapazität, wenn der thermische Leitwert durch die spezifische Wärmekapazität ersetzt wird.

Bei einigen Böden muss das Auftreten partieller Bodenaustrocknung berücksichtigt werden. Starke thermische Belastung des Erdbodens, wie sie in unmittelbarer Umgebung von Hochleistungskabeln auftritt, führt unter Einfluss des Temperaturgradienten im Boden zu einem Transport von flüssigem Wasser und Wasserdampf. Beim Austrocknungsvorgang strömt Wasserdampf aufgrund des Temperaturgefälles vom Kabel fort. In kühleren Bereichen kondensiert der Wasserdampf und wird durch Kapillarwirkung

zurückgeleitet. Wird ein kritischer Feuchtegehalt unterschritten, der mit einer kritischen Temperatur korrespondiert, wirken die rückstellenden Kapillarkräfte nicht mehr, was den Rücktransport flüssigen Wassers unterbindet. Dies führt zu dauerhaft ausgetrockneten Bereichen. Der Feuchtegehalt wie auch der Feuchtetransport haben Einfluss auf die Wärmeabfuhr, ausgedrückt durch die spezifische Wärmeleitfähigkeit λ_{therm} des Bodens, die in trockenen Bereichen um einen Faktor von zwei bis fünf geringer ist als in feuchten Böden..

Für stationäre Betrachtungen findet Bodenaustrocknung nach IEC-Publikation 60-287 [26] ab einer kritischen Übertemperatur von $\Delta\vartheta_{\text{krit}} = 15^\circ\text{C}$ statt. Bodenbereiche innerhalb der Grenzisotherme besitzen eine spezifische Wärmeleitfähigkeit von $\lambda_t = 0,4 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$, Bodenbereiche außerhalb der Grenzisotherme eine solche von $\lambda_f = 1,0 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$. Abbildung 2.5 verdeutlicht dies.

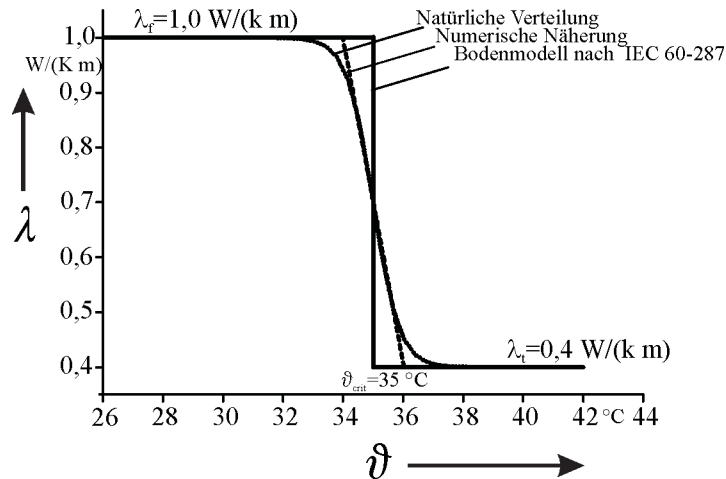


Abbildung 2.5: Spezifische thermische Leitfähigkeit λ_{therm} des Erdbodens als Funktion der Bodentemperatur ϑ nach dem Zweisichtenmodell der partiellen Bodenaustrocknung bei einer Temperatur des ungestörten Bodens von $\vartheta_{\text{umg}} = 20^\circ\text{C}$

Eine ausführliche Darstellung aller für das Auftreten von Bodenaustrocknung notwendigen Randbedingungen, der Beschreibung der transienten sowie stationären Vorgänge und die sich daraus ergebenden Konsequenzen für die Belastbarkeit von Energiekabelanlagen sind in [28] enthalten.

Bei der Beschreibung komplizierterer Geometrien, etwa der der Wärmeströmungen in den Zwickeln mehradriger Kabel oder Bereichen thermisch verbesserter Rückfüllungen innerhalb des Kabelgrabens muss auf semianalytische Näherungen oder direkt auf nume-

rische Methoden zurückgegriffen werden, wie sie zum Beispiel in [34], [35], [28] und [36] zu finden sind.

2.5 Betriebskapazität und Blindleistung

Charakterisierend für das Betriebsverhalten der Isolierung ist die durch die Isolierung gebildete Kapazität. Bei Kabeln, bei denen das elektrische Potential zwischen der inneren und der äußeren Leitschicht abgebaut wird, wird der elektrische Kapazitätsbelag gemäß der Gleichung 2.32 bestimmt:

$$C' = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{\ln \left(1 + \frac{d_{\text{iso}}}{r_{\text{i,iso}}} \right)} \quad . \quad (2.32)$$

Neben der Permittivität des Vakuums ϵ_0 und der materialabhängigen relativen Permittivität ϵ_r sind der Innenradius der Isolierung $r_{\text{i,iso}}$ sowie deren Wanddicke d_{iso} von Einfluss. Der Innenradius wird durch den Leiterradius sowie durch die Dicke der inneren Leitschicht bestimmt. Die Wanddicke der Isolierung ist bei der höchsten auftretenden Spannung nach den zulässigen elektrischen Feldstärken an der inneren, aber auch an der äußeren Leitschicht zu bestimmen.

Abbildung 2.6 illustriert die Angaben zweier Kabelhersteller zu den von ihnen verwendeten Isolierwandstärken. Die Angaben des linken Teils der Abbildung 2.6 sind in [37] zu finden, die Angaben des rechten Abbildungsteils wurden [38] entnommen. Gerade in [38] wird deutlich gemacht, dass die Angaben „ungefähre Werte“ darstellen, insgesamt ist jedoch ersichtlich, dass bei größeren Leiterquerschnitten Änderungen der Leiterradien kaum Änderungen in den Isolierwandstärken erfordern.

Für weitere Betrachtungen werden ab hier einheitlich für Kabel der Spannungsebene $U_0/U_N = 64 \text{ kV}/110 \text{ kV}$ Isolierwanddicken von $d_{\text{iso}} = 18 \text{ mm}$, für Kabel der Spannungsebene $U_0/U_N = 127 \text{ kV}/220 \text{ kV}$ Isolierwanddicken von $d_{\text{iso}} = 22 \text{ mm}$ sowie für Kabel der Spannungsebene $U_0/U_N = 220 \text{ kV}/380 \text{ kV}$ Isolierwanddicken von $d_{\text{iso}} = 26 \text{ mm}$ angenommen. Neben diesen formalen Bezeichnungen werden noch die höchstzulässigen Bemessungsspannungen definiert. Diese betragen, ausgedrückt als verkettete Spannungen, 123 kV, 245 kV sowie 420 kV. Bei Seekabeln existiert zudem eine Zwischenspannungsebene von $U_0/U_N = 86,6 \text{ kV}/150 \text{ kV}$. Die Isolierwanddicken dieser Spannungsebene werden in dieser Arbeit denen der 110 kV-Ebene gleichgesetzt. Bei den Übertagungsleistungen für Seekabelsysteme im Kapitel 6 wird auf diese Bemessungsspannungen zurückgegrif-

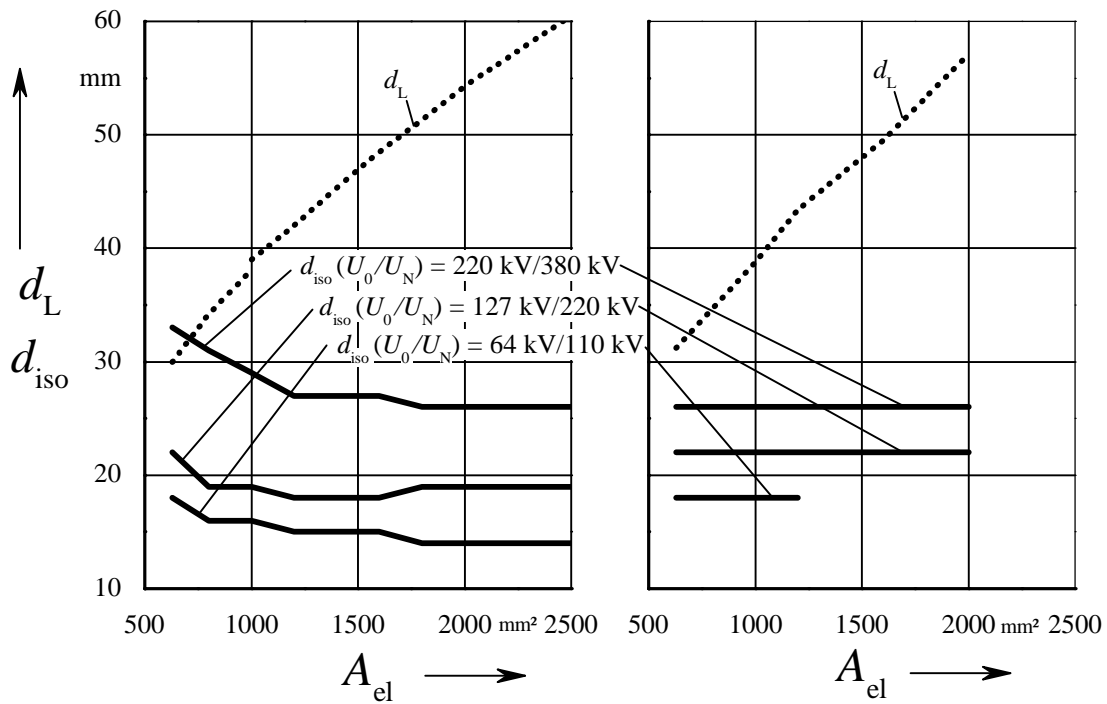


Abbildung 2.6: Leiterdurchmesser d_L sowie Isolierungsdicke d_{iso} als Funktion des Leiterquerschnitts A_{el} unterschiedlicher Kabelhersteller (links [37], rechts [38]).

fen. Bei unterschiedlichen Leiterkonstruktionen führt die konstant angenommene Isolierungsdicke zu unterschiedlichen Kapazitätsbelägen C' , wie Tabelle 2.2 zeigt.

Mit den Kapazitätsbelägen sind maximal mögliche Übertragungslängen verbunden. Gemäß Gleichung 2.14 verringert sich das Übertragungsvermögen für Wirkleistung mit zunehmender Blindleistungsübertragung. Ursächlich dafür ist der mit dem Kapazitätsbelag verbundene Ladestrom I_L . Dieser beträgt je Kabelader

$$I_L = U_0 \cdot \omega \cdot C' \cdot l \quad (2.33)$$

Unter Vernachlässigung der Längsspannung des Kabels ergibt sich bei beidseitiger Blindleistungskompensation ein Profil des Ladestroms bei längs der Leitung, wie es beispielhaft für ein unbelastetes Kabel in Abbildung 2.7 dargestellt ist.

Durch den zur Hälfte in beide Kabelenden einströmenden Ladestrom I_L wird das Übertragungsvermögen gemäß Gleichung 2.34 reduziert. In Abbildung 2.8 ist diese Funktion für jeweils ein Kabel mit den in Tabelle 2.2 enthaltenen 1200 mm^2 RE-Leitern sowie 2000 mm^2 RMS-Leitern aller drei Spannungsebenen dargestellt. Für Kabel mit 1200 mm^2

Tabelle 2.2: Kapazitätsbeläge C' unterschiedlicher Leiterkonstruktionen und Spannungsebenen

U_0/U_N	$U_{0,B}/U_{N,B}$	d_{iso}	C'			
			1200 mm ²		2000 mm ²	
			RE	RMS	RE	RMS
[kV]	[kV]	[mm]	[nF/km]	[nF/km]	[nF/km]	[nF/km]
64 / 110	86,6 / 150	18	195,9	212,9	237,6	259,2
127 / 220	141,5 / 245	22	169,6	183,6	204,0	221,9
220 / 380	242,5 / 420	26	151,2	163,2	180,6	195,8

Leitern wurde ein Nennstrom $I_N = 900$ A sowie für Kabel mit 2000 mm² Leitern ein Nennstrom von $I_N = 1500$ A angenommen.

Zu erkennen ist, dass sich je nach Leitertyp und Spannungsebene das Übertragungsvermögen eines einzelnen Kabels stark variiert. Bei der kleinsten betrachteten Spannungsebene von $U_0/U_N = 64$ kV/110 kV können bei den gewählten Nennströmen sehr große Distanzen von bis zu 200 km mit einem guten Verhältnis von übertragener Wirk- zu Blindleistung überbrückt werden. Hier sind jedoch die übertragbaren Leistungen pro Kabel am geringsten.

$$P = \sqrt{S^2 - \frac{1}{4} \cdot (U_0^2 \cdot \omega \cdot C' \cdot l)^2} \quad (2.34)$$

Im Vergleich dazu ist das Übertragungsvermögen eines Kabel bei einer Spannungsebene von $U_0/U_N = 127$ kV/220 kV höher, doch nimmt hier die Blindleistungserzeugung der Kabel mit steigender Übertragungsdistanz schnell zu, so dass mit zunehmender Entfernungen das Verhältnis von übertragener Wirk- und Blindleistung schneller ungünstiger wird.

Auf der höchsten betrachteten Spannungsebene von $U_0/U_N = 220$ kV/380 kV kann ein Kabel die mit Abstand höchsten Leistungen übertragen. Die Blindleistungserzeugung ist jedoch insgesamt so hoch, dass von allen drei betrachteten Spannungsebenen hier die vergleichsweise kürzesten Strecken überbrückbar sind.

Insgesamt zeigt Abbildung 2.8, dass die Wahl der Spannungsebene von der Länge der Übertragungsstrecke abhängig gemacht werden muss. In einigen Bereichen existieren Überschneidungen, so dass nach anderen Gesichtspunkten, auf die in späteren Kapiteln

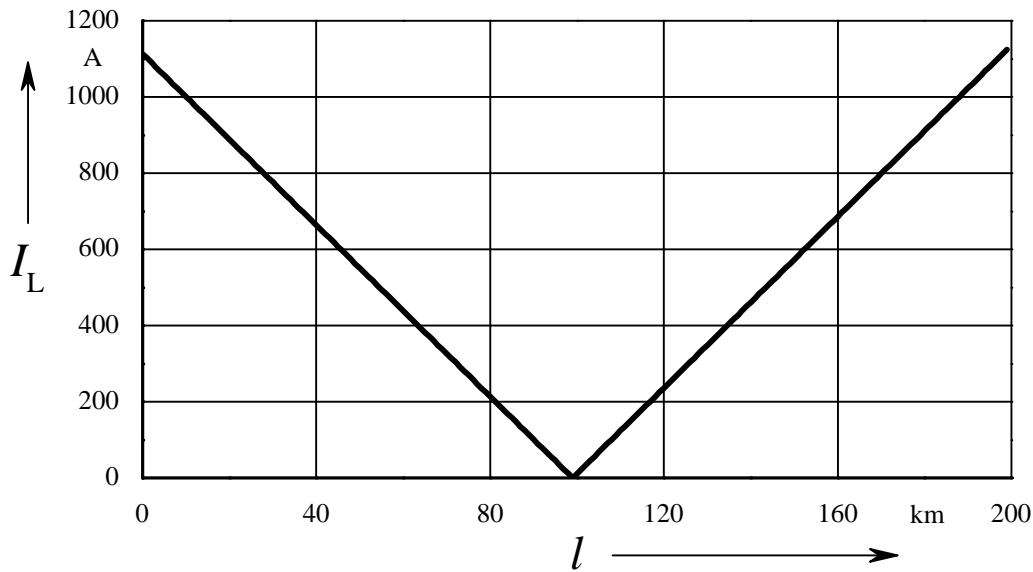


Abbildung 2.7: Ladestrom eines leerlaufenden Kabels mit einem Kapazitätsbelag von $C' = 253,0 \frac{nF}{km}$ und der Betriebsspannung $U_{0,B}/U_{N,B} = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$

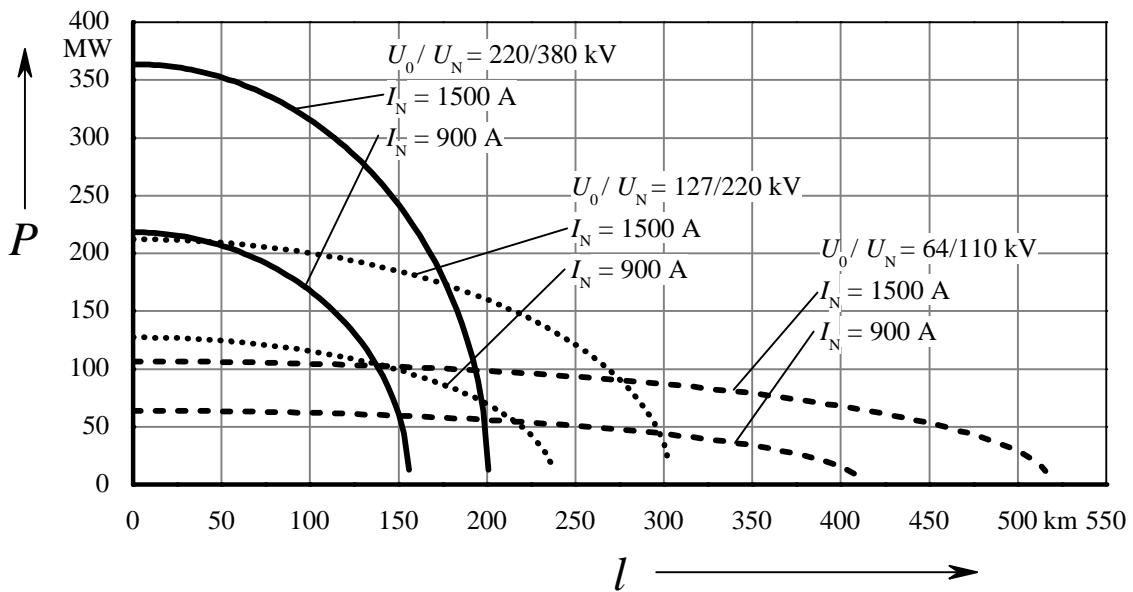


Abbildung 2.8: Übertragbare Wirkleistung P als Funktion der Übertragungslänge l von Kabel unterschiedlicher Spannungsebenen U_0/U_N und unterschiedlichen Nennströmen I_N

eingegangen wird, ausgewählt werden muss. Es ist jedoch für jede Spannungsebene zu erkennen, dass wenn das Übertragungsvermögen der Kabel groß genug ist, auch mit Wechselspannungen betriebene Seekabel sehr hohe Leistungen über größere Entfernungen transportieren können.

In dieser Arbeit werden zur Realisierung großer Übertragungsleistungen zwei Strategien verfolgt: Eine geringe Anzahl von Kabeln kann mit sehr hohen Übertragungsleistungen je Kabel oder je Kabelader eine hohe Gesamtleistung übertragen. Demgegenüber können eine größere Anzahl von Kabeln oder Kabeladern mit etwas geringerem Übertragungsvermögen dieselbe Gesamtleistung erreichen. Maßstab bei beiden Ansätzen, insbesondere bei der Variante mit vielen Leitern muss es sein, gegenüber herkömmlichen Übertragungstechniken Vorteile aufzuweisen.

2.6 Übertragungsverluste

Durch den Ladestrom I_L , dessen Verteilung exemplarisch in 2.7 dargestellt ist, wird der Leiterstrom $I(x)$ ortsabhängig. Gleichung 2.35 beschreibt den ortsabhängigen Strom $I(x)$, wenn vom höchstzulässigen Übertragungsstrom I_{\max} ausgegangen werden soll. Gleichung 2.36 beschreibt den ortsabhängigen Strom $I(x)$, wenn ein mit einer vorgegebenen Wirkleistungsübertragung verbundener, konstanter Wirkstrom I_W vorgegeben ist.

$$I(x) = \sqrt{I_{\max}^2 - I_L^2(x)} \quad (2.35)$$

$$I(x) = \sqrt{I_W^2 + I_L^2(x)} \quad (2.36)$$

Bei größeren Übertragungsentfernungen und damit größeren Ladeströmen führt die Änderung des Leiterstroms zu längs der Leitung variierenden Verlustbelägen. Diese sind zum Einen durch die lokale Leiterstromvariation selbst verursacht. Nach Gleichung 2.18 sinkt jedoch auch die Kabeltemperatur, wonach gemäß Gleichung 2.20 der Widerstand und damit auch die Übertragungsverluste in einem zweiten Schritt ebenfalls sinken³. Bedingung dafür ist, dass sich die Ladeströme der Kabeladern durch geeignete Verbindungen kurzschließen lassen, so dass Verluste in Metallmänteln beziehungsweise -schirmen durch die Ladeströme vermieden werden können. Bei Mehrleiterkabeln wird dies erreicht,

³Dabei wird angenommen, dass der dielektrische Verlustleistungsbelag P'_{diel} temperaturunabhängig ist.

indem der Korrosionsschutz jeder Ader aus halbleitendem Polyethylen gefertigt wird. Bei den später diskutierten Einleiterkabeln sind dazu Kontaktierungen zwischen den Kabeln im Abstand einiger Kilometer notwendig⁴. Für Kabel, bei denen die Ladeströme keine Verluste in den Metallmänteln und -schirmen verursachen, ist die Bestimmung der mittleren Übertragungsverluste in [40] beschrieben.

Nach [40] kann die orts aufgelöste Erwärmung $\Delta\vartheta_L(x)$ des Leiters mit den Gleichungen 2.18 und 2.37 auf die am Leitungsanfang geltenden Betriebsparameter sowie den lokalen Leiterstrom $I(x)$ zurückgeführt werden. Dies sind der höchstzulässige Strom I_N und die bei diesem Strom erreichte, höchstzulässige Leitererwärmung $\Delta\vartheta_{L,\max}$.

$$\Delta\vartheta_L(x) = \Delta\vartheta_{L,\max} \cdot \frac{c_\alpha \cdot \left(\frac{I(x)}{I_N}\right)^2}{c_m - \Delta\vartheta_{L,\max} \cdot \alpha_T \cdot \left(\frac{I(x)}{I_N}\right)^2} \quad (2.37)$$

Darin sind als zusammenfassende Koeffizienten c_α und c_m enthalten, die Temperatureinflüsse berücksichtigen:

$$c_\alpha = 1 - \alpha_T \cdot (20^\circ\text{C} - \vartheta_{\text{umg}}) \quad (2.38)$$

$$c_m = 1 + \alpha_T \cdot (\Delta\vartheta_{L,\max} + \vartheta_{\text{umg}} - 20^\circ\text{C}) \quad (2.39)$$

Gleichung 2.37 kann dann als ortsabhängige Erwärmung in das Verhältnis von höchstem auftretendem Verlustleistungsbelag P'_{\max} bei Nennstrom und ortsabhängigem Verlustleistungsbelag $P'(x)$ eingesetzt werden.

$$P'(x) = P'_{\max} \cdot \left(\frac{I(x)}{I_N}\right)^2 \cdot \nu_\vartheta + P'_{\text{diel}} \quad (2.40)$$

mit

$$\nu_\vartheta(x) = \frac{c_\alpha}{c_m - \Delta\vartheta_{L,\max} \cdot \alpha_T \cdot \left(\frac{I(x)}{I_N}\right)^2} \quad (2.41)$$

Zur Bestimmung des Mittelwertes \bar{P}' muss dann über die Länge der Kabelverbindung aufsummiert und durch deren Länge l geteilt werden. Bei einer Blindleistungskompen-

⁴Details sind in [39] zu finden.

2 Elektrische Energieübertragung

sation an beiden Enden ist es ausreichend, diese Berechnung für die halbe Verbindungslänge vorzunehmen:

$$\bar{P}' = \frac{P'_{\max}}{l/2 \cdot I_N^2} \cdot \int_{x=0}^{l/2} I^2(x) \cdot \nu_{\vartheta}(x) \, dx + P'_{\text{diel}} \quad . \quad (2.42)$$

3 Berechnungsgrundlagen

3.1 Bestimmung des Wechselstromwiderstands von Leiterkonstruktionen

3.1.1 Analytische Berechnung geschichteter Leiter

Die analytische Berechnung der Stromdichteverteilung in geschichteten Leitern ist beispielsweise in [41] und [42] zu finden und hier kurz zusammengefasst: Unter der Annahme einer zeitlich harmonischen Anregung mit einer Frequenz von 50 Hz kann in zylinderförmigen Leiterstrukturen die magnetische Feldstärke über die Besselsche Differentialgleichung bestimmt werden:

$$\frac{d^2 \underline{H}}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{d\underline{H}}{dr} - \left(\underline{k}^2 + \frac{1}{r^2} \right) \cdot \underline{H} = 0 \quad (3.1)$$

Darin enthalten ist \underline{k} die komplexe Skinkonstante

$$\underline{k} = \frac{1 + j}{\delta} \quad (3.2)$$

Die Lösung dieser Differentialgleichung enthält die modifizierten Besselfunktionen nullter und erster Art erster Ordnung I_1 und K_1 :

$$\underline{H}(r) = \underline{C}_1 \cdot I_1(\underline{k}r) + \underline{C}_2 \cdot K_1(\underline{k}r_{\text{am}}) \quad (3.3)$$

mit

$$\underline{C}_1 = I \cdot [m r_{\text{im}} K_1(\underline{k}r_{\text{im}}) - (m - 1)r_{\text{am}} K_1(\underline{k}r_{\text{am}})] / \underline{D} \quad (3.4)$$

$$\underline{C}_2 = I \cdot [(m - 1)r_{\text{am}} I_1(\underline{k}r_{\text{am}}) - m r_{\text{im}} K_1(\underline{k}r_{\text{im}})] / \underline{D} \quad (3.5)$$

$$\underline{D} = 2\pi r_{\text{im}} r_{\text{am}} [K_1(\underline{k}r_{\text{im}}) I_1(\underline{k}r_{\text{am}}) - K_1(\underline{k}r_{\text{am}}) I_1(\underline{k}r_{\text{im}})] \cdot n \quad (3.6)$$

3 Berechnungsgrundlagen

Die Koeffizienten \underline{C}_1 und \underline{C}_2 können durch Auswertung der Stetigkeitsbedingungen für das magnetische Feld bestimmt werden. Dieser Lösungsansatz führt also an den Schichtgrenzen zu stetigen magnetischen Feldstärken, wobei die elektrischen Feldstärken unstetig verlaufen. Neben den modifizierten Besselfunktionen bedeutet n die Anzahl der Leiterschichten. Innerhalb der m -ten Schicht liegen $(m-1)$ weitere Schichten. Die Lösungen für massive sowie rohrförmige Leiter sind darin enthalten. Für massive Leiter geht K_1 gegen Unendlich und entsprechend C_2 gegen Null wenn das Argument Null wird. Für rohrförmige Leiter gilt als Sonderfall $m = 1$.

Für die Stromdichte gilt dann:

$$\underline{J}(r) = \underline{k} (\underline{C}_1 I_0(\underline{k}r) - \underline{C}_2 K_0(\underline{k}r)) \quad . \quad (3.7)$$

Zur Bestimmung der Verlustbeläge P' kann das Flächenintegral über den Querschnitt gebildet werden:

$$P' = \frac{1}{\kappa} \int \int_A |\underline{J}|^2 dA \quad . \quad (3.8)$$

Aus dem Verlustleistungsbelag P' kann der Wechselstromwiderstandsbelag R_{AC} bestimmt werden:

$$R_{AC} = \frac{P'}{I^2} \quad (3.9)$$

Voraussetzung für die Anwendung dieses Verfahrens ist die Kenntnis über die Aufteilung des Stroms auf die einzelnen Schichten. Eine Bestimmung kann über das Teileiterverfahren erfolgen.

3.1.2 Teileiterverfahren

Eine detaillierte Darstellung des Teileiterverfahrens ist in [28] zu finden und hier kurz zusammengefasst:

Für dieses Berechnungsverfahren wird eine beliebige Leiteranordnung in kleine Bereiche unterteilt, so dass innerhalb jedes Elements eine einheitliche Stromdichte angenommen werden kann. Als (fiktiver) Rückleiter wird ein den oder die Leiter umschließender Hüllzylinder mit einem Durchmesser D_A angenommen. Der Selbstimpedanzbelag jedes

3 Berechnungsgrundlagen

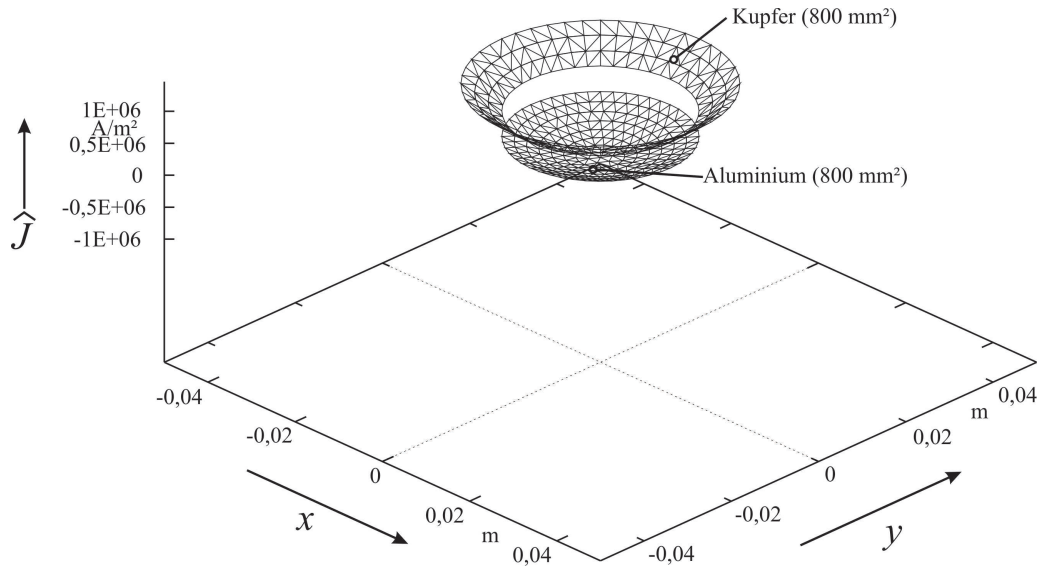


Abbildung 3.1: Stromdichteverteilung \hat{J} eines Verbundleiters mit Leiterquerschnitten von 800 mm^2 Aluminium (innen) und 800 mm^2 Kupfer (außen)

Teilleiters wird dann wie folgt formuliert:

$$\underline{Z}'_{ii} = R'_i + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_A}{g_{ii}} \right) \quad (3.10)$$

Zwischen zwei Teilleitern i und j existiert der Gegenimpedanzbelag

$$\underline{Z}'_{ij} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_A}{g_{ij}} \right) \quad (3.11)$$

Darin sind R'_i der Widerstandsbelag des Teilleiters, g_{ii} der mittlere geometrische Abstand eines Leiters zu sich selbst und g_{ij} der mittlere geometrische Abstand der Teilleiter i und j . Über die Impedanzbelägen können die Teilleiterströme I_T mit den Längsspannungsbelägen U'_T verknüpft werden:

$$\vec{U}'_T = \underline{\mathbf{Z}}'_T \cdot \vec{I}_T \quad (3.12)$$

Ergänzen sich die Ströme aller im Hüllzylinder befindlichen Leiter zu Null, wird der Hüllzylinder stromlos und fällt aus dem Gleichungssystem heraus.

Werden die Längsspannungsbeläge aller Leiter vorgegeben, kann das Gleichungssystem

aufgelöst werden:

$$\vec{I}_T = \underline{\mathbf{Z}}_T^{-1} \cdot \vec{U}_T' = \underline{\mathbf{Y}}_T \cdot \vec{U}_T' \quad (3.13)$$

$\underline{\mathbf{Y}}_T$ ist die durch Inversion der Impedanzmatrix entstandene Teilleiter-Admittanzmatrix. Analog zur Gleichung 3.8 kann der Verlustleistungsbelag, und daraus der Wechselstromwiderstandsbelag bestimmt werden.

3.2 Methode der Finiten Elemente (FEM)

Eingehende Darstellungen der Finite-Elemente-Methode (FEM) sind in [36], [34] oder [35] zu finden. Eine auf diesen Quellen basierende, kompakte Darstellung ist [43] entnommen: Der Ansatz dieses Verfahrens liegt darin, einen komplex aufgebauten Feldraum, dessen Feldverteilung nicht analytisch bestimmbar ist, in kleinere, weniger komplexe Gebilde wie beispielsweise Dreiecke zu zerlegen. Die Feldverteilung in jedem dieser Dreiecke ist einfacher zu bestimmen, so dass aus der Summe aller Dreiecke die Feldverteilung im gesamten komplexen Feldraum bestimmt werden kann. Den einzelnen Dreiecken können Materialkennrößen wie elektrische oder thermische Leitfähigkeiten oder Permeabilitäten und Permittivitäten zugeordnet werden. Die Feldverteilung wird beispielsweise nach [35] durch eine quadratische Funktion approximiert:

$$\varphi_A(x, y) = c_1 + c_2 \cdot x + c_3 \cdot y + c_4 \cdot x^2 + c_5 \cdot y^2 + c_6 \cdot x \cdot y \quad (3.14)$$

Eine solche Approximationsfunktion kann für jedes Dreieck aufgestellt und in einem Gleichungssystem zusammengefasst werden

$$\begin{pmatrix} \varphi_1 \\ \varphi_2 \\ \varphi_3 \\ \varphi_4 \\ \vdots \\ \varphi_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & x_1 & y_1 & x_1^2 & y_1^2 & \dots \\ 1 & x_2 & y_2 & x_2^2 & y_2^2 & \dots \\ 1 & x_3 & y_3 & x_3^2 & y_3^2 & \dots \\ 1 & x_4 & y_4 & x_4^2 & y_4^2 & \dots \\ & & \vdots & & & \\ 1 & x_n & y_n & x_n^2 & y_n^2 & \dots \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \\ c_4 \\ \vdots \\ c_n \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

3 Berechnungsgrundlagen

Das Gleichungssystem kann nach den Koeffizienten c_n umgestellt werden:

$$\begin{pmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \\ c_4 \\ \vdots \\ c_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & g_{11} & g_{12} & g_{13} & g_{14} & \cdots & g_{1n} \\ 1 & g_{21} & g_{22} & g_{23} & g_{24} & \cdots & g_{2n} \\ 1 & g_{31} & g_{32} & g_{33} & g_{34} & \cdots & g_{3n} \\ 1 & g_{41} & g_{42} & g_{43} & g_{44} & \cdots & g_{4n} \\ & & \vdots & & & \cdots & \\ 1 & g_{n1} & g_{n2} & g_{n3} & g_{nn} & \cdots & g_{1n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \varphi_1 \\ \varphi_2 \\ \varphi_3 \\ \varphi_4 \\ \vdots \\ \varphi_n \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

Die Koeffizienten g_{ij} werden Formfaktoren genannt, da sie ausschließlich von der Geometrie des betrachteten Elements abhängen. Werden die Formfaktoren nach den Knotenpotentialen sortiert ergeben sich die Formfunktionen:

$$\alpha_i = g_{1i} + g_{2i} \cdot x + g_{3i} \cdot y + g_{4i} \cdot x^2 + g_{5i} \cdot y^2 \dots \quad (3.17)$$

Mit diesen Formfunktionen α_i lässt sich die Potentialfunktion für jedes Element angeben:

$$\varphi_{\Delta}(x, y) = \sum_{i=1}^n \alpha_i(x, y) \cdot \varphi_i \quad (3.18)$$

Sind alle Knotenpotentiale bekannt, lässt sich so der Feldverlauf bestimmen. Bei Randwertproblemen sind allerdings nur einige wenige Potentiale durch Randwerte vorgegeben. Zur Bestimmung der unbekanntenen Potentiale wird die Forderung genutzt, dass die im Feld gespeicherte Energie minimal sein muss. Mathematisch formuliert bedeutet dies:

$$\frac{\partial W_{el}}{\partial \varphi_i} = \epsilon \cdot \sum_{j=1}^n \varphi_j \int \int_{\Delta A} (\alpha_{ix} \alpha_{jx} + \alpha_{iy} \alpha_{jy}) dA_{\Delta} - \sum_{j=1}^n \rho_j \cdot \int \int_{\Delta A} (\alpha_i \alpha_j) dA_{\Delta} = 0 \quad (3.19)$$

Beim Lauf des Index i über alle Knoten des Dreiecks ergibt sich für den quadratischen Ansatz folgendes Element-Gleichungssystem:

$$\epsilon \cdot \mathbf{S} \cdot \vec{\varphi} = \mathbf{T} \cdot \vec{\rho} \quad (3.20)$$

Darin ist \mathbf{S} die Elementmatrix mit den Koeffizienten

$$s_{ij} = \int \int_{\Delta A} (\alpha_{ix} \alpha_{jx} + \alpha_{iy} \alpha_{jy}) dA_{\Delta} \quad (3.21)$$

3 Berechnungsgrundlagen

und \mathbf{T} die Quellmatrix mit den Koeffizienten

$$\int \int_{\Delta A} (\alpha_i \alpha_j) dA_{\Delta} \quad . \quad (3.22)$$

Bei Verwendung vieler Elemente wird für jedes Element dieses Element-Gleichungssystem aufgestellt und zum Globalgleichungssystem zusammengefügt. Dabei werden die Matrixkoeffizienten der Elementgleichungssysteme unterschiedlicher Elemente, welche einen Knoten gemeinsam haben, für diesen gemeinsamen Knoten aufsummiert. Dadurch entsteht eine schwach besetzte Matrix, deren Elemente nur dann von Null verschieden sind, wenn die zwei Knoten, die durch Zeilen und Spalten adressiert werden, durch eine Dreiecksseite verbunden sind. Die Berücksichtigung der Randwerte erfolgt durch Einsetzen der Vorgaben in das Globalgleichungssystem. Dieses kann damit wiederum nach den unbekanntenen Potentialen aufgelöst werden. Die Berechnung harmonischer Magnetfelder erfolgt analog über das magnetische Potential A und unter Zuhilfenahme der komplexen Wechselstromrechnung:

$$\frac{\partial W_{\text{mag}}}{\partial A_i} = \nu \sum_{j=1}^n \underline{A}_{zj} \cdot \int \int_{\Delta A} (\alpha_{ix} \alpha_{jx} + \alpha_{iy} \alpha_{jy}) dA_{\Delta} \quad (3.23)$$

$$+ j\omega\kappa \cdot \sum_{j=1}^n \underline{A}_{zj} \cdot \int \int_{\Delta A} (\alpha_i \alpha_j) dA_{\Delta} - \sum_{j=1}^n \widehat{\underline{S}}_{zj} \cdot \int \int_{\Delta A} (\alpha_i \alpha_j) dA_{\Delta} = 0 \quad (3.24)$$

Das Global-Gleichungssystem in matrizieller Schreibweise lautet:

$$(\mathbf{N} + \mathbf{K}) \cdot \underline{\vec{A}} = \underline{\vec{I}}_z \quad (3.25)$$

\mathbf{N} ist die Reluktivitätsmatrix und \mathbf{K} ist die Matrix der Leitfähigkeiten. Die Reluktivität ν ist, analog zum spezifischen elektrischem Leitwert κ und dem spezifischen elektrischem Widerstand ρ , der Kehrwert der relativen Permeabilität μ_r . Die Reluktivität kann bei ferromagnetischen Materialien feldabhängig bestimmt werden. Die Anpassung erfolgt in iterativ. Transiente Berechnungen werden gemäß [35] nach der Methode von *Crank-Nicolson* durchgeführt. Nach [35] gilt:

$$\left(\mathbf{C} + \frac{\Delta t}{2} \cdot \mathbf{L} \right) \cdot \vec{\vartheta}^{(n+1)} = \left(\mathbf{C} - \frac{\Delta t}{2} \cdot \mathbf{L} \right) \cdot \vec{\vartheta}^{(n)} + \frac{\Delta t}{2} \cdot \left(\vec{W}^{(n)} + \vec{W}^{(n+1)} \right) \quad (3.26)$$

Darin ist \mathbf{C} die Matrix der Wärmekapazitäten, \mathbf{L} die Matrix der Wärmeleitfähigkeiten,

3 Berechnungsgrundlagen

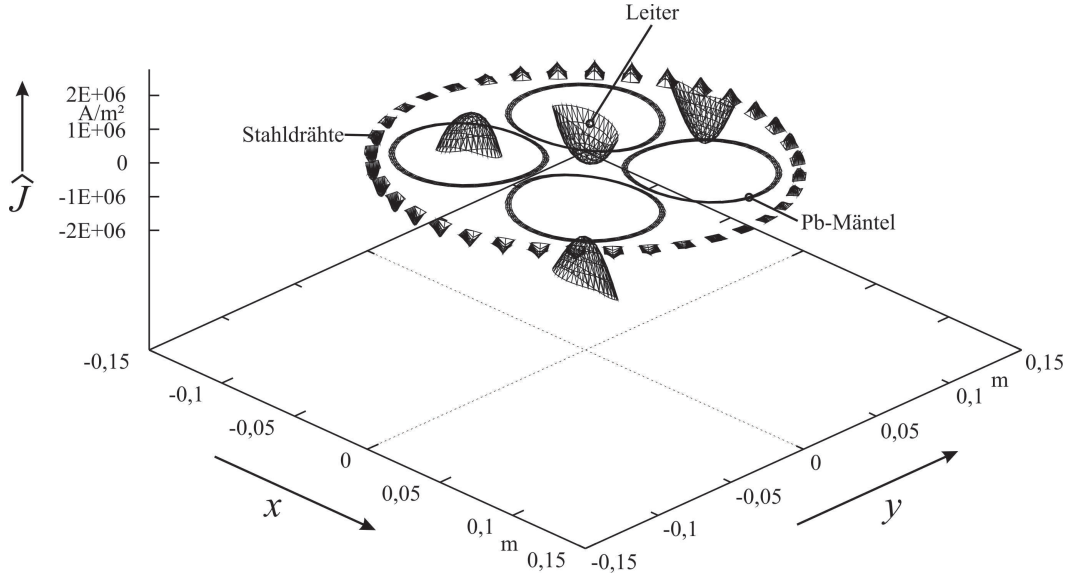


Abbildung 3.2: Stromdichteverteilung \hat{J} eines vieradrigen Seekabels im zweiphasigen Betrieb mit beidseitig kurzgeschlossenen Bleimänteln und einer Armierung aus 50% Stahl- und 50% PE-Drähten

\vec{W} der Wärmequellenvektor und Δt die Dauer eines Zeitschritts. Anhand dieses Gleichungssystems kann die Temperatur jedes Knotens rekursiv bestimmt werden.

3.3 Berechnungsmodell nach IEC-Publikation 60-287

Die Grundlagen des Berechnungsmodells nach IEC-Publikation 60-287 [26] wurden bereits in den Abschnitten 2.2, 2.3 und 2.4 zur Erläuterung der Zusammenhänge der Energiekabeltechnik herangezogen. Die Belastbarkeit der Energiekabel wird wieder ausgehend vom Fourierschen Gesetz der Wärmeleitung ($\Delta\vartheta = P'_V \cdot T'$, Gleichung 2.18) berechnet. Darin sind für P' die einzelnen Kabelverluste und für T' die thermischen Widerstände des Kabels (vergleiche Abbildung 2.2) und der Umgebung einzusetzen. Zudem müssen die thermischen Einkopplungen anderer Wärmequellen (z.B. andere Kabeladern) berücksichtigt werden (vergleiche Abbildung 2.3). Als einfache Formulierung für ein dreiadriges Kabel führt dies zu folgender Gleichung, mit der der höchstzulässige Übertragungsstrom bei vorgegebener höchstzulässiger Leitertemperatur und dem Auftreten partieller Bodenaustrocknung berechnet werden kann:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\vartheta - P'_{\text{diel}}(0,5 \cdot T'_1 + n(T'_2 + T'_3 + \nu T'_4)) + (\nu - 1) \cdot \Delta\vartheta_x}{R_{\text{AC}} \cdot (T'_1 + n(1 + \lambda_1)T'_2 + n(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T'_3 + \nu T'_4))}} \quad (3.27)$$

3 Berechnungsgrundlagen

Darin sind $\Delta\vartheta$ die zulässige Leitererwärmung (bei VPE-Kabeln beispielsweise auf 90° , $\Delta\vartheta_x$ die Grenzerwärmung für das Auftreten partieller Bodenaustrocknung. Die Belastbarkeitsbestimmung ausgedehnterer, beliebiger Anordnungen oder von Kabelmehrfachsystemen erfolgt analog, wenn auch die Formulierung der Erwärmung über die Koppelwärmewiderstände komplizierter wird. Die Berücksichtigung thermisch stabilisierter Bereiche, von Luftpolstern bei in Schutzrohren eingezogenen Kabeln sowie von zyklischen Lasten ist durch umfangreiche Erweiterungen des Berechnungsmodells durch etwa die Spiegelungsmethode der Elektrostatik, durch strömungsmechanische Modelle oder Betrachtungen im Frequenzbereich möglich. Dies, sowie weitere Informationen sind beispielsweise in [26], [27], [28], [29], [33], [44] und [45] zu finden.

4 Grundlagen bipolarer Mehrphasensysteme

In diesem Kapitel werden bipolare, mehrphasige Spannungssysteme definiert. Dies sind Systeme mit Spannungen mit vier beziehungsweise sechs unterschiedlichen Phasenlagen. Die zur Erzeugung höherer Phasenordnungen aus dem in der Energieerzeugung verwendeten, dreiphasigen System notwendigen Transformatorschaltungen werden im Anschluss beschrieben.

