

**Studie:**

# **Machbarkeit von Verkabelungen für die Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Bürs - Staatsgrenze**

**Auftraggeber:  
Illwerke vkW AG, Bregenz (2023)**

**Prof. Dr.-Ing. habil.  
Heinrich Brakelmann**

Rheinberg, im Juni 2023

# **Machbarkeit von Verkabelungen für die Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Bürs - Staatsgrenze**

## **Inhaltsverzeichnis**

	Seite
0. Kurzfassung	4
1. Problemstellung	7
2. Parameter der geplanten Freileitung und Anforderungen an eine Verkabelung	8
2.1 Bestehende Freileitung	8
2.1.1 Aufbau	8
2.1.2 Parameter	11
2.2 Parameter der geplanten Freileitung	11
2.3 Anforderungen an eine Verkabelung	12
3. Mögliche Kabelkonstruktionen und Anordnungen bei Verkabelungen	13
3.1 Kabeltechnik	13
3.1.1 Fertigung	14
3.1.2 Verbindungsmuffen und Garnituren	14
3.1.3 Alterung	15
3.1.4 Elektrisches Verhalten	16
3.1.5 Prüfungen von Höchstspannungskabelsystemen	18
3.1.6 Muffenbereiche	20
3.1.7 Schirmbehandlung	21
3.1.8 Überspannungsschutz bei Teilverkabelungen	22
3.1.9 Monitoringsystem zur Überwachung der Leitertemperatur	23
3.1.10 Legeverfahren und Legeanordnungen	24
4. Wirkfaktoren von Freileitungs- und Erdkabelsystemen	28
4.1 Einwirkungen auf das Leitungssystem durch die Umgebung	28
4.2 Auswirkungen des Leitungssystems auf die Umgebung	29
4.3 Elektrische und magnetische Felder	32
5. Mögliche Auslegungen der Kabelanlage	33
5.1 Betriebliche Aspekte der Kabel	33
5.2 Berechnungsverfahren und Parameter	34
5.3 Realisierung mit zwei Kabelsystemen	36
5.4 Realisierung mit drei Kabelsystemen	38
5.5 Realisierung mit vier Kabelsystemen	39
5.5.1 Einebenen-Anordnung	41
5.5.2 Dreiecks-Anordnung	44
5.5.3 Vertikale Anordnung	46
5.5.4 Aufteilung in zwei Kabelgräben	47
5.5.5 Größere Grabentiefen und Bohrverfahren bei Unterquerung von Infrastrukturen	49
5.6 Kabelanlagen mit Reservekabeln	54

5.7	Versuch der Realisierung einer städtischen Trasse mit sechs Kabelsystemen	57
5.7.1	Platzbedarf der Trasse in der Bauphase	58
5.7.2	Platzbedarf für die Verbindungsmuffen	60
6.	Übergangsfelder	62
7.	Elektromagnetische Felder	66
7.1	Mögliche Maßnahmen zur Magnetfeldreduzierung	67
7.2	Magnetfelder der diskutierten Anordnungen	70
8.	Zuverlässigkeit	73
8.1	Ausfallstatistik	73
8.2	Nichtverfügbarkeit eines Kabelsystems	75
8.3	Nichtverfügbarkeit eines Kabel-Doppelsystems	75
8.4	Nichtverfügbarkeit von zwei Kabel-Doppelsystemen (Anordnung 1)	76
8.5	Nichtverfügbarkeit von zwei Kabel-Dreifachsystemen (Anordnung 2)	76
8.6	Nichtverfügbarkeit eines Kabel-Doppelsystems mit einem Reservekabel	77
8.7	Nichtverfügbarkeit von zwei Kabel-Doppelsystemen mit zwei Reservekabeln	78
8.8	Konsequenzen des Einsatzes von Reservekabeln	79
9.	Kosten	80
9.1	Verluste	83
9.2	Gesamtkosten	84
9.3	Grobabschätzung der Investitionskosten einer Vollverkabelung	86
10.	Folgerungen	89
11.	Schrifttum	93