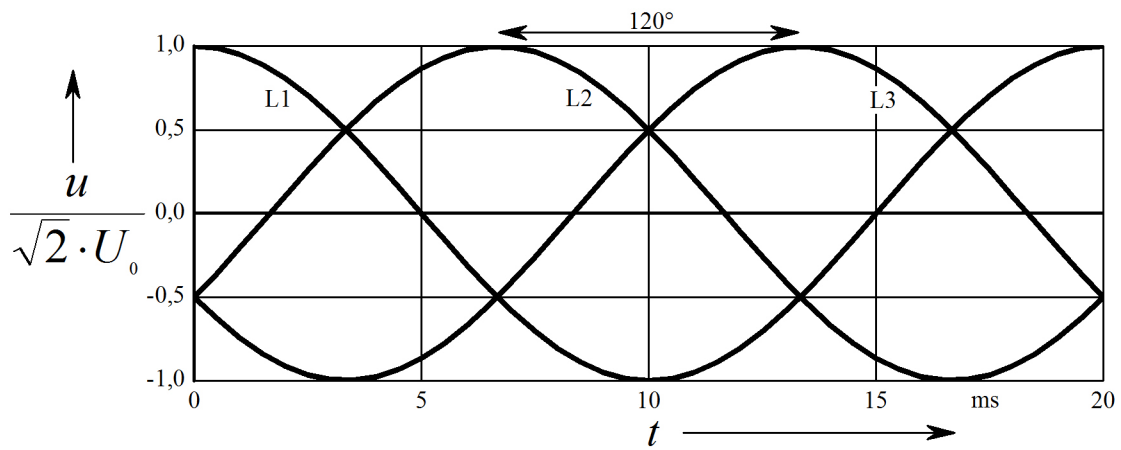
4.1 Bipolare Mehrphasensysteme

Grundlage bei der Erzeugung elektrischer Energie ist das symmetrische, dreiphasige Spannungssystem. Hierin existieren drei Spannungen gleicher Amplitude und Frequenz, die zeitlich jeweils um einen Winkel von $\varphi_u = n \cdot \frac{2}{3} \cdot \pi$ oder $\varphi_u = n \cdot 120^\circ$, ($n = 0, 1, 2$), gegeneinander versetzt sind (vgl. Abbildung 4.1(a)). Zur Bezeichnung der Spannungen mit unterschiedlichen Phasenlagen wird die übliche Form L1, L2 und L3 verwendet. Aus diesem System mit drei Phasen können durch geeignete Transformatorschaltungen symmetrische Spannungssysteme mit vier sowie sechs Phasen gebildet werden:

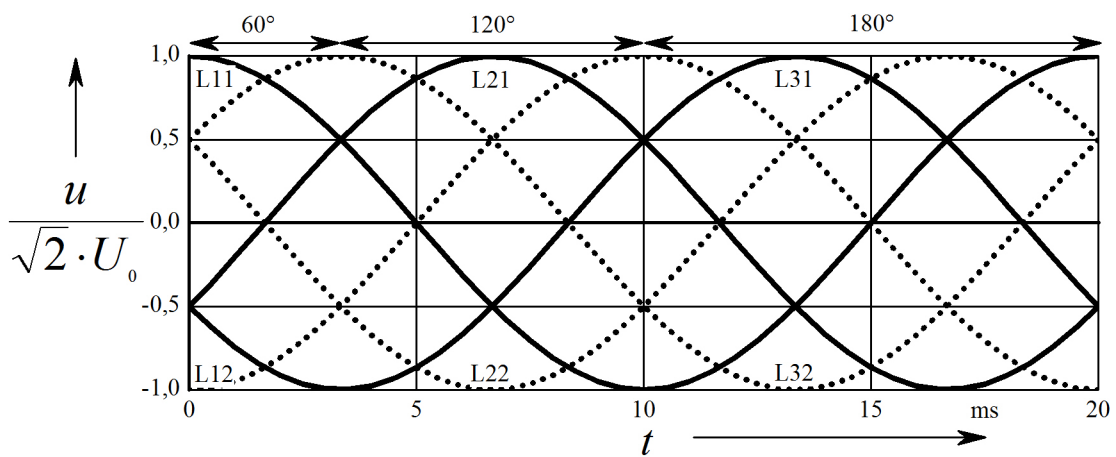
Abbildung 4.1(b) zeigt den zeitlichen Verlauf eines Systems aus sechs Spannungen. In diesem sind die Spannungen zeitlich um $\varphi_u = n \cdot 60^\circ$, $n = (0, \dots, 5)$, versetzt. Die Bezeichnungen der Spannungen des sechsphasigen Systems sind an die des dreiphasigen Systems angelehnt. Ausgehend von den für die Erzeugung notwendigen, in Unterkapitel 4.2 jeweils paarweise dargestellten Schaltungsgruppen, wird der Bezeichnung der Phase eine Kennzahl für die jeweilige Schaltgruppe nachgestellt. Die eine Schaltgruppe erzeugt demnach die Spannungen L11, L21 sowie L31, die in Abbildung 4.1(b) als durchgängige Kennlinien gezeichnet sind. Die zweite Schaltgruppe erzeugt die Phasen L12, L22 und L32, deren zeitliche Verläufe in Abbildung 4.1(b) als gestrichelte Kennlinien dargestellt sind.

Den zeitlichen Verlauf eines Spannungssystems mit vier Phasen zeigt die Abbildung 4.1(c). Hier weisen die Spannungen Phasenlagen von $\varphi_u = n \cdot 90^\circ$, $n = (0, \dots, 3)$ auf. Ein direkter Bezug auf die Nomenklatur des dreiphasigen Ausgangssystems ist ohne

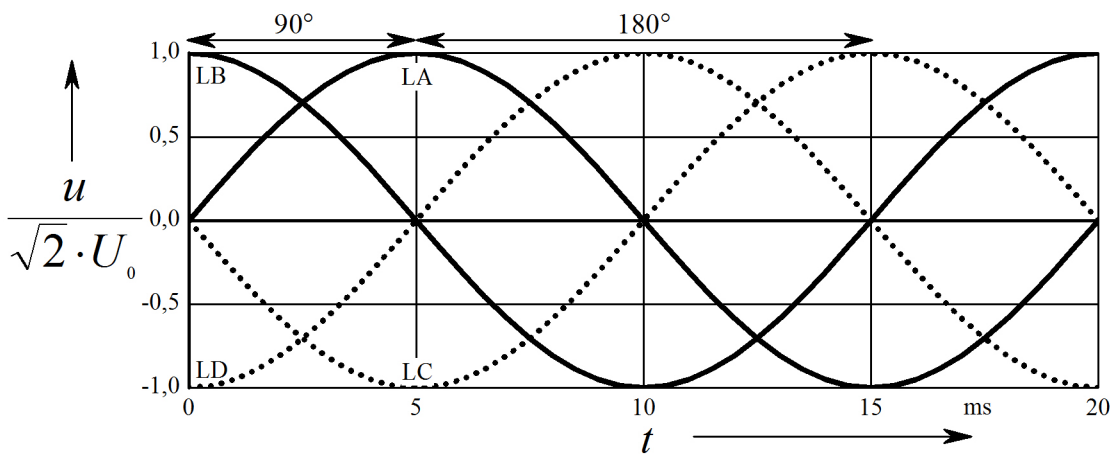
4 Grundlagen bipolarer Mehrphasensysteme



(a) Zeitlicher Spannungsverlauf eines dreiphasigen Systems



(b) Zeitlicher Spannungsverlauf eines sechshephasigen Systems



(c) Zeitlicher Spannungsverlauf eines vierphasigen Systems

Abbildung 4.1: Zeitlicher Spannungsverlauf drei-, sechs- sowie vierphasiger Systeme

Weiteres nicht mehr möglich, weshalb im Folgenden, und um Eindeutigkeit zu wahren, die Phasenbezeichnungen LA, LB, LC sowie LD definiert werden.

Anders als im dreiphasigen System existiert sowohl im sechs- als auch im vierphasigen System zu jeder Phase eine entgegengesetzte Phase, die also einen Phasenversatz von 180° aufweist. Dies ist in den Abbildungen 4.1(b) bis 4.1(c) ersichtlich, in denen zu jeder durchgezogenen gezeichneten Kennlinie eine korrespondierende, gestrichelte Kennlinie dargestellt ist. Aufgrund dieses bipolaren Charakters, dessen Einfluss auf die Kabeltechnologie in später folgenden Kapiteln detailliertere Erörterung findet, wird die übergeordnete Bezeichnung *Bipolare Mehrphasensysteme* verwendet. Anwendbare Transformatorschaltungen zur Erhöhung der Phasenzahl sind im folgenden Teil beschrieben.

4.2 Transformatorschaltungen

Prinzipiell werden zur Erzeugung bipolarer Spannungssysteme Transformatoren in zwei Schaltgruppen benötigt. Eine der Schaltgruppen besitzt einen gleichsinnigen, die zweite Schaltgruppe einen gegensinnigen Wicklungssinn. Als gleichsinnig wird eine Baugruppe bezeichnet, wenn deren Spannungen ober- und unterspannungsseitig schaltungsbedingt einen Phasenversatz von weniger als $\pm 90^\circ$ (hier 0° beziehungsweise $\pm 30^\circ$) aufweisen. Als gegensinnig wird eine Schaltgruppe bezeichnet, der Spannungen ober- und unterspannungsseitig schaltungsbedingt einen Phasenversatz jeweils mehr als $\pm 90^\circ$ (hier 180° beziehungsweise $180^\circ \pm 30^\circ$) aufweisen. Alle Grundlagen, auf die dieses Kapitel fußt, sind in [46] sowie in [47] zu finden.

Zur Erzeugung eines Sechshephasensystems wird diese Forderung durch zwei Drehstromschaltgruppen in YY0 sowie YY6 (siehe Abbildung 4.2) beziehungsweise DY11 und DY5 (siehe Abbildung 4.3) erfüllt:

In den hier verwendeten Schaltungsbezeichnungen wurden ausschließlich Majuskeln verwendet, was von der Konvention der Kennzeichnung der Unterspannungsschaltgruppe durch Minuskeln abweicht. Eine Unterscheidung in Ober- und Unterspannungsseite erfolgt an dieser Stelle nicht, da die Schaltgruppen verallgemeinert dargestellt werden sollen. So kann an dieser Stelle nicht entschieden werden, welche Schaltgruppe aus allgemeiner netzbetrieblicher Sicht oder auch unter Berücksichtigung tatsächlich existierender Netztopographien sinnvoll anwendbar erscheint. Zudem muss für jede Anwendung einzeln entschieden werden, auf welcher Spannungsebene die Energie übertragen und auf

4 Grundlagen bipolarer Mehrphasensysteme

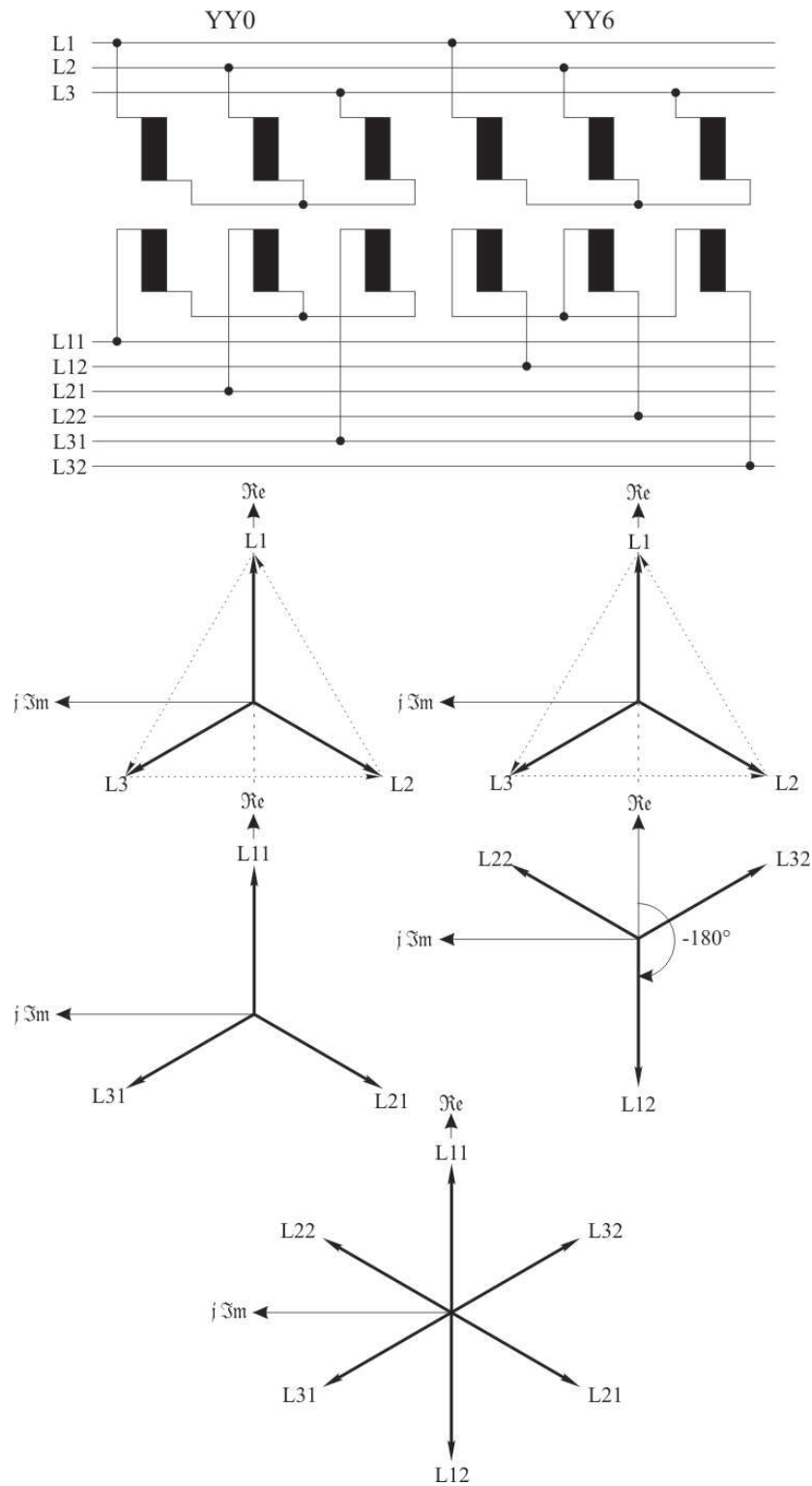


Abbildung 4.2: YY0 sowie YY6 Schaltgruppen (oben), deren separate (mittig) sowie deren zusammengefasste (unten) Zeigerdiagramme

4 Grundlagen bipolarer Mehrphasensysteme

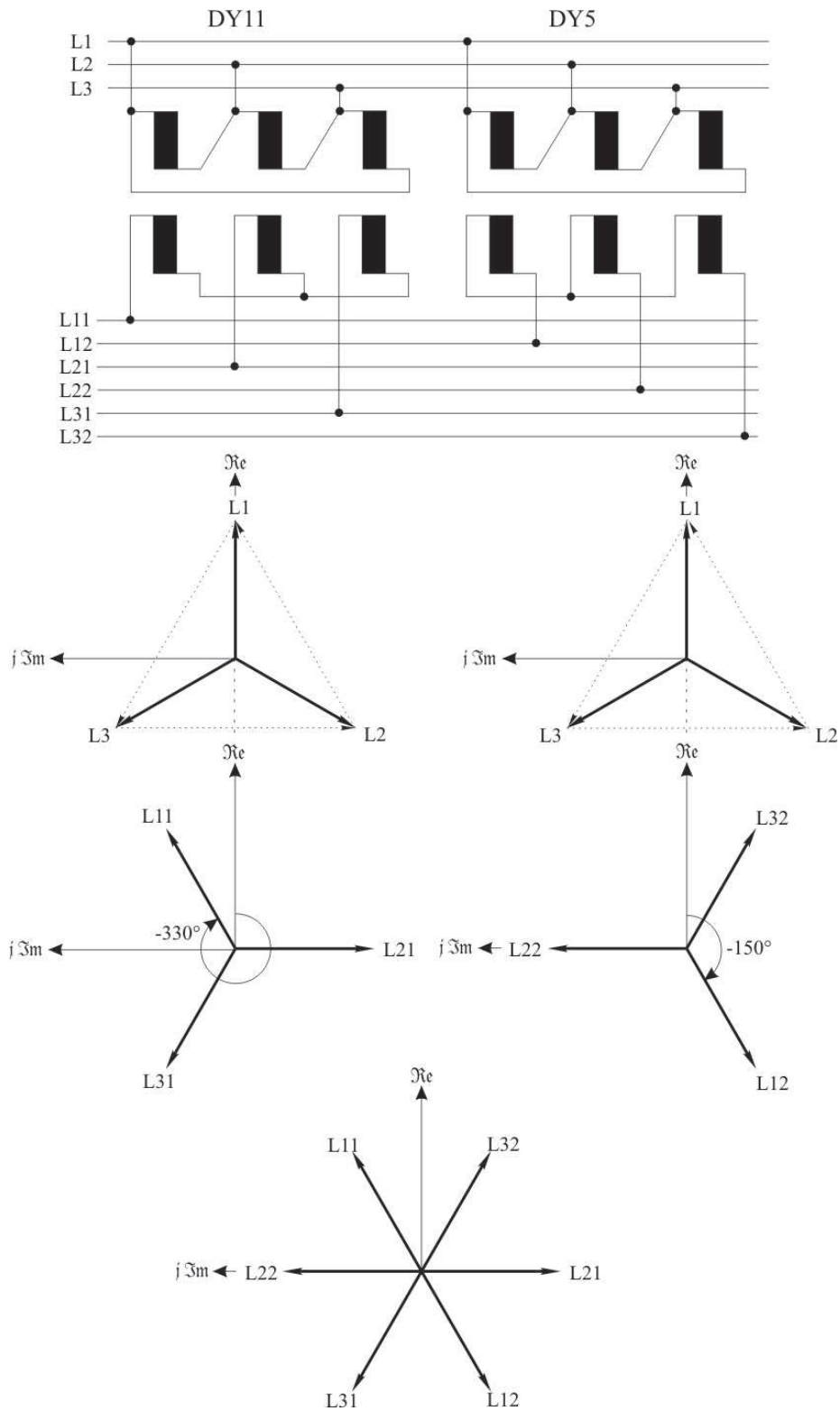


Abbildung 4.3: DY11 sowie DY5 Schaltgruppen (oben), deren separate (mittig) sowie deren zusammengefasste (unten) Zeigerdiagramme

welcher Spannungsebene in ein übergeordnetes, an Land befindliches Übertragungsnetz eingespeist werden soll. Für diese Einspeisung muss ein bipolares Mehrphasensystem wieder auf ein dreiphasiges System zurückgeführt werden. Hierzu können die zur Erzeugung eingesetzten, aber auch die jeweils anderen Schaltgruppen eingesetzt werden. So können beispielsweise die DY-Schaltgruppen zur Erzeugung, zur Rekombination jedoch sowohl die DY- als auch die YY-Schaltgruppen Verwendung finden.

Zur Erzeugung vierphasiger Spannungssysteme sind mehrere Schaltungen bekannt. Eine Möglichkeit bietet hierzu die Schaltung nach LeBlanc. Eine schaltungstechnisch weniger aufwendige Möglichkeit ist die im Folgenden verwendete, sogenannte *Scottsche Schaltung*. Diese ist aus der Bahntechnik bekannt und ermöglicht bei symmetrischer Belastung der zweiphasigen Seite eine symmetrische Belastung des speisenden Dreiphasennetzes. Wiederum können zwei Schaltungen mit gleichsinnigem (II0) sowie mit gegensinnigem (II6) Wicklungssinn eingesetzt werden.

Der Basistransformator¹ transformiert die verkettete Spannung zweier Phasen auf das angestrebte Übertragungsniveau. In diesem Beispiel ist dies die Spannung U_{L2L3} . Außerdem wird die Möglichkeit einer Mittelpunktsanzapfung geschaffen. Das Übersetzungsverhältnis dieses Transformators entspricht dem eines Transformators in DY-Schaltung:

$$\ddot{u}_B = \frac{U_{OS}}{U_{US}} \quad . \quad (4.1)$$

Das Übersetzungsverhältnis des zweiten, sogenannten Höhentransformators² unterscheidet sich von dem des Basistransformators. Die Wicklung des Höhentransformators hat als Bezugspotential die Mittelanzapfung und wird mit der verbleibenden dritten Phase, in diesem Beispiel L1, verbunden. Die Spannung der Wicklung entspricht also der anderthalbfachen Sternspannung.

Damit sowohl Basis- als auch Höhentransformator symmetrische Spannungsamplituden aufweisen, wird das Übersetzungsverhältnis des Höhentransformators angepasst:

$$U_B = U_H \quad (4.2)$$

$$\sqrt{3} \cdot U_0 = \frac{3}{2} \cdot U_0 \cdot k \quad (4.3)$$

$$k = \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (4.4)$$

¹engl. *main-transformer*, in der Abbildung 4.4 jeweils links befindliche Transformatoren

²engl. *teaser-transformer*, in der Abbildung 4.4 rechts befindliche Transformatoren

4 Grundlagen bipolarer Mehrphasensysteme

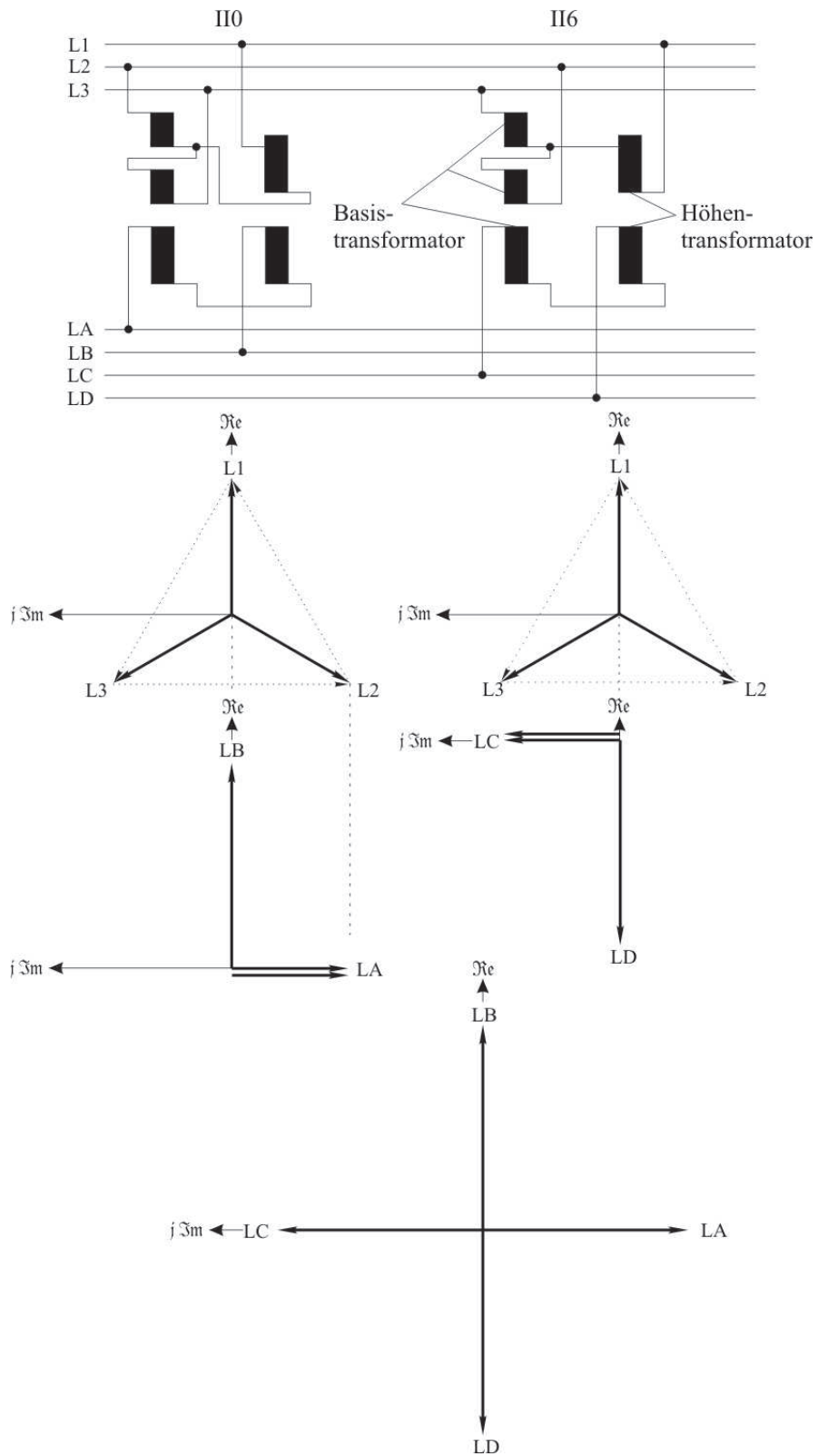


Abbildung 4.4: Scott'sche Schaltgruppen II0 und II6

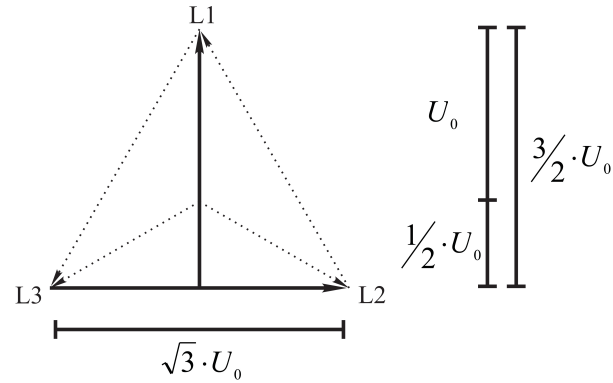


Abbildung 4.5: Spannungsverhältnisse an Basis- und Höhentransformator

Das Übersetzungsverhältnis des Höhentransformators muss also um den Faktor k angepasst werden.

$$\ddot{u}_H = \frac{U_{OS}}{U_{US}} \cdot k = \frac{U_{OS}}{U_{US}} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad . \quad (4.5)$$

Dies entspricht einer Erhöhung der überspannungsseitigen Windungszahl von 15,4 Prozent. Eine andere, in der Literatur häufiger zu findende Lösung ist die Zuordnung des Faktors k zur Unterspannungsseite. In Kettenbruchschreibweise kann Gleichung 4.5 umformuliert werden:

$$\ddot{u}_H = \frac{U_{OS}}{U_{US}} \cdot k = \frac{U_{OS}}{U_{US} \cdot \frac{1}{k}} = \quad (4.6)$$

$$= \frac{U_{OS}}{U_{US} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}} \quad . \quad (4.7)$$

Dies bedeutet eine notwendige Verringerung der unterspannungsseitigen Wicklungszahl auf 86,6 Prozent. Diese Verringerung ist in der Abbildung 4.4 durch den leicht versetzten Abgriff an den Spulen der Höhentransformatoren angedeutet. Beide Anpassungen könnten im Bereich eines erweiterten Stufenstellers liegen, so dass außer der Mittelpunktanzapfung keine weiteren zusätzlichen Windungsanzapfungen notwendig sind. In [46] sind Vorschläge von Auslegungsvarianten der Wicklung von Transformatoren in *Scottscher Schaltung* aufgeführt. Da der Fokus dieser Arbeit aber nicht auf der Auslegung der Transformatoren sondern auf dem Übertragungssystem liegt, soll an dieser Stelle nicht weiter hierauf eingegangen werden.

5 Bipolare Seekabel

In diesem Kapitel werden für den Einsatz in bipolaren Wechselspannungssystemen geeignete Seekabel aufgeführt. Im Abschnitt 5.1 wird ein für den Offshore-Bereich gut geeigneter Leitertyp diskutiert. In den folgenden Abschnitten 5.2 und 5.3 werden dann Einleiter-Seekabel sowie vieradrige Seekabel, jeweils mit unterschiedlichen Leiterkonstruktionen beschrieben. Dazu werden grundsätzliche Prinzipien der Auslegung vorgestellt und unter deren Berücksichtigung Beispiele für das Übertragungsvermögen beider Kabeltypen aufgezeigt.

5.1 Verbundleiter

Neben den gängigen Leitertypen in mehrdrähtiger oder mehrdrähtig-segmentierter Bauform soll hier ein zwar bereits bekannter¹, in den einschlägigen Normen jedoch nicht erwähnter Leitertyp systematisch beschrieben, mit gängigen Leitertypen verglichen sowie dessen Vorzüge im Bereich der Seekabeltechnik herausgearbeitet werden.

Bei dieser Konstruktion handelt es sich um einen Leiter, der im Inneren aus Aluminium besteht und eine außenliegende, durchaus querschnittstarke Lage aus Kupfer aufweist. Aluminium und Kupfer können dabei gut leitfähig miteinander verbunden sein. Aus diesem Grund, und weil beide relevanten Leiterwerkstoffe in einer Konstruktion Verwendung finden, wird dieser Leitertyp im Folgenden als Verbundleiter, abgekürzt mit VL, bezeichnet.

Die Realisierung kann aus einem Herzdraht aus massivem Aluminium, also einem runden eindrähtigen Leiter, der heute bis zu einem Querschnitt von 2000 mm^2 verfügbar ist [37], bestehen. Die äußere Lage kann aus Kupferformdrähten bestehen oder möglicherweise in einem *Conformprozess* als ebenfalls massive Schicht aufgebracht werden.

Unabhängig von der tatsächlichen Umsetzung wird bei den folgenden Betrachtungen eine vollständige Ausfüllung beider geometrischer Querschnittsflächen mit Leitermate-

¹Ein solcher Leiter wurde beispielsweise von der Firma nkt cables GmbH bei einem 400 kV Kabelprojekt in Kopenhagen, Dänemark eingesetzt. Grundsatzüberlegungen zu geschichteten Leitern sind zudem in [41] und [42] enthalten. Anfängliche Weiterentwicklungen sind in [48] enthalten

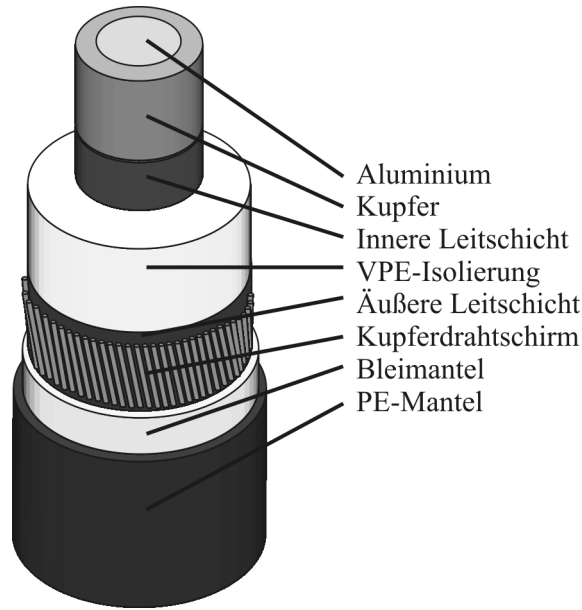


Abbildung 5.1: Modell einer VPE-isolierten Kabelader, ausgestattet mit einem Verbundleiter, Kupferdrahtschirm und Bleimantel

rial angenommen. Der geometrische und der elektrisch wirksame Querschnitt sind somit identisch, was einem Füllfaktor von $f_L = 1$ entspricht. Bei Verwendung eines runden eindrätigen Aluminiumleiters und einer massiven Kupferschicht, wie sie durch den erwähnten *Conformprozess* aufgebracht werden könnte, trifft diese Annahme sicher zu. Auch wenn anstatt der massiven Schicht Kupferformdrähte Verwendung finden würden, ließen sich sehr hohe, nahe an 100 Prozent heranreichende, und somit im Vergleich zu anderen Leiterkonstruktionen deutlich höhere Füllfaktoren erzielen. Abbildung 5.2 zeigt den Widerstandsbelag bei der für VPE-isolierte Kabel höchstzulässigen Dauerbetriebstemperatur von $\vartheta_L = 90^\circ\text{C}$ in Abhängigkeit des Kupferquerschnittes A_{Cu} . Der Anfang der Kennlinie ($A_{\text{Cu}} = 0 \text{ mm}^2$) stellt also den Widerstandsbelag eines runden eindrätigen Aluminiumleiters, das Ende der Kennlinie den eines runden eindrätigen Kupferleiters ($A_{\text{Al}} = 0 \text{ mm}^2$) dar. Parameter in der Darstellung ist die gesamte Querschnittsfläche A_{ges} von Kupfer und Aluminium.

Aus Abbildung 5.2 ist zu erkennen, dass mit steigendem Kupferanteil an der Gesamtleiterfläche der Widerstandsbelag deutlich sinkt. Bei Leitern mit größeren Querschnittsflächen ($A_{\text{ges}} > 1200 \text{ mm}^2$) sinkt der Widerstandsbelag anfänglich ebenfalls deutlich, im weiteren Verlauf weisen die Kennlinien jedoch schwach ausgeprägte Minima auf. Zur einfacheren Einordnung der Ergebnisse sind exemplarisch die Widerstandsbeläge üblicher Leiterkonstruktionen als gepunktete (Leitermaterial Kupfer) bzw. gestrichelte (Leiter-

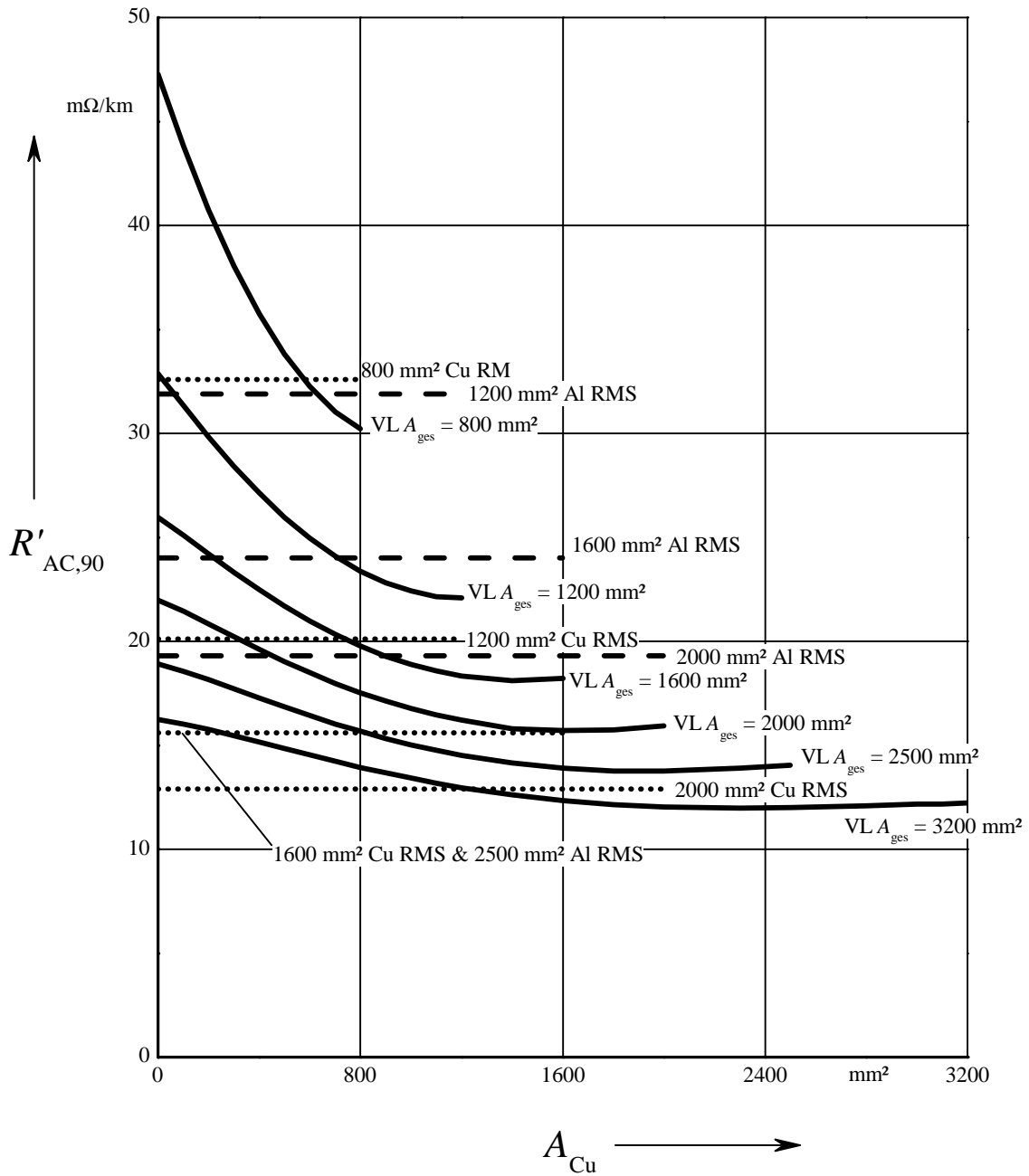


Abbildung 5.2: Wechselstromwiderstandsbelag $R'_{AC,90}$ bei einer Temperatur von $90^\circ C$ in Abhängigkeit vom Kupferleiterquerschnitt A_{Cu} . Parameter ist der gesamte Querschnitt von Aluminium und Kupfer A_{ges} (waagerechte Kennlinien: Widerstandsbelag herkömmlicher Kupferleiter (gepunktet) sowie Aluminiumleiter (gestrichelt) in mehrdrätiger (RM) und mehrdrätig segmentierter (RMS) Bauweise)

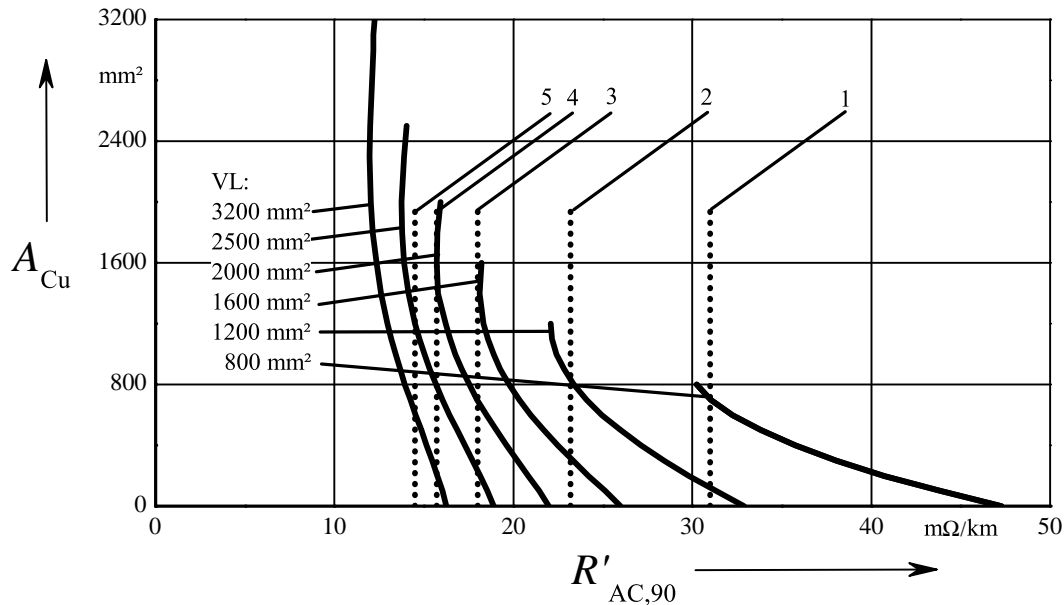


Abbildung 5.3: Äquivalente Widerstandsbeläge von Verbundleitern unterschiedlichen Gesamtquerschnittes (Äquivalenzen 1 bis 5 sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst)

material Aluminium) waagerechte Kennlinien eingefügt. Diese sind dem Prospekt der Firma nkt cables GmbH, Köln [37], entnommen, können aber auch in ähnlicher Weise in den Unterlagen von Nexans Energy Networks Deutschland [38] gefunden werden. Der Vergleich und die Bewertung der Widerstandsbeläge wird unter mehreren Gesichtspunkten durchgeführt:

- Vergleich der Wechselstromwiderstandsbeläge
- Vergleich der Leitergewichte
- Vergleich der elektrischen Kapazitätsbeläge
- Vergleich der resultierenden Kabelgewichte

5.1.1 Vergleich von Verbundleitern untereinander

Im ersten Schritt werden Verbundleiter untereinander verglichen. Abbildung 5.3 zeigt, das bestimmte Wechselstromwiderstandsbeläge $R'_{AC,90}$ durch Verbundleiter unterschiedlichen Gesamtleiterquerschnittes A_{ges} mit unterschiedlichen Zusammensetzungen aus Kupfer und Aluminium erzielt werden können. Fünf dieser Äquivalenzen sind in Abbildung 5.3 hervorgehoben und in Tabelle 5.1 ausführlicher beschrieben.

Tabelle 5.1: Verbundleiter ähnlichen Widerstandsbelages und unterschiedlicher Zusammensetzung aus Abbildung 5.3

Nr.	Widerstandsbelag	Gesamtquerschnitt	Aufteilung
	$R'_{AC,90}$ [mΩ/km]	A_{ges} [mm ²]	A_{Cu}/A_{Al} [mm ²] / [mm ²]
1	≈ 33,1	800	700/100
		1200	100/1100
2	≈ 23,3	1200	800/400
		1600	300/1300
3	≈ 18,0	1600	1400/200
		2000	700/1300
		2500	200/2300
4	≈ 15,7	2000	1400/600
		2500	700/1800
		3200	200/3000
5	≈ 14,5	2500	1200/1300
		3200	600/2600

Es wird deutlich, dass ein bestimmter Widerstandsbelag durch einen Verbundleiter geringerer Gesamtquerschnittsfläche mit hohem Kupferanteil, oder durch einen Verbundleiter größeren Querschnitts mit geringerem Kupferanteil erzielt werden kann. Zur Auswahl eines der in Frage kommenden Leiter müssen zusätzliche Kriterien wie Leiterdurchmesser und -gewicht berücksichtigt werden. Abbildung 5.4 zeigt den Massenbelag von Verbundleitern unterschiedlicher Gesamtquerschnittsfläche A_{el} in Abhängigkeit des Kupferquerschnittes A_{Cu} . Die eingefügten Punkte entsprechen den Beispielen der Tabelle 5.1. Den Anfang der Kennlinien stellen wiederum reine Aluminiumleiter, das Ende der Kennlinien reine Kupferleiter dar.

5.1.2 Vergleich von Verbundleitern mit RE-Leitern

Werden Verbundleiter mit herkömmlichen Leiterkonstruktionen verglichen, ist der Bezug zu RE-Leitern naheliegend. In Abbildung 5.2 stellen die Anfänge der Kennlinien den Widerstandsbelag reiner Aluminiumleiter, sowie deren Enden die Widerstandsbeläge reiner Kupferleiter dar. Hier zeigt sich, dass der Einsatz geringer Mengen des jeweils anderen Materials Vorteile bietet:

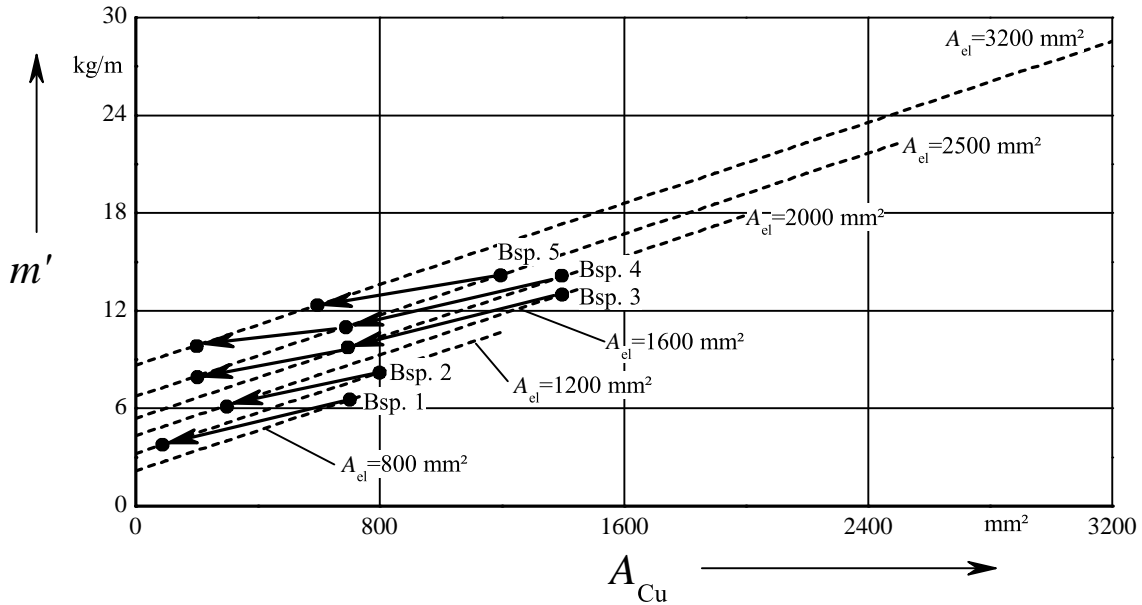


Abbildung 5.4: Massenbelag m' von Verbundleitern in Abhängigkeit ihres Kupferanteils A_{Cu} . Parameter ist die Gesamtleiterfläche des Verbundleiters A_{el} . Die Beispiele 1 bis 5 sind der Tabelle 5.1 entnommen.

Bei den Aluminiumleitern verringert ein Kupferanteil gerade bei Leitern geringeren Gesamtquerschnittes den Widerstandsbelag deutlich. Beim Ersatz von 100 mm² Aluminium durch Kupfer können bei einer Gesamtquerschnittsfläche von 800 mm² der Wechselstromwiderstandsbelag um mehr als 7 Prozent, bei einer Gesamtquerschnittsfläche von 1200 mm² um mehr als etwa 4,7 Prozent verringert werden.

Bei Kupferleitern geringen Querschnitts wirkt sich ein Aluminiumanteil geringfügig negativ auf den Widerstandsbelag aus. Bei Leitern großen Querschnitts können jedoch größere Anteile der Leiterfläche durch Aluminium ersetzt werden, ohne dass die Wechselstromwiderstandsbeläge deutlich steigen. Dies ist wichtig, da mit steigendem Aluminiumanteil das Leitergewicht sowie die Materialkosten des Leiters ohne signifikant negative Konsequenzen für den Widerstandsbelag gesenkt werden können.

5.1.3 Vergleich von Verbundleitern mit RM-Leitern

Als aufwendigere Bauform können Verbundleiter mit Leitern in runder, mehrdrätiger Bauform verglichen werden. Diese Bauform ist nur bis zu gewissen Leiterquerschnitten sinnvoll, da bei darüber hinausgehenden Querschnitten die Stromverdrängung stark zunimmt und die Übertragungsverluste deutlich steigen. Im Bereich der Landkabel ist

dies nach [37] bei Kupferleiterquerschnitten von mehr als $A_{el} \geq 1000 \text{ mm}^2$ der Fall. Um den Übergang auf segmentierte Leiter zu vermeiden, gibt es Beispiele im Bereich der Seekabeltechnik, in denen auch etwa Leiter mit 1200 mm^2 verwendet wurden.

Da für diese Arbeit nur größere Leiterquerschnitte in Betracht gezogen werden können, soll der direkte Vergleich von Verbundleitern zu Leitern in mehrdrähtiger Bauweise auf zwei Beispiele beschränkt bleiben:

Der erste Vergleich ist [37] entnommen. Es handelt sich um einen mehrdrähtigen Leiter mit einem Kupferleiterquerschnitt von 800 mm^2 .

Aus Abbildung 5.3 ist zu entnehmen, dass ein vollständig aus Kupfer bestehender Verbundleiter mit $A_{el} = 800 \text{ mm}^2$ einen geringeren Widerstandsbelag als ein Leiter in mehrdrähtiger Bauform aufweist. Die Diskrepanz beträgt 7,8 Prozent. Nach [33] beträgt die Widerstandserhöhung durch Verseileffekte des Leiters pauschal etwa 6 Prozent, was auf dieses Problem angepasst zu einer Erklärung führt. Dieser Unterschied macht deutlich, dass Annahmen für mehrdrähtige oder segmentierte Leiterkonstruktionen, bei denen die Verseilung nicht miteinbezogen ist, zu für diese Leiter günstigeren Annahmen für Leitergewichte und -widerstände führen, als es der Wirklichkeit entspricht².

Der 800 mm^2 -Kupferleiter kann ersetzt werden durch einen Verbundleiter mit der Aufteilung $\text{Cu}/\text{Al} = 600 \text{ mm}^2/200 \text{ mm}^2$. Damit kann das Leitergewicht einer Ader von $m' = 7,13 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$ auf $m' = 5,89 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$ gesenkt werden, was einer Reduktion von 17,3 Prozent entspricht.

Als zweites Beispiel wird der der in Abbildung 5.3 nicht aufgeführte, mehrdrähtige Kupferleiter mit einer Querschnittsfläche von $A_{el} = 1200 \text{ mm}^2$ und einem Widerstandsbelag von $R_{AC,90} = 25 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}}$ mit Verbundleitern verglichen. Von dem Leiter ist bekannt, dass sein Füllfaktor $f = 0,838$ beträgt was zu einem geometrischen Querschnitt von $A_{el} = 1432 \text{ mm}^2$ führt.

Wird die gleiche geometrische Querschnittsfläche angenommen, kann dieser Leiter durch einen Verbundleiter mit einer Aufteilung von $\text{Cu}/\text{Al} = 932 \text{ mm}^2/500 \text{ mm}^2$ ersetzt werden. Ein solcher Leiter hat bei höchstzulässiger Betriebstemperatur einen vergleichbaren Wechselstromwiderstandsbelag von $R'_{AC,90} = 24,6 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}}$. Dies führt zu einer Massenreduktion von 3,7 kg, was etwa 35 Prozent entspricht.

Weitere Optionen sind Verbundleiter geringeren Querschnitts. Ein Verbundleiter mit einem Querschnitt von 1200 mm^2 und der Aufteilung $\text{Cu}/\text{Al} = 700 \text{ mm}^2/500 \text{ mm}^2$ besitzt

²Diese Informationen stellen auch Betriebsinterna der Kabelhersteller dar, weshalb sie in dieser Arbeit nicht zur Verfügung gestellt werden können

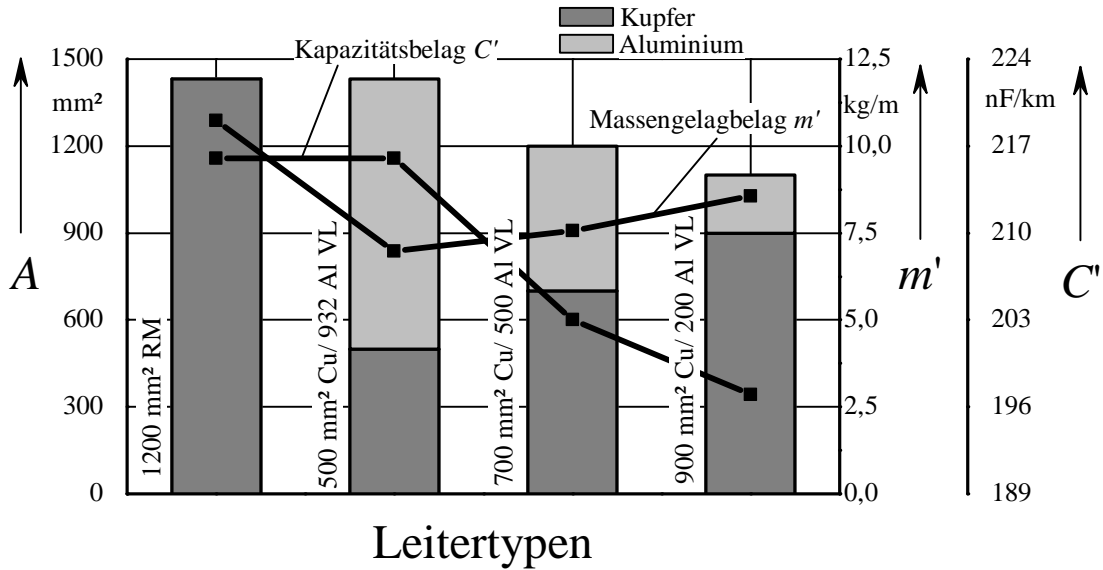


Abbildung 5.5: Vergleich der geometrischen Querschnitte, des Kapazitätsbelags C' und des Massebelags m' eines mehrdrätigen Leiters der elektrisch wirksamen Querschnittsfläche von 1200 mm^2 mit Verbundleitern gleichen sowie geringeren geometrischen Querschnitts und gleichem Widerstandsbelag

einen Widerstandsbelag von $R'_{AC,90} = 25,1 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}}$. Es ist sogar möglich, einen 1100 mm^2 und der Aufteilung Cu/Al = $900 \text{ mm}^2/200 \text{ mm}^2$ mit einem Widerstandsbelag von $R'_{AC,90} = 24,9 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}}$ zu verbauen, um die notwendige thermische Belastbarkeit des Kabels zu erreichen. Der 1200 mm^2 Verbundleiter ist um $3,1 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$ leichter (entspricht 29 Prozent), der 1100 mm^2 Verbundleiter reduziert das Leitergewicht um $2,1 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$ (entspricht 20 Prozent). Die Betriebskapazitäten der Kabel (Isolierwanddicke aller Kabe: $d_{\text{iso}} = 18 \text{ mm}$) verringern sich um 8,4 Prozent beim 1200 mm^2 Verbundleiter sowie um 12,4 Prozent beim 1100 mm^2 Verbundleiter. Die Abbildung 5.5 fasst die Vergleiche zusammen.

5.1.4 Vergleich von Verbundleitern mit RMS-Leitern

Im nächsten Schritt werden Verbundleiter mit Leitern in mehrdrätig-segmentierter Bauform verglichen. Abbildung 5.2 enthält waagerechte, gestrichelt gezeichnete Kennlinie für RMS-Leiter mit Aluminiumquerschnitt von bis zu 2500 mm^2 . Die Widerstandsbeläge von Kupferleitern, die ebenfalls für Querschnitte bis zu 2500 mm^2 angegeben sind, sind durch gepunktete Kennlinien dargestellt. Der 2500 mm^2 RMS-Aluminiumleiter weist einen Widerstandsbelag äquivalent zu einem 1600 mm^2 RMS-Kupferleiter auf, weshalb nur eine Kennlinie eingezeichnet ist. Alle Angaben sind ebenfalls [37] entnommen.

Die segmentierte Bauform hat zum Ziel, die Stromverdrängung bei größeren Leiterquerschnitten zu unterdrücken. Wie gut dies gelingt, wird durch den sogenannten k_S -Faktor bewertet, der in der IEC-Publikation 60-287 [26] definiert ist. Dieser wird als empirisch ermittelter Faktor (siehe Gleichung 5.2) in eine Näherung der analytischen Lösung der Stromdichteverteilung eines massiven Leiters einheitlichen Materials (siehe 5.1) eingefügt. Physikalisch beschreibt er bei verseilten Leitern beispielsweise Übergangswiderstände zwischen einzelnen Drähten bei Oberflächenkorrosion beziehungsweise zusätzlich aufgebrachtener Isolierung oder den Effekt der Verseilung der isolierten Segmente des Millikenleiters (RMS-Leiter). Neben dem k_S -Faktor enthalten die Gleichungen den Gleichstromwiderstandsbelag des Leiters bei Betriebstemperatur $R'_{DC,90}$ und die Betriebsfrequenz f :

$$y_S = \frac{x_S^4}{192 + 0,8 \cdot x_S^4} \quad (5.1)$$

$$x_S^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R'_{DC,90}} \cdot 10^{-7} \cdot k_S \quad (5.2)$$

Soll die Güte der Unterdrückung der Stromverdrängung von Verbundleitern mit segmentierten Leitern verglichen werden, könnte dies anhand des k_S -Faktor geschehen. Diese Vorgehensweise wird beispielsweise von Netzbetreibern beim Vergleich der Angebote unterschiedlicher Kabelhersteller angewendet, da der k_S -Faktor Einfluss auf den Leiterwiderstand und somit auf die Übertragungsverluste hat, welche wiederum das Übertragungsvermögen und die Wirtschaftlichkeit der Kabelanlage beeinflussen.

Durch Auflösen der Gleichungen 5.1 und 5.2 und unter Verwendung der analytischen berechneten Gleichstromwiderstandsbeläge $R'_{DC,90}$ sowie der numerisch ermittelten Wechselstromwiderstandsbeläge $R'_{AC,90}$ (woraus nach Gleichung 2.20 der Stromverdrängungsfaktor y_S bestimmbar ist) ließen sich die k_S -Faktoren der Verbundleiter bestimmen.

Werden diese wiederum in die Gleichungen 5.1 und 5.2 eingesetzt, ergeben sich jedoch Abweichungen zu den numerisch bestimmten Stromverdrängungsfaktoren! Abbildung 5.6 zeigt den Fehler dieser Vorgehensweise, bezogen auf die numerisch ermittelten Ergebnisse³. Für reine Aluminiumleiter ($A_{Cu} = 0$) und reine Kupferleiter existieren gute Übereinstimmungen⁴. Bei Kombination beider Materialien sind jedoch deutliche Abwei-

³Diese werden im Rahmen der numerischen Genauigkeit als richtig erachtet, weil die verwendete Methode die Stromdichteverteilung inhärent richtig bestimmt.

⁴Die Abweichungen bei größeren Leiterquerschnitten resultieren daraus, dass, streng genommen, diese aus dem Anwendungsbereich der Norm herausfallen und durch die Näherungslösung der Norm ungenau bestimmt werden

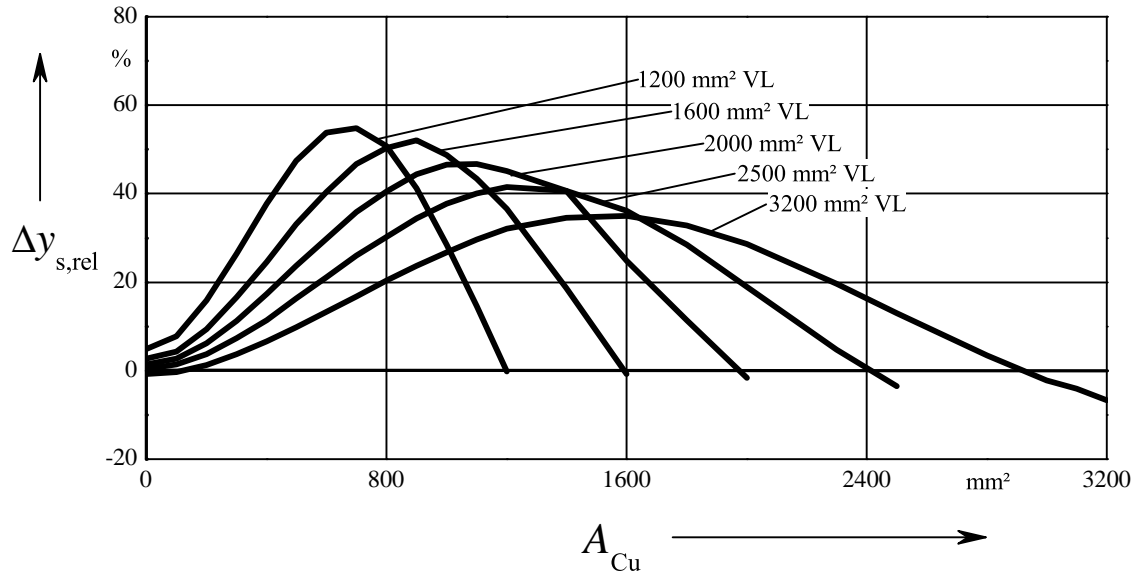


Abbildung 5.6: Relativer Fehler $\Delta y_{s,rel}$ bei der Berechnung der Stromverdrängungsfaktoren y_S von Verbundleitern nach IEC-Publikation 60-287 [26] unter Verwendung der zuvor bestimmten k_S -Faktoren. Vergleichsgrundlage sind die numerisch bestimmte Faktoren

chungen von bis zu etwa 55 Prozent zu erkennen. Damit kann ein sinnvoller Vergleich der Verbundleiterkonstruktion mit anderen Leitertypen nur anhand der tatsächlichen Stromverdrängungsfaktoren vorgenommen werden. Diese sind in Abbildung 5.7 dargestellt. Alle betrachteten Gesamtleiterquerschnitte weisen bei Kupferanteilen von etwa 30 Prozent bis 60 Prozent nahezu konstante Stromverdrängungsfaktoren auf. Bei Verbundleitern größeren Querschnitts ($A_{ges} > 1200\text{mm}^2$) zeigen sich bei einem größeren Kupferanteil sogar leicht sinkende Faktoren, was in etwa mit den geringstmöglichen Widerstandsbelägen zusammenfällt.

Der Vergleich mit den aus [37] ermittelten Stromverdrängungsfaktoren zeigt, dass sich RMS-Leiter, zumindest in diesem Punkt, als günstigere Konstruktion herausstellen. Bei Kupferleitern bewegen sich die Faktoren zwischen 3,3 Prozent (1200mm^2) und 18,7 Prozent (2500mm^2). Bei Aluminiumleitern beträgt die Spanne zwischen 0,6 Prozent (1200mm^2) bis zu 24 Prozent (2500mm^2).

Dennoch können Äquivalenzen in den Widerstandsbelägen gefunden werden. In Abbildung 5.8 sind segmentierten Leitern aus Aluminium und Kupfer Verbundleiter unterschiedlicher Zusammensetzung mit gleichem Wechselstromwiderstandsbelag zugeordnet.

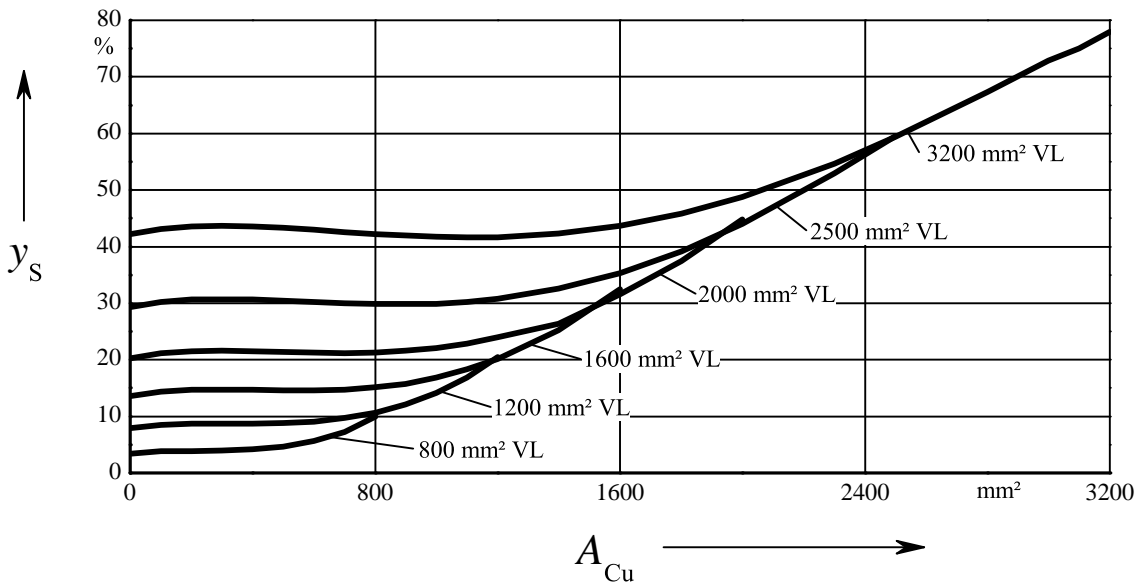


Abbildung 5.7: Stromverdrängungsfaktoren y_S in Abhängigkeit des Anteils der Kupferquerschnittsfläche A_{Cu} an der Gesamtleiterfläche. Parameter ist die gesamte elektrisch wirksame Querschnittsfläche von Aluminium und Kupfer

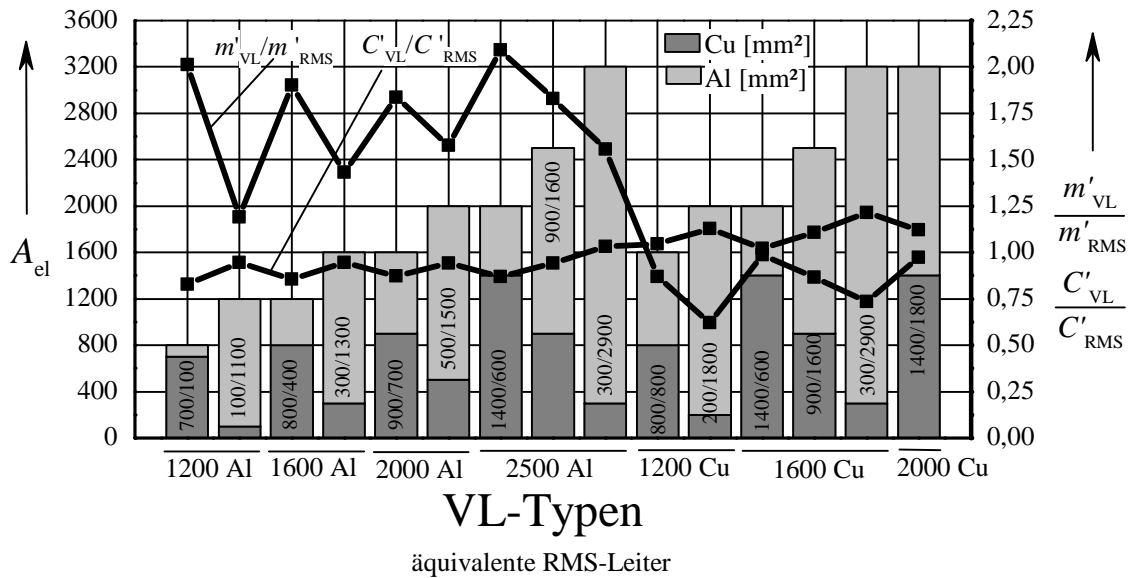


Abbildung 5.8: Verhältnis der Massenbeläge $\frac{m'_{VL}}{m'_{RMS}}$ sowie der Kapazitätsbeläge $\frac{C'_{VL}}{C'_{RMS}}$

Die beiden Kennlinien zeigen das Massenverhältnis $\frac{m'_{VL}}{m'_{RMS}}$ der Leiter⁵ sowie das Verhältnis der Betriebskapazitäten $\frac{C'_{VL}}{C'_{RMS}}$ der Adern. Als Parameter wird eine relative Permittivität von $\epsilon_r = 2,3$ und die in Abschnitt 2.5 erfassten Isolierwanddicken verwendet⁶. Die Kapazitätsbeläge wurden nach Gleichung 2.32 unter Vernachlässigung der Leitschichten ermittelt. Des Weiteren wird ein Füllfaktor der segmentierten Leiter von $f = 85\%$ berücksichtigt. Demnach wird der für die Kapazitätsbestimmung relevante Leiterradius r_L vergrößert.

Aus Abbildungen 5.8 wird, ähnlich wie in Abbildung 5.3, deutlich, dass zu einem bestimmten segmentierten Leiter mehrere Verbundleiter äquivalenten Wechselstromwiderstandsbelages mit unterschiedlichen Zusammensetzungen und unterschiedlichen Gesamtquerschnittsflächen gefunden werden können. Beim Vergleich mit segmentierten Aluminiumleitern können die Verbundleiter eine geringere geometrische Querschnittsfläche besitzen. Dementsprechend kann die Betriebskapazität der Kabel reduziert werden: Bei den in den Anwendungsbeispielen verwendeten, widerstandsäquivalenten Leitern kann die Betriebskapazität um 16 Prozent beim Verbundleiter mit $A_{Cu}/A_{Al} = 800\text{ mm}^2/400\text{ mm}^2$, beim Verbundleiter mit $A_{Cu}/A_{Al} = 300\text{ mm}^2/1300\text{ mm}^2$ um 6 Prozent reduziert werden. Damit verbunden sind allerdings Erhöhungen des Massenbelags von 90 Prozent beziehungsweise 43 Prozent. Allein auf das Leitergewicht bezogen sind diese Steigerungen erheblich, doch erfolgt eine Relativierung, wenn die ansonsten kaum veränderten Gewichte anderer Kabelkomponenten in den Vergleich einbezogen werden.

Beim Vergleich von Verbundleitern zu widerstandsäquivalenten, segmentierten Kupferleitern ändern sich die Verhältnisse. Hier sind die Leitergewichte um beispielsweise 13 Prozent ($A_{Cu}/A_{Al} = 800\text{ mm}^2/800\text{ mm}^2$; $A_{Cu}/A_{Al} = 900\text{ mm}^2/1600\text{ mm}^2$), beziehungsweise um 3 Prozent ($A_{Cu}/A_{Al} = 1400\text{ mm}^2/1800\text{ mm}^2$) reduziert. Die Betriebskapazitäten sind hier um rund 4 Prozent, 12 Prozent beziehungsweise 13 Prozent erhöht.

5.1.5 Vergleich der Investitionskosten

Als weiteres, wichtiges Entscheidungskriterium müssen die Kosten betrachtet werden. Diese bestehen aus Material- sowie Fertigungskosten. Zum Vergleich der Materialkosten werden exemplarisch Kosten von 6 €/kg für Kupfer sowie 2 €/kg für Aluminium angesetzt.

⁵Die Gewichte der Leiter in RMS-Bauweise sind mittels des elektrischen Querschnitts und der spezifischen Dichte ermittelt. Längenzuschläge durch Verseileneffekte sind darin **nicht** berücksichtigt.

⁶Bei der Quotientenbildung der Betriebskapazitäten sind insignifikante Unterschiede auszumachen,

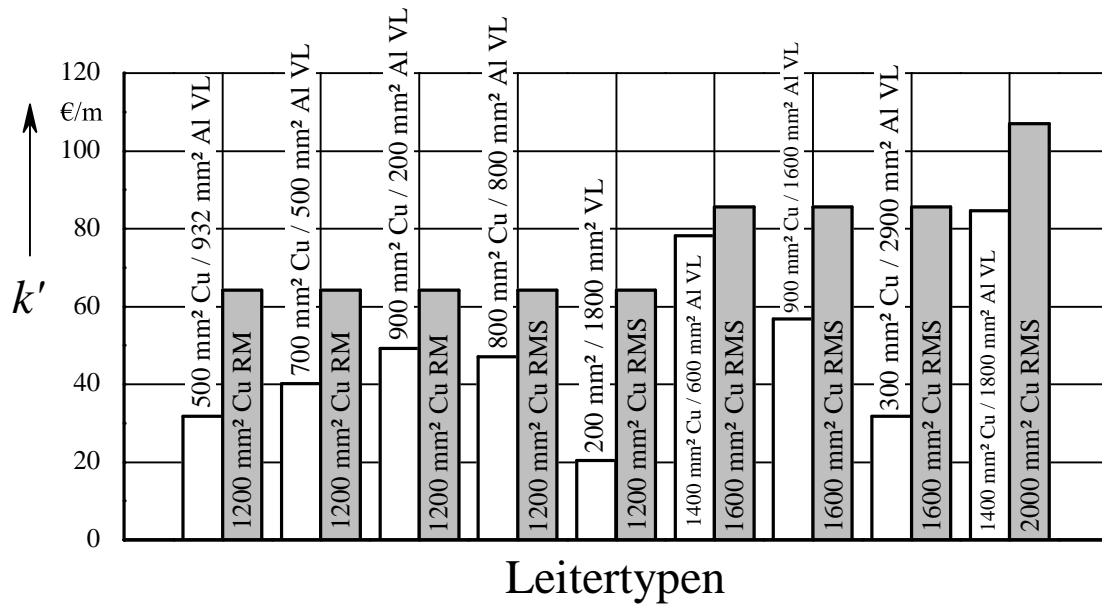


Abbildung 5.9: Vergleich der Materialkosten k' von Kupferleitern in herkömmlichen Bauformen zu widerstandsäquivalenten Verbundleitern (Kupfer 6 €/kg, Aluminium 2 €/kg)

Abbildung 5.9 beinhaltet den Materialkostenvergleich von Leitern in den mehrdräftiger und mehrdräftig segmentierter Konstruktionsweise. Der Vergleich zeigt, dass der Verbundleiter mit der gleichen geometrischen Querschnittsfläche wie der mehrdräftige Leiter um 50 Prozent reduzierte Materialkosten aufweist. Auch die Verbundleiter mit geringeren geometrischen Querschnitten bieten Kostenvorteile von 38 Prozent beziehungsweise 23 Prozent.

Im Vergleich zu den Leitern in segmentierter Bauform entstehen ebenfalls wirtschaftliche Vorteile von Kostenersparnissen zwischen 9 und 33 Prozent. Werden auch Vergleiche zwischen segmentierten Leitern und Verbundleitern deutlich größeren Querschnitts zugelassen, belaufen sich die Ersparnisse auf über 60 Prozent.

Als weiterer Kostenaspekt wurde die Fertigung benannt. Für RM-Leiter werden Einzeldrähte mehrlagig verseilt. Bei der segmentierten Bauform werden solche Leiter torststückförmigen verdichtet und zu einem Gesamtleiter zusammengesetzt. Bei einem Leiter mit fünf Segmenten von einem Kilometer Länge müssen demnach fünf Kilometer Segmente hergestellt werden. Die Kosten der Arbeitsschritte, wie auch die durch die Verseilung entstehenden zusätzlichen Materialkosten stellen Interna der Kabelher-

weshalb nur eine Kennlinie gegeben ist.

steller dar und stehen dieser Arbeit also nicht zur Verfügung⁷. Da allerdings zumindest die Fertigung segmentierter Leiter aufwendiger erscheint, bleibt der Kostenvergleich für Segmentleiter zu günstig und für die Verbundleiter zu ungünstig.

5.1.6 Zusammenfassende Bewertung von Verbundleitern

Die Vorteile von Verbundleitern beruhen auf dem Umstand, dass Verbundleiter einen Füllfaktor nahe oder identisch Eins besitzen. Im Bereich der Seekabeltechnik kann so ein vollständig längswasserdichter Leiter realisiert werden. Bei RE-Leitern einheitlichen Materials ist dies ebenfalls so, doch wurde gezeigt, dass eine Kombination von Kupfer und Aluminium signifikante Verringerungen des Wechselstromwiderstandes bewirken kann. Im Vergleich zu mehrdrähtigen Konstruktionen wurde gezeigt, dass Verbundleiter deutlich geringere Massenbeläge wie auch Kapazitätsbeläge bei gleichen Wechselstromwiderständen besitzen können. Zur Einordnung der Verbundleiter sollen zwei Grenzlängen berechnet werden:

Ein Seekabel mit einem mehrdrähtigen Leiter mit einem Kupferquerschnitt von 1200 mm^2 soll eine Übertragungsleistung von $S = 260 \text{ MVA}$ besitzen. Muss das Kabel eine Wirkleistung von $P = 240 \text{ MVA}$ übertragen, ist dies mit einem mehrdrähtigen Leiter über eine Entfernung von 131 km möglich. Wird der 1200 mm^2 Verbundleiter verwendet, steigt wegen des geringeren Kapazitätsbelags die maximale Übertragungslänge auf 139 km . Beim 1100 mm^2 Verbundleiter sind sogar 143 km überbrückbar, was einer Steigerung von gut 9 Prozent entspricht. Als zweiter Vergleich soll die Grenzlänge auf Basis des Ladevermögens eines Legeschiffes bestimmt werden. Kann das Schiff 7000 Tonnen fassen, können Kabel mit mehrdrähtigen Leitern in einer Länge von knapp 67 km aufgenommen werden. Bei den diskutierten Verbundleiterkombinationen sind es gut 74 km beziehungsweise 71 km beim Leiter geringeren Gesamtquerschnitts mit höherem Kupferanteil. Neben den im vorangegangenen Abschnitt diskutierten Kostenvorteilen müssen diese Grenzlängen vor dem Hintergrund gesehen werden, dass für ein Projekt bei dem beispielsweise 240 MVA über mehr als 131 km übertragen werden müssen, ein Kabel mit größerem und teurerem Leiterquerschnitt notwendig wird. Genauso sind bei Übertragungsentfernungen von mehr als 67 km dann zwei Beladungs- und Legevorgänge notwendig, die mehr Zeit, eine seeseitig zu fertigende Muffe und somit ebenfalls höhere Kosten erfordern. Bei der konkreten Entscheidung, welcher der drei diskutierten Verbundleitertypen als Ersatz dienen soll, muss ein konkretes Projekt zugrunde gelegt

⁷Daher sind die Kosten für RM-Leiter und RMS-Leiter gleichen Querschnitts in Abbildung 5.9 identisch

Tabelle 5.2: Stromverdrängungsfaktoren y_s von Kupferleitern nach [26]

Leiter	1200 mm ²	1600 mm ²	2000 mm ²	2500 mm ²	3200 mm ²
RE/RM	20,5 %	32,3 %	44,1 %	57,5 %	72,8 %
RMS	4,5 %	7,7 %	11,7 %	17,3 %	26,1 %

werden. Gegenüber dem mehrdrähtigen Leiter sind alle drei Kombinationen in jedem diskutierten Aspekt vorteilhaft.

Im Bezug auf RMS-Leiter ergibt sich ein ambivalentes Bild. Die Unterdrückung der Stromverdrängung ist bei Leitern in segmentierter Konstruktionsweise ist deutlich besser. Tabelle 5.2 führt die Stromverdrängungsfaktoren gemäß IEC-Publikation 60-287 [26] auf. Die Stromverdrängungsfaktoren der Verbundleiter können, wie in Abbildung 5.7 dargestellt, in sinnvollen Arbeitspunkten knapp doppelt so hoch sein. Aus Abbildung 5.7 wie auch aus Tabelle 5.2 geht allerdings auch hervor, dass eindräftige und mehrdräftige Leiter⁸ abermals deutlich höhere Faktoren aufweisen. Demnach stellen bei reiner Betrachtung der Widerstände Verbundleiter eine Zwischenlösung dar. Dementsprechend können segmentierte Leiter durch Verbundleiter, wenn auch größeren Gesamtquerschnitts, ersetzt werden. Dazu ist zwar mehr elektrisch wirksamer Querschnitt notwendig, doch ergeben sich Vorteile in wirtschaftlicher Hinsicht. Die Materialkosten können deutlich reduziert werden. Die Vorteile im Bezug auf das Leitergewicht können, wie Abbildung 5.8 zeigt, erhalten bleiben, wenn auch nicht in dem Ausmaß im Vergleich mit der mehrdräftigen Konstruktion. Bei den Betriebskapazitäten ergeben sich auf Grund des größeren Gesamtquerschnitts auch unter Berücksichtigung der Füllfaktoren segmentierter Leiter geringfügige Nachteile. Auf beispielhafte Berechnungen wird an dieser Stelle verzichtet und auf das Kapitel 6 verwiesen.

5.2 Bipolare Einleiter-Seekabel

Kabel der Hoch- und Höchstspannungsebene benötigen zur Führung des kapazitiven Ladestroms oder von Kurzschlussströmen Metallmäntel aus einer durchgängigen Schicht Aluminium, Edelstahl oder Blei oder aber Metallschirme aus Kupfer- oder Aluminiumdrähten. Metallmäntel haben zudem die Funktion, das Eindringen von Wasser durch Diffusion in die Isolierung zu verhindern, was zu sogenannten *watertrees* [49] führen würde. Hochspannungstechnisch ist es sinnvoll, die Schirme oder Mäntel beidseitig zu

⁸in IEC-Publikation 60-287 [26] werden beide Leitertypen gleich behandelt

erden, um bei Fehlern auf der Übertragungstrecke weitere Fehler an anderen Positionen durch Überspannungen auf Grund von Reflexionen am Leitungsende zu vermeiden [50]. Durch die Leiterströme der Adern werden dann aber in den Metallmänteln oder -schirmen Spannungen induziert. Diese führen bei beidseitiger Erdung zu Strömen in den Metallmänteln oder -schirmen. Bei Landkabeln, deren Lieferlängen zur Zeit etwa 700 m bis 1300 m betragen [51], können diese durch Cross-Bonding oder einseitige Erdung unterdrückt werden. Bei Verbindungslängen, die darüber hinaus gehen, können die Metallschirme oder -mäntel durch spezielle Muffen zyklisch verbunden werden. Da allerdings dann keine Ströme mehr fließen, bleibt die Spannung an den Abschnittsenden bestehen. Die Spannung der Metallmäntel oder Schirme ist proportional zur Länge der Kabel. Für die vorher diskutierten Längen können dies bereits mehr als 400 Volt sein. Bei noch größeren Kabellängen würden sich Spannungen bis in den Kilovoltbereich ergeben, so dass hier ebenfalls die Problematik von Überspannungen, auch im Bereich des Korrosionsschutzmantels besteht. Demnach müssten die Unterabschnitte kurz gehalten werden. Für die in dieser Arbeit diskutierten Kabelstrecken würde dies eine erhebliche Anzahl an Muffen bedeuten, was nach [51] ein gesteigertes Ausfallrisiko der Verbindung zur Folge hätte. Auch wären die Muffen nicht adergleichen Durchmessers, was beim Legevorgang zu erheblichen Problemen führen würde.

Als technisch einfacher umsetzbar erweist es sich, die Schirme beidseitig zu erden und die Ströme nicht zu unterdrücken. So werden keine problematischen Schirmspannungen aufgebaut. Nachteilig sind jedoch die durch die Ströme entstehenden Schirm- oder Mantelverluste, die gemäß Gleichung 2.23 als Schirmverlustfaktor λ_1 ausgedrückt werden. Die Größe der Verluste kann von der Anordnung aller Kabel beziehungsweise Kabeladern des Übertragungssystems sowie von der Auslegung des Metallmantels oder -schirms beeinflusst werden.

Dazu wird in dieser Arbeit bei Einleiter-Seekabeln zwischen zwei Konstruktionsprinzipien des Metallmantels unterschieden. Eine Möglichkeit besteht darin, einen kleinen Materialquerschnitt zu wählen, so dass auf Grund des hohen Widerstandes die induzierte Schirmspannung nur zu geringen Verlusten führt. Der zweite Ansatz besteht darin, einen großen Schirm- oder Mantelquerschnitt zu wählen. Damit steigen bei gleicher induzierter Spannung zwar die Ströme bis in die Größenordnung der Leiterströme, doch sinken dennoch die Verluste wegen des geringeren Widerstandes.

Diese Zusammenhänge werden anhand eines Beispiels veranschaulicht: Einleiter-Seekabel werden in einem Strang mit dem Achsabstand s gelegt. Dieser wird von $s = 0,1$ m

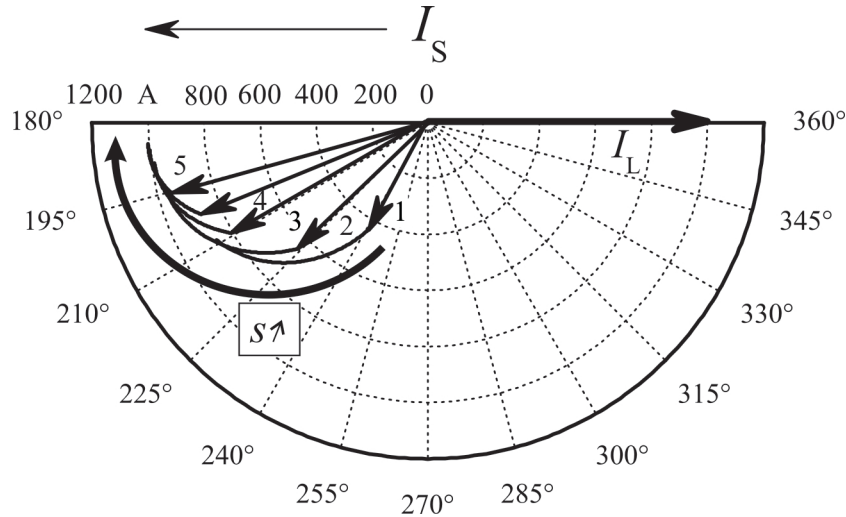


Abbildung 5.10: Ortskurve der Schirmströme von bipolaren Einleiterseekabeln unterschiedlichen Metallschirm- oder -mantelquerschnitten als Funktion des Achsabstandes s innerhalb eines Bipolarstranges (Äquivalenter Kupferleiterquerschnitt: (1) 150 mm^2 , (2) 300 mm^2 , (3) 600 mm^2 , (4) 900 mm^2 , (5) 1200 mm^2); Leiterstrom: $I = 1000 \text{ A}$

(entspricht bei diesem Kabeltyp der engen Legeanordnung) bis zu $s = 1,0 \text{ m}$ variiert. Der mehrdrätige Kupferleiter hat einen Querschnitt von 1200 mm^2 . Es werden insgesamt fünf Metallmäntel oder -schirme untersucht, deren elektrische Leitfähigkeit der von 150 mm^2 (1), 300 mm^2 (2), 600 mm^2 (3), 900 mm^2 (4) sowie 1200 mm^2 (5) Kupfer entspricht. Der Leiterstrom beträgt 1000 A , wobei dem betrachteten Kabel des Bipolarstranges eine Phasenlage von Null Grad zugeordnet wird. Die Berechnung erfolgt unter Vernachlässigung thermischer Sekundäreffekte.

Abbildung 5.10 zeigt die Ortskurven der Ströme in den Metallschirmen beziehungsweise -mänteln nach Betrag und Phase. Parameter ist der Achsabstand s innerhalb des Stranges. Beginnend bei der engen Legeanordnung wird deutlich, dass bereits bei geringen lichten Abständen die Amplitude der Schirm- beziehungsweise Mantelströme rasch ansteigt. Beim geringsten betrachteten Querschnitt von 150 mm^2 erreichen die Ströme beim größten betrachteten Achsabstand annähernd 87 Prozent. Ab einem Querschnitt von 900 mm^2 kann die Amplitude der Leiterströme erreicht werden. Wenn der Schirm- oder Mantelquerschnitt dem des Leiters entspricht, also 1200 mm^2 mißt, werden die Amplituden der Leiterströme bereits für einen Achsabstand von $s = 0,4 \text{ m}$ erreicht. Der Phasenwinkel liegt für kleine Schirmquerschnitte mit mehr als 60 Grad Abweichung weit von den idealen 180 Grad Phasenverschiebung zum Leiterstrom entfernt. Mit steigendem Achsabstand innerhalb des Bipolarstranges verringert sich die Differenz. Dies wird

ebenfalls bei größeren Metallschirm- oder -mantelquerschnitten erreicht. Die Bandbreite beträgt bei geringen Querschnitten etwa 30 Grad, bei den großen Querschnitten nur noch etwa 10 Grad. Somit liegt die Abweichung des Phasenwinkels beim größten betrachteten Querschnitt und Achsabstand bei nur noch etwa 4 Grad zur idealen Phasendifferenz von 180 Grad in Bezug auf den Leiterstrom.

Die Ströme in den Metallschirmen beziehungsweise -mänteln führen, wie bereits vorher ausgeführt, zu Zusatzverlusten, die durch den Schirm- oder Mantelverlustfaktor λ_1 auf die Leiterverluste bezogen werden. Abbildung 5.11 zeigt die Verlustfaktoren als Funktion des Achsabstandes der Kabel mit Schirm- beziehungsweise Mantelquerschnitten von 150 mm^2 bis 1200 mm^2 . Die Kennzahl in Klammern stellt die Verbindung zu den Strömen in Abbildung 5.10 her. An der Kennlinie für den kleinsten Querschnitt von $A_s = 150 \text{ mm}^2$ wird deutlich, dass die induzierten Spannungen in Verbindung mit dem im Vergleich zu den anderen Querschnitten hohen Widerstand zu geringeren Verlusten führen als es beim nächst größeren Querschnitt von $A_s = 300 \text{ mm}^2$ der Fall ist. Beim Querschnitt von 150 mm^2 nehmen mit steigendem Achsabstand die Schirm- oder Mantelstromamplituden gemäß der Abbildung 5.10 von etwa 43 Prozent auf 86 Prozent des Leiterstromes zu, was zu einem deutlichen Anstieg der Verluste führt. Bereits ab verhältnismäßig kleinen Achsabständen übertreffen die Schirm- beziehungsweise Mantelverluste die Leiterverluste um das Dreifache. Mit steigenden Querschnittsflächen steigen die Schirm- beziehungsweise Mantelstromamplituden, gerade bei größeren Achsabständen weniger stark an. In Verbindung mit dem geringeren Widerstand führt dies zu geringeren abstandsabhängigen Steigerungen und insgesamt geringeren Verlusten. Bei großen Querschnitten sind die Verluste nach Abbildung 5.11 nahezu abstandsunabhängig. Zusammenfassend können an in dieser Beispielanordnung die Verlustfaktoren auf Werte zwischen 75 Prozent (bei $A_s = 1200 \text{ mm}^2$) und 100 Prozent (bei $A_s = 900 \text{ mm}^2$) reduziert werden.

Die hohen Zusatzverluste haben nach Abbildung 2.2 Einfluss auf die Übertragungsleistung des Systems. Nach den vorhergegangenen Ausführungen steigen, abhängig vom Querschnitt des Metallschirms oder -mantels, die Zusatzverluste mehr oder weniger stark bei einer Vergrößerung des Achsabstandes innerhalb des Bipolarstranges an, was zu einer Verringerung der Übertragungsleistung des Systems führt. Einen gegenläufigen Effekt haben vergrößerte Achsabstände bei der thermischen Kopplung, also der gegenseitigen Erwärmung der Kabel (siehe Abbildung 2.3 sowie Gleichung 2.31). Mit steigendem Abstand innerhalb des Bipolarstranges sinkt die thermische Kopplung, was zu einer Erhöhung der übertragbaren Leistung führt.

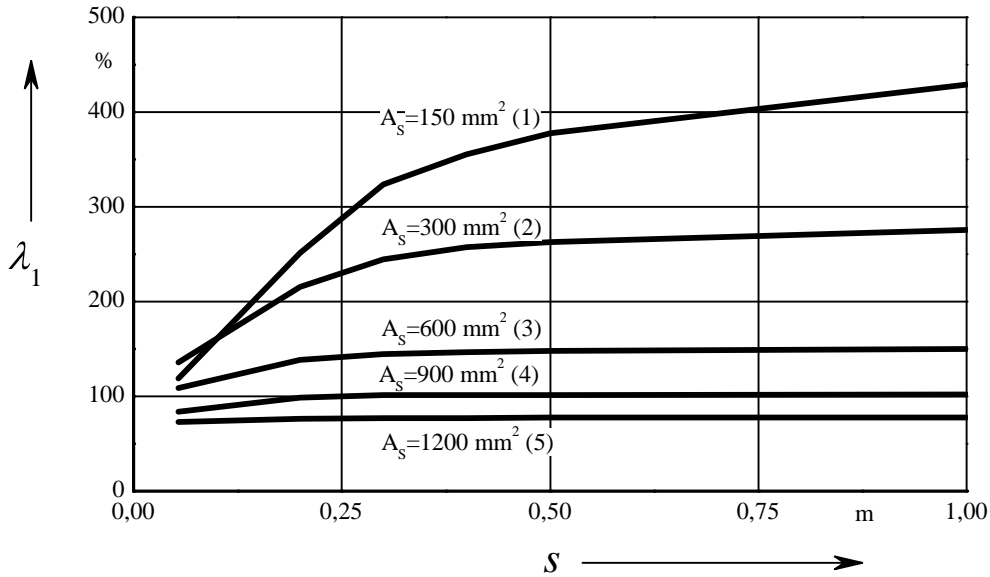


Abbildung 5.11: Schirmverlustfaktoren λ_1 des diskutierten Beispielkabels mit unterschiedliche Schirm- bzw. Mantelquerschnitten als Funktion des Achsabstandes s innerhalb eines Bipolarstranges

In Abbildung 5.12 ist die horizontale Temperaturverteilung durch die Achse eines Bipolarstranges aufgezeigt. Der Übersichtlichkeit halber sind nur zwei Metallschirm- beziehungsweise -mantelquerschnitte von $A_s = 300 \text{ mm}^2$ und $A_s = 1200 \text{ mm}^2$ aufgeführt. Die Berechnung wurde wiederum bei einem Leiterstrom von 1000 A durchgeführt. Die Legetiefe im Meeresboden, der eine unbeeinflusste Temperatur von $\vartheta_{\text{umg}} = 15^\circ\text{C}$ hat, beträgt $h = 1,5 \text{ m}$.

Der Leiter als wärmstes Element eines Kabels ist als waagerechte Fläche zu erkennen. Bei einem Metallschirm- beziehungsweise -mantelquerschnitt von $A_s = 300 \text{ mm}^2$ ist erkennbar, dass die schon bei geringen lichten Abständen rasch ansteigenden Schirm- beziehungsweise Mantelströme und die Zunahme der Zusatzverluste für deutlich steigende Leitertemperaturen sorgen. Erst ab einem Achsabstand von etwa $s = 0,4 \text{ m}$ sinkt die Leitertemperatur wieder, erreicht aber bei den betrachteten Achsabständen nicht die Temperatur der engen Anordnung.

Bei einem Metallschirm- beziehungsweise -mantelquerschnitt von $A_s = 1200 \text{ mm}^2$ mit seinen nach Abbildung 5.12 nahezu abstandsunabhängigen Zusatzverlusten sinken die Leitertemperaturen mit Vergrößerung des lichten Abstandes zwischen den Adern des Bipolarstranges. Die Leitertemperaturen sind bei allen betrachteten Achsabständen beim querschnittsstarken Metallschirm beziehungsweise -mantel geringer als bei der Ausfüh-

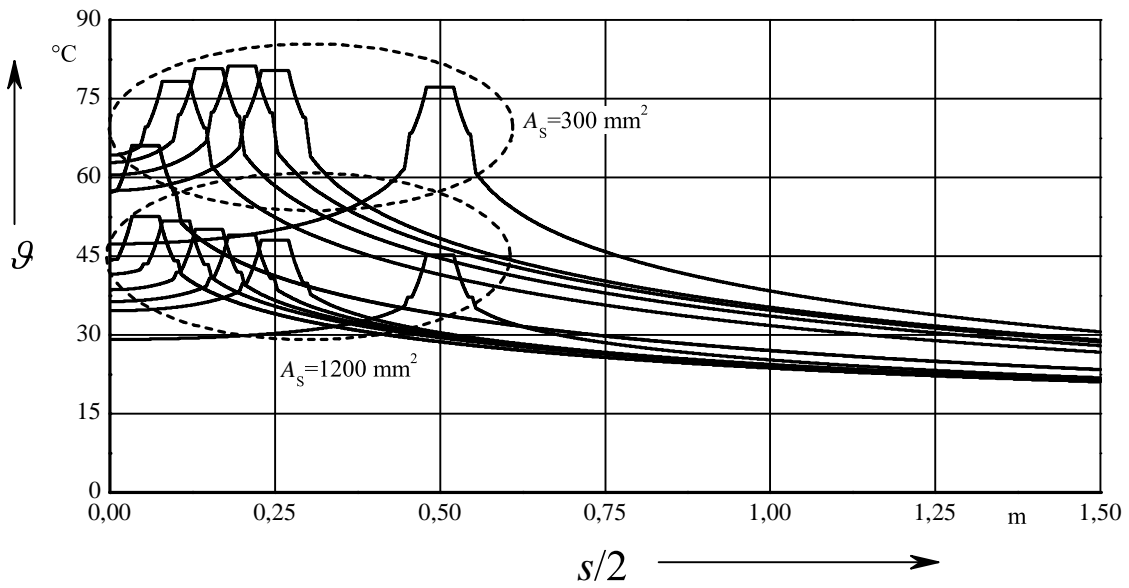


Abbildung 5.12: Horizontale Temperaturverteilungen durch die Achse eines Bipolarstranges für Kabel mit Schirm- beziehungsweise Mantelquerschnitten von $A_s = 300 \text{ mm}^2$ und $A_s = 1200 \text{ mm}^2$ und unterschiedlichen Achsabständen s

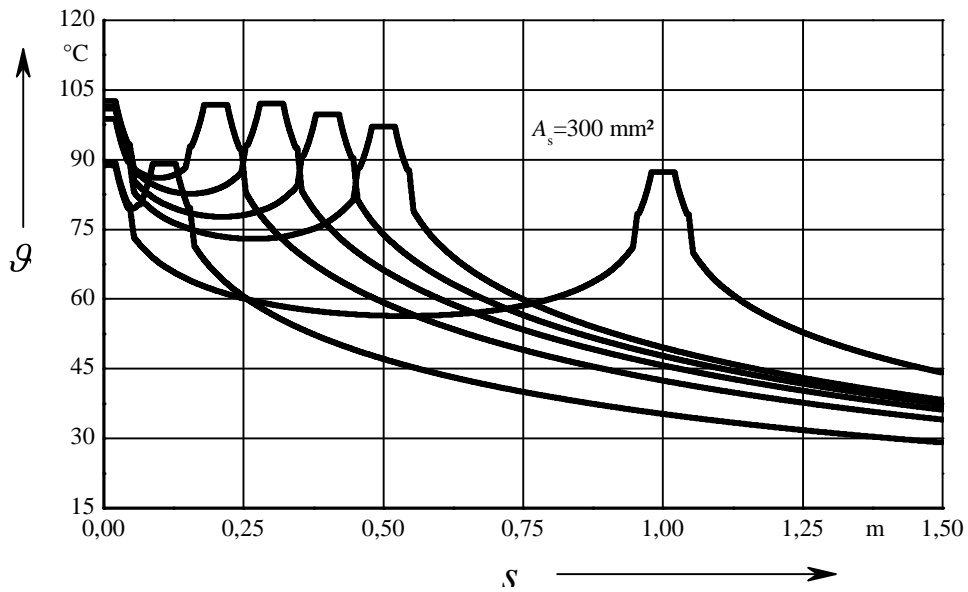


Abbildung 5.13: Horizontale Temperaturverteilungen durch die Achse eines dreiphasigen für Kabelsystems mit Schirm- beziehungsweise Mantelquerschnitten von $A_s = 300 \text{ mm}^2$ als Funktion des Achsabstandes s

rung mit nur $A_s = 300 \text{ mm}^2$. Ein anderes Bild kann sich ergeben, wenn auf Konstruktionen mit weit weniger Metallschirm- beziehungsweise -mantelquerschnitt übergegangen wird.

Ein 380-kV-Einleiter-Seekabel solcher Konstruktion wird bereits in dreiphasigen Systemen betrieben: Es ist in [3] beschrieben. Es besteht aus einem mehrdrähtigem Leiter mit einem Kupferquerschnitt von 1200 mm^2 , einer 28 mm dicken VPE-Isolierung, einem 650 mm^2 Bleimantel sowie einer zweilagigen Kupferdrahtarmierung mit annähernd 2000 mm^2 Querschnittsfläche. Es ist ausgelegt für eine Wassertiefe von 210 m, die in Bereichen der Nord- und Ostsee kaum zu finden ist. Um vergleichbar mit den vorherigen Auswertungen zu bleiben, wird jedoch exemplarisch das Kabel mit dem Metallmantel von $A_s = 300 \text{ mm}^2$ verwendet. Alle weiteren Parameter entsprechen denen, die zu den Ergebnissen der Abbildung 5.12 führen. Beim direkten Vergleich zwischen den beiden Abbildungen wird deutlich, dass die Temperaturen des Kabelsystems im Drehstrombetrieb deutlich über denen des Bipolarstranges liegen, was in der thermischen Kopplung dreier anstatt zweier Kabel liegt. Auch hier wird, ähnlich wie in Abbildung 5.12 deutlich, dass mit größeren lichten Abständen die Zusatzverluste stark ansteigen, so dass die enge Verlegung am günstigsten erscheint. Bei großen Legeabständen kann auch hier die thermische Kopplung verringert werden, so dass die übertragbare Leistung erhöht wird. Wie allerdings in Unterkapitel 1.4.3 ausgeführt ist, erfordert die Kabellegung mit großen lichten Abständen mehrere Lege- sowie Einflügevorgänge. Daher bestehen keine wirtschaftlichen Vorteile gegenüber einem Bipolarstrang in enger Verlegeanordnung.

5.3 Bipolare Vierleiterkabel

Als Alternative zu Einleiter-Seekabeln sollen vieradrige Seekabel diskutiert werden. Diese Konstruktion stellt eine Erweiterung bekannter, dreiadriger Seekabel um eine zusätzliche Ader dar. Abbildung 5.14 zeigt ein Modell eines solchen vieradrigen Seekabels. Werden Kabel mit identischen Adern verglichen, ist der Gesamtdurchmesser eines vieradrigen Kabels unter der Armierung um etwa 12 Prozent (vgl. Gleichung 5.3) größer als der eines dreiadrigen. Würden beispielhaft Adern mit 1600 mm^2 RMS Leitern und Isolierwanddicke von $d_{\text{iso}} = 18 \text{ mm}$ ⁹, woraus sich unter Berücksichtigung von Leitschichten und PE-Mantel etwa ein Aderaussendurchmesser von $d_A = 108 \text{ mm}$ ergibt, zu einem Dreileiterkabel verseilt, betrüge dessen Durchmesser unter der Armierung etwa $d_K = 232 \text{ mm}$.

⁹Dies ist geeignet für eine Spannungsebene von $U_0/U_N = 64 \text{ kV}/110\text{kV}$

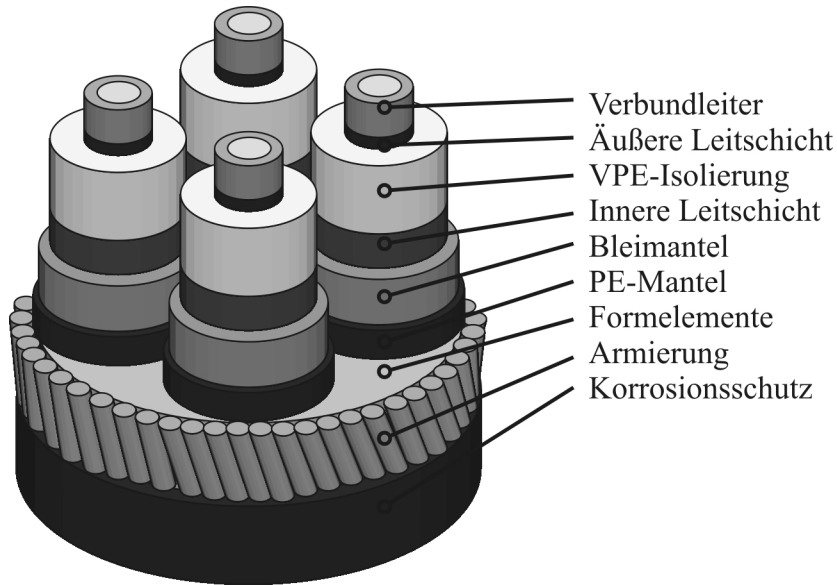


Abbildung 5.14: Modell eines vieradrigen Seekabels mit Verbundleiter, Bleimantel und Stahlarmerung aus Runddrähten

Der Durchmesser eines entsprechenden Vierleiterkabels wäre nur um etwa 28 mm erhöht.

$$\frac{d_4}{d_3} = \frac{1 + \sqrt{2}}{1 + \frac{2}{\sqrt{3}}} \approx 1,12 \quad (5.3)$$

Die vierte Ader selbst und die dadurch notwendige stärkere, tragfähige äußere Bewehrung erhöhen jedoch das Kabelgewicht. Dies sollte jedoch in Relation zur Übertragungsleistung gesetzt werden, weshalb an dieser Stelle auf die Anwendungsvergleiche des Kapitels 6 verwiesen wird.

Vieradrige Kabel können in vierphasigen wie auch in sechsphasigen Übertragungssystemen eingesetzt werden. Ihr Einsatz kann durchaus variabel sein: Bei einer vierphasigen Übertragung kann das Kabel alle vier Phasen gleichzeitig aufnehmen. Jeder Phase ist dann einer Kabelader zugeordnet. Bei höheren Übertragungsleistungen können zwei Kabel eingesetzt werden. Wie im Unterkapitel 5.3.1 gezeigt wird, ist es dabei vorteilhaft, jeweils zwei Phasen mit einem Vierleiterkabel zu übertragen. Dabei sind einer Phase jeweils zwei Kabeladern zugeordnet. Soll Leistung mittels eines sechsphasigen Systems übertragen werden, können dann drei Vierleiterkabel eingesetzt werden, bei denen dann den sechs Phasen insgesamt zwölf Adern zugeordnet sind. Wie die Phasen den Adern zuzuordnen sind, wird im folgenden Unterkapitel beschrieben.

5.3.1 Phasenfolgen vieradriger Kabel

Bei dreiadrigen Kabeln, deren Adern in einem gleichschenkeligen Dreieck angeordnet sind, muss der Zuordnung der dreiphasigen Spannungen zu den einzelnen Adern kein besonderes Augenmerk geschenkt werden. In Abbildung 5.15(a) wird dies deutlich. Jede der Adern hat demnach jeweils zwei benachbarte Adern in gleichen Abständen, deren Spannungen um 120 Grad vor- ($+120^\circ$) beziehungsweise nachteilen (-120°). Bei vieradrigen Kabel ist dies anders. Die Abbildungen 5.15(b) bis 5.15(d) zeigen exemplarische Konfigurationen.

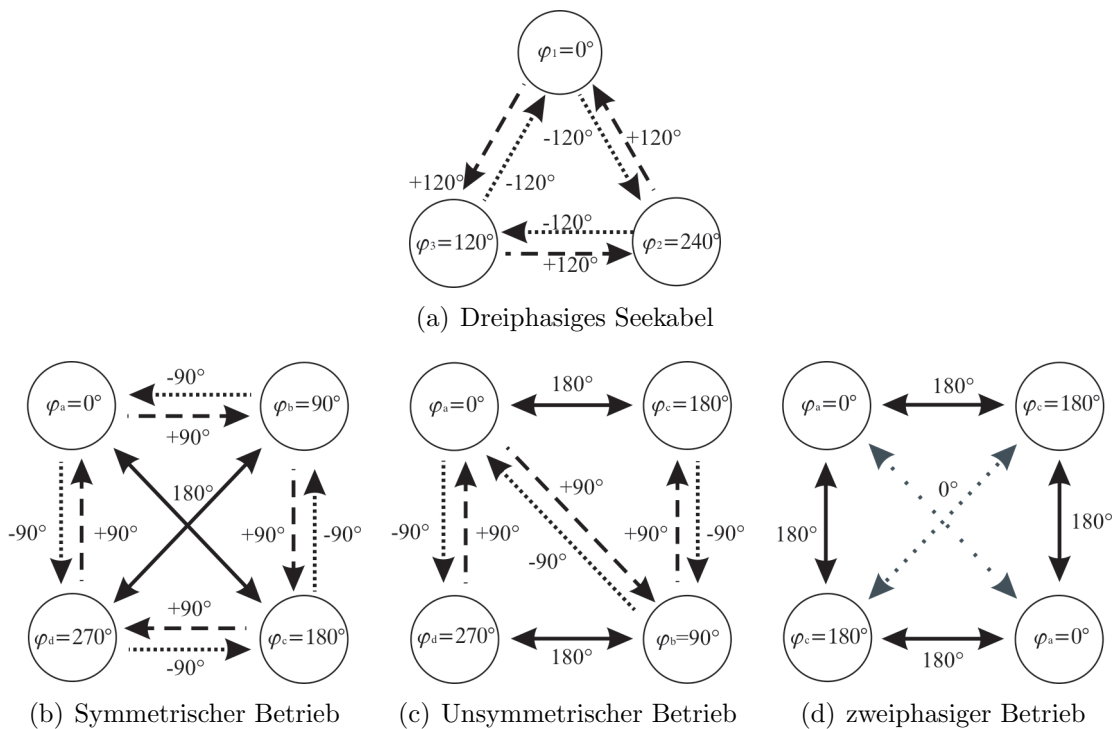


Abbildung 5.15: Phasenfolgen vieradriger Seekabel [18]:

- (b) Betrieb in symmetrischer Phasenfolge
- (c) Betrieb in unsymmetrischer Phasenfolge
- (d) zweiphasiger Betrieb

Die Phasenzuordnung, wie sie in Abbildung 5.15(b) dargestellt ist, wird im Folgenden als symmetrisch bezeichnet. Jeweils direkt benachbarte Kabeladern führen Spannungen mit Phasenversätzen von $+90$ Grad beziehungsweise -90 Grad. Der Phasenversatz zwischen diagonal gegenüberliegenden Adern beträgt 180 Grad. Abbildung 5.15(c) zeigt die sogenannte unsymmetrische Phasenfolge. Bei dieser Phasenfolge weisen die Spannungen

direkt benachbarter Adern einen Phasenversatz von 180 Grad sowie einen weiteren von +90 oder -90 Grad auf. Die Spannungen sich diagonal gegenüberliegender Adern sind ebenfalls um +90 oder -90 Grad phasenverschoben. Wenn die Übertragungsleistung die thermische Grenzleistung eines Kabel überschreitet oder bei Verwendung vieradriger Kabel in sechsphasigen Übertragungssystemen können Vierleiterkabel auch zweiphasig betrieben werden. Dies ist in der Abbildung 5.15(d) dargestellt. Dabei werden gemäß der Bezeichnung dem Kabel nur Spannungen mit zwei Phasenlagen zugeordnet. Spannungen gleicher Phasenlage werden von diagonal gegenüberliegenden Adern geführt. Die Spannungen direkt benachbarter Adern besitzen eine Phasenverschiebung von 180 Grad. Eine solche Aufteilung ist aus der Nachrichtenkelentechnik als Phantomleitung [52] bekannt. Für diesen Betriebszustand sind zur vierphasigen Übertragung zwei sowie zur sechsphasigen Übertragung drei Vierleiterkabel notwendig.

Die Auswirkung der Phasenaufteilung wird im Folgenden beschrieben. Dazu wird ein Vergleich zwischen Vierleiterkabeln in unterschiedlichen Betriebsweisen als auch zu Dreileiterkabeln vorgenommen. Die Kabel sind alle mit Kupferleiterquerschnitten von $A_{el} = 800 \text{ mm}^2$ ausgestattet. Alle Adern sind gleich aufgebaut. Die Isolierung besteht aus VPE und hat eine Dicke von $d_{iso} = 18 \text{ mm}$, zuzüglich der Leitschichten. Über dem Isolierungssystem wurde ein Bleimantel mit einer Dicke von $d_M = 2,7 \text{ mm}$ angenommen. Die Adern werden mit Formstücken aus Kunststoff verseilt, die dem Kabel eine gleichmäßigere, annähernd runde Form geben. Das gesamte Kabel wird mit einer Armierung aus ferromagnetischem Stahl umgeben. Bei allen berechneten Kabeltypen besteht die Armierung aus 72 Einzeldrähten mit Durchmessern von 6,3 mm, so dass jeder Draht fünf Grad der Kabeloberfläche bedeckt. Für den Vergleich werden als erstes Verluste aller Kabelkonstruktionen in unterschiedlichen Betriebsweisen gegenübergestellt, wobei die Temperatur in allen betrachteten Fällen konstant zu 20 °C angenommen wird. Die Kabel werden mit Strömen von $I = 750 \text{ A}$ belastet. Tabelle 5.3 zeigt die Schirm- und Armierungsverlustfaktoren λ_1 beziehungsweise λ_2 :

Zu erkennen ist, dass Vierleiterkabel, die mit symmetrischer Phasenfolge betrieben werden, deutlich höhere Mantel- wie auch höhere Armierungsverlustfaktoren als Dreileiterkabel oder Vierleiterkabel in anderen Phasenfolgen aufweisen! Bei der unsymmetrischen Phasenfolge besitzen die Mäntel der unterschiedlichen Phasen unterschiedliche Mantelverlustfaktoren. Das voreilende bipolare Phasenpaar ($\varphi_b = 90^\circ$ und $\varphi_d = 270^\circ$) hat jeweils Verlustfaktoren von $\lambda_1 = 49,0\%$, wohingegen das Phasenpaar mit $\varphi_a = 0^\circ$ und $\varphi_c = 180^\circ$ höhere Verluste von $\lambda_1 = 66,6\%$ besitzt¹⁰. Mit einem Durchschnitt von 57,8%

¹⁰In den ersten Publikationen zu Seekabeln mit vier Adern wird die Verlustaufteilung als Grund für

Tabelle 5.3: Verlustfaktoren drei- und vieradriger Seekabel mit unterschiedlichen Phasenfolgen

Kabeltyp	Phasenfolge	Mantelverlustfaktor	Armierungsverlustfaktor
		λ_1	λ_2
Dreileiterkabel	—	56,0%	28,6%
Vierleiterkabel	symmetrisch	93,5%	47,3%
	unsymmetrisch	49,0%/66,6%	26,6%
	zweiphasig	19,3%	7,9%

liegt das unsymmetrisch betriebene Vierleiterkabel in einer ähnlichen Größenordnung wie das Dreileiterkabel, was ebenfalls auf die Armierungsverluste zutrifft. Entscheidend geringere Verlustfaktoren entstehen, wenn das Kabel zweiphasig betrieben wird. Im Vergleich zum dreiadrigen Kabel sind die Mantelverluste auf etwa ein Drittel reduziert, bei den Armierungsverlusten sogar auf etwa ein Fünftel¹¹. Bei all diesen Betrachtungen muss allerdings berücksichtigt werden, dass die Vierleiterkabel im Vergleich zum Dreileiterkabel ein Drittel mehr Leistung übertragen! Damit der Vergleich von Drei- und Vierleiterkabeln in diesem Punkt objektiv geschieht, wird ein Dreileiterkabel mit einem Leiterquerschnitt von $A_{el} = 1000 \text{ mm}^2$ in die Gegenüberstellung mit aufgenommen. Dadurch kann erreicht werden, dass ein Vierleiterkabel ($4 \cdot 800 \text{ mm}^2 = 3200 \text{ mm}^2$) nicht nur mit einem Dreileiterkabel deutlich geringeren Querschnitts ($3 \cdot 800 \text{ mm}^2 = 2400 \text{ mm}^2$) verglichen wird, sondern auch mit einem Dreileiterkabel annähernd gleichen Querschnitts ($3 \cdot 1000 \text{ mm}^2 = 3000 \text{ mm}^2$). Zur Ermittlung des Übertragungsvermögens müssen thermische Randbedingungen angenommen werden: Die Kabel sind in einer Tiefe von $h = 1,5 \text{ m}$ im Meeresboden verlegt, der eine Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 1,43 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ besitzt und dessen unbeeinflusste Temperatur $\vartheta_{umg} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ beträgt. Für den Vergleich werden die Kabel mit dauerhaft anliegenden Strömen belastet, die unter den angegebenen Randbedingungen zu Leitertemperaturen von $\vartheta_L = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ führen.

In Abbildung 5.16(a) sind die Übertragungsleistungen der angegebenen Kabel gegenübergestellt. Die thermische Grenzleistung des Dreileiterkabels mit $3 \cdot 800 \text{ mm}^2$ Leitern beträgt bei einer Spannung von $U_0 = 86,8 \text{ kV}$ ($U_N = 150 \text{ kV}$)¹² $S_N = 232 \text{ MVA}$. Die des

die Nomenklatur der Phasenfolgen angegeben

¹¹Diese Relation wurde aus den absoluten Daten ermittelt unter Umgehung des Bezugs auf die Leiterverluste. Die Leiterverluste unterscheiden sich auf Grund unterschiedlicher Näheeffekt Faktoren zu Gunsten des Vierleiterkabels im zweiphasigen Betrieb

¹²An dieser Stelle wird von der Definition der in dieser Arbeit verwendeten Betriebsspannungen abge-

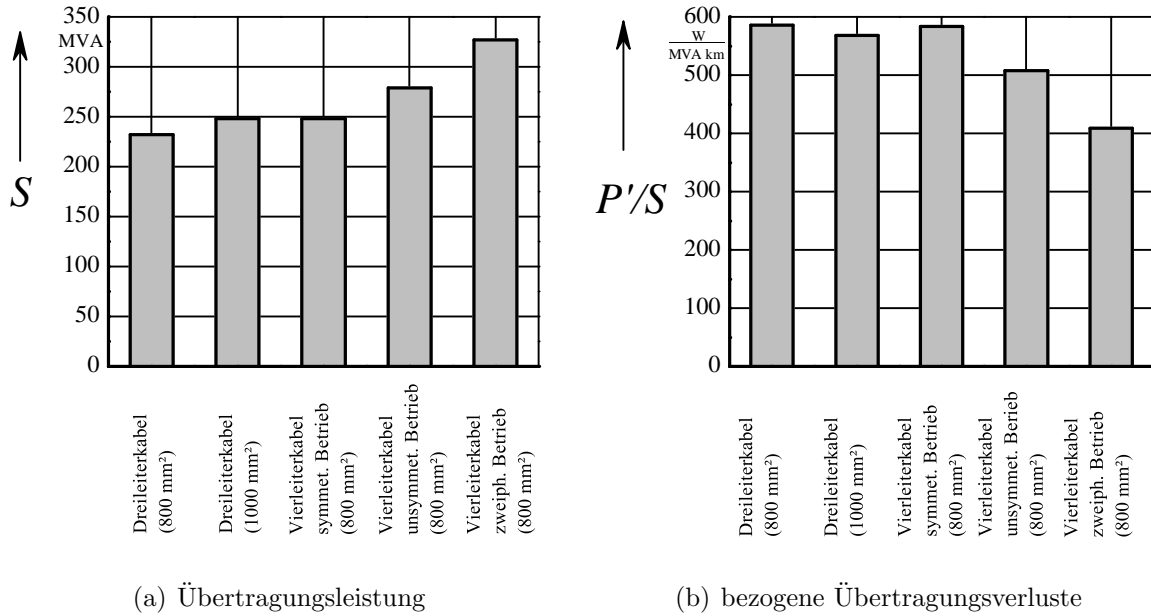


Abbildung 5.16: Vergleich zwischen vieradrigen Seekabeln in unterschiedlichen Betriebsweisen und dreiadrigen Seekabeln [18]:
 (a) höchste, dauerhaft zulässige Übertragungsleistung
 (b) Übertragungsverluste, längen- sowie leistungsbezogen

Dreileiterkabels mit $3 \cdot 1000 \text{ mm}^2$ beträgt $S_N = 248 \text{ MVA}$. Das Vierleiterkabel im symmetrischen Betrieb mit seinen höheren Zusatzverlusten weist schon dieselbe thermische Grenzleistung auf. Eine deutliche Steigerung auf $S_N = 279 \text{ MVA}$ kann beim Übergang auf die unsymmetrische Betriebsweise erzielt werden. Wenn mehr als ein Vierleiterkabel verlegt ist, kann die Übertragungsleistung jedes Kabels sogar $S_N = 327 \text{ MVA}$ betragen. Im Vergleich zu dem Dreileiterkabel mit einer Gesamtleiterfläche vom 3000 mm^2 bedeutet dies eine Steigerung der Übertragungsleistung von etwa 32 Prozent. In Abbildung 5.16(b) sind die Übertragungsverluste, bezogen auf die Übertragungsleistung und auf die Länge dargestellt. Die Dreileiterkabel haben bei Nennleistung die höchsten Übertragungsverluste. Bei unsymmetrisch betriebenen Vierleiterkabeln können die Verlustleistungsbeläge pro Leistungseinheit um etwa 10 Prozent, beziehungsweise um 28 Prozent bei zweiphasig betriebenen Kabel gesenkt werden. Durch zusätzliche Maßnahmen kann die thermische Grenzleistung noch weiter erhöht werden. Potential hierzu ist in der Auslegung der

- Stahldrahtarmierung sowie den

wichen, da dies den Vorgaben des Datenblatts, dem die Abmessungen entnommen sind, vorgegeben ist

- Füllelementen in den Zwickeln

zu finden:

5.3.2 Modellierung und Optimierung vieradriger Seekabel

Wie in der Beschreibung des Kabels zu den Erläuterungen der Phasenfolge zu finden ist, besteht die Stahldrahtarmierung bei allen betrachteten Kabeltypen aus 72 einzelnen Drähten. Jeder Draht bedeckt somit fünf Prozent der Kabeloberfläche. Einzelne Drähte können durch Kunststoffdrähte, beispielsweise aus Polyethylen (abgekürzt mit PE) ersetzt werden. Wenn die Drähte, wie es in den betrachteten Beispielen der Fall ist, aus ferromagnetischem Werkstoff bestehen, werden die PE-Drähte immer eine sehr viel geringere relative Permeabilität μ_r aufweisen als die Stahldrähte. Für den Pfad des magnetischen Flusses ϕ_m bedeutet dies insgesamt eine geringere magnetische Leitfähigkeit, die gemäß Gleichung 2.28 als effektive Permeabilität μ_{eff} bezeichnet wird, und somit einen größeren magnetischen Widerstand R_M besitzt. Nach den Zusammenhängen, wie sie in Unterkapitel 2.3.3 zusammengefasst sind, sinken dadurch die Ummagnetisierungsverluste in der Armierung.

In Abbildung 5.17(a) sind die Armierungsverluste P'_{Arm} als Funktion der Anzahl der Kunststoffdrähte in der Armierung $n_{\text{PE-Drähte}}$ dargestellt. Dies ist in der oberen Zeile der Abbildung 5.18 zu erkennen, wo links eine durchgängige Armierung und rechts eine Armierung mit 50 Prozent Kunststoffanteil dargestellt ist. Es treten nur Wirbelstrom- und Ummagnetisierungsverluste auf, Längstromverluste sind modellierungsbedingt ausgeschlossen. Es ist zu erkennen, dass bereits bei einer geringen Anzahl an Kunststoffdrähten die Armierungsverluste aller Kabelkonstruktionen in allen Betriebsweisen sinken. Bei Ersatz von 25 Prozent der Armierungsdrähte (entspricht 18 Drähten) können die Verluste signifikant reduziert werden. Ein Ersatz von 50 Prozent (entspricht 36 Drähten) ermöglicht weitere Reduktionen, allerdings nicht mehr mit der selben Wirksamkeit.

Mit dem Einbringen von Kunststoffdrähten in die Armierung können auch die Bleimantelverluste reduziert werden. Nach [26] und [29] muss nicht nur bei der Bestimmung der Leiterverluste innerhalb ferromagnetischer Hüllen der sogenannte *in-pipe-Faktor* von $p = 1,5 - 1,7$ berücksichtigt werden, sondern auch bei den Schirm- und Mantelverluste. Ursächlich dafür ist die Konzentration der magnetischen Flußdichte B innerhalb der Hülle und die dadurch verstärkten Wirbelstromverluste. Durch die Unterbrechungen des magnetischen Pfades wird die Magnetfeld-Konzentration verringert und der sogenannte *in-pipe Faktor* reduziert.

5 Bipolare Seekabel

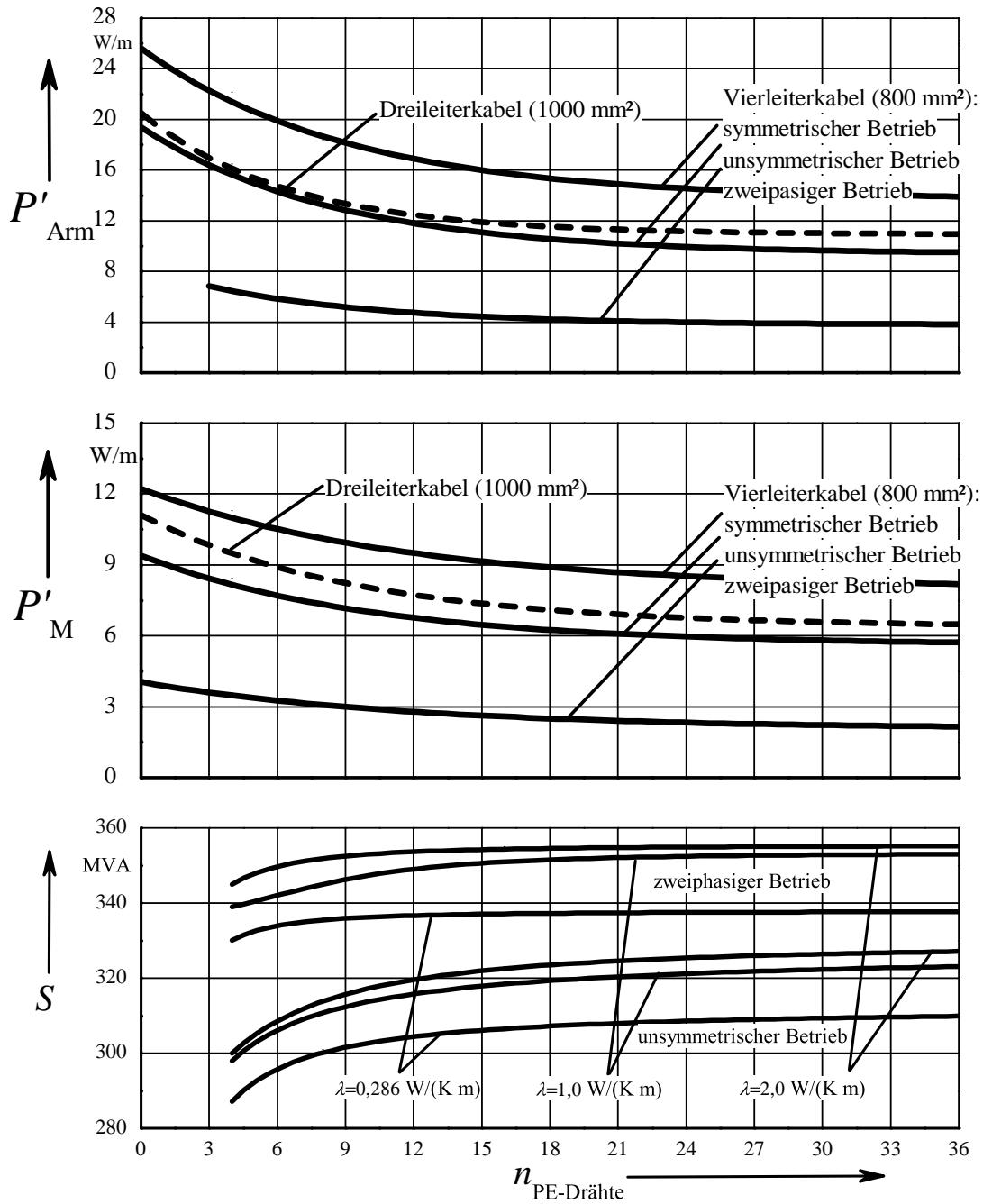


Abbildung 5.17: Optimierung vieradriger Seekabel durch Ersatz von Stahldrähten durch eine Anzahl von Kunststoffdrähten $n_{PE\text{-Drähte}}$ sowie durch Verbesserung der thermischen Leitfähigkeit λ der Formelemente in den Zwickeln [53]
 oben: Armierungsverlustbeläge des gesamten Kabels P'_{Arm}
 mittig: Mantelverlustbeläge P'_M einer Ader
 unten Therm. Grenzleistung S des gesamten Kabels

Beide Abbildungen zeigen den Vergleich von Vierleiterkabeln in symmetrischer, unsymmetrischer und zweiphasiger Betriebsweise mit einem Dreileiterkabel annähernd gleicher Gesamtleiterquerschnittsfläche. In symmetrischer Betriebsweise hat ein Vierleiterkabel deutlich höhere Verluste als ein Dreileiterkabel. Im unsymmetrischen Betrieb liegen sowohl Armierungs- wie auch Mantelverluste geringfügig unterhalb derer des Dreileiterkabels. Der Übergang zum zweiphasigen Betrieb senkt die Verluste signifikant, so dass trotz der höheren Aderzahl des Vierleiterkabels die Zusatzverluste in Summe geringer sind als die des Dreileiterkabels.

Die Verteilung der Kunststoffdrähte ist von untergeordneter Bedeutung. Die bisher zusammengefassten Ergebnisse beruhen darauf, dass ein einzelner, 5 Grad der Kabeloberfläche abdeckender Draht zwischen Stahldrähte eingefügt wird. Werden zwei Kunststoffdrähte nebeneinander eingefügt, die Lücken also auf 10 Grad der Kabeloberfläche vergrößert, ergeben sich im Vergleich zu Kabeln mit einzelnen, aber insgesamt gleicher Anzahl an Kunststoffdrähten annähernd gleiche maximale Strombelastbarkeiten.

Weiteres Optimierungspotential bieten die Formelemente in den Zwickeln, die dem Kabel eine für die Legung günstige, annähernd runde Form geben. Wird reiner Kunststoff, etwa Polypropylen oder wie in den Beispielen Polyethylen verwendet, ist die spezifische Wärmeleitfähigkeit verhältnismäßig gering¹³. Bei reinem Polyethylen beträgt diese $\lambda = 0,286 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$. Durch Dotierung, die beim Versatz des reinen Polyethylens mit leitfähigem Material zur Herstellung der halbleitenden Schichten für die Isolierung zum Einsatz kommt, könnte diese verbessert werden. In Abbildung 5.17(c) sind die maximalen Übertragungsleistungen von Vierleiterkabeln für die technisch relevante unsymmetrische und zweiphasige Betriebsweise, wiederum als Funktion der Anzahl der Kunststoffdrähte $n_{\text{PE-Drähte}}$ in der Armierung dargestellt. Parameter ist die spezifische thermische Leitfähigkeit λ , die der von reinem Polyethylen mit $\lambda = 0,286 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ entspricht und auf $\lambda = 1,0 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ sowie auf $\lambda = 2,0 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ gesteigert wird.

Nach Abbildung 5.17(c) können die übertragbaren Leistungen beim Übergang von der spezifischen Wärmeleitfähigkeit reinen Polyethylens auf ein dotiertes Polyethylen mit $\lambda = 1,0 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ gesteigert werden. Die höhere Dotierung lässt eine Steigerung, wenn auch nicht in gleicher Größenordnung, zu. Hier muss entschieden werden, ob die Belastbarkeitssteigerungen den Aufwand für diese Maßnahme rechtfertigen.

¹³Bei herkömmlichen Mehrleiter-Seekabelkonstruktionen wird davon ausgegangen, dass nach einer gewissen Betriebszeit die Zickelemente mit Wasser gefüllt sind. Die Wärmeleitfähigkeit von Wasser kann unter diesen Bedingungen zu $\lambda_{\text{therm}} = 0,56 \text{ W/K}\cdot\text{m}$ abgeschätzt werden, was zwischen der des reinen und der des leicht dotierten Polyethylens liegt.

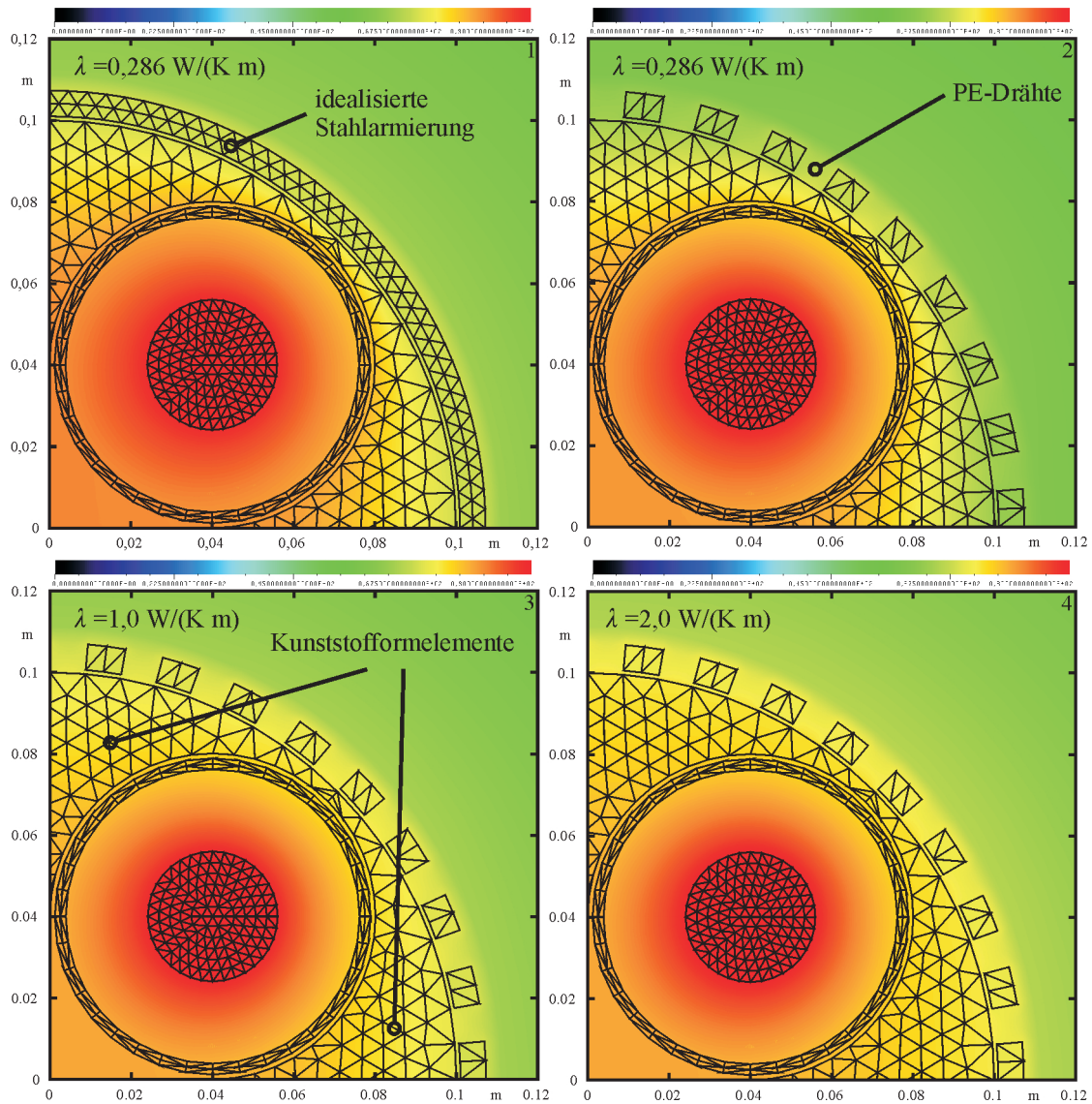


Abbildung 5.18: Temperaturverteilung im ersten Quadranten eines Vierleiterkabels mit durchgängiger Stahl Drahtarmierung (oben links), mit einer Armierung mit 50 Prozent Kunststoffdrähten (oben rechts) und Zwickel-Formelementen unterschiedlicher spezifischer Wärmeleitfähigkeiten und Kunststoffdrähten (unten) [53]

Abschließend zeigt 5.18 die Temperaturverteilung des Vierleiterkabels im ersten Quadranten. Die Leitertemperatur beträgt in allen Abbildungsteilen $\vartheta_L = 90^\circ\text{C}$, wobei die Übertragungsleistungen von der ersten bis zur vierten Abbildung gemäß Abbildung 5.17 gesteigert sind.

Im ersten Abbildungsteil (oben links) ist das Kabel mit einer durchgängigen, idealisierten Armierung dargestellt. Die Armierung aus Metall mit einer verhältnismäßig guten Wärmeleitfähigkeit weist nur geringe Temperaturunterschiede auf und kann annähernd als Isotherme angesehen werden. Wenn die Armierung mit Kunststoffdrähten versehen ist, geht dieser Effekt verloren. Dort, wo der Abstand zwischen Ader und Armierung am geringsten ist (etwa bei 45 Grad), ist im oberen rechten Abbildungsteil zu erkennen, dass die Temperatur höher ist als bei größeren Abständen (etwa bei 0 Grad oder 90 Grad). In der unteren Zeile ist zu erkennen, dass durch die verbesserte spezifische Wärmeleitfähigkeit der Zwickелеlemente die Temperaturverteilung trotz der Lücken gleichmäßiger ist. Die Temperaturgradienten sind bis in die Isolierung hinein nicht mehr so stark ausgeprägt, was eine thermisch bedingte Alterung der Isolierung reduzieren könnte.

5.3.3 Einordnung der Armierungsverluste

Die Ergebnisse der Optimierung wurden vom Verfasser dieser Arbeit im Januar 2009 publiziert [53]. Im folgenden Zeitraum sind weitere Veröffentlichungen zu dem Themenkomplex erschienen, die zum Teil zu anderen Schlussfolgerungen kommen. Aus Gründen der Vollständigkeit, zur Auseinandersetzung mit den dort angeführten Argumenten und zur weiteren Berücksichtigung in dieser Arbeit sollen einige Erläuterungen folgen:

Ausgangspunkt ist die Berechnung der Armierungsverluste nach IEC-Publikation 60-287 [26]. Diese erscheinen im Vergleich zu den durch Feldberechnungsprogramme bestimmten oder durch Messungen ermittelten Ergebnisse [54] [55] als deutlich zu groß .

Ursächlich dafür ist, dass Kabelarmierungen aus einzelnen Drähten bestehen. Die Übergänge zwischen den Drähten sind bei realen Kabeln undefiniert. Sie hängen von der Form der Drähte (Flach- oder Runddrähte) und der Anzahl der Drähte sowie deren Verdichtung, also dem Anteil der abgedeckten Oberfläche, ab. Bei Kabeln mit Armierungen aus Einzeldrähten werden, entsprechend Abbildung 5.19(a), immer Lücken zwischen einzelnen Drähten vorhanden sein.

Die Modellierung zur numerischen Berechnung kann gemäß Abbildung 5.19(b) als durchgängige Metallschicht, also als Rohr, erfolgen. In diesem Rohr können dann Wirbel-

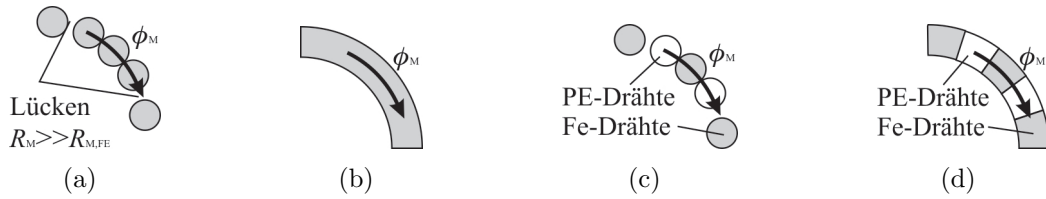


Abbildung 5.19: Stahldrahtarmierung: Aufbau und Modellierung

- (a) Drahtarmierung mit undefinierten Abständen
- (b) Idealisierte, durchgängige Kontaktierung
- (c) Drahtarmierung mit PE-Fülldrähten
- (d) Idealisierte Kontaktierung mit PE-Fülldrähten

ströme entstehen. Die Verfasser der Publikationen [54] [55] [56] sind sich darin einig, dass bei Mehrleiterkabeln sich alle induzierten Spannungen in einem helixförmig um die Adern gewickelter Draht aufheben. Bedingung dafür ist, dass der Draht nicht die gleiche Schlagrichtung beziehungsweise die gleiche Schlagrichtung aber nicht die exakt gleiche Schlaglänge aufweist wie die stromführenden Adern.

Die Verfasser von [54] führen zudem eine Messung auf, nach der auch die Ummagnetisierungsverluste nahezu vollständig verschwinden. [55] widerspricht in diesem Punkt und verweist auf die geringen Ströme der Messung. Da die Ummagnetisierungsverluste stromabhängig sind, sollte demnach eine Bestimmung bei Strömen nahe denen des Nennbetriebs erfolgen. Im Hinblick auf diese Ergebnisse werden die Berechnungen des vorangegangenen Unterkapitels 5.3.2, insbesondere die, welche zur Abbildung 5.17(a) führen, detaillierter ausgewertet werden: Abbildung 5.20 enthält eine Aufteilung der Armierungsverluste der Abbildung 5.17(a) in Wirbelstromverlustleistungsbeläge P'_{WS} (links) und Ummagnetisierungs- oder Hystereseverlustleistungsbeläge P'_{Hys} (rechts).

Beide Größen sind als Funktion der Anzahl der Kunststoffdrähte in der Armierung aufgetragen. Die Gesamtanzahl aller Drähte beträgt 72 Stück. Da die Daten durch eine zweidimensionale Berechnung ermittelt wurden, konnten Verseileffekte nicht berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass jeder Draht den gleichen geometrischen Abstand zu allen Leitern beibehält. Dementsprechend bleibt die induzierte Längsspannung bestehen, und Verluste treten entsprechend des rechten Teils der Abbildung 5.20 auf. Das Ansteigen der Verluste kann ähnlich erklärt werden wie das Auftreten von Verlustmaxima in metallenen Kabelmänteln oder -schirmen (vgl. Abbildung 5.11). Diese Ergebnisse werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit bei der Erstellung von Berechnungen berücksichtigt.

Bei den Hysterese- oder Ummagnetisierungsverlusten werden die in [55] publizierten Thesen berücksichtigt sowie jene aus [54] abgelehnt: Beispielsweise in [57] ist die Um-

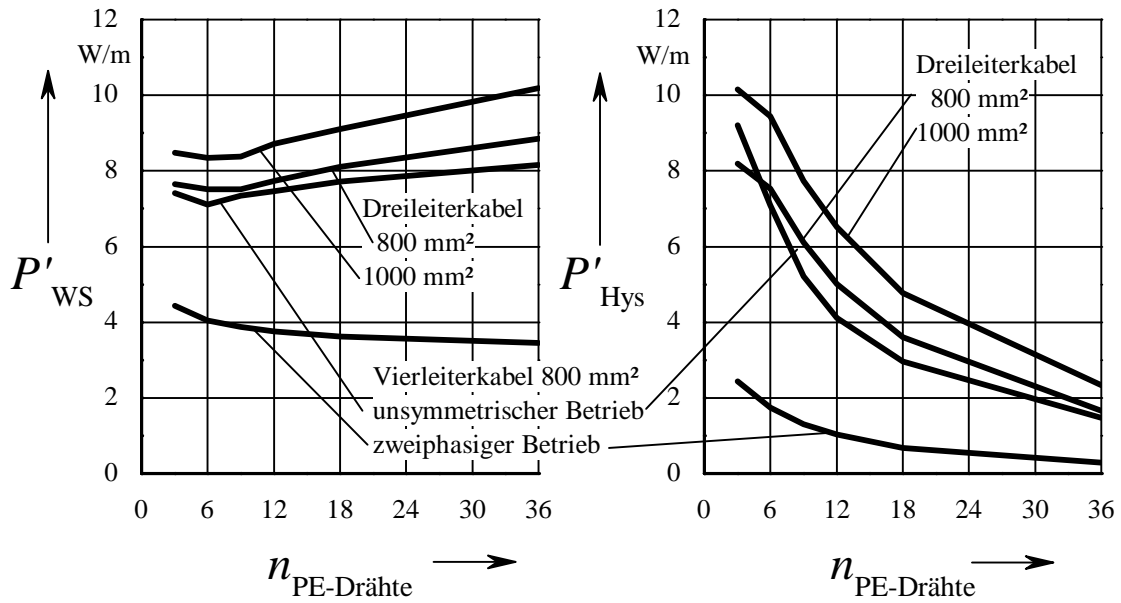


Abbildung 5.20: Wirbelstrom- sowie Hystereseverlustleistungsbeläge P'_{WS} P'_{Hys} und in der Armierung unterschiedlicher Kabelkonstruktionen als Funktion der Anzahl der Kunststoffdrähte $n_{PE-Dr\ddot{a}hte}$ in der Armierung

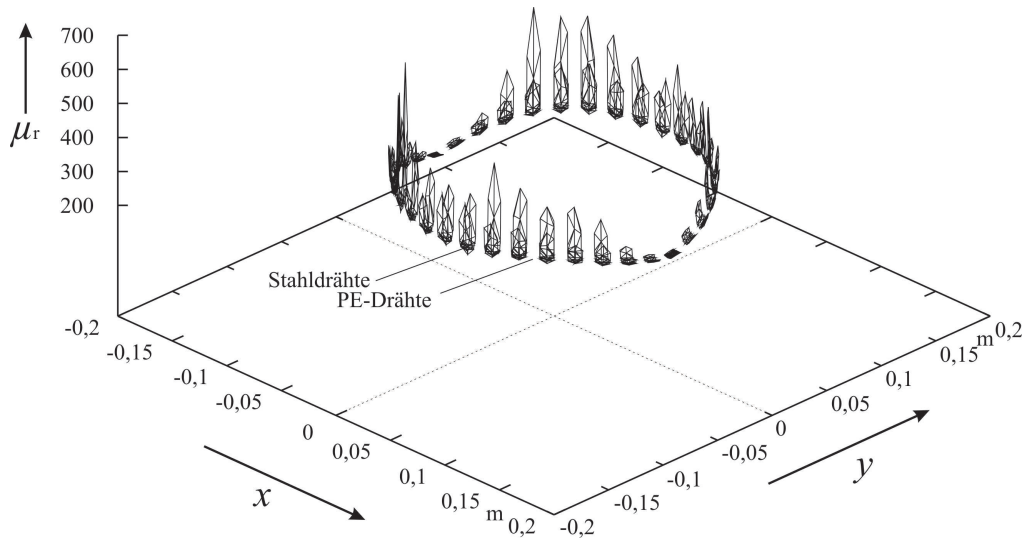


Abbildung 5.21: Verteilung der relativen Permeabilität μ_r in der Amierung (50% Stahl- und 50% PE-Dr\ddot{a}hte)eines Vierleiterkabels im symmetrischen Betrieb

magnetisierung, also auch die damit einhergehenden Verluste, beschrieben als eine Veränderung der sogenannten Weisschen Bezirke und deren Grenzschichten (Blochwände) innerhalb der Kornstruktur des Ferromagnetikums. Es handelt sich also um einen Effekt, der von der lokalen Feldstärke und nicht wie bei den induzierten Spannungen von der Integration der Feldstärke abhängt. Demnach hat die Verseilung kaum Einfluss auf die Ummagnetisierungsverluste. Die Reduktion der Ummagnetisierungsverluste liegt dann wohl darin begründet, dass die Feldstärke gemäß Kapitel 2.3.4 aufgrund der Armierungslücken innerhalb des Werkstoffes sinkt und somit die Ummagnetisierung in den Körnern weniger ausgeprägt stattfindet.

Die Ummagnetisierungs- oder Hystereseverluste nehmen gemäß des rechten Teils der Abbildung 5.20 mit steigender Anzahl der Armierungslücken ab. Im Anfangsbereich der Kennlinien gibt es drei Lücken in der Armierung von insgesamt 15 Grad, was einer Abdeckung der Oberfläche von knapp 96 Prozent entspricht. Dies könnte im Bereich einer realen Armierung aus Runddrähten liegen. Größere Anteile von Kunststoffdrähten führen zu den vorher diskutierten Steigerungen der Übertragungsleistungen.

Für die Berechnung mehradriger Kabel wird also als Konsequenz gezogen, dass die Wirbelstromverluste bei den Berechnungen unterdrückt sowie dass die Ummagnetisierungsverluste prinzipiell berücksichtigt werden müssen, durch eine geeignete Konstruktion der Armierung allerdings vermieden werden können.

6 Anwendungsbeispiele Offshore-Sammelschienen

6.1 Mehrstufiges Ausbaukonzept

Im Kapitel 4 wurde die Erzeugung bipolarer Vier- und Sechphasensysteme beschrieben. Im anschließenden Kapitel wurden für Seekabel gut geeignete Verbundleiter vorgestellt. Zudem wurden bipolare Ein- und Vierleiterkabel beschrieben. Bei den zuletztgenannten wurde darauf hingewiesen, dass die sogenannte unsymmetrische Betriebsweise mit vier Phasen sowie die zweiphasige Betriebsweise unterschiedliche Übertragungsverluste sowie daraus resultierende unterschiedliche Übertragungsvermögen zur Folge haben.

Im Folgenden wird das Ausbau- beziehungsweise das Anschlusskonzept zusammengefasst: Es wird von Einphasentransformatoren ausgegangen, die durch geeignete konstruktive Erweiterungen sowohl für den vier- als auch für den sechsphasigen Betrieb geeignet sind. Diese Aufteilung ist aus Gründen der Ausfallsicherheit bei modular aufgebauten Systemen sinnvoll und wird nach [58] aus transporttechnischen Gründen für die Offshore-Installation empfohlen. Jeder der Transformatoren muss darin für ein Sechstel der Nennübertragungsleistung ausgelegt sein. Diese Anschlusskonzepte sind in den Abbildungen 6.1 und 6.2 dargestellt.

Abbildung 6.3 zeigt die zugehörigen Kabelkonzepte. Bei Verwendung einadriger Kabel müssen zum Betrieb zwei Stränge installiert werden. Wenn ein dritter Strang gelegt ist, müssen die Transformatoren auf sechsphasigen Betrieb umgeschaltet werden. Bei Verwendung vieradriger Kabel kann die Installation des Übertragungssystems in drei Schritten erfolgen: Ein erstes Vierleiterkabel kann im unsymmetrischen Betrieb Energie übertragen. In der zweiten Ausbaustufe bleiben die Transformatorschaltungen unverändert, die Kabel werden jedoch neu angeschlossen, so dass sie zweiphasig betrieben werden. Nach der Legung des dritten Kabels werden dann die Transformatorschaltungen geändert, so dass alle drei Kabel zweiphasig betrieben werden. Im Fehlerfall können dann die Transformatorschaltungen beziehungsweise die Kabelanschlüsse auf vierphasigen Betrieb zurückgebaut werden, um eine möglichst große anstehende Leistung weiter übertragen zu können.

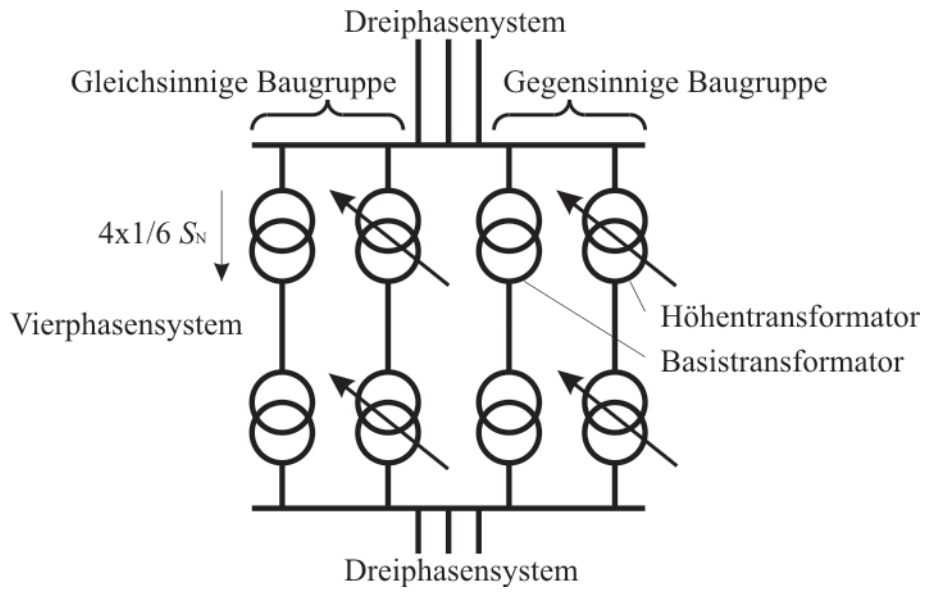


Abbildung 6.1: Transformatorgruppen für den vierphasigen Betrieb

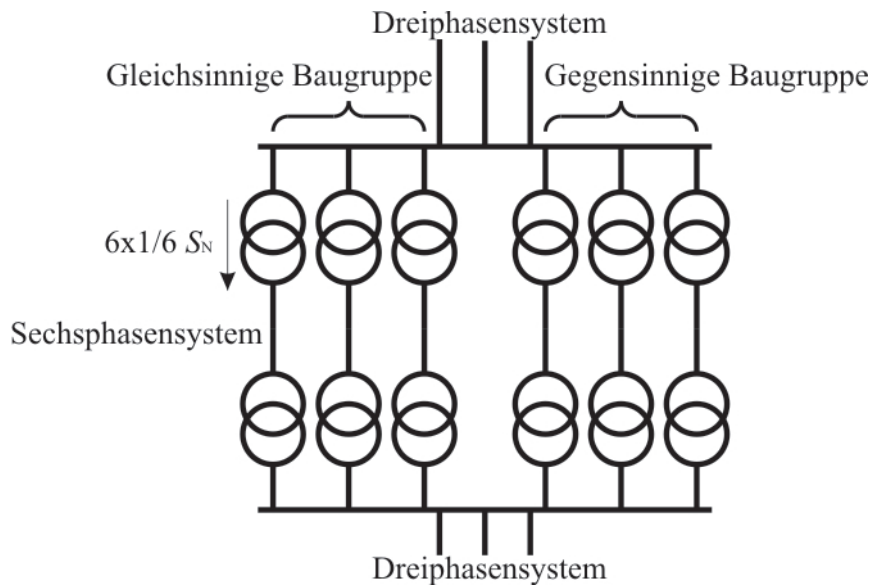


Abbildung 6.2: Transformatorgruppen für den sechsphasigen Betrieb

6 Anwendungsbeispiele Offshore-Sammelschienen

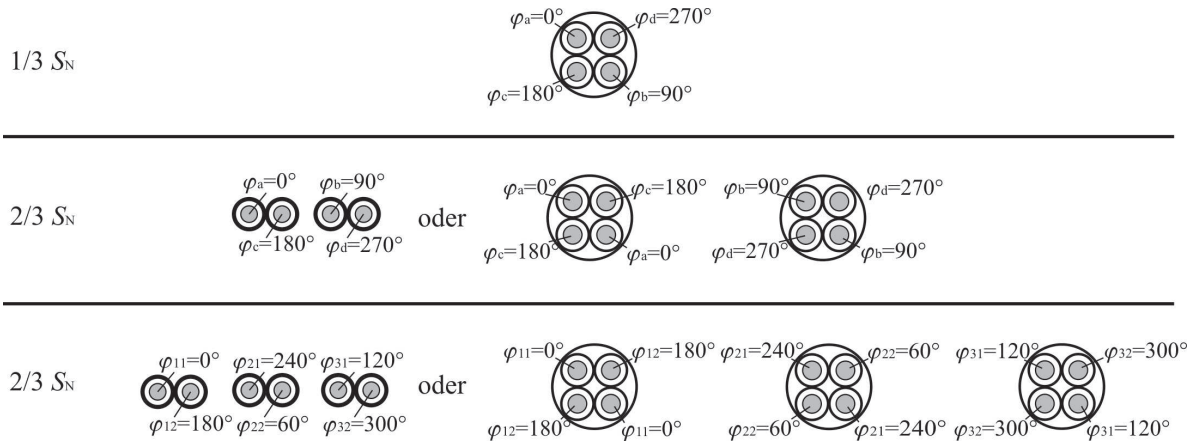


Abbildung 6.3: Verbindungskonzept für vier- sowie sechsphasigen Betrieb
 oben: ein vieradriges Kabel für $1/3 S_N$
 mittig: zwei Stränge mit vier Einleiterkabeln (links) oder zwei Vierleiterkabel (rechts) für $2/3 S_N$
 unten: drei Stränge mit sechs Einleiterkabeln (links) oder drei Vierleiterkabeln (rechts) für $3/3 S_N$

6.2 Übertragungsvermögen bipolarer Seekabelverbindungen

Zur Darstellung des Übertragungsvermögens bipolarer Mehrphasensysteme werden Kabel mit Verbundleitern verwendet. Je nach Spannungsebene besitzen die Adern die in Kapitel 2.5 definierten Isolierwandstärken von 18 mm, 22 mm oder 26 mm. Die weitere Modellierung der Kabel hängt davon ab, ob Ein- oder Mehrleiterkabel verwendet werden.

Bei Einleiterkabeln werden Metallmantel und -schirm als äquivalenter Kupferquerschnitt A_s zusammengefasst. Die Dimensionierung orientiert sich an der Größenordnung des jeweiligen Leiterquerschnitts. Gemäß Abbildung 5.11 sinkt der Schirmverlustfaktor λ_1 bei steigendem Schirmquerschnitt A_s . Dementsprechend könnten die Kabelbelastbarkeiten bei steigenden Schirmquerschnitten gesteigert werden. Nach dem Ersatzschaltbild der Abbildung 2.2 ist es jedoch für die Temperaturentwicklung innerhalb des Kabels in den betrachteten Bereichen günstiger, den Leiter- anstatt des Schirmquerschnitts zu vergrößern, da die Leiterverluste über größere thermische Widerstände abgeführt werden müssen. Als Kompromiss werden daher die Schirmquerschnitte in der Größenordnung der Leiterquerschnitte belassen.

Eine Abschätzung der Zusammenhänge kann in den Beispielen mit den Verbundleitern in den Aufteilungen $800 \text{ mm}^2 \text{ Cu} / 400 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ und $300 \text{ mm}^2 \text{ Cu} / 1300 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ gefun-

Tabelle 6.1: Verwendete Verbundleiter in Einleiterseekabeln aller Spannungsebenen mit integriertem Rückleiter

Nr.	Äquival. Segmentleiter	Verbundleiter	Äquival. Schirmqu.
1	1600 mm ² Al	800 mm ² Cu / 400 mm ² Al	$A_s = 1200 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
2	1600 mm ² Al	300 mm ² Cu / 1300 mm ² Al	$A_s = 1600 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
3	1200 mm ² Cu	800 mm ² Cu / 800 mm ² Al	$A_s = 1600 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
4	1600 mm ² Cu	900 mm ² Cu / 1600 mm ² Al	$A_s = 2500 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
5	2000 mm ² Cu	1400 mm ² Cu / 1800 mm ² Al	$A_s = 2500 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

den werden. Beide Leiter sind äquivalent zu segmentierten 1600 mm²-Aluminiumleitern. Die verwendeten Kupferschirmquerschnitte unterscheiden sich um 400 mm². Als zweites Beispiel sind Verbundleiter der Zusammensetzung 1400 mm² Cu / 1600 mm² Al aufgeführt. Die Schirmquerschnitte sind zu 2500 mm² Cu, 3200 mm² Cu sowie 3200 mm² Al gewählt. Diese Leiter werden in einem Bipolarsystem mit drei Strängen in der Spannungsebene $U_0/U_N = 64 \text{ kV}/110 \text{ kV}$ eingesetzt. In Abbildung 6.4 werden die maximalen Übertragungsleistungen verglichen.

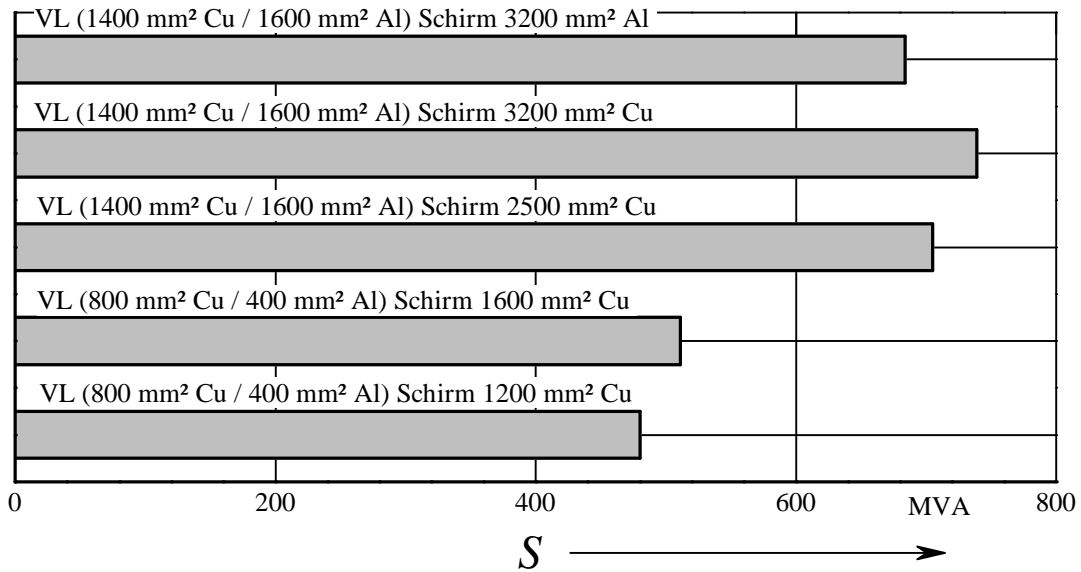


Abbildung 6.4: Übertragungsvermögen eines Bipolarsystems mit Einleiterkabeln und unterschiedlichen Metallschirmvarianten, $U_0/U_N = 64 \text{ kV}/110 \text{ kV}$

Bezogen auf die jeweils höchste Übertragungsleistung sind die Belastbarkeiten um 6 Prozent beim ersten Beispiel sowie um 4,6 Prozent beziehungsweise 7,4 Prozent im zweiten Beispiel reduziert. Dies zeigt, dass über die Auslegung des Metallschirms die Belast-

barkeit zu beeinflussen ist, doch muss dabei betont werden, dass gerade bei den Kupferschirmen das Gewicht und der Materialpreis deutlich höher ausfallen. Der Einsatz von Aluminium scheint eine interessante Alternative zu sein, wobei jedoch der Kabeldurchmesser und damit verbundene Parameter wie Mindestbiegeradien etc. bei widerstandsäquivalenten Schirmen deutlich größer werden. Bei weiteren Betrachtungen sollen in Anlehnung an [3] nur Kupferdrahtschirme berücksichtigt werden.

Bei Mehrleiterkabeln, deren Adern durch die halbleitenden Korrosionsschutzmäntel untereinander sowie durch die ebenfalls halbleitende, wassergetränkte Polsterung mit der Metallarmierung elektrisch kontaktiert sind, werden nur Bleimäntel mit einer Stärke von 3 mm vorgesehen. In Tabelle 6.2 wird wiederum der äquivalente Kupferquerschnitt angegeben. Aufgrund der von der Betriebsspannungsebene abhängigen Isolierwanddicken werden bei konstanter Bleimanteldicke zwei unterschiedliche Querschnitte angegeben.

Tabelle 6.2: Verwendete Verbundleiter in Vierleiterseekabel für Spannungsebenen von $U_0/U_N = 86,6 \text{ kV}/150 \text{ kV}$ und $U_0/U_N = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$ (Bleimanteldicke 3 mm)

Nr.	Äquival. Segmentleiter	Verbundleiter	Äquival. Schirmqu.
1	1600 mm ² Al	800 mm ² Cu / 400 mm ² Al	$A_s = 65/71 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
2	1600 mm ² Al	300 mm ² Cu / 1300 mm ² Al	$A_s = 70/76 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
3	1200 mm ² Cu	800 mm ² Cu / 800 mm ² Al	$A_s = 70/76 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
4	1600 mm ² Cu	900 mm ² Cu / 1600 mm ² Al	$A_s = 78/85 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$
5	2000 mm ² Cu	1400 mm ² Cu / 1800 mm ² Al	$A_s = 84/90 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

Bei der Modellierung der Zwickelfüllungen und der Armierung fließen die Erkenntnisse der Kapitel 5.3.2 und 5.3.3 ein. Demnach können die Zwickelfüllung thermisch verbessert und die Armierungsverluste durch geeignete Auslegung nahezu unterdrückt werden. Als Umgebungsparameter werden eine Legetiefe von $h = 2,0 \text{ m}$ (Kabelachse) sowie eine ungestörte Umgebungstemperatur von $\vartheta_{\text{umg}} = 15^\circ\text{C}$ angenommen. Das Übertragungsvermögen der Seekabel wird für die definierten Leitertypen und Spannungsebenen durchgeführt. Bei den Spannungen werden für die Bestimmung der thermischen Grenzleistungen, wie es in der Seekabeltechnik üblich ist, die Bemessungsspannungen der jeweiligen Spannungsebene angegeben. Dabei werden nur die Spannungen verwendet, die bereits bei den Kabeltypen Anwendung gefunden haben. In [10] wird ein Dreileiterkabel mit der höchstzulässigen Betriebsspannung von $U_0/U_N = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$ beschrieben. Für Einleiterkabel-Seekabel ist in [3] eine höchstzulässige Betriebsspannung von $U_0/U_N = 242,5 \text{ kV}/420 \text{ kV}$ angegeben. Die Abbildungen 6.5 und 6.6 zeigen maximal

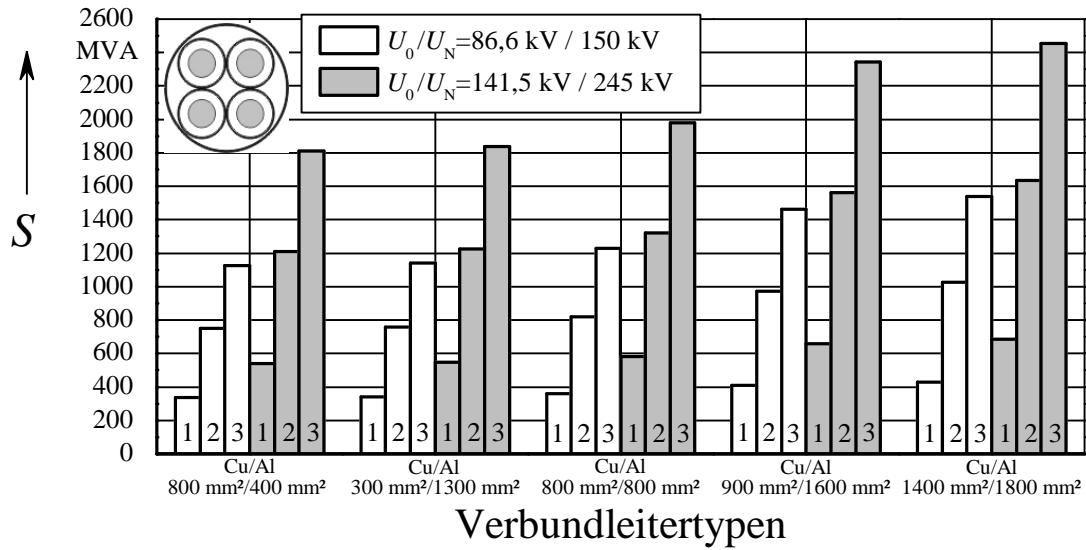


Abbildung 6.5: Übertragungsleistungen S von Systemen mit einem, mit zwei sowie drei installierten Vierleiterkabeln mit unterschiedlichen Verbundleitern bei Systemspannungen $U_0/U_N = 86,6 \text{ kV}/150 \text{ kV}$ (weiß unterlegt) sowie $U_0/U_N = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$ (hellgrau unterlegt)

übertragbaren Leistungen S bipolarer Mehrphasensysteme in unterschiedlichen Ausbaustufen und mit unterschiedlichen Verbundleiterzusammensetzungen. Die unterschiedlichen Betriebsspannungen sind durch die farbliche Unterlegung der Balken kenntlich gemacht. Bei Verwendung von Vierleiterkabeln kann der Betrieb mit einem, mit zwei oder mit drei Kabeln erfolgen. Bei dem Betrieb einadriger Kabel sind mindestens zwei Stränge notwendig, wobei eine Erweiterung auf drei Stränge möglich ist. Für beide Kabeltypen wird dies durch die Kennzahlen in den Balken angedeutet.

Im direkten Vergleich besitzen vieradrige Kabel ein um 60 bis 70 Prozent höheres Übertragungsvermögen als einadrige Kabel. Diese Steigerungen des Übertragungsvermögens sind zwar nicht direkt proportional zur größeren Leiterfläche, da vieradrige Kabel die doppelte Zahl an Adern aufweisen. Der Aufbau der Adern ist jedoch kostengünstiger, da nicht auf hohe elektrische Mantelleitwerte zur Reduktion von Verlusten geachtet werden muss. Außerdem kann mit der gleichen Anzahl an kosten- und zeitintensiven Legegängen die größere Übertragungskapazität installiert werden. Nachteilig ist jedoch der notwendige größere Aufwand zur Blindleistungskompensation, der entsprechend der Aderzahl doppelt so hoch ist. Neben dem direkten Vergleich können die Kabeltypen im Hinblick auf eine umzusetzende Übertragungsleistung bewertet werden. Unter der Vor-

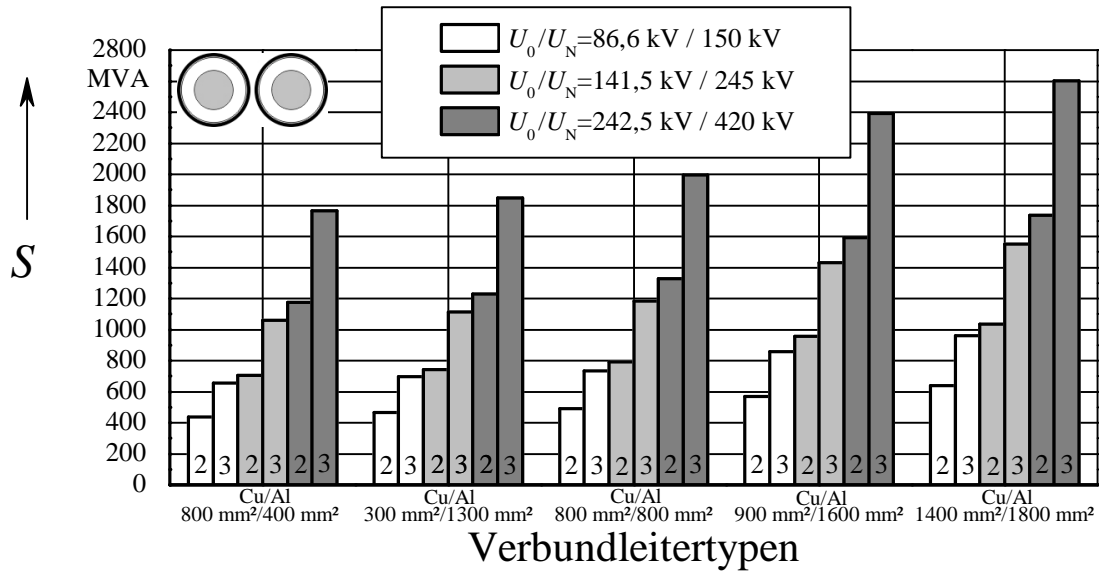


Abbildung 6.6: Übertragungsleistungen S von Systemen mit zwei sowie drei installierten Strängen aus Einleiterkabeln mit unterschiedlichen Verbundleitern bei Systemspannungen $U_0/U_N = 86,6 \text{ kV}/150 \text{ kV}$ (weiß unterlegt), $U_0/U_N = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$ (hellgrau unterlegt) sowie $U_0/U_N = 242,5 \text{ kV}/420 \text{ kV}$ (dunkelgrau unterlegt)

aussetzung gleicher Leiter können etwas höhere Übertragungsleistungen erreicht werden, wenn die Einleiterkabel in der nächsthöheren Spannungsebene betrieben werden. Bei Einleiterkabeln kann die höchste Spannungsebene genutzt werden, so dass hiermit die höchsten Leistungen übertragen werden können. Die Wahl, ob Vierleiterkabel oder Einleiterkabel der nächsthöheren Spannungsebene verwendet werden sollen, ist dann neben den Investitionskosten und Installationskosten in Anbetracht der zu überbrückenden Distanzen zu treffen. Die quadratisch von der Betriebsspannung sowie linear von der Aderanzahl abhängige Blindleistungserzeugung und der zur Kompensation notwendige Aufwand müssen dann verglichen werden.

In Abbildung 6.7 sind die Längen abgeschätzt, die ein Legeschiff mit einem Fassungsvermögen von $m = 7000 \text{ t}$ aufnehmen kann. Bei Mehrleiterkabeln wird ein Kabel, bei Einleiterkabeln werden wie bei Gleichspannungssystemen zwei Kabel für einen Strang angesetzt. Wie leicht einzusehen ist, können mit einadrigen Kabeln die größten Abschnitte mit einer Schiffsladung installiert werden. Im direkten Vergleich von segmentierten Leitern zu widerstandsäquivalenten Verbundleitern führt das etwas höhere Leitergewicht (vergl. Abbildung 5.8) und der größere Aderdurchmesser bei den $1200 \text{ mm}^2\text{-Cu-RMS}$ - sowie dem $1200 \text{ mm}^2\text{-Cu-RMS}$ -Leitern zu etwas höheren Adergewichten, was sich in

6 Anwendungsbeispiele Offshore-Sammelschienen

diesen Fällen zu Ungunsten der Kabel mit segmentierten Leitern auswirkt. Nur beim Verbundleiter, der äquivalent zum 2000 mm²-Cu-RMS-Leiter ist, sind die aufnehmbaren Einzellängen etwas geringer.

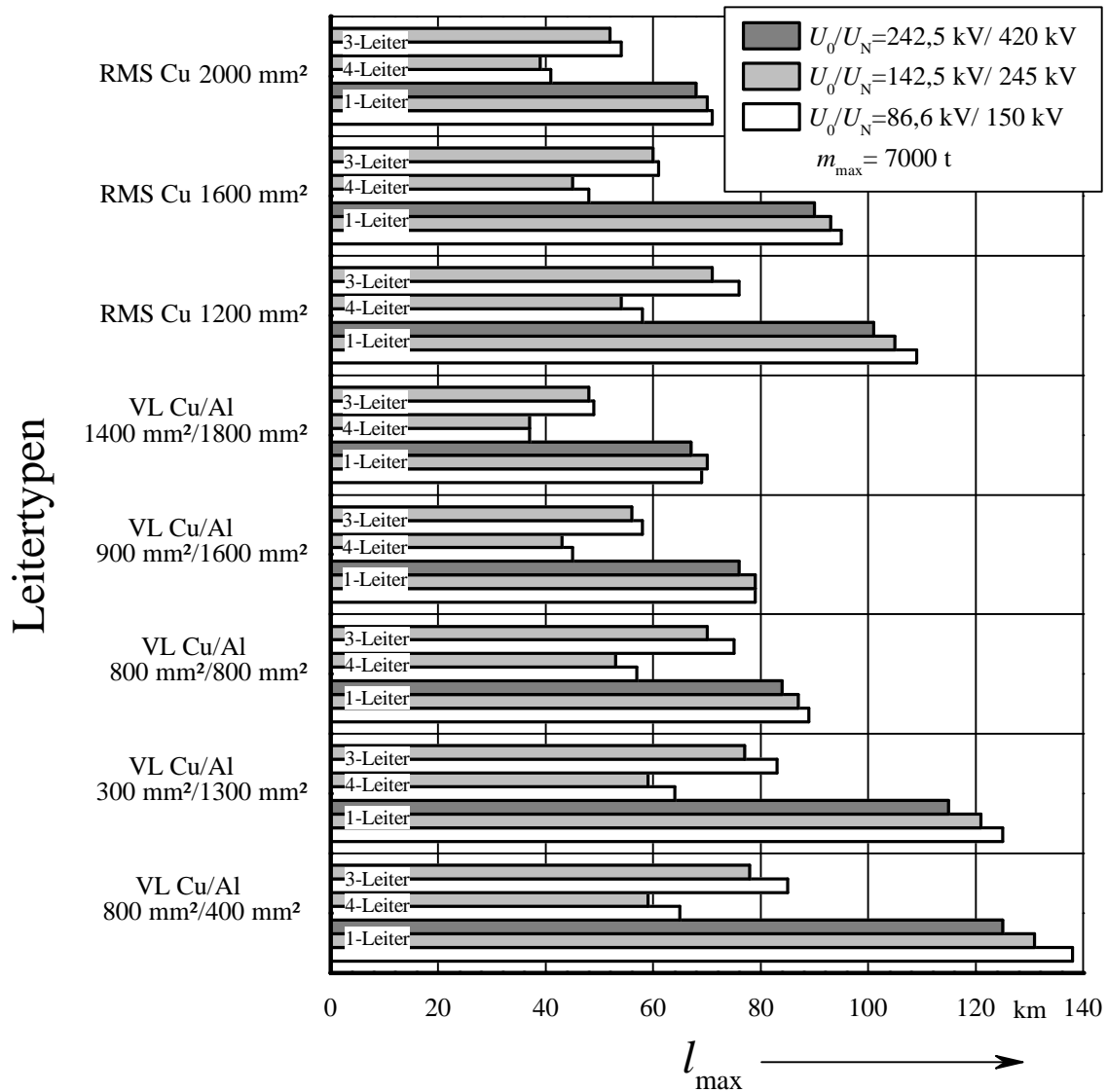


Abbildung 6.7: Abschätzung der maximal transportierbaren Grenzlängen l_{\max} eines Mehrleiterkabels bzw. eines Stranges mit unterschiedlichen Leitertypen bzw. -zusammensetzungen und unterschiedlichen Betriebsspannungen ($U_0/U_N = 86,6 \text{ kV}/150 \text{ kV}$ (weiß unterlegt); $U_0/U_N = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$ (hellgrau unterlegt); $U_0/U_N = 242,5 \text{ kV}/420 \text{ kV}$ (dunkelgrau unterlegt)) für ein Legeschiff mit einem Fassungsvermögen von $m=7000 \text{ t}$.

6.3 Netzanbindung der *dena*-Cluster

In diesem Abschnitt werden Netzanbindungen der in der *dena II-Netzstudie* [1] definierten Windparkcluster dargestellt. Dabei werden sowohl der Einzelanschluss jedes Clusters als auch der gemeinsame Anschluss zweier Cluster in Betracht gezogen. In einer anschließenden Bewertung wird dann ein Vergleich zur in [1] favorisierten VSC-basierten Hochspannungsgleichstromübertragung gezogen.

6.3.1 Beispiel *SylWin-HelWin*

In diesem ersten Beispiel soll Bezug auf tatsächliche Planungen genommen werden. Dazu sollen die Regionen *SylWin* und *HelWin* mit dem Festland verbunden werden. Gemäß [1] werden für die Region *SylWin* folgende Parameter angenommen:

- Kabelverbindung zum Anlandungspunkt: 160 km
- Installierte Leistung im Endausbau: 2250 MW

Für die Region *HelWin* werden folgende Parameter angenommen:

- Kabelverbindung zum Anlandungspunkt: 90 km
- Installierte Leistung im Endausbau: 1300 MW

Der Anlandungspunkt wird nach [1] so gewählt, dass ein Anschluss am Umspannwerk *Büttel* erfolgen kann. Für diese Anordnung sollen unterschiedliche Konzepte diskutiert werden. Diese umfassen einen

- separaten Anschluss der Region *SylWin* ohne Zwischenkompensation
- separaten Anschluss der Region *HelWin*
- separaten Anschluss der Region *SylWin* mit Zwischenkompensation bei *HelWin*
- zweistufiger Anschluss der Regionen *SylWin* und *HelWin*

Bei den ersten beiden Varianten müssen die definierten Distanzen überbrückt werden. Bei der dritten Variante kann eine Zwischenkompensation der Blindleistung erfolgen. Dazu wird eine Aufteilung in einen Abschnitt von 70 km und einen weiteren von 90 km vorgesehen. Dies reduziert die zu übertragende Scheinleistung. Bei der vierten Variante sind diese Entfernungen ebenfalls relevant, da dieser Ansatz einen gemeinsamen Netzanschluss beider Regionen beschreibt, wie Abbildung 6.8 zeigt.

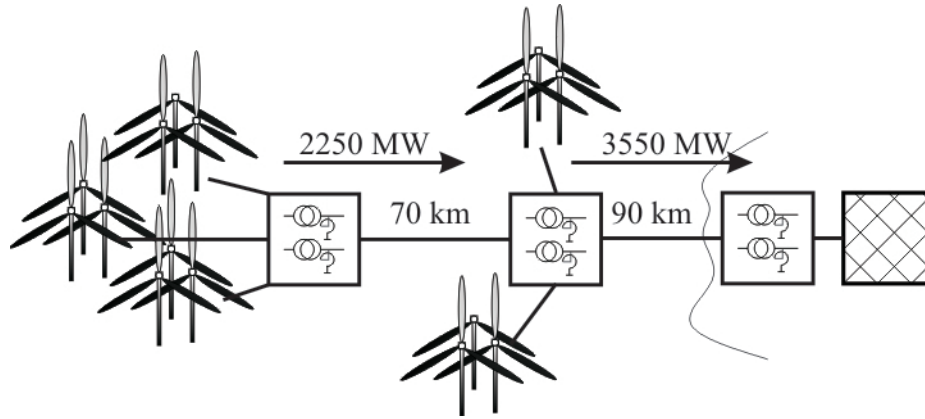


Abbildung 6.8: Beispielkonfiguration 1: Verbindung der Region *SylWin* über die Region *HelWin*, zweistufiger Anschluss

Tabelle 6.3 enthält Vorschläge zum Netzanschluss. In Verbindung mit Abbildung 2.8 wird deutlich, dass bei dieser großen Verbindungslänge die Blindleistungsbilanz erheblichen Einfluss hat. Nach Abbildung 6.6 kann ein sechsphasiges System aus Einleiterkabeln mit der Leiterzusammensetzung $A_{Cu}/A_{Al} = 1400 \text{ mm}^2/1800 \text{ mm}^2$ 2600 MVA übertragen. Bei der zu überbrückenden Distanz ist der Blindleistungsanteil allerdings schon so hoch, dass nur noch etwa 2 MW Wirkleistung übertragen werden können. Da diese Kabelkonfiguration im Vergleich aller diskutierten Kabel- und Leitertypen die höchste Übertragungsleistung besitzt, wird deutlich, dass der direkte Anschluss zum Umspannwerk *Büttel* mit einem sechsphasigen System nicht realisierbar ist. Ein weiteres System wäre also notwendig.

Im Gegensatz dazu ist der Betrieb mit einer Zwischenkompensation bei der Sammelplattform *SylWin* sehr wohl möglich. Hier führt die Wahl des größten betrachteten Leiterquerschnitts zu einer deutlichen Überdimensionierung (Beispiel Nr. 3). Die Beispiele Nr. 2 und Nr. 4 zeigen, dass mit Einleiterkabeln auf Höchstspannungsebene und mit $900 \text{ mm}^2/1600 \text{ mm}^2$ -Verbundleitern sowohl die Strecke zwischen den Sammelplattformen als auch die größere Strecke zum Anlandungspunkt überbrückbar ist. Auch kommen beim gleichen Leitertyp Lösungen mit vieradrigen Kabeln in Frage, die bei der nächstkleineren Spannung betrieben werden können (vgl. Beispiele Nr. 5 und 6)

Im dritten großen Block sind die dazu passenden Möglichkeiten für einen separaten Anschlusses von des Gebietes *HelWin* aufgeführt. Hier besteht die Möglichkeit der Verwendung einadriger Seekabel auf der mittleren diskutierten Spannungsebene (Beispiel Nr. 7). Wird trotzdem die höchste Spannungsebene gewählt, können die im Hinblick auf Kabelgewicht beziehungsweise Materialpreis günstigsten Verbundleitertypen gewählt werden

Tabelle 6.3: Anschlussoptionen der Gebiete *SylWin* und *HelWin*

Nr.	Kabeltyp	Spannung	Leitertyp	Wirkleistung	Distanz
		$U_{0,B}/U_{N,B}$ kV / kV	A_{Cu}/A_{Al} mm^2/mm^2	P GW	l km
1	1L	242,5/420	1400/1800	2,0	160
2			900/1600	2,3	70
3	1L	242,5/420	1400/1800	2,4	90
4			900/1600	2,2	90
5	4L	141,5/245	900/1600	2,3	70
6			900/1600	2,2	90
7		141,5/245	900/1600	1,4	
8	1L	242,5/420	300/1300	1,6	
9		242,5/420	800/400	1,6	90
10		86,6/150	900/1600	1,4	
11	4L	86,6/150	800/800	1,2	
12		141,5/245	300/1300	1,7	
13	1L	242,5/420	800/800	1,8	90
14	4L	141,5/245	800/400	1,7	90

(Beispiele Nr. 8 und Nr. 9). Bei Anwendung vieradriger Kabel sind Lösungen in der untersten betrachteten Spannungsebene zu finden. Die Wahl von $900 \text{ mm}^2/1600 \text{ mm}^2$ -Verbundleitern führt zu einer leichten Überdimensionierung (Beispiel Nr. 10), weshalb unter Umständen ein System mit $800 \text{ mm}^2/800 \text{ mm}^2$ -Verbundleitern (Beispiel Nr. 11) trotz der etwas zu geringen Übertragungsleistung diskutabel ist. Die Wahl der mittleren diskutierten Spannungsebene führt selbst beim Leiter mit dem geringsten Leitwert zu einer deutlichen Überdimensionierung, wie Beispiel Nr. 12 zeigt.

Der vierte Block der Tabelle 6.3 enthält zusätzliche Ansätze für einen gemeinsamen Netzanschluss beider Gebiete. Bei einem gemeinsamen Anschluss soll auf eine einheitliche Spannungsebene beider Verbindungsteile geachtet werden. Bei zwei Spannungsebenen und einer gemeinsamen Verbindung zum Festland wäre sonst eine Anpassung der Spannungsebene notwendig. Die dazu erforderlichen, zusätzlichen Transformatoren würden die Längsimpedanz der Verbindung erhöhen und nicht zuletzt zusätzlich Platzbedarf sowie Tragevermögen der Plattform durch das erhebliche Gewicht erfordern. Insgesamt sind Lösungen mit Einleiter- oder auch Vierleiterkabeln möglich. Für die Verbindung zwischen den Plattformen können auf der höchsten betrachteten Spannungsebene die Ein-

leiterkabel des Beispiels Nr. 2 verwendet werden. Mit einem System ist die Fortführung zum Festland nicht realisierbar, daher werden zwei sechsphasige Systeme, jedoch mit deutlich kleinerem Leiterquerschnitt vorgeschlagen. So können mit dem Leitertyp des Beispiels Nr. 13, welches eine Zusammensetzung von $800 \text{ mm}^2/800 \text{ mm}^2$ besitzt, mit zwei Systemen etwa 3,6 GW übertragen werden. Dies entspricht der angestrebten installierten Leistung beider Regionen von 3,55 GW.

Sollen Vierleiterkabel eingesetzt werden, können für die Verbindung zwischen den Plattformen die Kabel des Beispiels Nr. 5 verwendet werden. Für die Fortführung der Trasse zum Festland ist auch hier ein Doppelsystem, ebenfalls mit deutlich geringerem Leiterquerschnitt, erforderlich. Dazu können die Leitertypen der Beispiele Nr. 12 sowie Nr. 14 verwendet werden, mit denen etwa 3,4 GW übertragen werden können.

6.3.2 Beispiel *BorWin-DolWin*

Als zweites Beispiel mit realem Planungshintergrund sollen die Netzanschlüsse der Regionen *BorWin* und *DolWin* ausgelegt werden. Dieses Szenarium unterscheidet sich von dem vorangegangenen durch die größere Nähe zur Küste und durch die deutlich höheren Anschlussleistungen. Die Aufgabenstellungen lauten wie folgt:

Der Anschluss an das Verbundnetz soll am Umspannwerk *Diele* erfolgen. Gemäß [1] werden für die Region *BorWin* folgende Parameter angenommen:

- Kabelverbindung zum Anlandungspunkt: 125 km
- Installierte Leistung im Endausbau: 3850 MW

Für die Region *HelWin* werden folgende Parameter angenommen:

- Kabelverbindung zum Anlandungspunkt: 60 km
- Installierte Leistung im Endausbau: 3840 MW

Für diese Anordnung sollen Konzepte diskutiert werden, die einen

- separaten Anschluss der Region *BorWin* ohne Zwischenkompensation
- separaten Anschluss der Region *BorWin* mit Zwischenkompensation bei *DolWin*
- gemeinsamen Anschluss der Regionen *BorWin* und *DolWin*

vorsehen. Die Distanz zwischen den beiden Sammelplattformen wird zu 65 km abgeschätzt. Da die Übertragungsleistungen beider Gebiete nahezu gleich sind, kann ein separater Anschluss der Region *DolWin* mit einem Übertragungssystem erfolgen, wie es

für den zweiten Streckenabschnitt der *BorWin*-Verbindung bei Zwischenkompensation benötigt wird. Abbildung 6.9 zeigt die Konfiguration für einen gemeinsamen Anschluss beider Gebiete. Es wird deutlich, dass die Anschlussleistungen erheblich sind und auch für den Direktanschluß des küstenferneren Gebietes *BorWin* ein einzelnes sechsphasiges System nicht ausreicht.

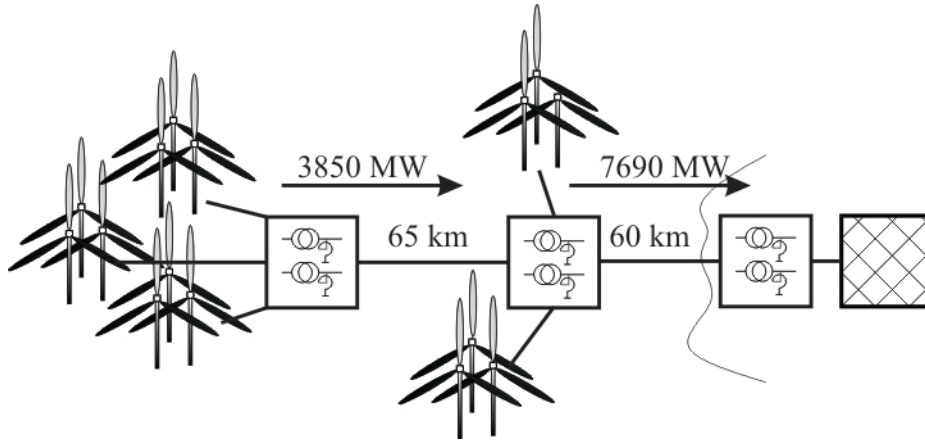


Abbildung 6.9: Beispielkonfiguration 2: Verbindung der Region *BorWin* über die Region *Dolwin*

Im ersten Block der Abbildung 6.4 sind Konfigurationen für einen direkten Anschluss dieser Region zusammengefasst. Die Verwendung von Einleiterkabeln mit Verbundleitern, deren Widerstandsbelag äquivalent zu dem segmentierter Kupferleiter mit einem Querschnitt von 1600 mm^2 ist, erfüllt die Anforderungen recht gut (Beispiel Nr. 1). Vierleiterkabel mit gleicher Leiterzusammensetzung sind deutlich überdimensioniert (Beispiel Nr. 3), die nächstkleineren Leiterquerschnitte ermöglichen ein deutlich geringeres Übertragungsvermögen (Beispiele Nr. 2 und Nr. 4).

Mit der Möglichkeit der Zwischenkompensation ist der Übergang zu deutlich günstigeren Leitern möglich. Sowohl für Einleiterkabel der höchsten Spannungsebene (Beispiele Nr. 5 und Nr. 7), als auch für Vierleiterkabel der mittleren betrachteten Spannungsebene (Beispiele Nr. 9 und Nr. 11) sind $800 \text{ mm}^2/800 \text{ mm}^2$ -Verbundleiter für beide Streckenabschnitte ausreichend. Wie oben ausgeführt ist, gilt dies auch für einen separaten Anschluss des Gebiets *DolWin*. Gerade bei diesem Szenarium ist die installierte Erzeugungsleistung auf eine verhältnismäßig große Anzahl an einzelnen Windparks verteilt. Da abzuwarten bleibt, ob tatsächlich alle Investoren die aktuellen Planungen in vollem Umfang umsetzen, sind auch Sechssphasensysteme geringeren Übertragungsvermögens, jedoch deutlich günstigerer Verbundleiterteilungen in Tabelle 6.4 enthalten. Ein Dop-

Tabelle 6.4: Anschlussoptionen der Gebiete *BorWin* und *DolWin*

Nr.	Kabeltyp	Spannung	Leitertyp	Wirkleistung	Distanz
		$U_{0,B}/U_{N,B}$ kV / kV	A_{Cu}/A_{Al} mm ² /mm ²	P GW	l km
1	1L	242,5/420	900/1600	1,9	125
2			800/800	1,6	
3	4L	141,5/245	900/1600	2,1	
4			800/800	1,7	
5	1L	242,5/420	800/800	1,9	65
6			300/1300	1,7	65
7			800/800	1,9	60
8			300/1300	1,8	60
9	4L	141,5/245	800/800	1,9	65
10			300/1300	1,8	65
11			800/800	1,9	60
12			300/1300	1,8	60
13	1L	242,5/420	1400/1800	2,5	60
14	4L	141,5/245	1400/1800	2,4	60

pelsystem aus den Konfigurationen der Beispiele Nr. 6, Nr. 8, Nr. 10 und Nr. 12 liegt insgesamt nur etwa 250 MW unterhalb der Planungen nach [1]. Wenn also vom vollen Umfang der Planung etwas abgerückt wird, könnte der Übergang von 800 mm²/800 mm²- auf 300 mm²/1300 mm²-Verbundleiter die Investitionskosten reduzieren helfen. Im dritten Block der Tabelle 6.4 sind Kabelanordnungen für einen gemeinsamen Anschluss beider Regionen zusammengestellt. Zur Verbindung zwischen den beiden Sammelplattformen können die Beispiele Nr. 5, Nr. 6, Nr. 9 oder Nr. 10 Anwendung finden. Bei Verwendung von 1400 mm²/1800 mm²-Verbundleitern kann der zweite Streckenabschnitt mit nur drei Kabelsystemen versehen werden. Bei der vollen installierten Leistung muss dies mit Einleiterkabeln der höchsten Spannungsebene erfolgen. Damit sind etwa 7,5 GW übertragbar. Unter der Annahme reduzierter installierter Leistungen sind immerhin mit Vierleiterkabeln noch 7,2 GW übertragbar. Im Vergleich zum separaten Anschluss beider Gebiete sind demnach zwar querschnittstärkere Leiter notwendig, die Anzahl der Systeme kann jedoch von vier auf drei reduziert werden.

6.3.3 Vergleich der Vorschläge

Zur Bewertung der vorgeschlagenen Varianten soll die bipolare Wechselstromlösung mit der in der *dena-II-Netzstudie* [1] favorisierten, VSC-basierten Gleichstromübertragung verglichen werden. Passend zu den darin wiedergegebenen Übertragungsleistungen werden aus [59] geeignete Kabeltypen entnommen¹.

Tabelle 6.5: Gleichspannungskabel

Cluster	Leistung	Leiter	Nennleistung	Spannung
<i>SylWin</i>	2 · 650 MW	4 · 800 mm ²	2 · 705 MW	300 kV
	1 · 1250 MW	2 · 2400 mm ²	2 · 1302 MW	300 kV
<i>HelWin</i>	1 · 350 MW	2 · 800 mm ²	1 · 353 MW	150 kV
	1 · 950 MW	2 · 1400 mm ²	1 · 956 MW	300 kV
<i>BorWin</i>	2 · 800 MW	4 · 1000 mm ²	2 · 801 MW	300 kV
	2 · 1150 MW	4 · 2000 mm ²	2 · 1172 MW	300 kV
<i>DolWin</i>	2 · 850 MW	4 · 1200 mm ²	2 · 875 MW	300 kV
	2 · 1100 MW	4 · 2000 mm ²	2 · 1172 MW	300 kV

In einem ersten Punkt werden die Übertragungsverluste der für den Vergleich relevanten Elemente gegenübergestellt. Für beide Technologien wären dies die Kabelverluste. Darüber hinaus existieren systemspezifische Verluste. Im Kapitel 2.6 und 2.5 wurde auf den Blindleistungsbedarf von wechsellspannungsbasierten Übertragungssystemen eingegangen. Bei den realisierbaren Übertragungslängen - beziehungsweise Übertragungskapazitäten - wurde von einer Kompensation an beiden Enden der Kabel ausgegangen. Für die Verlustleistungsbilanz müssen dementsprechend Verluste, die in den Kompensationseinrichtungen entstehen, berücksichtigt werden. Als Kompensationseinrichtung werden Drosseln vorgesehen, deren ohmsche Verluste auf 0,15% der bereitgestellten Blindleistung abgeschätzt werden [60] [61]. Dies stellt eine konservative Herangehensweise dar, weil unter Umständen die Windkraftanlagen zumindest einen Teil der Blindleistungsbereitstellung übernehmen könnten. Zu den Übertragungsverlusten der Wechselspannungstechnologie zählen auch die Transformatorverluste. Als spannungsabhängige Verluste (Ummagnetisierungsverluste im Leerlauf etc.) werden 0,1% der Nennübertragungsleistung angesetzt. Hinzukommen lastabhängige Verluste von 0,3% der Nennüber-

¹Die darin enthaltenen Belastbarkeiten beziehen sich auf eine deutlich reduzierte Legetiefe von $h = 1,0$ m, wobei die thermische Leitfähigkeit des Meeresbodens von $\lambda = 1,43 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ auf $\lambda = 1,0 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ reduziert angenommen wird.

tragungsleistung. Bei der Gleichspannungslösung entfallen die Kompensationsverluste. Hinzukommen jedoch die Umrichterverluste. Die Umrichterverluste sind abhängig von den anstehenden Übertragungsleistungen. Drei Fälle werden im Folgenden betrachtet: In Abbildung 6.10 wird angenommen, dass die volle Übertragungsleistung ansteht und dass die Umrichterverluste 3,0% je Konverterstation betragen. Dies bedeutet eine Verlustleistung von jeweils 6,0% Prozent der definierten 6.5 Übertragungsleistungen. Abbildung 6.10 zeigt, dass trotz des erheblichen Mehreinsatzes an Leitermaterial die Kabelverluste (weiß unterlegt) der Wechselspannungslösung erheblich höher sind als bei Einsatz von Gleichspannung. In der Gesamtbilanz sind diese aber nicht ausschlaggebend, da die Umrichterverluste dominieren. In allen betrachteten Beispielen sind die Gesamtverluste der Gleichspannungslösung aufgrund der Konverterverluste teilweise mehr als doppelt so hoch sind wie die des auf Wechselspannung basierenden bipolaren Mehrphasensystems. Auch die Verluste, die in den Blindleistungskompensationsspulen und den Transformatoren entstehen, verändern die Gesamtaussage nicht. Hinter den Verlustleistungen der einzelnen Anschlussmöglichkeiten ist die Anzahl der erforderlichen Anschlüsse dargestellt, die notwendig sind. Dies sind Stränge, bestehend aus je zwei Kabeln (Bipolar-Einleiterkabel oder HGÜ-Kabel) oder einzelne Vierleiterkabel. Werden die Cluster einzeln in HVAC-Technologie angeschlossen, so sind für *BorWin* und *Dolwin* insgesamt zwölf Legevorgänge notwendig, wobei die Gleichspannungslösung lediglich acht erfordern würde. Bei der zweistufigen Lösung kann das Bipolarsystem mit neun, also nur einem Kabel/Strang mehr auskommen. Bei der zweiten Gruppe werden bei separatem Anschluss sechs Bipolarstränge/Kabel notwendig, bei der Gleichstromlösung sind es fünf. Beim zweistufigen Anschluss bleibt das Verhältnis von sechs zu fünf erhalten. Werden die Wechselspannungslösungen untereinander verglichen, so fällt auf, dass trotz der höheren Kompensationsverluste die einadrigen Lösungen der höheren Spannungsebene insgesamt etwas geringere Verluste als die der vieradrigen Kabellösungen auf der niedrigeren Spannungsebene besitzen. Hier bleibt jedoch abzuwägen, ob die höhere Beanspruchung der Isolierung bei der höheren Betriebsspannung in Kauf genommen werden soll. Werden der separate und der zweistufige Anschluss in bipolarer Technik miteinander verglichen, sind neben der reduzierten Anzahl an Verbindungen auch Übertragungsverluste reduziert. Die Ersparnis bei gemeinsamen Anschluss *BorWin/DolWin* beträgt gegenüber den separaten Anschlüssen 10% – 15%. Bei *SylWin/Helwin* sind es 5% – 7%.

Anhand dieses Beispiels kann also gezeigt werden, dass ein auf Wechselspannungstechnologie basierendes Übertragungssystem höhere Kabelverluste besitzt, diese aber in der Gesamtbilanz gegenüber den Konverterverlusten nicht ausschlaggebend sind. Wenn das

Übertragungsvermögen der Kabel hinreichend groß ist, stellt der Blindleistungsbedarf der Kabel kein unüberbrückbares Hindernis dar. Die Kompensationsverluste beeinflussen die Verlustleistungsbilanz nicht entscheidend und die Anzahl der notwendigen Verbindungen ist jeweils nur leicht erhöht.

Neben der Bestimmung der Übertragungsverluste für den Vollastfall wird diese Betrachtung auch für einen Jahresmittelwert des Übertragungsstroms von 50% vorgenommen. Die Mittelwerte der Konverterverluste werden auf 1,7% im Teillastbetrieb reduziert angenommen. Dies führt dazu, dass die Kabelverluste bei angepasster Leitertemperatur auf weniger als ein Viertel absinken. Da der Rückgang der Konverterverluste nicht im gleichen Maß eintritt, verschlechtert sich die Verlustleistungsbilanz zu ungunsten der Gleichspannungslösung. Dies ist in Abbildung 6.11 dargestellt.

Weiterentwicklungen der Konvertertechnologie können zukünftig dazu führen, dass die Umrichterverluste weiter sinken. Nach [62] sollen für Umrichter der sogenannten vierten Generation Verluste von unter einem Prozent der Übertragungsleistung je Konverterstation angestrebt werden. Für einen dritten Vergleich werden also Konverterverluste von 0,8% der Übertragungsleistung angenommen. Der Jahresmittelwert des Übertragungsstroms betrage wieder 50%. Abbildung 6.12 zeigt, dass diese zukünftigen Entwicklungen nicht dazu führen werden, dass die Verluste der VSC-Gleichspannungstechnologie geringer sein werden als die der bipolaren Wechselspannungstechnik.

Als letzten Vergleichspunkt soll der Bedarf an Kupfer herangezogen werden. Dazu wird der Kupferanteil der Verbundleiter, der gesamte Leiter der Gleichspannungskabel sowie für die Armierung der Einleiterkabel herangezogen. Der Vergleich soll hier darauf beschränkt bleiben, weil die Aderkonstruktionen in Punkten wie Querwassersperre, tragfähige Bewehrung etc. ähnlich sind, zur Konstruktion der HGÜ-Kabel aber keine detaillierteren Informationen vorliegen. Abbildung 6.13 zeigt, dass der Kupferbedarf bei den bipolaren HVAC-Kabeln deutlich, teilweise um den Faktor zwei höher ist als bei der VSC-HGÜ-Variante. Dies liegt an der höheren Anzahl der Leiter beziehungsweise an den Kupferarmierungen. Dies ist jedoch nur im Bezug auf die Investitionskosten relevant und muss mit den sehr hohen Kosten für die Konverterstationen der Gleichspannungslösung verrechnet werden.

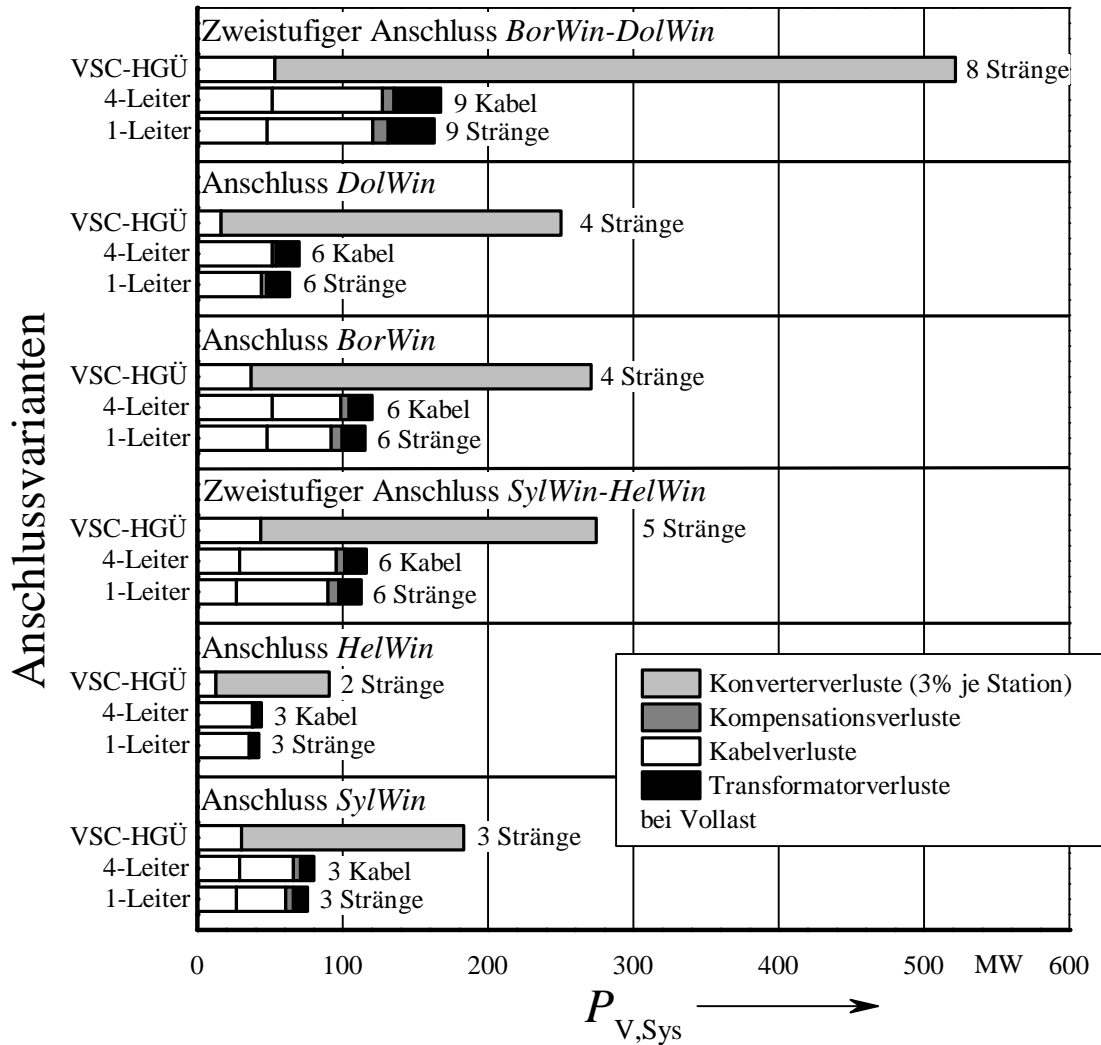


Abbildung 6.10: Gegenüberstellung der für den Vergleich relevanten Verlustleistungen des Übertragungssystems $P_{V,sys}$ der diskutierten Windparkcluster *BorWin*, *DolWin*, *HelWin* und *SylWin* bei Vollast für Anschlüsse in bipolarer Wechselspannungstechnik mit vier- oder einadrigen Kabels sowie mit VSC-basierter Gleichspannungstechnologie.

ast für Anschlüsse in bipolarer Wechselspannungstechnik mit vier- oder einadrigen Kabels sowie mit VSC-basierter Gleichspannungstechnologie.

Unterlegungen: weiß Kabelverluste (bei mehrstufigem Anschluss unterteilt); hellgrau Konverterverluste (3,0% bei Vollast); dunkelgrau Verluste der Spulen zur Blindleistungskompensation (Verlustfaktor 0,15%); schwarz Transformatorverluste (spannungsabhängig: 0,1% S_N , stromabhängig: 0,3% S_N)

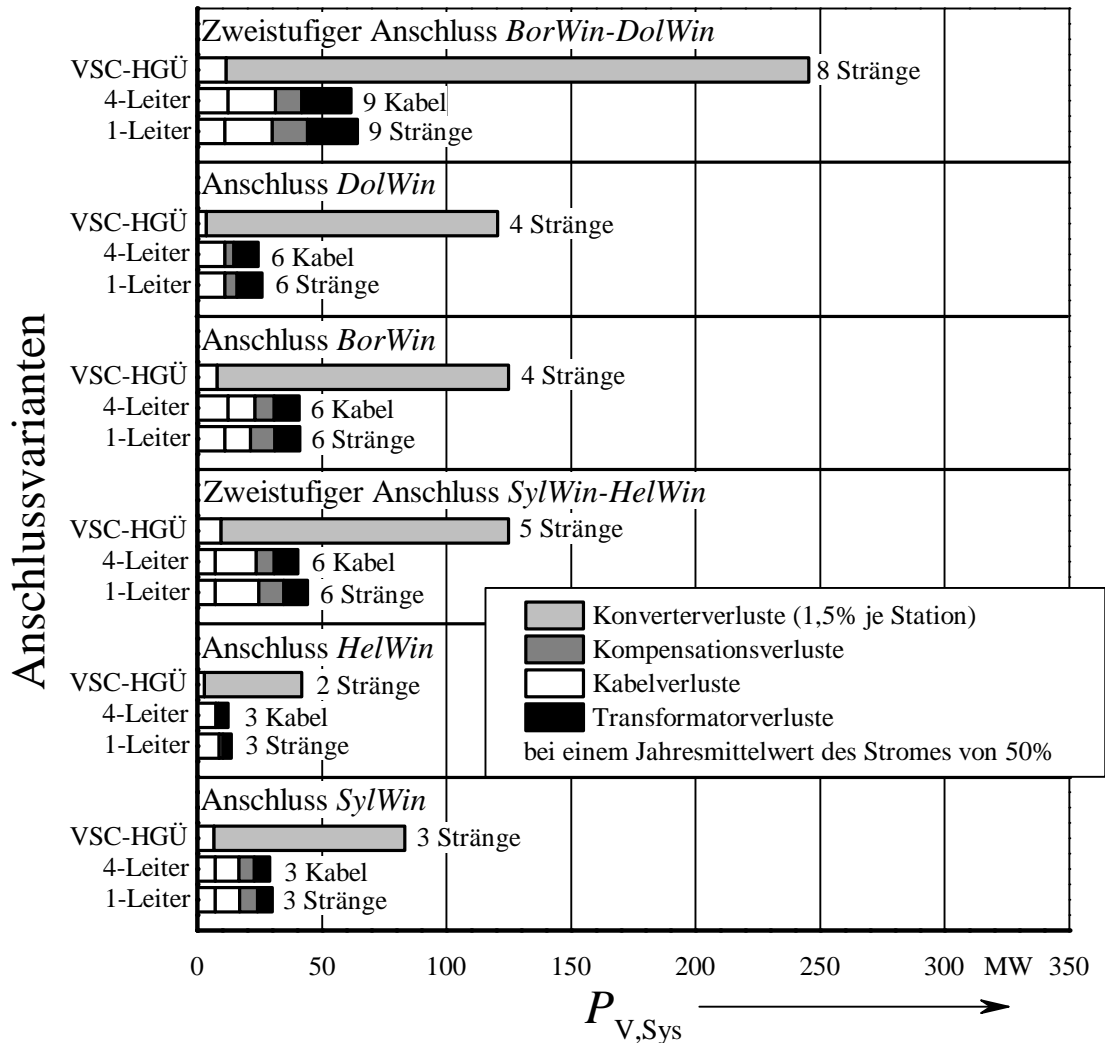


Abbildung 6.11: Gegenüberstellung der für den Vergleich relevanten Verlustleistungen des Übertragungssystems $P_{V, Sys}$ der diskutierten Windparkcluster *BorWin*, *DolWin*, *HelWin* und *SylWin* bei einem Jahresmittelwert des Stromes von 50% für Anschlüsse in bipolarer Wechselspannungstechnik mit vier- oder einadrigen Kabels sowie mit VSC-basierter Gleichspannungstechnologie.

Unterlegungen: weiß Kabelverluste (bei mehrstufigem Anschluss unterteilt); hellgrau Konverterverluste (1,5% bei Teillast; dunkelgrau Verluste der Spulen zur Blindleistungskompensation (Verlustfaktor 0,15%); schwarz Transformatorverluste (spannungsabhängig: 0,1% S_N , stromabhängig: 0,3% S_N)

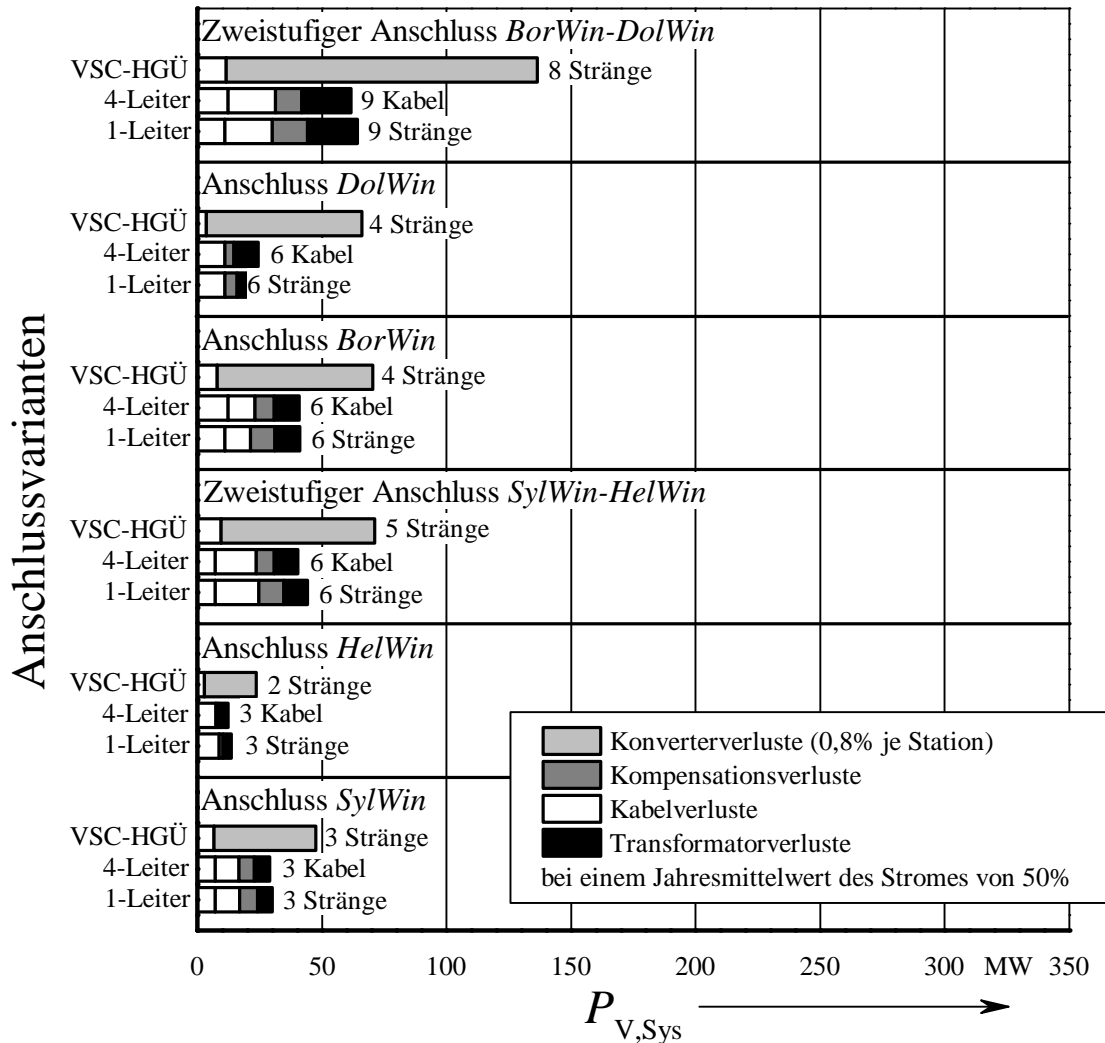


Abbildung 6.12: Gegenüberstellung der für den Vergleich relevanten Verlustleistungen des Übertragungssystems $P_{V, Sys}$ der diskutierten Windparkcluster *BorWin*, *DolWin*, *HelWin* und *SylWin* bei einem Jahresmittelwert des Stromes von 50% für Anschlüsse in bipolarer Wechselspannungstechnik mit vier- oder einadrigen Kabels sowie mit VSC-basierter Gleichspannungstechnologie.

Unterlegungen: weiß Kabelverluste (bei mehrstufigem Anschluss unterteilt); hellgrau Konverterverluste (0,8% bei Teillast; dunkelgrau Verluste der Spulen zur Blindleistungskompensation (Verlustfaktor 0,15%); schwarz Transformatorverluste (spannungsabhängig: 0,1% S_N , stromabhängig: 0,3% S_N)

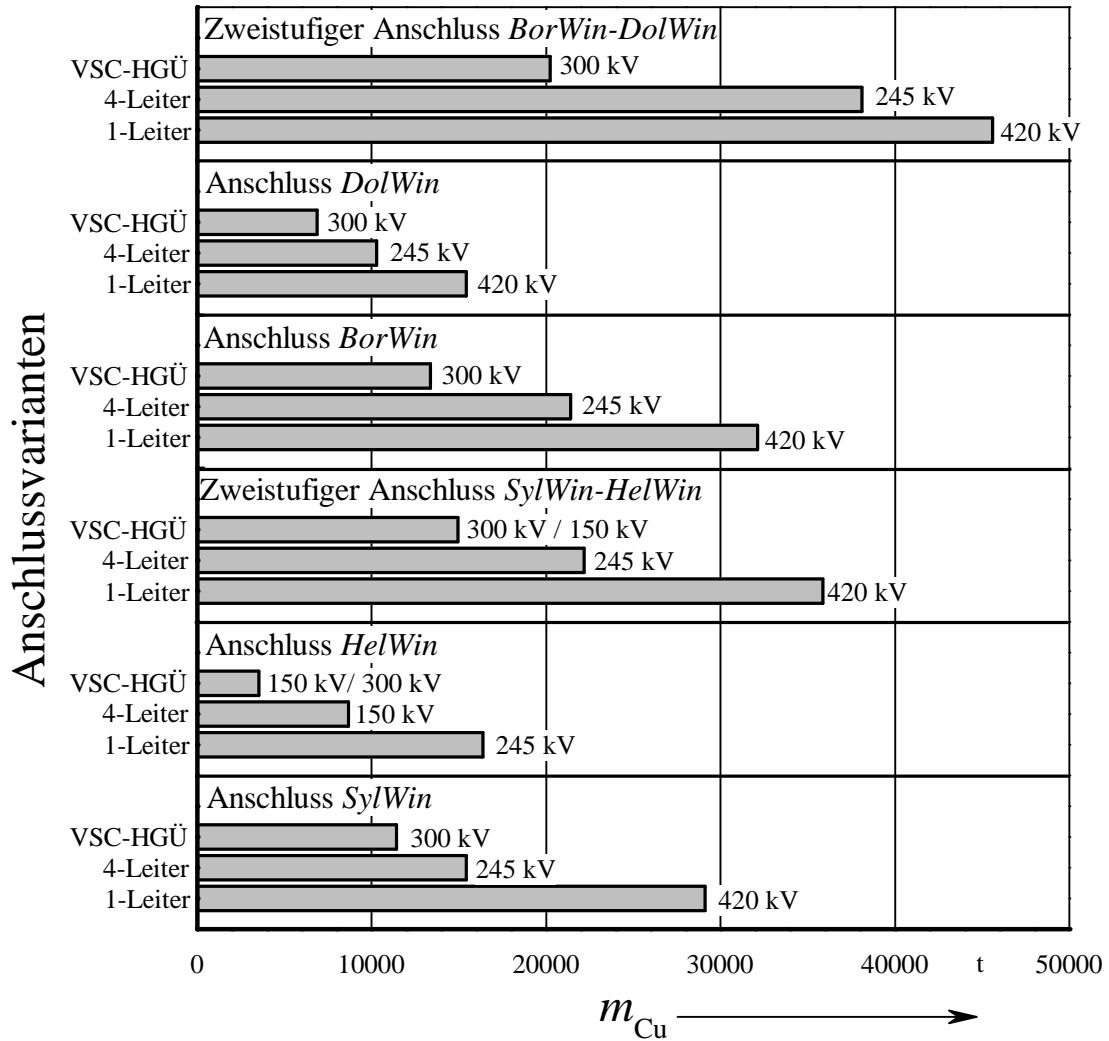


Abbildung 6.13: Bedarf an Kupfer bei unterschiedlichen Kabelausführungen

7 Landkabeltrassen

Bipolarer Mehrphasensysteme bieten auch an Land den Vorteil, dass durch das Strangkonzzept zwei anstatt dreier Kabel räumlich nah beieinander, die anderen Stränge jedoch ohne Nachteil in größeren Abständen platziert werden können. Zudem unterscheiden sich die Randbedingungen bei Landkabeltrassen von denen der Seekabelabschnitte, worauf in diesem Kapitel eingegangen werden soll. Bei Landkabeltrassen sollen nur Kabel mit segmentierten Leitern, nicht aber Kabel mit Verbundleitern verwendet werden. Wie in Unterkapitel 5.1 beschrieben, ist die Unterdrückung der Stromverdrängung bei der Millikenkonstruktion effektiver und andere Vorzüge von Verbundleitern wie vollständige Längswasserdichtigkeit oder geringeres Leitergewicht an Land nicht derart relevant. Nach jetzigem Erkenntnisstand lohnt ein Einsatz von Verbundleitern im Bereich von Landkabeltrassen großer Übertragungskapazität demnach nicht¹. Der Einsatz vieradriger Kabel wird für Landkabeltrassen nicht erwogen. Die Vorteile in der Installation solcher Kabel mit einer geringen Anzahl an Legegängen auf See kommen an Land nicht zum Tragen. Hier sind die große thermische Kopplung aufgrund der vermeidbaren gebündelten Anordnung sowie der hohe Massenbelag eines Vierleiterkabels von Nachteil.

Im ersten Teil dieses Kapitels werden bipolare Landkabeltrassen auf Grundlage ihres Übertragungsvermögens analysiert, um auch an Land die Vorteile des Systems herauszuarbeiten. Allerdings ist es bei Landkabeltrassen, anders als auf See, möglich, dass partielle Bodenaustrocknung, wie sie in Kapitel 2.4 umrissen ist, auftritt. Um den belastbarkeitsmindernden Einfluss zu reduzieren, können thermische Stabilisierungen im Kabelgraben eingesetzt werden, wie der nächste Abschnitt beschreibt.

7.1 Übertragungsvermögen bipolarer Landkabeltrassen

Das Übertragungsvermögen bipolarer Landkabelsysteme soll beispielhaft anhand eines Kabeltyps gezeigt werden. Dieses Kabel hat einen segmentierten Kupferleiter mit einer

¹Beim sogenannten „*Retro-Fitting*“, dem Ersatz alter Gasdruckkabel durch VPE-isolierte Kabel, können Verbundleiter aufgrund ihres hohen Füllfaktors und somit geringen Durchmessers eine interessante Alternative sein.

Querschnittsfläche von $A_{\text{el}} = 2500 \text{ mm}^2$, einen 250 mm^2 Kupferdrahtschirm und einen Schichtenmantel. Je nach Spannungsebene werden die definierten Isolierwandstärken d_{iso} von 18 mm, 22 mm oder 26 mm verwendet. Die Kabel werden in Schutzrohre aus Polyethylen mit einem Außendurchmesser von 225 mm und einer Wandstärke von 10 mm eingezogen. Die Legetiefe wird zu $h = 1,5 \text{ m}$ angenommen. Die Kabel werden in drei Strängen zu je zwei Kabeln angeordnet. In den Strängen haben die Kabel einen lichten Abstand Δs_k . Zwischen den Strängen wird ein lichter Abstand von Δs_{St} angenommen. Abbildung 7.1 enthält einen Trassenquerschnitt.

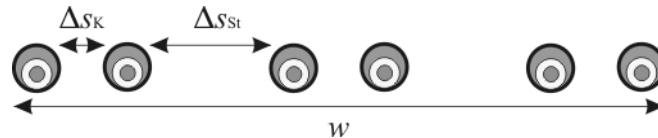


Abbildung 7.1: Anordnung und Bezeichnungen bipolarer Landkabeltrassen

Für die Spannungsebene $U_0/U_N = 242,5 \text{ kV}/420 \text{ kV}$ zeigt Abbildung 7.2 das Übertragungsvermögen S (bei Dauerlast, $m = 1,0$) eines bipolaren Landkabelsystems in Abhängigkeit des lichten Abstands Δs_{St} . Parameter sind der lichte Kabelabstand innerhalb der Stränge Δs_k und das Auftreten von partieller Bodenaustrocknung, deren Einfluss beim zweiten Satz Kennlinien durch eine geeignete thermische Rückfüllung des Kabelgrabens unterdrückt wird. Das Rückfüllmaterial soll eine konstante spezifische Wärmeleitfähigkeit von $\lambda_{\text{therm}} = 1 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ aufweisen. Als zweite Funktion des lichten Strangabstands, in hellgrauer Farbgebung, sind die bei den unterschiedlichen Kabelabständen entstehenden Systembreiten w aufgetragen.

Zusätzlich markiert sind die von jedem bipolaren Seekabelsystem zu übertragenden Wirkleistungen der Windparkcluster *SylWin* und *HelWin* sowie *BorWin* und *DolWin*, wenn diese in dem vorgeschlagenen zweistufigen Anschlusskonzept und den dafür geeigneten Seekabeltypen mit dem Festland verbunden werden. Für den Anschluss von *SylWin/HelWin* waren auf dieser Spannungsebene zwei, für *BorWin/DolWin* drei Systeme aus Einleiterseekabeln notwendig. Es ist zu erkennen, dass mit den verwendeten Landkabeltypen jedes der Seekabelsysteme mit einem Landkabelsystem fortsetzbar ist. Bei *SylWin/HelWin* ist eine Kabeltrasse, bestehend aus Kabeln mit Kupferleiter, selbst bei Auftreten partieller Bodenaustrocknung überdimensioniert, so dass auch kostengünstigere Aluminiumleiter einsetzbar sind. Für *BorWin/DolWin* mit der erheblich größeren Nennleistung ist allerdings eine thermische Rückfüllung notwendig. In Abbildung 7.2 sind zwei Verweise enthalten, die die zur Überschreitung der Mindestübertragungsleistung notwendigen Systemabstände mit den absoluten Trassenbrei-

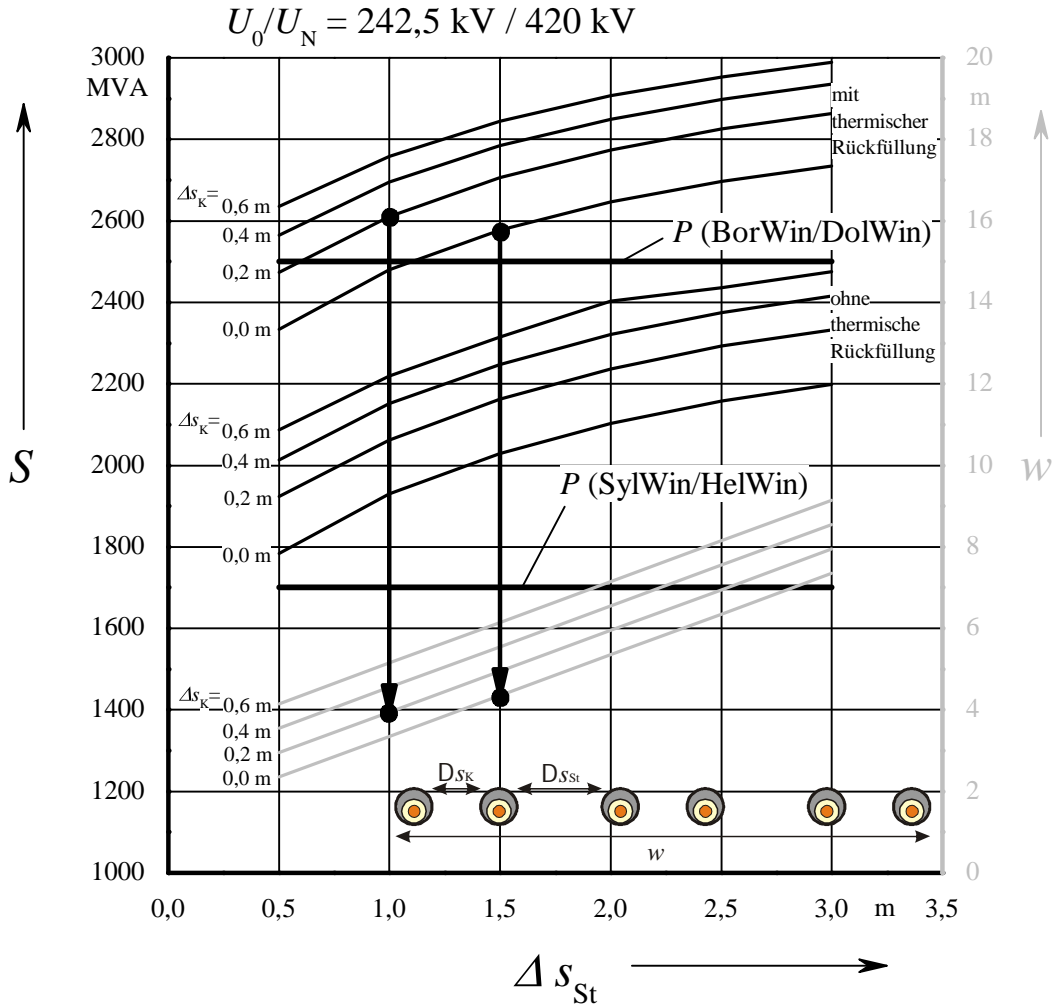


Abbildung 7.2: Übertragungsleistungen S (Dauerlast, $m = 1,0$) und Systembreite w eines bipolareren Landkabelsystems der $U_0/U_N = 242,5 \text{ kV}/420 \text{ kV}$ -Spannungsebene als Funktion des lichten Abstands Δs_{St} . Parameter sind der lichte Kabelabstand innerhalb der Stränge Δs_k und das Auftreten von partieller Bodenaustrocknung (thermische Rückfüllung mit $\lambda_{\text{therm}} = 1 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$)

ten in Verbindung setzten². Es erscheint günstiger, einen lichten Strangabstand von 1,0 m bei einem Kabelabstand von 0,2 m zu wählen. Die Verringerung des Kabelabstandes bei vergrößertem Strangabstand führt in diesem Fall zu einer Erhöhung der Systembreite von 3,95 m auf 4,35 m. Abbildung 7.3 zeigt das Übertragungsvermögen bipolarer Landkabeltrassen auf der Spannungsebene von $U_0/U_N = 242,5 \text{ kV}/420 \text{ kV}$. Die Parametrierung entspricht der Abbildung 7.2. Zudem ist eine weitere Kennlinie enthalten, bei deren Erstellung die Verfüllung des Luftpolsters innerhalb der Kabelschutzrohre mit einer gut wärmeleitenden ($\lambda_{\text{therm}} = 2,5 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$) Betonsuspension berechnet wurde. Details dazu sind in [64] zu finden. Bei der Erstellung der Ergebnisse wurde der derzeit größte in [37] und [38] enthaltene Leitertyp verwendet. Nach Abbildung 7.3 ist zu entnehmen, dass auf dieser Spannungsebene die Fortsetzung der Seekabeltrassen des Clusters *BorWin/DolWin* mit jeweils einem Landkabelsystem nicht möglich ist. Auch die Füllung der Kabelschutzrohre mit der Betonsuspension CableCem hat nicht dazu geführt, dass der Betrieb möglich wird. Demnach würden je Seekabelsystem zwei Landkabelsysteme, wenn auch mit kleineren und günstigeren Leitern notwendig. Hier ist eine thermisch stabilisierende Rückfüllung des Kabelgrabens notwendig. Für den Anschluss von *SylWin/HelWin* sind aber Lösungen zu finden. Auch in diesem Beispiel wirkt sich ein leicht vergrößerter Kabelabstand anstelle eines vergrößerten Systemabstandes vorteilhaft auf die erzielbaren Trassenbreiten aus: Die Kabelsysteme können bei dem etwas größeren Kabelabstand Breiten von nur $w = 7,15 \text{ m}$ anstatt $w = 7,55 \text{ m}$ bei vergrößertem Systemabstand aufweisen. Hier ist auch die Füllung der Kabelschutzrohre eine interessante Option, weil diese Maßnahme dabei helfen kann, in sensiblen Bereichen die Breite eines Kabelsystems auf 5,15 m zu verringern.

In beiden dargestellten Anschlussbeispielen ist als Option, aber auch als Notwendigkeit die thermische Rückfüllung des Kabelgrabens enthalten. Die Form der Rückfüllung kann, um Material und damit Kosten zu sparen, optimiert werden. Dies wird im folgenden Unterkapitel beschrieben.

²Eine zu übertragende Scheinleistung wird nicht angegeben, da beispielsweise in [63] von Teil- anstatt von Vollverkabelung ausgegangen wird und somit die Blindleistungsbilanz unbestimmt bleibt.

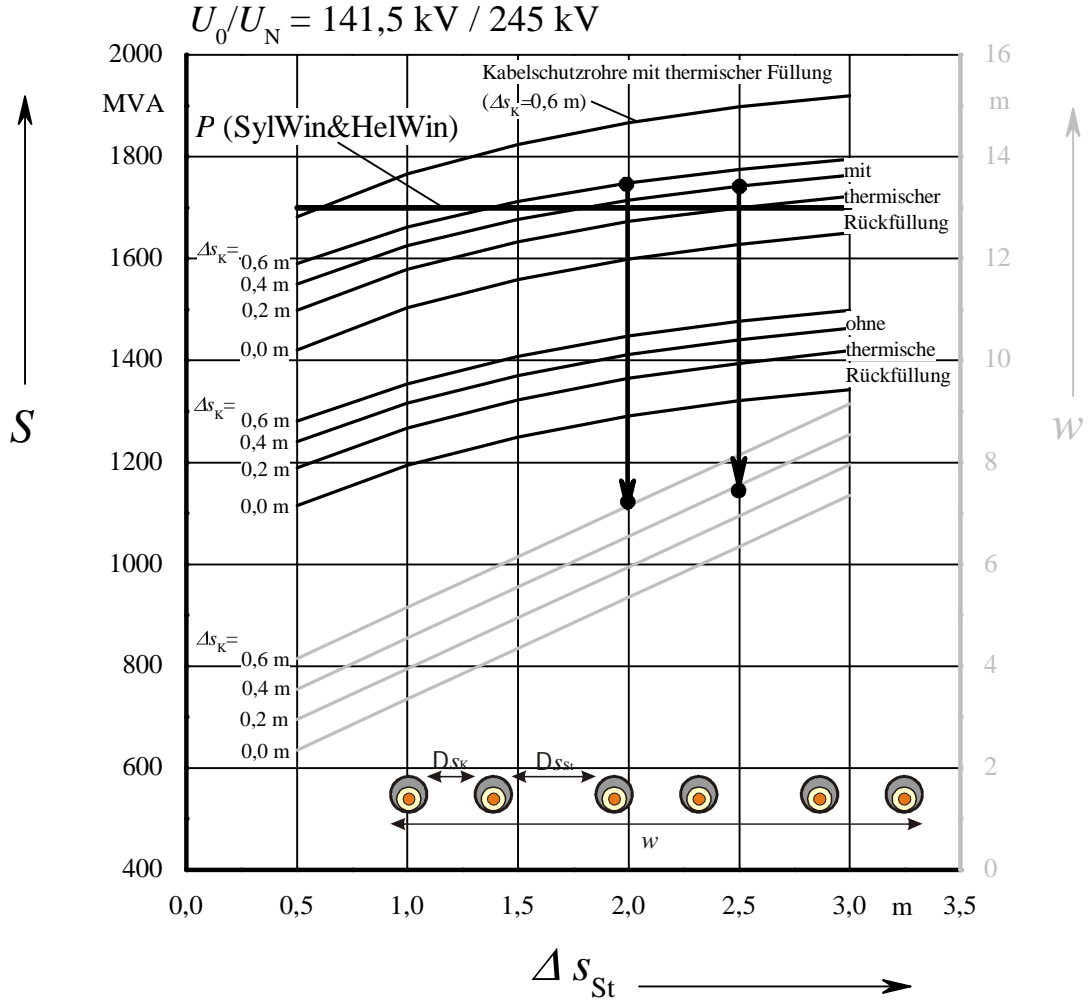


Abbildung 7.3: Übertragungsleistungen S (Dauerlast, $m = 1,0$) und Systembreite w eines bipolareren Landkabelsystems der Spannungsebene $U_0/U_N = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$ als Funktion des lichten Abstands Δs_{St} . Parameter sind der lichte Kabelabstand innerhalb der Stränge Δs_k und das Auftreten von partieller Bodenaustrocknung (thermische Rückfüllung mit $\lambda_{\text{therm}} = 1 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$)

7.2 Auslegung der thermisch stabilisierten Grabenrückfüllung für bipolare Landkabelsysteme

Die Form der Grabenrückfüllung bipolarer Kabelsysteme an Land kann in unterschiedlichen geometrischen Formen erfolgen. Zur Abschätzung des Einflusses werden Beispielanordnungen betrachtet. In allen Anordnungen werden Kabel mit segmentierten 3200 mm^2 Kupferleitern verwendet. Isoliert sind die Kabel für eine Spannungsebene von $U_0/U_N = 127 \text{ kV}/220 \text{ kV}$. Die Kabel sind mit Kupferdrahtschirmen mit einer Leitfähigkeit äquivalent zu 120 mm^2 Kupfer ausgestattet. Die Kupferdrahtschirme sind innerhalb eines Stranges zyklisch miteinander verbunden, so dass Längsströme unterdrückt werden. Jeweils zwei dieser Kabel werden in drei Strängen nebeneinander angeordnet. Der Achsabstand der Kabel innerhalb des Stranges beträgt $s = 0,3 \text{ m}$, was einen lichten Abstand von $\Delta s = 0,174 \text{ m}$ bedeutet. Dies vermindert zum Einen die thermische Kopplung zwischen den Kabeln des Stranges, zum Anderen das Risiko der Beschädigung bei internen Fehlern des benachbarten Kabels. Der Achsabstand zwischen zwei Strängen wird zu $s_s = 3,0 \text{ m}$ gewählt, was aufgrund der magnetisch entkoppelten Stränge im Gegensatz zu Drehstromsystemen weder bei den Betriebsimpedanzen noch bei den äußeren Magnetfeldern zu Problemen führt, thermisch jedoch vorteilhaft ist. Durch die großen Abstände wird zudem die Wahrscheinlichkeit verringert, dass bei externen Fehlern mehr als ein Strang des Systems betroffen ist.

Es werden unterschiedliche Formen der Rückfüllung untersucht. Allen gemein ist ein Volumenbelag von insgesamt $V' = 3 \cdot 0,67 \frac{\text{m}^3}{\text{m}} = 2 \frac{\text{m}^3}{\text{m}}$. Als Rückfüllmaterial wird ein neues Produkt gewählt, dessen spezifische Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 4,0 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ beträgt. Nähere Informationen dazu sind beispielsweise in [65] und [64] zu finden. Dies geht über die spezifischen Wärmeleitfähigkeiten des unbeeinflussten Bodens sowie herkömmlicher Rückfüllmaterialien wie Magerbeton mit $\lambda = 1,0 \frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$ deutlich hinaus und stellt somit nicht nur eine stabilisierende, sondern auch eine verbessernde Maßnahme dar. Als weitere, konstruktionsbedingte Randbedingung werden neben und unterhalb der Kabel Schichten von etwas weniger als 10 cm angenommen, die notwendig sind, um ausreichende mechanische Stabilität zu bieten.

Es werden drei unterschiedliche Querschnitte untersucht. Gemäß Abbildung 7.4 werden die Rückfüllung mit rechteckigem Querschnitt (7.4(a)), eine Form mit einer möglichst breiten Grundseite in Form eines Dreiecks (7.4(b)), sowie einem Querschnitt mit möglichst großer Fläche zur Erdoberfläche in Form eines Trapezes (7.4(c)) betrachtet.

7 Landkabeltrassen

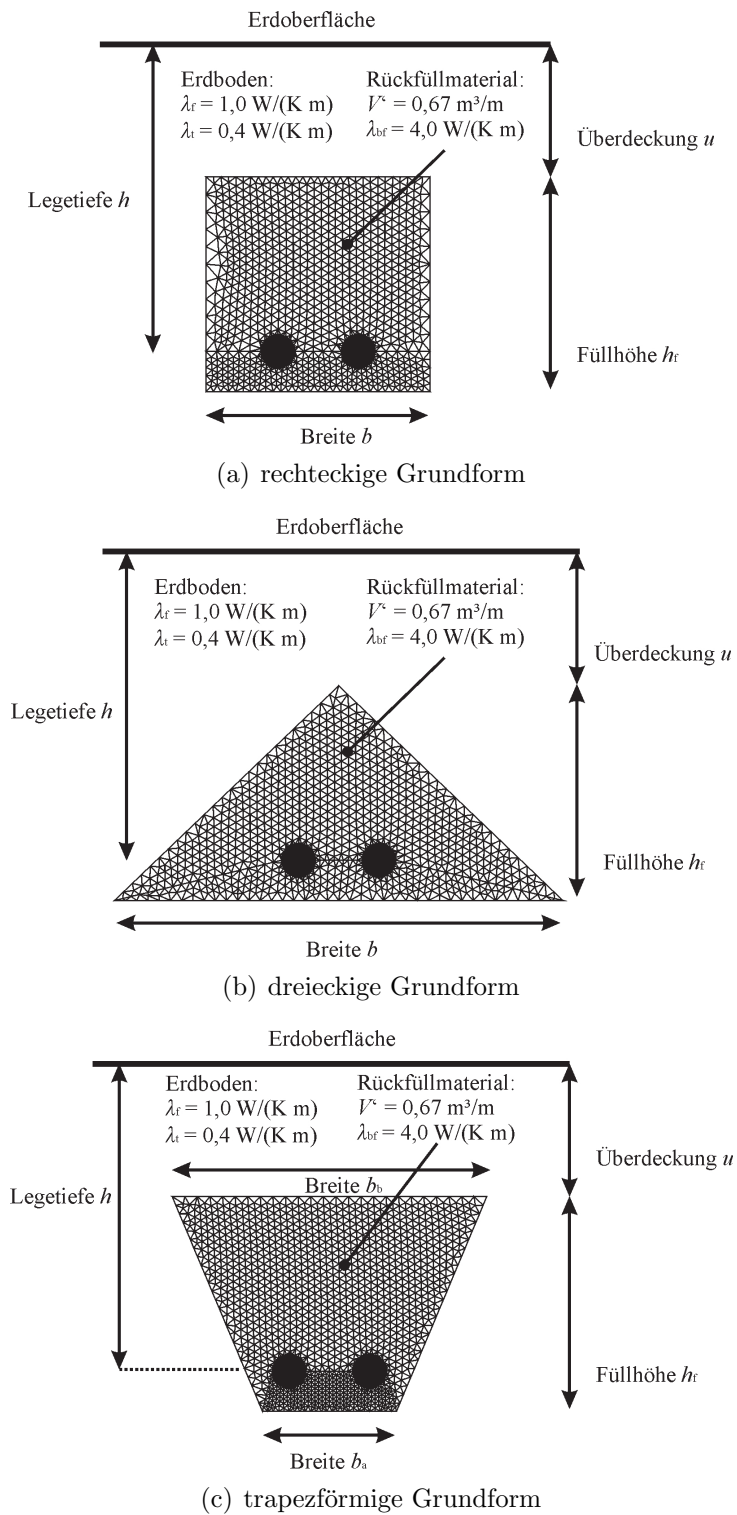


Abbildung 7.4: Rückfüllung in unterschiedlichen geometrischen Querschnitten

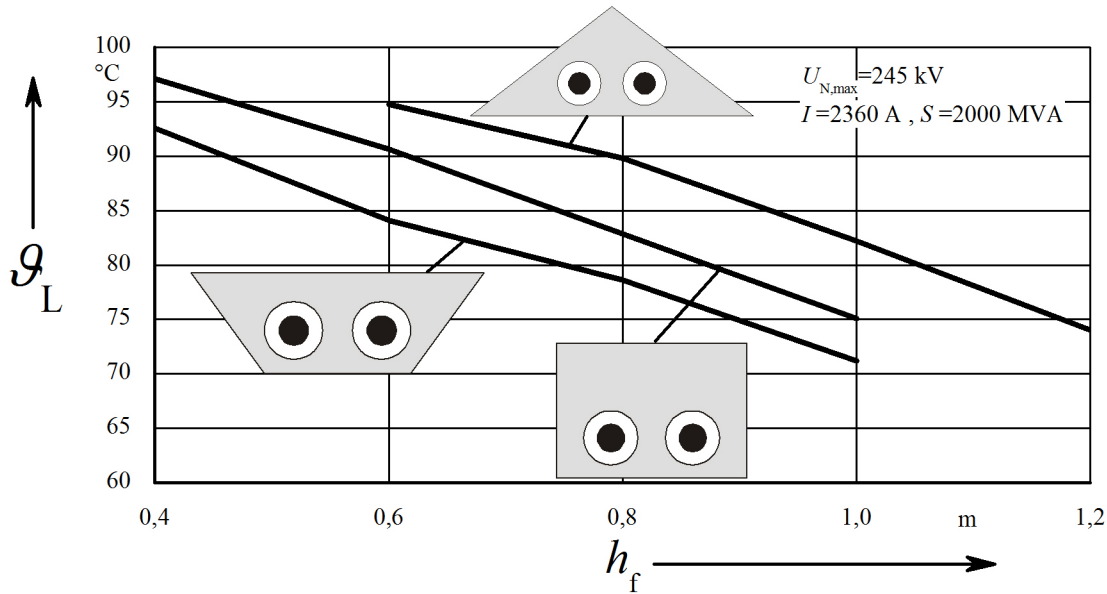


Abbildung 7.5: Höchste auftretende Leitertemperatur ϑ_L als Funktion der Höhe h_f der Rückfüllmaterialien in unterschiedlichen geometrischen Querschnitten [66]

Im Rahmen der vorher definierten Parameter wird die Höhe h_f der Rückfüllung variiert. Die Breiten werden demnach angepasst, um den vorgegebenen Volumenbelag konstant zu halten. Die Tabelle 7.1 enthält die entsprechenden Maße. Die Felder ohne Größenwert enthalten Abmessungen, deren Umsetzung zu sich überschneidenden oder zu über die Erdoberkante (abgekürzt mit EOK) hinausragenden Grabenrückfüllungen führen würden. Bei trapezförmigem Querschnitt wurde die Grundseite konstant zu $b_a = 0,5$ m angenommen, um eine möglichst große Fläche zur Erdoberfläche hin zu ermöglichen. Größere Grundseiten bei trapezförmigen Querschnitten führen zu nur geringfügig anderen Ergebnissen. Der Einfluss einer vergrößerten Grundseite kann außerdem bei quadratischem oder dreieckigem Querschnitt ausgewertet werden.

Wenn die Kabel mit konstanten Strömen von $I = 2360$ A belastet werden, führen alle Stränge des Bipolarsystems bei der Spannung $U_0/U_N = 141 \text{ kV}/245 \text{ kV}^3$ eine Leistung von $S = 2000$ MVA. In Abbildung 7.5 ist der Einfluss der geometrischen Form der Rückfüllung auf die Leitertemperatur ϑ_L als Funktion der Füllhöhe h dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die dreieckige Querschnittsfläche zu den höchsten Leitertemperaturen führt. Erst ab einer Füllhöhe von etwa $h = 0,8$ m unterschreitet die Leitertemperatur 90°C , welches die höchstzulässige Dauerbetriebstemperatur VPE-isolierter Kabel

³Dies entspricht der höchstzulässigen Spannung in der Spannungsebene $U_0/U_N = 127 \text{ kV}/220 \text{ kV}$

Tabelle 7.1: Abmessungen der thermisch stabilisierten Rückfüllung unterschiedlichen Querschnitts

Höhen	Breiten		
	Rechteck	Dreieck	Trapez
h_f / h	b	b	b_b
0,4 / 0,95	–	1,675 m	2,850 m
0,6 / 0,75	2,233 m	1,116 m	1,732 m
0,8 / 0,55	1,647 m	0,837 m	1,175 m
1,0 / 0,35	1,340 m	0,670 m	0,840 m
1,2 / 0,35	1,116 m	–	–

darstellt. Die herkömmliche rechteckige Form ermöglicht den Betrieb bereits bei einer Füllhöhe von etwas mehr als $h = 0,6$ m. Für die Überdeckung, also der Höhe des Erdreichs bis zur EOK, bedeutet dies nach Tabelle 7.1 eine Höhe von etwas weniger als 0,75 m. Die Rückfüllung mit trapezförmigem Querschnitt ermöglicht sowohl bei gleicher Höhe der Rückfüllung als auch im Vergleich zu allen anderen betrachteten Querschnitten die geringsten Leitertemperaturen. Bei der betrachteten Konfiguration ist der Betrieb der Kabelanlage bereits bei einer Höhe des Rückfüllmaterials um 50 cm möglich. Daraus können zwei Schlüsse gezogen werden: Die Anlage kann mit dem gewählten Materialeinsatz und den Abständen innerhalb des Systems so betrieben werden. Die Überdeckung beträgt mehr als 80 cm, so dass eine Nutzung der Fläche darüber möglich bleibt. Als zweite Folgerung könnten der Materialeinsatz oder die Systemabstände verringert oder die Legetiefe vergrößert werden. Dies bedeutet Optimierungsmöglichkeiten im Bezug auf Kosten- Platz- oder Sicherheitsaspekte.

Für die nach Abbildung 7.5 günstigste Form zeigt Abbildung 7.6 die Verteilung der spezifischen thermischen Leitfähigkeit des Bodens in der Umgebung der Kabelanlage. Zu erkennen sind die weiß ausgesparten Bereiche mit Rückfüllmaterial. Um die Rückfüllungen herum existieren große ausgetrocknete Bereiche mit verminderter Wärmeleitfähigkeit. Dieser Zustand wird sich allerdings erst nach sehr langen Dauerlastperioden von vielen Monaten einstellen.

Gerade im Bereich der Übertragungssysteme für seeseitig gelegene Windparks ist die Annahme einer dauerhaft anstehenden, konstanten Übertragungsleistung unrealistisch, da diese in der dritten Potenz (vergleiche [67], [68]) von den schwankenden Wind-

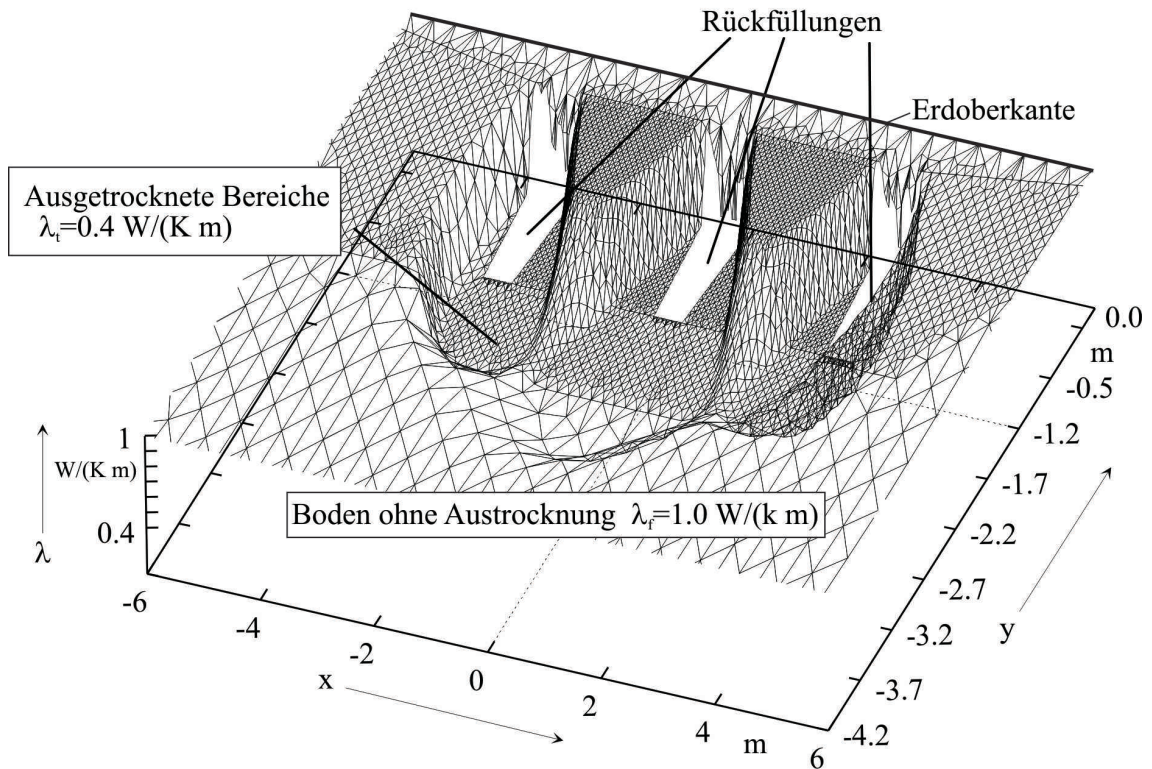


Abbildung 7.6: Verteilung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit λ in der Umgebung der Kabeltrasse [66]

Tabelle 7.2: Monatsmittelwerte der zu übertragenden Windleistung nach [70] (mittlere Spalte) sowie um 10 Prozent erhöhte Übertragungsleistungen (rechte Spalte)

Monat	$I/I_{N,1}$	$I/I_{N,2}$
Januar	0,70	0,80
Februar	0,70	0,80
März	0,60	0,70
April	0,50	0,50
Mai	0,40	0,50
Juni	0,40	0,50
Juli	0,40	0,50
August	0,40	0,50
September	0,55	0,65
Oktober	0,65	0,75
November	0,70	0,80
Dezember	0,65	0,75

verhältnissen abhängt. Zur Quantifizierung werden die in [69] enthaltenen Auswertungen langjähriger Messreihen zu den Windverhältnissen in der Nordsee herangezogen. Daraus wurden in [70] die Monatsmittelwerte der erzeugten Leistungen abgeleitet, wie sie in der mittleren Spalte „ $I/I_{N,1}$ “ der Tabelle 7.2 dargestellt sind. Darauf basierend enthält die dritte Spalte „ $I/I_{N,2}$ “ um 10 Prozent erhöhte Monatsmittelwerte. Daraus ergeben sich Lastfaktoren von etwa 55 Prozent beziehungsweise 65 Prozent. Dies korrespondiert mit [10], wo für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des 400 MW Windparks „Anholt“, über die Lebensdauer des Kabels gemittelt, Übertragungsverluste von 35 Prozent der Verluste im Vollastbetrieb angesetzt wurden. Daraus kann ein Mittelwert des Stromes von knapp unter 60 Prozent berechnet werden.

Es treten allerdings auch vom Monatsmittelwert stark abweichende Starkwindphasen auf. Nach [71] fallen in den in [69] dokumentierten Betrachtungszeitraum Vollastperioden, also Zeiträume mit Windgeschwindigkeiten dauerhaft über $13 \frac{\text{m}}{\text{s}} - 14 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen, mit einer Dauer von höchstens drei Tagen. Zur konservativen Auslegung und um auch statistische Ausreißer zu berücksichtigen werden den Monatsmittelwerten daher, wie es in [70] vorgeschlagen wurde, sechstägige Vollastphasen überlagert. Die erste Vollastphase wird in den Monat Februar gelegt, der sich am

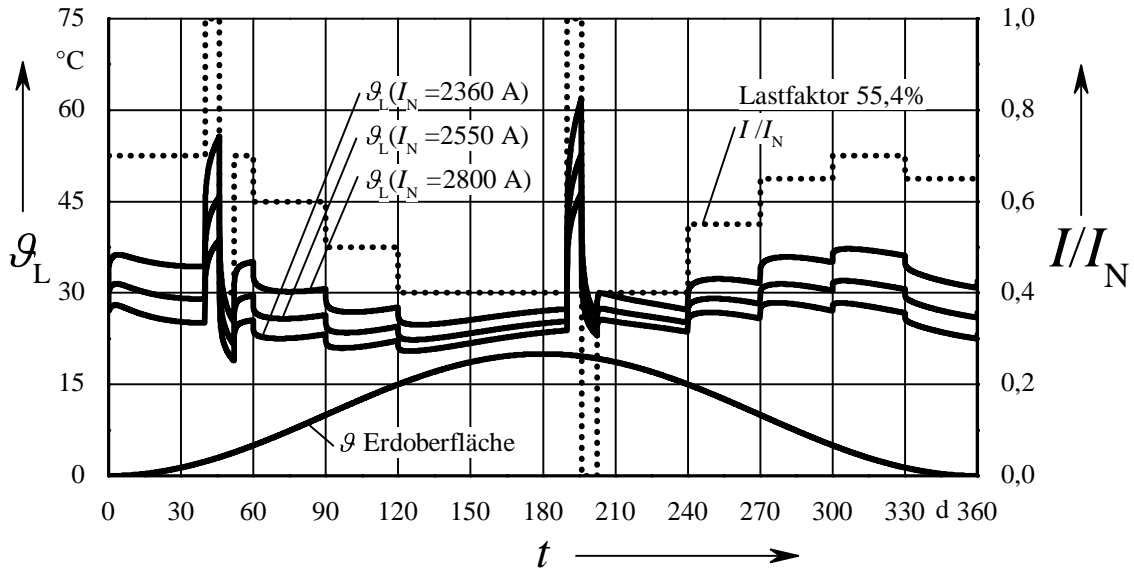


Abbildung 7.7: Zeitlicher Verlauf der Leitertemperaturen ϑ_L für Nennströme von $I_N = 2360 \text{ A}$, $I_N = 2550 \text{ A}$ sowie $I_N = 2800 \text{ A}$ und einem Jahresprofil gemäß Tabelle 7.2 mit einem Lastfaktor von 55 Prozent [66]

Ende einer Periode erhöhter Last befindet und der wetterbedingt eine verhältnismäßig geringe Temperatur der Erdoberfläche aufweist. Die zweite Vollastphase findet im Juli nach einer Periode geringerer Windleistungserzeugung, bei allerdings höheren Temperaturen der Erdoberfläche statt. Insgesamt wird die Temperatur der Erdoberfläche als Wärmesenke um einen Mittelwert von 10°C um $\pm 10^\circ\text{C}$ variiert.

Abbildung 7.7 zeigt die Entwicklung der Leitertemperaturen des mittleren Stranges des bislang betrachteten bipolaren Landkabelsystems mit einer Höhe des Rückfüllmaterials von $h_f = 1,0 \text{ m}$. Bei stationärer Belastung mit $I_N = 2360 \text{ A}$ (entspricht einer Übertragungsleistung von $S = 2000 \text{ MVA}$) führt dies zu einer Leitertemperatur $\vartheta_L = 71,2^\circ\text{C}$. Für den transienten Betrieb wird davon ausgegangen, dass sich die Kabelanlage längere Zeit in Betrieb befindet, so dass der thermische Einschwingvorgang nach dem ersten Einschalten des Kabelsystems abgeklungen ist. Wird der Nennstrom nicht als dauerhaft anstehend, sondern zeitlich schwankend mit einem Lastprofil gemäß Tabelle 7.2 mit einem Lastfaktor von 55 Prozent angenommen, ergeben sich bedeutend niedrigere Leitertemperaturen. Während der Vollastphasen steigt die Leitertemperatur auf 38°C beziehungsweise 45°C Grad an. Während der verbleibenden Betriebszeit ist die Leitertemperatur teils deutlich geringer als 30°C . Aus diesem Grund werden Berechnungen mit höheren Leiterströmen von $I_N = 2550 \text{ A}$ (entspricht $S = 2164 \text{ MVA}$) und $I_N = 2800 \text{ A}$ (entspricht

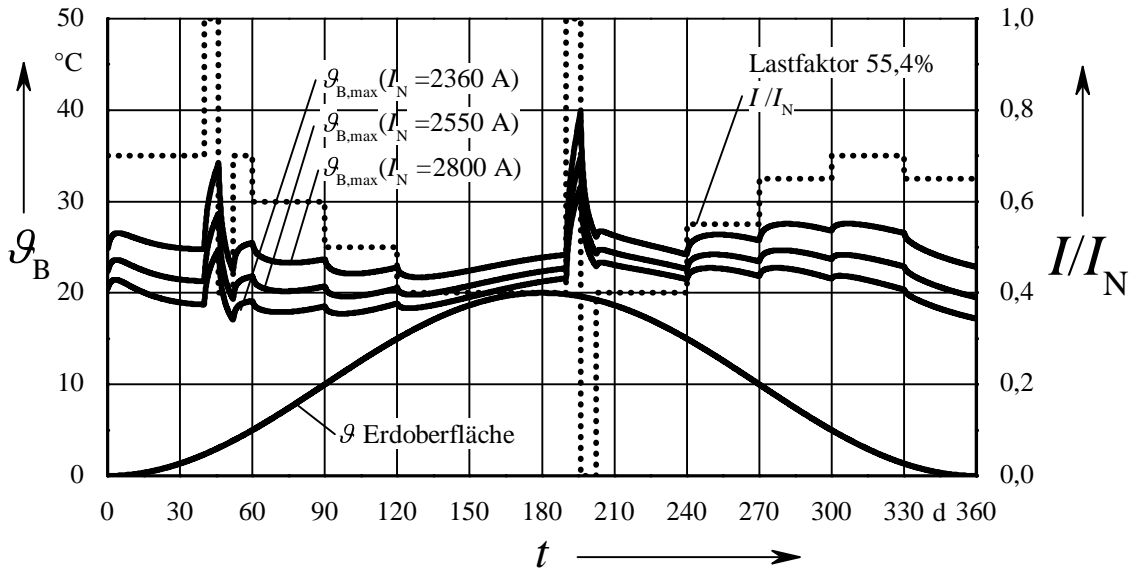


Abbildung 7.8: Zeitlicher Verlauf der höchsten auftretenden Bodentemperatur $\vartheta_{B,max}$ unterhalb der thermischen Stabilisierung des mittleren Bipolarstranges für Nennströme von $I_N = 2360 \text{ A}$, $I_N = 2550 \text{ A}$ sowie $I_N = 2800 \text{ A}$ und einem Jahresprofil gemäß Tabelle 7.2 mit einem Lastfaktor von 55 Prozent [66]

$S = 2376 \text{ MVA}$) angestellt. Auch mit diesen größeren Strömen steigen die Leitertemperaturen nur auf $45 \text{ }^\circ\text{C}$ beziehungsweise $55 \text{ }^\circ\text{C}$ im Winter und $52 \text{ }^\circ\text{C}$ beziehungsweise $61 \text{ }^\circ\text{C}$ im Sommer an. Trotz der höheren thermischen Vorbelastung des Bodens im Herbst und Winter führt die Lastspitze bei dieser Auslegung der Kabelanlage zu niedrigeren Temperaturen als es im Frühjahr und Sommer bei niedrigerer Vorbelastung, aber höheren Umgebungstemperaturen der Fall ist. Der Einfluss der Umgebungstemperaturen ist auch innerhalb der Laststufen zu erkennen. Nach den sprunghaften Änderungen des Laststromes passt sich die Leitertemperatur rasch an. Im Bereich, in dem die Umgebungstemperatur ansteigt, der Leiterstrom aber konstant bleibt, ist ebenfalls ein gedämpfter Anstieg der Leitertemperatur zu beobachten. Bei sinkenden Umgebungstemperaturen sinken die Leitertemperaturen trotz konstanten Stromes entsprechend. Abbildung 7.8 zeigt die zu den Leitertemperaturen der Abbildung 7.7 gehörenden, höchsten Bodentemperaturen. Diese treten unmittelbar unterhalb der thermischen Rückfüllung des mittleren Stranges auf. Bei den Strömen des Beispiels betragen diese während der beiden Vollastperioden. Nach der ersten orientierenden Untersuchung wird das um 10 Prozent höhere Lastprofil der Tabelle 7.2 verwendet. Die Leiterströme werden ebenfalls variiert: Der Strom von $I_N = 2360 \text{ A}$ wird nicht mehr berücksichtigt, sondern höhere Leiterströme von nun

Tabelle 7.3: Höchste Bodentemperaturen unterhalb der Rückfüllung des mittleren Stranges der Abbildung 7.8 zu den in Abbildung 7.7 enthaltenen Leitertemperaturen

Leiterstrom	Winter	Sommer
2360 A	24 °C	31 °C
2550 A	28 °C	36 °C
2800 A	34 °C	39 °C

Tabelle 7.4: Höchste Bodentemperaturen der Abbildung 7.10 zu den in Abbildung 7.9 enthaltenen Leitertemperaturen

Leiterstrom	Winter	Sommer
2550 A	32 °C	37 °C
2800 A	38 °C	41 °C
3060 A	45 °C	47 °C

$I_N = 2550 A$ (entspricht $S = 2164 MVA$), $I_N = 2800 A$ (entspricht $S = 2376 MVA$) sowie $I_N = 3060 A$ (entspricht $S = 2597 MVA$). Die Entwicklung der Leitertemperaturen ist in Abbildung 7.9 dargestellt. Auch mit dem höheren Belastungsgrad bestehen bis zur höchstzulässigen Leitertemperatur von 90 °C für alle betrachteten Ströme noch thermische Reserven. Abbildung 7.10 zeigt die zugehörigen, höchsten Bodentemperaturen unterhalb der Rückfüllung des mittleren Strangs. Wie auch in der Abbildung 7.9 ist zu erkennen, dass sich die Temperaturen in den beiden Starkwindphasen angleichen. Diese sind in Tabelle 7.4 zusammengefasst. Für die Nennströme von $I_N = 2550 A$ und $I_N = 2800 A$ steigen die Bodentemperaturen nur in den beiden Starkwindphasen über 35 °C. Für den dritten betrachteten Strom liegt die Bodentemperatur dagegen für viele Monate darüber.

Bei der Erstellung der Ergebnisse wurden auch unter Verwendung eines Bodenmodells [35], welche den transienten Wassergehalt des Bodens berücksichtigt, keine signifikant verschlechterte Wärmeabfuhr durch Austrocknungserscheinungen beobachtet. Werden daher Ströme von bis zu $I_N = 2800 A$ beim Lastprofil mit einem Belastungsgrad von 65 Prozent zugelassen, ist es demnach möglich, mit den gewählten Systemabständen und Abmessungen der Grabenrückfüllung, Leistungen von bis zu etwa 2400 MVA ohne Austrocknungserscheinungen des umgebenden Erdreichs zu übertragen. Unter der Annahme einer zeitlich schwankenden und von der stationären Spitzenlast abweichenden Belastung

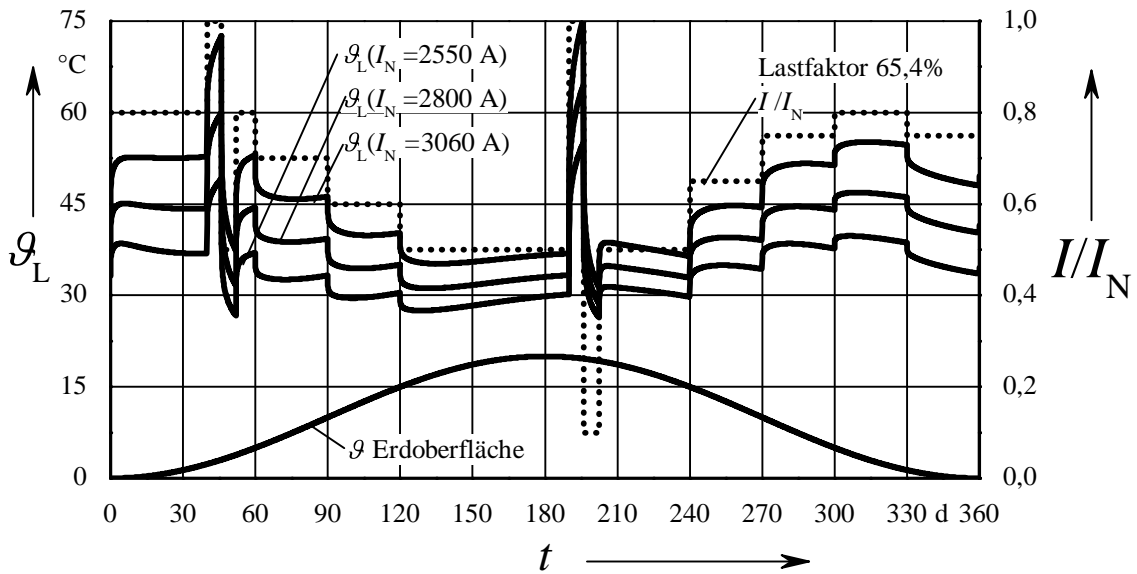


Abbildung 7.9: Zeitlicher Verlauf der Leitertemperaturen ϑ_L für Nennströme von $I_N = 2550\text{ A}$, $I_N = 2800\text{ A}$ sowie $I_N = 3060\text{ A}$ und einem Jahresprofil gemäß Tabelle 7.2 mit einem Lastfaktor von 65 Prozent [66]

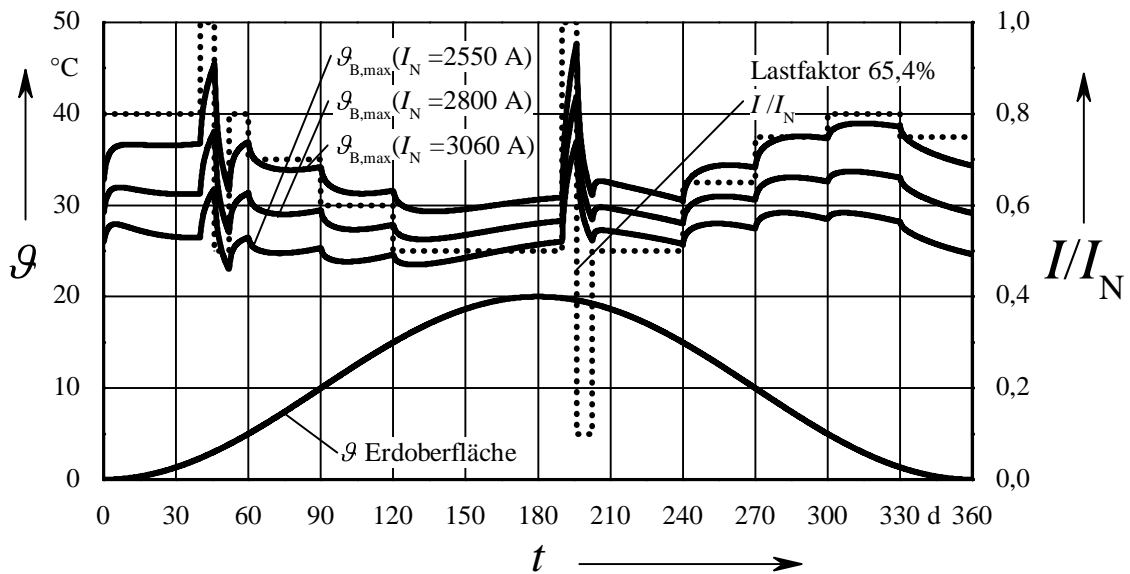


Abbildung 7.10: Zeitlicher Verlauf der höchsten auftretenden Bodentemperatur $\vartheta_{B,max}$ unterhalb der thermischen Stabilisierung des mittleren Bipolarstranges für Nennströme von $I_N = 2550\text{ A}$, $I_N = 2800\text{ A}$ sowie $I_N = 3060\text{ A}$ und einem Jahresprofil gemäß Tabelle 7.2 mit einem Lastfaktor von 65 Prozent [66]

kann das Übertragungsvermögen einer Landkabeltrasse deutlich höher angesetzt werden.

7.3 Vergleich drei- und mehrphasig betriebener Landtrassen

Ein weiterer, signifikanter Vorteil bipolarer Systeme besteht in den niedrigen äußeren Magnetfeldern im Bereich der Kabeltrassen. Um dies zu verdeutlichen, werden bipolare und konventionelle Kabelsysteme miteinander verglichen. Die Auslegung des konventionellen Drehstrom-Doppelsystems erfolgt nach [72]. Demnach führt bei Drehstromsystemen ein Verhältnis von Kabelabstand zu Systemabstand von 1:2 zu günstigen Kabelbelastbarkeiten. Die hier verwendete Phasenfolge L1-L2-L3/L1-L2-L3 hat im Vergleich zur Phasenfolge L1-L2-L3/L3-L2-L1 eine etwas reduzierte Belastbarkeit, die äußeren Magnetfelder sinken jedoch deutlich stärker. Dadurch dass ein sechsphasiges Bipolarsystem und ein Drehstromdoppelsystem verglichen werden, ist der Gesamtleiterquerschnitt jeweils gleich.

Abbildung 7.11 zeigt die magnetischen Induktionen B für zwei Anschlussbeispiele der Windparkcluster aus den Abbildungen 7.2 und 7.3. Auf der Spannungsebene $U_0/U_N = 242,5 \text{ kV}/420 \text{ kV}$ wird eine Leistung von etwa 2600 MVA, auf der Spannungsebene $U_0/U_N = 141,5 \text{ kV}/245 \text{ kV}$ von etwa 1740 MVA übertragen. Auf der höheren Spannungsebene werden beim Bipolarsystem Kabelabstände von $\Delta s_k = 0,2 \text{ m}$ und Strangabstände von $\Delta s_{st} = 2,5 \text{ m}$, beim Drehstromsystem Kabelabstände von $\Delta s_c = 0,5 \text{ m}$ und ein Systemabstand von $\Delta s_s = 1,0 \text{ m}$ verwendet. Das Bipolarsystem besitzt mit einer Weite von 3,95 m etwas schmalere Abmessungen als das Drehstromsystem mit 4,35 m. Auf der niedrigeren Spannungsebene sind die Abstände auf $\Delta s_k = 0,4 \text{ m} / \Delta s_{st} = 2,5 \text{ m}$ beim Bipolarsystem beziehungsweise auf $\Delta s_c = 1,2 \text{ m} / \Delta s_s = 2,4 \text{ m}$ vergrößert. Hier hat das Doppel-Drehstromsystem mit einer Weite von 8,55 m abermals einen höheren Platzbedarf als das Bipolarsystem mit 7,55 m.

Abbildung 7.11 zeigt die horizontalen Verläufe der magnetischen Induktionen B für beide Systeme und Spannungsebenen in einer Höhe von 1,0 m über EOK (die Legetiefe beträgt $h = 1,5 \text{ m}$). Im Vergleich beider Systeme hat das bipolare gegenüber dem dreiphasigen System bei gleicher Übertragungsleistung, absolut betrachtet, deutlich geringere äußere Magnetfelder. Lediglich in einem schmalen Streifen direkt über der Achse der Trasse sind die Felder des Bipolarsystems im lokalen Vergleich etwas größer. Seitlich der Kabeltrasse klingen die Felder schneller ab. Auf der niedrigeren betrachteten Spannungsebene überschreiten die Magnetfelder der Drehstromkabelanlage aufgrund der ho-

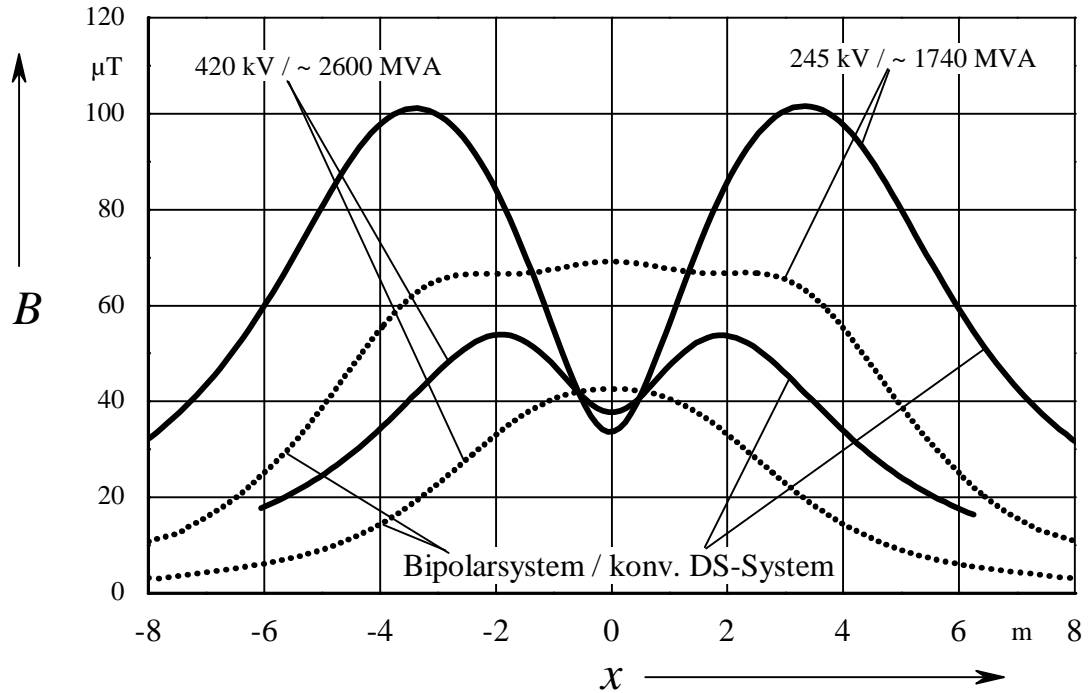


Abbildung 7.11: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B , ermittelt 1,0 m über dem Erdboden eines bipolaren Sechphasensystems (gepunktet gezeichnete Kennlinie) und eines dreiphasigen Doppelsystems (durchgängig gezeichnete Kennlinie)

(Bipolarsysteme: 420 kV: $\Delta s_k = 0,2$ m, $\Delta s_{St} = 1,0$ m; 245 kV: $\Delta s_k = 0,4$ m, $\Delta s_{St} = 2,5$ m;

Drehstromsysteme: 420 kV: $\Delta s_c = 0,5$ m $\Delta s_S = 1,0$ m; 245 kV: $\Delta s_c = 1,2$ m, $\Delta s_S = 2,4$ m

hen Übertragungsleistung und der dadurch notwendigen Systemabstände einen Wert von $B = 100,0 \mu\text{T}$. Wenn dieser nach [73] zulässige Höchstwert bei Dauerexposition eingehalten werden soll, wäre eine solche Konfiguration nicht betreibbar.

Besteht in manchen Trassenbereichen eine Forderung nach niedrigeren Grenzwerten, sind Schirmungsmaßnahmen notwendig. Eine neue Schirmungsmethode, die die äußeren Magnetfelder höchst effektiv schirmt und auch Hochleistungskabeltrassen einsetzbar ist, wird im folgenden Abschnitt vorgestellt.



Abbildung 7.12: Modell eines Enleiterkabels mit integrierter elektromagnetischen Schirmung (SC-IES)

7.4 Schirmung der Magnetfelder von Landkabeltrassen

Um die externen Magnetfelder von Landkabeltrassen zu verringern, können unterschiedliche Maßnahmen ergriffen werden. Beispiele sind in [74] [75], [76], [77], [78], sowie [79] zu finden.

Abhängig von den Anforderungen an die Schirmung können die dazu notwendigen Maßnahmen verhältnismäßig geringen Aufwand erfordern. Eine dieser eher einfach zu realisierenden Maßnahmen wären passive Leiterschleifen⁴, die über dem Energiekabelsystem installiert werden (siehe [78], [79]). Werden schärfere Reduktionen notwendig, kann der zur Schirmung notwendige Aufwand erheblich ansteigen. Solche Maßnahmen könnten aus der Installation des Energiekabelsystems in Rohren oder Kästen aus ferromagnetischem Stahl bestehen, was wiederum erheblichen Einfluss auf die thermische Belastbarkeit des Systems hat, da diese Umhüllung die Wirbelstromverluste erhöht und zusätzliche Verluste hervorruft.

Für höchste Anforderungen an die Schirmung können spezielle Kabel verwendet werden, die eine in die Konstruktion integrierte Schirmung besitzen und zusätzlichen den Aufwand im Kabelgraben ersparen. Die integrierte Schirmung besteht aus einem Kupferdrahtschirm großen Querschnitts sowie einer darübergewickelten, hochpermeablen Bebanderung wie in Abbildung 7.12 gezeigt. Daraus wird die Bezeichnung SC-IES Kabel abgeleitet, als Akronym für „**S**ingle-**C**ore cable with **I**ntegrated **E**lectromagnetic **S**hielding“ [80] [81].

Kupferschirme, die dafür ausgelegt sind, die kapazitiven Ladeströme und eventuell auf-

⁴sogenannte „passive loops“

tretende Kurzschlussströme zu führen, weisen Querschnitte in einer Größenordnung von etwa 50 mm^2 bis zu 300 mm^2 auf. Bei der vorliegenden Konstruktion wird der Schirmquerschnitt darüber hinaus gesteigert, bis die Größenordnung des Leiterquerschnitts erreicht ist. Die Kupferschirme werden beidseitig geerdet, so dass durch Induktionswirkung Längsströme fließen können. Deren Amplituden nähern sich mit zunehmendem Schirmquerschnitt denen der Leiterströme an, wobei sie diesen nahezu entgegen gerichtet sind. Die Schirmströme führen zu Zusatzverlusten. Beispielhaft zeigt Abbildung 7.13 den Schirmverlustfaktor eines Kabelsystems der Spannungsebene $U_0/U_N = 63,5 \text{ kV}/110 \text{ kV}$. Die Kabel sind mit 2500 mm^2 Segmentleitern aus Aluminium ausgestattet. Die Kabel sind flachverlegt in einer Tiefe von $h = 1,5 \text{ m}$ mit einem Achsabstand $s_c = 0,5 \text{ m}$.

Für diese Anordnung und Schirmbeschaltung zeigt Abbildung 7.13, dass für verhältnismäßig kleine Kupferschirmquerschnitte die Schirmverluste etwa sechsmal höher sind als die Leiterverluste. Für Kupferschirmquerschnitte von 500 mm^2 bis 1000 mm^2 entspricht die Amplitude der Schirmströme nahezu denjenigen der Leiterströme. Wird der Kupferleiterquerschnitt darüber hinaus gesteigert, bleiben die Schirmströme betragsmäßig nahezu konstant, doch können die Verluste auf etwa 45 Prozent der Leiterverluste reduziert werden.

Abbildung 7.15(a) zeigt die horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B am Erdboden für Kabel mit unterschiedlichen Schirmkonfigurationen beziehungsweise Schirmquerschnitten A_s . Ohne Schirmströme, wie es der Fall bei einseitiger Erdung oder zyklischer Auskreuzung wäre, würde bei Leiterströmen von $I = 1000 \text{ A}$ und Kabelachsabständen von $s = 0,5 \text{ m}$ die magnetische Induktion deutlich oberhalb des zulässigen Grenzwertes von $100 \mu\text{T}$ [73] liegen. Die weiteren Kennlinien geben den Verlauf der magnetischen Induktion von Kabelanlagen wieder, deren Schirme von $A_s = 100 \text{ mm}^2$ beziehungsweise $A_s = 500 \text{ mm}^2$ beidseitig geerdet sind, so dass in den Schirmen Rückströme fließen können und entsprechende Schirmungseffekte bewirken. Durch Vergrößerung des Schirmquerschnitts kann die Schirmwirkung allerdings nicht ohne Weiteres beliebig gesteigert werden:

Abbildung 7.15(b) zeigt, dass sogar für den größten betrachteten Kupferschirmquerschnitt von $A_s = 2500 \text{ mm}^2$ die äußeren Magnetfelder gut nachweisbar bleiben.

Entscheidende Verbesserungen können dadurch erzielt werden, dass die erwähnte hochpermeable Bebänderung über dem Kupferschirm in die Kabelkonstruktion integriert wird. Hierdurch kann, wie die Kennlinie in Abbildung 7.15(b) zeigt, das äußere Magnetfeld deutlich verringert werden. Zu beachten ist hierbei, dass im Vergleich zur Abbildung

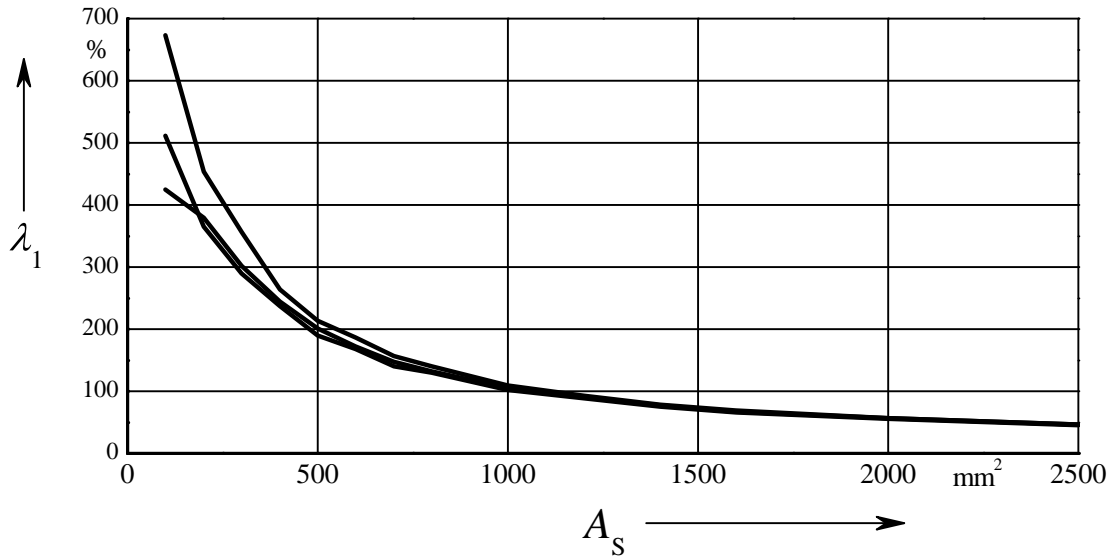


Abbildung 7.13: Schirmverlustfaktor λ_1 als Funktion des Querschnittes des Kupferdrahtschirms A_s ; Achsabstand $s_c = 0,5 \text{ m}$, Legetiefe $h = 1,5 \text{ m}$ [80]

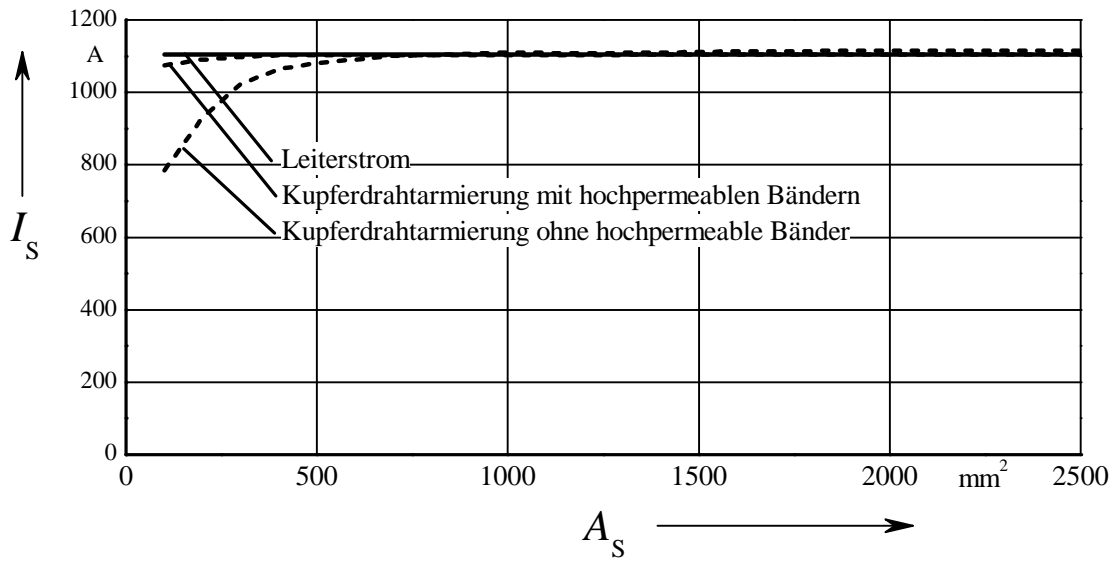
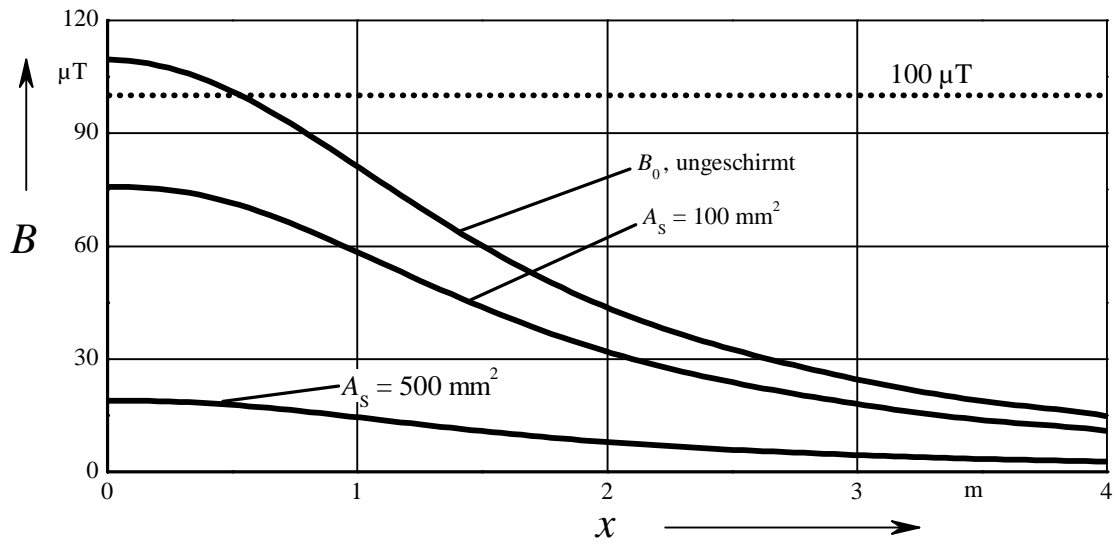
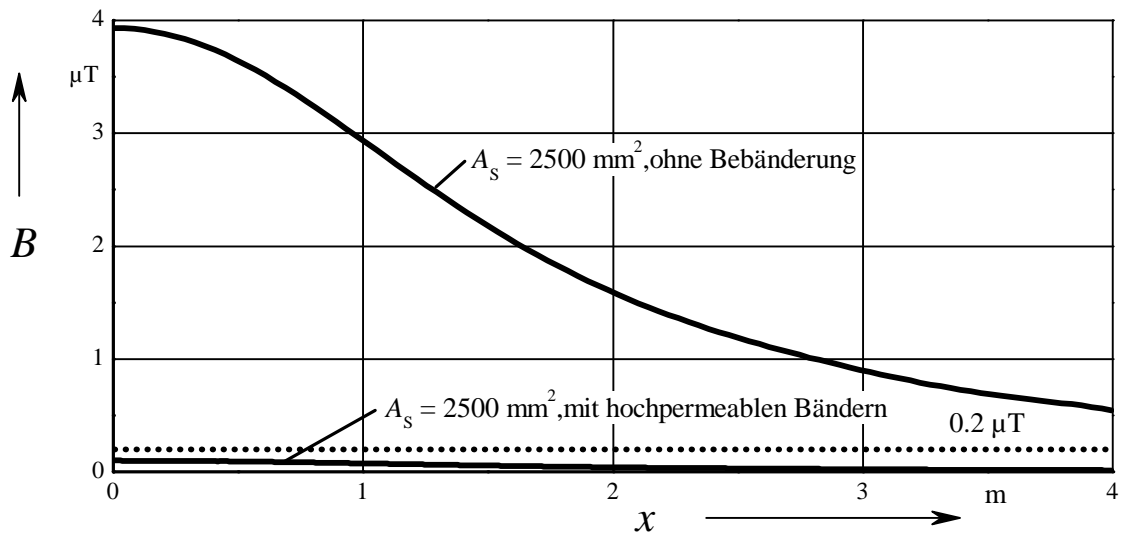


Abbildung 7.14: Schirmstrom I_s als Funktion des Querschnittes des Kupferdrahtschirms A_s ; Leiterstrom: 1100 A, Achsabstand $s_c = 0,5 \text{ m}$, Legetiefe $h = 1,5 \text{ m}$ [80]



(a)



(b)

Abbildung 7.15: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B direkt am Erdboden für ein Kabelsystem [80]

(a) ohne Schirmströme (B_0) sowie mit Schirmströmen und Schirmquerschnitten von $A_s = 100 \text{ mm}^2$ sowie $A_s = 500 \text{ mm}^2$

(b) mit Schirmquerschnitten von $A_s = 2500 \text{ mm}^2$ mit und ohne hochpermeable Bebänderung,

Achsabstand $s_c = 0,5 \text{ m}$, Verlegetiefe beträgt $h = 1,5 \text{ m}$

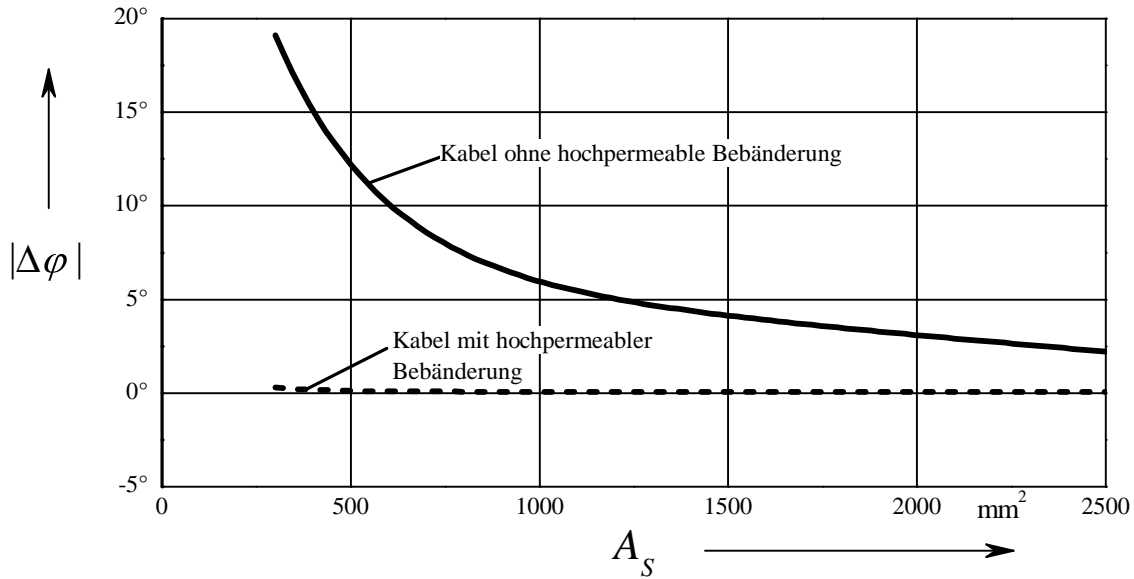


Abbildung 7.16: Betragsmittelwert der Winkelabweichung $|\Delta\varphi|$ der Schirmströme zum idealen Winkel von 180° in Bezug auf die jeweiligen Leiterströme [80] [80]

7.15(a) die Skalierung um einen Faktor von $\frac{1}{30}$ verringert ist. So ist es möglich, sogar direkt über der Kabelanlage die magnetische Induktion unter einer Größe von $B = 0,2 \mu\text{T}$ zu halten. Details der Schirmung werden im folgenden Abschnitt erläutert:

Die verwendeten dünnen Schirmungsbänder werden bereits erfolgreich in einer Dreileiterkabelkonstruktion eingesetzt, in der sie um alle drei Kabeladern überlappend gewickelt werden [82] [83]. Die ferromagnetischen Bänder können, abhängig von der Anregung des Materials, eine relative Permeabilität μ_r von bis zu einigen 10000 erreichen. Aufgrund des äußerst weichmagnetischen Charakters des Materials entstehen nur sehr geringe Ummagnetisierungsverluste. Bei einem Einleiterkabel ist der zusätzliche, querschnittstarke Kupferdrahtschirm mit beidseitiger Erdung notwendig.

Die gute Schirmwirkung der SC-IES Kabelkonstruktion kann allerdings nicht allein über die Stromamplituden begründet werden. Wie Abbildung 7.14 zeigt, bestehen keine signifikanten Unterschiede in den Beträgen der Schirmströme bei Kabeln großen Schirmquerschnitts und SC-IES Kabeln. Deutlicher werden die Unterschiede, wenn der Phasenwinkel der Ströme betrachtet wird: Bei einem idealen Koaxialkabel sind die Schirmströme den Leiterströmen exakt entgegengesetzt, was einer Phasenverschiebung von $\Delta\varphi = 180^\circ$ entspricht. Bei den betrachteten Kabeln führt der ohmsche Widerstand der Schirme zu einer Abweichung vom idealen Phasenwinkel des Stroms von 180° im Bezug auf die je-

weiligen Leiterströme. Abbildung 7.16 zeigt den Betrag dieser Abweichung, gemittelt für alle drei Schirmströme als $|\Delta\varphi|$.

Für kleinere Schirmquerschnitte ist zu erkennen, dass ohne Schirmungsbänder eine Winkelabweichung in der Größenordnung von 10° besteht. Zwar bewirkt eine Vergrößerung des Querschnitts geringere Winkelabweichungen, doch kann diese auch für den größten betrachteten Querschnitt nur auf etwa 2,5 Prozent gesenkt werden. Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 7.16, dass bei Kabeln mit integrierten hochpermeablen Bändern nahezu keine Abweichung des Phasenwinkels der Schirmströme vom idealen Winkel von 180° besteht. Dies gilt bereits für Kupferschirme mittleren Querschnitts.

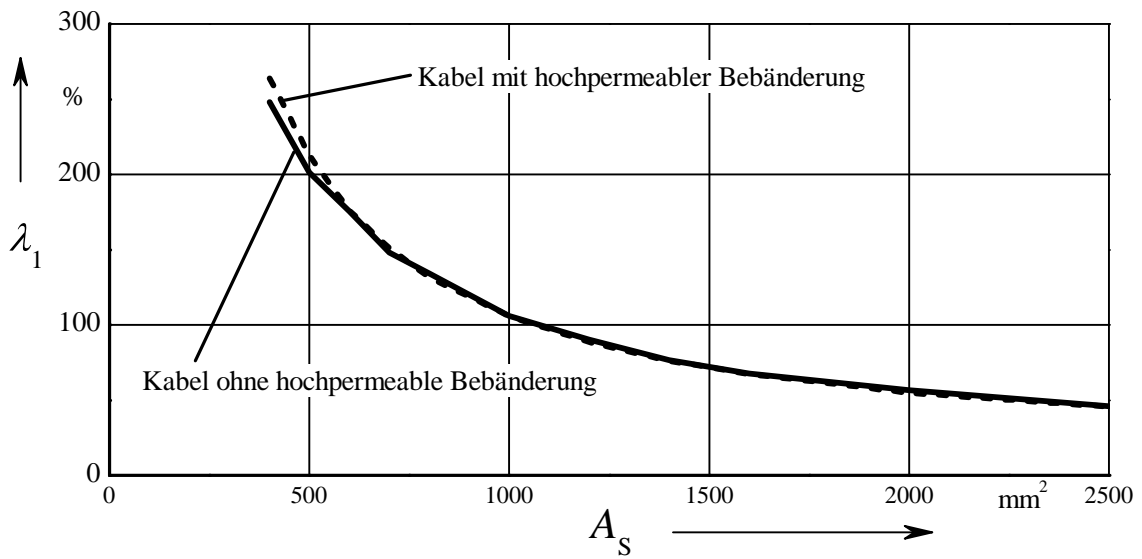
In Abbildung 7.17 sind Kabel mit Kupferdrahtarmierung und SC-IES Kabel im Bezug auf Schirmverluste und äußere Magnetfelder verglichen. Wenn der Kupferdrahtschirm des SC-IES Kabels so ausgelegt ist, dass die vollen Rückströme fließen können, belaufen sich Wirbelstrom- und Ummagnetisierungsverluste der Bänder zusammen auf weit weniger als $1\frac{\text{W}}{\text{m}}$. Im Gegensatz zu Kabelsystemen, die als Ganzes durch eine ferromagnetische Umhüllung geschirmt werden, tritt beim SC-IES Kabel kein sogenannter „in-pipe“-Effekt auf⁵. Daher sind die Verluste geschirmter und ungeschirmter Kabel bei den relevanten Schirmquerschnitten nahezu identisch, wie aus Abbildung 7.17(a) hervorgeht.

Im zweiten Teil der Abbildung 7.17 sind die Kennlinien der höchsten auftretenden magnetischen Induktion B am Erdboden, direkt über dem mittleren Kabel, als Funktion des Schirmquerschnitts A_s der Kupferarmierung abgebildet. Bereits ab einem Querschnitt von $A_s = 500 \text{ mm}^2$ sind die äußeren magnetischen Induktionen sehr gering. Die Verluste sind jedoch bei diesem Querschnitt doppelt so hoch wie die Leiterverluste. Für beide Kabelkonstruktionen können die Verluste auf etwa 45 Prozent reduziert werden, wobei die Schirmwirkung deutlich gesteigert wird. In Abbildung 7.18 ist diese Steigerung der Schirmwirkung verdeutlicht:

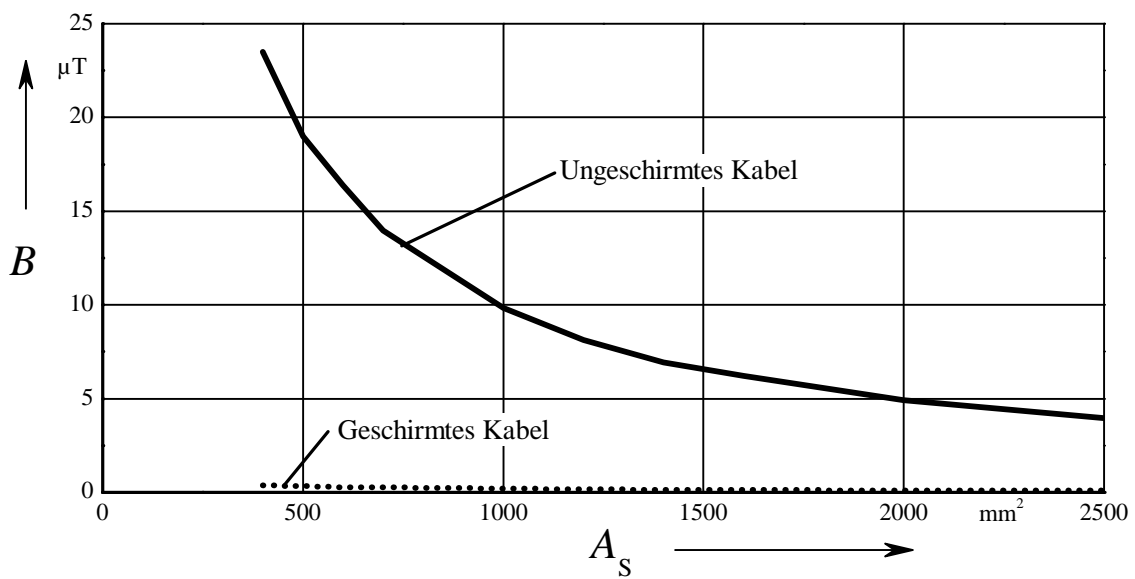
Dort ist der Schirmungsfaktor SF, also das Verhältnis der magnetischen Induktion von Kabelsystemen ohne sowie mit Schirmungsmaßnahmen, wiederum als Funktion des Kupferschirmquerschnitts A_s dargestellt. Gemäß der Abbildung ist die magnetische Induktion eines ungeschirmten Kabelsystems um bis zu 1100 mal höher als die eines Kabelsystems mit SC-IES Kabeln. Ein System, geschirmt nur durch beidseitig geerdete, querschnittstarke Kupferdrahtarmierungen würde nur zu deutlich geringeren Schirmungsfaktoren von etwa 27 führen.

Die beidseitige Erdung der Schirme führt zu höheren Verlusten als bei Kabelsystemen mit

⁵vergleiche Kapitel 2.3, Gleichung 2.20



(a)



(b)

Abbildung 7.17: Vergleich geschirmter und ungeschirmter Kabel als Funktion des Kupferleiterquerschnitts A_S bei Leiterströmen von $I = 1100$ A und Kabelachsabständen von $s = 0,5$ m [80]:

(a) Vergleich der Schirmverlustfaktoren λ_1

(b) Vergleich der maximal auftretenden Induktion B am Erdboden

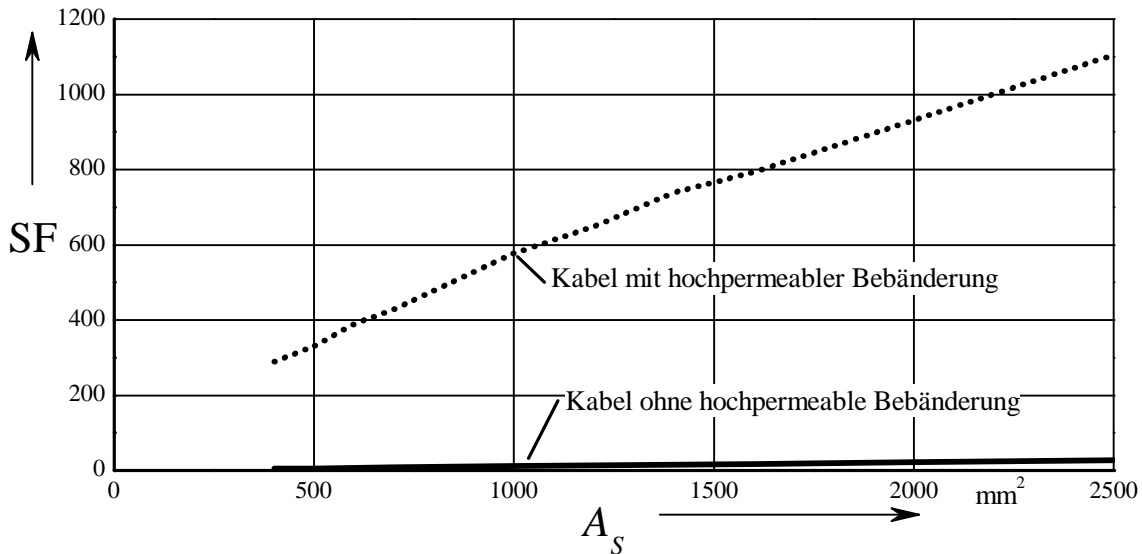


Abbildung 7.18: Schirmungsfaktor SF, ausgewertet am Erdboden über der mittleren Kabelader, als Funktion des Armierungsquerschnitts A_s für geschirmte und ungeschirmte Kabel bei Leiterströmen von $I = 1100$ A, Kabelachsabständen von $s = 0,5$ m und einer Legetiefe von $h = 1,5$ m [80]

einseitig geerdeten oder zyklisch ausgekreuzten Schirmen, in denen bei diesen Konfigurationen lediglich Wirbelstromverluste auftreten. Bei SC-IES Kabeln sind die Rückströme in den Schirmen erwünscht und zwingend notwendig, so dass ein Schirmverlustfaktor hingenommen werden muss, der im gewählten Beispiel um die 45 Prozent beträgt. Diese Zusatzverluste müssen allerdings im Kontext anderer vergleichbar leistungsfähiger Schirmungsmaßnahmen gesehen werden (z.B. ferromagnetische Kapselungen [84]), zum Teil deutlich höhere Zusatzverluste verursachen.

Die Beeinflussung der Belastbarkeit durch diese Zusatzverluste wird in Abbildung 7.19 dargestellt. Wiederum werden dazu SC-IES Kabel mit segmentierten Aluminiumleitern mit Querschnittsflächen von 2500 mm² und Kupferdrahtschirmen von ebenfalls 2500 mm² in einer Tiefe von $1,5$ m flach betrachtet. Der lichte Abstand zwischen den Kabeln Δs_c wird variiert. Ebenfalls in Abbildung 7.19 ist die Belastbarkeit eines ungeschirmten Kabelsystems, also eines Kabelsystems ohne Schirmströme enthalten. Zu diesem System enthält die Abbildung außerdem die höchsten am Erdboden auftretenden magnetischen Induktionen B direkt über der mittleren Kabelader.

Es wird deutlich, dass bei enger Flachverlegung $\Delta s_c = 0,0$ m das für das Beispiel gewählte Kabelsystem ohne Schirmströme eine um etwa 5,1 Prozent höhere Belastbarkeit

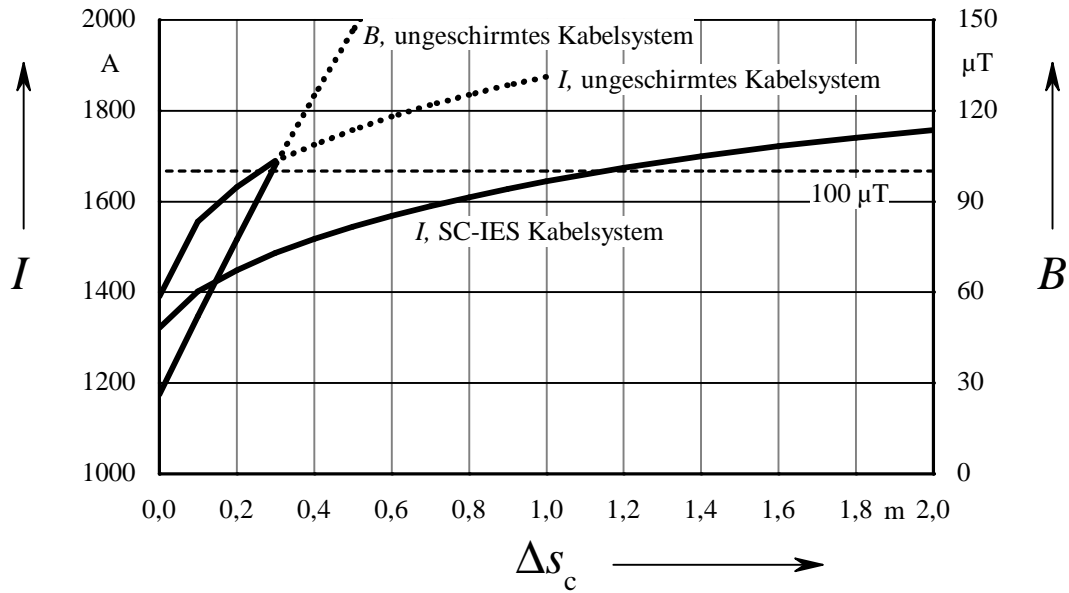


Abbildung 7.19: Strombelastbarkeit I von Kabelsystemen ohne Schirmströme und Systemen mit SC-IES-Kabeln sowie die höchste auftretende magnetische Induktion B am Erdboden direkt über der mittleren Ader des Systems ohne Schirmströme als Funktion des lichten Abstandes Δs_c zwischen den Kabeladern; Flachverlegung in einer Tiefe von $h = 1,5$ m [80]

besteht. Bei lichten Abständen von 0,3 m steigt die Diskrepanz auf 13,6 Prozent. Darüber hinausgehende Belastbarkeitssteigerungen durch vergrößerte Kabelabstände sind nicht zu verwirklichen, da dies zu magnetischen Induktionen am Erdboden führen würde, die oberhalb des gesetzlichen Grenzwertes von $B = 100 \mu\text{T}$ liegen [73]. Dies ist in der Abbildung 7.19 durch die Unterbrechungen in den Kennlinien für unzulässige Konfigurationen angedeutet. Bei Anwendung von SC-IES Kabeln kann diese Begrenzung umgangen werden. Die Kabelabstände können gesteigert werden, ohne dass die magnetische Induktion über der Kabelanlage merklich ansteigt. Dadurch wird es möglich, dass beispielsweise lichte Abstände von 1,2 m oder mehr gewählt werden, bei denen die Belastbarkeit des ungeschirmten Systems erreicht oder sogar übertroffen wird.

8 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit werden auf Wechselspannungstechnologie basierende bipolare Mehrphasensysteme zum Anschluss großer Windparkcluster vorgestellt und diskutiert. In einem Überblick über andere, derzeit diskutierte Übertragungssysteme wird herausgestellt, dass in derzeit relevanten Publikationen wie der *dena II-Netzstudie* der Gleichspannungstechnologie der Vorzug eingeräumt wird. Dies wird mit den Zusatzverlusten und dem Blindleistungsbedarf der Wechselspannungstechnologie begründet. Zur Minderung des Einflusses dieser unumgänglichen Effekte werden daher hier mehrere Ansätze verfolgt:

In einem ersten Schritt wurde der Verbundleiter als Möglichkeit zur Übertragung hoher Ströme vorgestellt. Diese vollkommen längswasserdichte und somit für Seekabel gut geeignete Konstruktion ermöglicht Leiterquerschnitte, die vergleichsweise höhere Übertragungsströme zulassen. Als weiterer Schritt zu höheren Übertragungsleistungen werden neben bestehenden neu Kabelkonzepte entwickelt um die Eigenschaften eines bipolaren Wechselspannungssystems vorteilhaft ausnutzen zu können:

Es wird der Einsatz von Einleiterseekabeln diskutiert, die in Strängen mit je zwei Kabeln angeordnet sind. Aufgrund des bipolaren Charakters des Übertragungssystems sind die einzelnen Stränge magnetisch voneinander entkoppelt, so dass auch bei großen Abständen zwischen den Strängen keine negativen Einflüsse auf die Übertragungsparameter zu befürchten sind. Durch die große räumliche Trennung ist die thermische Kopplung gering, so dass die einzelnen Stränge höher belastbar sind.

Als Neuerung werden vieradrige Kabel diskutiert. Dieser Kabeltyp benötigt keine Metallmäntel oder -schirme mit hohen elektrischen Leitwerten, wohl aber eine höhere Aderzahl. Hier können durch Optimierung Übertragungsleistungen bei kleineren Systemspannungen erreicht werden, die denen vergleichbarer einadriger Lösungen entsprechen. Dies stellt geringere Ansprüche an die Isolierung und die Garniturentechnik, weshalb diese Option hochspannungstechnisch und auch vom Gesamtaufwand her interessant ist.

Die Erhöhung der übertragbaren Leistung durch Verbundleiter wie auch Reduktion der Zusatzverluste führt dazu, dass der Anteil der nahezu konstant bleibenden, spannungsabhängigen Blindleistung an der gesteigerten Übertragungsleistung (Schein-

leistung) geringer wird. Somit kann die übertragbare Wirkleistung gesteigert werden. Anhand der für die Nordsee diskutierten Windparkcluster wird gezeigt, dass selbst größte Übertragungsleistungen mit dem auf Wechselspan

An Land können bipolare Mehrphasensysteme mit der gleichen Strangzahl weitergeführt werden. Die Trassen besitzen eine hohe Leistungsdichte, so dass die resultierenden Trassenbreiten schmal ausfallen können. Je nach Übertragungsleistung sind thermisch stabilisierte Grabenrückfüllungen notwendig. Hier wird die Geometrie der Grabenrückfüllung optimiert. Zudem wird das Übertragungsvermögen der Landtrasse unter Berücksichtigung der Windlastcharakteristik diskutiert. Neben dem Vergleich zwischen bipolaren Mehrphasensystemen und konventionellen Drehstromsystemen auf See wurden auch die zugehörigen Landkabelsysteme gegenübergestellt. Hier wird gezeigt, dass Mehrphasensysteme, wie auch in der Einleitung für Freileitungen geschildert werden, geringere äußere Magnetfelder besitzen. Hier können Trassenrestriktionen, die durch Grenzwerte entstehen, durch Anwendung bipolarer Technik umgangen werden. Für besonders niedrige Grenzwerte der magnetischen Induktion wird eine in beiden wechsellspannungsbasierten Systemen einsetzbare, in die Einleiterkabelkonstruktion integrierte Schirmungsmaßnahme vorgestellt, die höchste Schirmungsfaktoren auch bei Kabelanlagen großer räumlicher Ausdehnung ermöglicht.

In dieser Arbeit werden bipolare Mehrphasensysteme zum Anschluss von Offshore-Windparks, also als Punkt-zu-Punkt-Verbindung, diskutiert. Eine Erweiterung zu einem Netz, wie es in [63] an Land vorgeschlagen wird, kann auch offshore diskutiert werden. Ein bipolares Sechphasensystem, mit seinen hohen Übertragungsleistungen und verhältnismäßig geringer Anzahl an Kabeln, kann gut geeignet zur Schaffung eines solchen Offshore-Netzes sein. Die in [7] hergeleiteten Längsimpedanzbeläge dieses Systems führen zudem zu günstigen Betriebseigenschaften. Eine Verringerung der Betriebsfrequenz, etwa auf 16,7 Hz, wie es ebenfalls in [63] diskutiert wird, kann zur Reduktion der Übertragungsverluste und zu Steigerungen der übertragbaren Leistungen und der maximal überbrückbaren Entfernungen führen. Die günstigen Impedanzverhältnisse bipolarer Systeme in Kombination mit verringerter Betriebsfrequenz nähern die Systemcharakteristik der Gleichspannungsübertragung an, wobei aber hochspannungstechnische Probleme wie Raumladungsbildung in Kabeln oder komplexe Gleichspannungsschalter umgangen werden können.

Schrifttum

- [1] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA) – ENERGIESYSTEME UND ENERGIEDIENSTLEISTUNGEN / KONSORTIUM 50HERTZ TRANSMISSION / AMPRION / DEWI / ENBW TRANSPORTNETZE /EWI / FRAUNHOFER IWES / TENNET: *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick auf 2025*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- [2] BRAKELMANN, Heinrich ; JENSEN, Marten: Neues sechsphasiges Übertragungssystem für VPE-isolierte HVAC-See- und Landkabel hoher Übertragungsleistung. In: *Elektrizitätswirtschaft ew* 4 (2006), S. 34–43
- [3] EVENSET, Gunnar ; LARSEN, Jan-Erik ; KNUTSEN, Bjørn ; ET AL: Qualification, supply and installation of the world’s first 420 kV XLPE submarine cable system in Norway. In: *Jicable-conference, A.9.3*, 2007
- [4] KONSORTIUM DEWI, E.ON NETZ, EWI, RWE TRANSPORTNETZ STROM, VE TRANSMISSION: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 2005
- [5] BRAKELMANN, Heinrich ; BURGES, Karsten ; SCHÜTTE, Thorsten ; ET AL: Bipolar Transmission Systems with XLPE HVAC Submarine Cables. In: *6th Intern. Workshop on Large Scale integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Windfarms*, 2007, S. 165 – 169
- [6] BRAKELMANN, Heinrich ; JENSEN, Marten ; SCHÜTTE, Thorsten: Transformatorschaltungen und Redundanzen bipolarer HVAC-Übertragungssysteme. In: *Elektrizitätswirtschaft ew* 25-26 (2007), S. 68–73
- [7] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan ; DONG, Tao ; ET AL: *Innovative Konzepte für die Entwicklung der elektrischen Infrastruktur zur systemtechnischen Einbindung großer Kapazitäten erneuerbarer Energie*. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010

- [8] OEDING, Dietrich ; OSWALD, Bernd R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 6. Auflage. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2004
- [9] ENTSOE & EUROPACABLE: *Joint paper: Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines*. Dezember 2010
- [10] KVARTS, Thomas ; BAILLEUL, March ; JENSEN, Anders ; ET AL: 400 MW Grid Connection of the Anholt Offshore wind farm in a Single 220 kV Cable System. In: *10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, WIW11-265*, 2011
- [11] RASQUIN, Werner: *Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – Arbeitsblätter zur Vorlesung*. 4. Auflage. Duisburg : Vorlesungsscriptum an der Universität Duisburg, 2000
- [12] WORZYK, Thomas: *Submarine Power Cables, Design, Installation, Repair, Environmental Aspects*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag, 2009
- [13] NORMARK, Bo ; KOLDBY NIELSEN, Erik: Advanced power electronics for cable connection of offshore wind. In: *Copenhagen Offshore Wind 2005 conference*, 2005
- [14] PAN, Jiuping ; HOLMBERG, Per ; HAFNER, Ying-Jiang ; ET AL: AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery. In: *IEEE Energy2030 conference*, 2008
- [15] SPECOVIVUS, Joachim: *Grundkurs Leistungselektronik*. 3. Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2009
- [16] DODDS, S. ; RAILING, B. ; WORZYK, T. ; ET AL: HVDC VSC (HVDC light) transmission – operating experiences. In: *Cigré-Konferenz, B4.203*, 2010
- [17] ZHANG, Dongping ; LEDIODA, Thomas J. ; JUNG, Jochen ; ET AL: The first three 800 mW wind park grid connection projects with XLPE HVDC cables. In: *10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, WIW11-023*, 2010
- [18] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan: *Kapitel 15 in Wind power in power systems*. 2. Auflage. Chichester, Großbritannien : Editor Thomas Ackermann, Verlag John Wiley and Sons, 2012
- [19] STEWART, J.R. ; WILSON, D.D.: High phase order transmission – a feasibility

- analysis part 1 – steady state considerations. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS 97 No 6 (1978), S. 2300–2307
- [20] STEWART, J.R. ; WILSON, D.D.: High phase order transmission – a feasibility analysis part 2 – overvoltages and insulation requirements. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS 97 No 6 (1978), S. 2308–2317
- [21] STEWART, J. R. ; GRANT, I.S.: High phase order - ready for application. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS 101 No 6 (1982), S. 1757–1767
- [22] STEWART, J.R. ; HUDSON, T.L: 138 kV 12-phase as an alternative to 345 kV 3-phase. In: *IEEE conference Southeastcon '88*, 1988, S. 258–263
- [23] REBBAPRAGADA, R.V. ; BROWN, M. T. ; STEWART, J.R. ; ET AL: Design modification and layout of utility substations for six phase transmission. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 8 No 1 (1993), S. 24–30
- [24] BROWN, R. ; LANDERS, T. ; STEWART, J. ; ET AL: Six-phase successfully applied to utility transmission system. In: *Cigré-Konferenz-Konferenz*, 1998, S. 22/33/36–01
- [25] WOLFF, Ingo: *Grundlagen der Elektrotechnik*. 6. Auflage. Aachen : Verlagsbuchhandlung Nellissen-Wolff-GmbH, 1997
- [26] IEC: *IEC-Publikation 60-287: Electric cables- calculation of the current rating (100% load factor)*. Norm, 2005
- [27] BRAKELMANN, Heinrich: *Berechnungsverfahren der Energiekabeltechnik*. VDE-Verlag
- [28] BRAKELMANN, Heinrich: *Belastbarkeiten der Energiekabel – Berechnungsmethoden und Parameteranalysen*. Berlin und Offenbach : VDE-Verlag GmbH, 1985
- [29] ANDERS, George: *Rating of Electric Power Cables: Ampacity Computations for Transmission, Distribution, and Industrial Applications*. 1. Auflage. Berlin : McGraw-Hill Inc., 1997
- [30] BRAKELMANN, Heinrich ; DONG, Tao ; WASCHK, Volker: High voltage cables with a special sheat bonding system. In: *JiCable Konferenz, B.10.6*, 2011
- [31] DONG, Tao: *Modulares Analysesystem langer Kabelverbindungen*. Duisburg : An der Universität Duisburg-Essen, Abteilung Elektrotechnik als Dissertation vorgelegte Schrift, 2012
- [32] PHILIPPOW, Eugen: *Grundlagen der Elektrotechnik*. 10. Auflage. Berlin : Verlag Technik, 2000

- [33] ANDERS, George: *Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Environment*. 1. Auflage. Berlin : John Wiley and Sons, 2005
- [34] SYLVESTER, Peter ; FERRARI, Ronald: *Finite elements for electrical engineers*. 3. Auflage. Cambridge University Press, 1996
- [35] STAMMEN, Jörg: *Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen*. Dissertation an der Universität Duisburg-Essen : Shaker-Verlag, 2001
- [36] SCHWAB, Adolf: *Begriffswelt der Feldtheorie: Elektromagnetische Felder, Maxwell'sche Gleichungen, Gradient, Rotation, Divergenz: Praxisnahe, anschauliche Einführung*. 6. Auflage. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2002
- [37] NKT CABLES GMBH: *High Voltage Cable Systems - cables and accessories up to 550 kV*. Köln : Produktkatalog, 2010
- [38] NEXANS DEUTSCHLAND INDUSTRIES - ENERGY NETWORKS / ESP: *HS-Katalog - Höchstspannungskabel zur Energieübertragung, Garnituren, Installation und Engineering*. Mönchengladbach / Hannover : Produktkatalog, 2010
- [39] MATSUURA, K.: Calculation of the transmission capacity of long-distance EHV single-core submarine cable systems. In: *Generation, Transmission and Distribution, IEEE Proceedings* 128 , Issue 6 (1981), November, S. 351–359
- [40] BRAKELMANN, Heinrich: Loss determination of long three-phase high-voltage submarine cables. In: *European Transactions on Electrical Power* 13 Nummer 3 (2003), Mai, Juni, S. 193–197
- [41] ISELBORN, Klaus-Werner: *Reduzierung der Übertragungsverluste durch den Einsatz geschichteter Leiter für hohe Nennströme*. Dissertation an der Universität Kaiserslautern, 1984
- [42] ISELBORN, K. ; WEISS, P.: Kreiszyindrische Leiter mit verringerten Wirbelstromverlusten. In: *Archiv für Elektrotechnik, Springer-Verlag* 67 (1984), S. 303–308
- [43] BRÜGGMANN, Jan: *Numerische Untersuchungen zum elektromagnetischen und thermischen Verhalten von 110 kV-VPE-Stadtkabeln*. Diplomarbeit an der Universität Duisburg-Essen, 2007,
- [44] GAZZANA-PRIAROGGIA, P. ; ET AL: *Calculation of the continuous rating of single core, rigid type, compressed gas insulated cables in still air with no solar radiation*. Cigré Report of Working Group 21.12 „Compressed gas insulated cables“ of Study committee 21,

- [45] VERMEER, J.: A simple formula for the calculation of convective heat transfer between conductor and sheath in compressed gas insulated (CGI) cables. In: *Electra* 84 (—), S. 107 ff
- [46] STIGANT, S. A. ; FRANKLIN, A.C.: *The J&P Transformer Book - A practical technology of the power transformer*. 10. Auflage. London, Boston : Newnes-Butterworths & Co. Ltd, 1973
- [47] ANDÉ, Fritz: *Die Schaltung der Leistungstransformatoren*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag, 1959
- [48] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan: *Neue Leiterkonstruktionen für hohe Übertragungsströme*. Interne Studie, 2009,
- [49] PESCHKE, Egon ; OLSHAUSEN, Rainer von: *Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung: Entwicklung, Herstellung, Prüfung, Montage und Betrieb von Kabeln und deren Garnituren*. 1. Auflage. Publicis Publishing, 1998
- [50] RASQUIN, Werner: *Elektrische Energieübertragung - Arbeitsblätter zur Vorlesung*. 6. Auflage. Duisburg : Vorlesungsskriptum an der Universität Duisburg, 1995
- [51] NKT CABLES GMBH ; BRAKELMANN, Heinrich: *Interpretation der neuen CIGRE-Ausfallstatistik von VPE-Kabeln*, 2009
- [52] KADEN, Heinrich: *Wirbelströme und Schirmung in der Nachrichtentechnik*. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag, 2006
- [53] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan ; STAMMEN, Jörg: Bipolar Cable Systems and their Benefits in Bulk Power Transmission. In: *PowerGrid Europe Konferenz*, 2009
- [54] BREMNES, Jarle ; EVENSET, Gunnar ; STOLAN, R.: Power loss and inductance of steel armoured multi-core cables: comparison of IEC values with „2,5D“ FEA results and measurements theoretical considerations. In: *Cigré-Konferenz*, 2010, S. B1.116
- [55] PALMGREN, Danijela ; KARLSTRAND, Johan ; HENNING, Gunnar: Armour loss in three-core submarine XLPE cables. In: *Jicable-Konferenz*, 2011, S. A.7.3
- [56] BOSSE, Anika ; BRAKELMANN, Heinrich: Low-Loss Three-Core Submarine Cable with a Special Armour. In: *Cigré-Konferenz*, 2010, S. Beitrag zur Fragestellung B1-PS1-Q4

- [57] KÜPFMÜLLER, Karl ; MATHIS, Wolfgang ; REIBIGER, Albrecht: *Theoretische Elektrotechnik*. 18. Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag, 2008
- [58] VALOV, Boris: Transformers for offshore wind platforms: Expected problems and possible approaches. In: *8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, 2009, S. 574–578
- [59] ABB’S HIGH VOLTAGE CABLE UNIT IN SWEDEN: *Submarine and land power cables*. Schweden : Produktkatalog, Dokumentennummer ABB HVC 2GM5001-gb 3000 rev. 2006-04-10, 2006
- [60] OSWALD, Bernd: *380-kV-Salzburgleitung - Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu*. Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH, Wien, 2007
- [61] OSWALD, Bernd: *Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Hochspannungsnetz (Ganderkesee-St. Hülfe)*. Studie FORWIND, Osnabrück, 2005
- [62] BENZ, Thomas ; GÖRNER, Raphael: *Freileitungen und Erdkabel - Möglichkeiten der Stromübertragung mit Gleichstrom*. Vortrag beim Netzdialog der Bundesnetzagentur, Hannover, 2012
- [63] BRAKELMANN, Heinrich ; ERLICH, Istvan: *Technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050: Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaues*. Berlin : Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, 2010
- [64] DIETRICH, Jörg ; BRAKELMANN, Heinrich ; MAY, Hans-Peter ; ETAL: Verbesserte Stromtragfähigkeit - Hochwärmeleitfähiger Spezialbeton für den Kabelgraben. In: *Elektrizitätswirtschaft ew* Heft 14-15 (2009), S. 66–72
- [65] BRAKELMANN, Heinrich ; DIETRICH, Jörg ; MAY, Hans-Peter: A new backfill material with an extremely high thermal conductivity. In: *Jicable Konferenz*, 2011, S. p0060
- [66] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan ; STAMMEN, Jörg: Onshore Continuation of Bipolar Cable Systems for Bulk Wind Power Transmission. In: *8th Intern. Workshop on Large-Scale Integration of Windpower*, 2009
- [67] JARASS, Lorenz ; OBERMAIR, Gustav M. ; VOIGT, Wilfred: *Windenergie – Zu-*

- verlässige Integration in die Energieversorgung*. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2009
- [68] STIEBLER, Manfred: *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2008
- [69] RICHERT, Frank: *Auswertung langjähriger Windmessungen für die Nord- Und Ostsee - Interner Bericht*. interne Studie, GEO Gesellschaft für Energie und Oekologie mbH, 2003
- [70] BRAKELMANN, Heinrich: *Auswertung langjähriger Windmessungen / Kabelerwärmung*. 2004
- [71] BRAKELMANN, Heinrich ; RICHERT, Frank: Bemessung der Energiekabel zur Netz-anbindung von Offshore-Windfarmen. In: *Elektrizitätswirtschaft ew* Heft 4 (2004), S. 56–59
- [72] BRAKELMANN, Heinrich ; HOEFFELMANN, Jean: Optimization of HVAC cable twin systems with respect to current rating and EMF. In: *2nd Int. conference on ELF-EMF, Cigré*, 2009
- [73] *Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV)*. idF. v. 16. Dezember 1996
- [74] SALINAS, Ener ; HOEFFELMANN, Jean ; ET AL: *Cigré TF C4 04: Guidelines for mitigation techniques of power-frequency magnetic fields originated from electric power systems*. Cigré TF C4 04 Report,
- [75] BRAKELMANN, Heinrich: Magnetfeldreduktion durch Zusatzleiter in Energiekabeltrassen. In: *Elektrizitätswirtschaft ew* (1996)
- [76] BRAKELMANN, Heinrich: EMV-Maßnahmen für Drehstromeinleiterkabel. In: *Elektrizitätswirtschaft ew* (1995)
- [77] BRAKELMANN, Heinrich: Kompensationsleiter im Muffenbereich von Energiekabeln. In: *Bulletin SEV/VSE* (1998)
- [78] MAIOLI, Paolo ; ZACCONE, Ernesto: Passive loops technique for electromagnetic field mitigation: Applications and theoretical considerations. In: *Jicable-Konferenz*, 2007, S. A.8.4
- [79] BRAKELMANN, Heinrich: Optimisation of compensation conductor systems for ma-

- gnetic field mitigation. In: *7th International workshop on largescale integration of wind power*, 2008
- [80] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan ; WASCHK, Volker: SC-IES-cables-single-core cables with integrated electromagnetic shielding. In: *JiCable Konferenz, B.1.3*, 2011
- [81] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan ; WASCHK, Volker: SC-IES-cables-single-core cables with integrated electromagnetic shielding. In: *Cigré-Konferenz, Beitrag zur Fragestellung B1-PS2-Q1*, 2010
- [82] BIELEFELD, Daniel ; BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan ; ET AL: IES-cables: Power cables with Integrated Electromagnetic Shielding. In: *Cigré-Konferenz*, 2007, S. B1–305
- [83] BRAKELMANN, Heinrich ; BRÜGGMANN, Jan ; WASCHK, Volker: SC-IES cables: Single-core cables with Integrated Electromagnetic Shielding. In: *Jicable-Konferenz*, 2011, S. B1.3
- [84] BRAKELMANN, Heinrich ; WASCHK, Volker ; SMIT, Jacco ; ET AL: HVAC cables with ferromagnetic sheathings. In: *JiCable Konferenz, A.4.2*, 2011

Verwendete Formelzeichen und Abkürzungen

Die in dieser Arbeit verwendeten Formelzeichen sind im Folgenden aufgeführt. Auf die Nennung aller verwendeten Indizes und Hochindizes wird verzichtet.

Lateinische Formelzeichen

A	Fläche
B	magnetische Flußdichte / Induktion
C	elektrische Kapazität
c	Koeffizient
d	Durchmesser
f	Frequenz
f_L	Füllfaktor
H	magnetische Feldstärke
h	Legetiefe
k	Kosten
k_s	Faktor zur Unterdrückung der Stromverdrängung
I	Strom (Effektivwert)
\hat{i}	Strom (Scheitelwert)
L	Phase
l	Länge / Entfernung
m	Masse / Belastungsgrad
j	imaginäre Einheit $j = \sqrt{-1}$
P	Wirkleistung
p	In-pipe-Faktor
R	elektrischer Widerstand
R_m	magnetischer Widerstand
r	Radius
S	Scheinleistung
s	Abstand / Achsabstand
T	thermischer Widerstand

Schrifttum

Lateinische Formelzeichen - Fortsetzung

$\tan\delta$	dielektrische Verlustziffer
U	Spannung (Effektivwert)
\hat{u}	Spannung (Scheitelwert)
U_N	verkettete Spannung in dreiphasigen Systemen / Nennspannung
$U_{N,B}$	verkettete Bemessungsspannung in dreiphasigen Systemen
U_{LL}	Spannung zwischen zwei Phasen in mehrphasigen Systemen
U_0	Sternspannung mit Bezug zum Erdpotential
$U_{0,B}$	Bemessungsspannung mit Bezug zum Erdpotential
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
V	Volumen
Q	Blindleistung
x_s	Koeffizient
y_s	Stromverdrängungsfaktor
y_p	Näheeffektfaktor

Griechische Formelzeichen

α	elektrischer Temperaturkoeffizient
Δ	Präfix für Differenzen
ϵ	Permittivität
ϑ	Temperatur
κ	spezifische elektrische Leitfähigkeit
λ	spezifische Wärmeleitfähigkeit
λ_1	Schirm-/Mantelverlustfaktor
λ_2	Armierungsverlustfaktor
μ	Permeabilität
ν	Koeffizient
φ	Winkel
Φ_m	magnetischer Fluß
ω	Kreisfrequenz

Konstanten

e	Eulersche Zahl ($e \approx 2,718281$)
π	Kreiszahl ($\pi \approx 3,141592$)

Kennungen

\underline{A}	Größe in der komplexen Zahlenebene
A^*	Konjugiert komplexe Größe in der komplexen Zahlenebene
A'	Längenbezogene Größe
\mathbf{A}	Matrix
\vec{A}	Vektor
\hat{A}	Scheitelwert

Akronyme

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
D	Transformatorwicklung in Dreiecksschaltung
EOK	Erdoberkante
IES	Integrated Electromagnetic Shielding
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HVAC	High-Voltage Alternating Current
HVDC	High-Voltage Direct Current
PWM	Pulsweitenmodulation
RE	Rundleiter-Eindräftig
RM	Rundleiter-Mehrdräftig
RMS	Rundleiter-Mehrdräftig-Segmentiert
SC	Single-Core
SF	Schirmungsfaktor ($B_{\text{Schirmung}}/B_0$)
VL	Verbundleiter
VSC	Voltage-Source-Converter
VPE	vernetztes Polyethylen
Y	Transformatorwicklung in Sternschaltung