## 0. Kurzfassung

Die illwerke vkw AG, Bregenz (iva) planen zur Zeit, die 70,9 km lange, fast 100 Jahre alte 220-kV-Freileitung zwischen der Umspannanlage Bürs (UAB) und der Staatsgrenze nach Deutschland im Rahmen einer Generalerneuerung zu ersetzen. Die Freileitung verläuft teilweise durch bebauten Gebiet. Einige Masten befinden sich in Schutzgebieten wie Wasserschutzgebieten, Natura 2000, in Biotopen, Großraumbiotopen oder Naturschutzgebieten. Generell verläuft die Leitung durch topografisch vielfältiges Gebiet wie Vorgebirge, Pfänderhang, Wald- und Wiesen, aber auch durch das dicht besiedelte Rheintal und den Walgau sowie durch Ortschaften mit Bebauung im unmittelbaren Nahbereich der Leitung. Um auf spätere Fragen und Anregungen betroffener Bevölkerungsteile kompetent eingehen zu können, wird in der vorliegenden Studie untersucht, inwieweit eine Verkabelung der Freileitung (vollständig oder als Teilverkabelung) unter technischen, betrieblichen, ökologischen und ökonomischen Aspekten realisierbar ist.

Vom Anlagenbetreiber werden einige Randbedingungen für eine trassengleiche Verkabelung vorgegeben, deren wesentliche Anforderungen im Hinblick auf die Dimensionierung der Kabel die maximalen Dauerlast-Lastströme von  $2 \times 2.400 \text{ A}$  und  $1 \times 4000 \text{ A}$  sind. Der Einsatz als Kraftwerksdirektleitung erfordert zudem eine größtmögliche Verfügbarkeit, da die Leitung mit den angeschlossenen Pumpspeicherwerken für Schwarzstartfall und Netzwiederaufbau eine immense Wichtigkeit für das europäische Verbundnetz besitzt. Anordnungen mit zusätzlichen Schaltgeräten werden daher wegen mangelnder Erprobung solcher Kabelanlagen und des erhöhten Betriebs- und Wartungsaufwands ausgeschlossen. Eine bestehende Erprobung der Kabelanlage im Zuge einer Kraftwerksdirektleitung wird erwartet.

Vom Verfasser werden eine Vielzahl von Kabelanordnungen untersucht, von denen wegen der hohen Belastbarkeitsanforderungen aber nur zwei infrage kommen. Dies ist als „Anordnung 1“ (vgl. Abb. 5.7 und Tabelle 5.3) eine Realisierung mit zwei Kabel-Doppelsystemen in weiter Eibenenanordnung bei extrem großen  $3500 \text{ mm}^2$ -Kupferleitern, die aber mit einer in der Bauphase benötigten Trassenbreite von etwa 21 m keine Durchquerung von Ortschaften erlaubt. Alternativ wurde für Ortsdurchquerungen eine „Anordnung 2“ (vgl. Abb. 5.25 und Abb. 5.26) mit sechs Kabelsystemen und besonders schmaler Grabengeometrie untersucht. Diese erfüllt zwar die Anforderungen der Strombelastbarkeit, aber Probleme des Platzbedarfs mit einer Bauphasen-Breite von ca. 10 m stellen die Realisierbarkeit stark infrage. Diese Anordnung setzt zudem voraus, dass bestehende Leitungen wie Wasser, Abwasser, Stromversorgung, Telekommunikation usw. im Vorfeld aus der Kabeltrasse entfernt bzw. verlegt werden, was mit erheblichem Kosten- und zusätzlichem Zeitaufwand verbunden ist.

Fazit ist, dass schon unter dem Aspekt des Platzbedarfs der Kabeltrasse, aber auch der aufwendigen Muffengruben oder –kammern eine Durchquerung von Ortschaften in der bestehenden Freileitungstrasse auch mit dieser Variante in vielen Fällen nicht möglich sein wird.

Mögliche Anordnungen bei notwendigen Unterquerungen großer Infrastrukturen wie Autobahnen, Bahngleisen, Flüssen etc. müssen fallweise diskutiert werden. Die vergrößerten Legetiefen solcher Querungen erfordern oft ein Auffächern der Rohranordnung mit vergrößerten Kabelabständen, so dass die Trassenbreite sogar die Breite des Freileitungsschutzstreifens überschreiten kann. Neben der Problematik erhöhter Magnetfelder müssen geeignete Stellen zur Querung gefunden werden, was wiederum ein Verlassen der bestehenden Trasse bedeuten kann.

Ein einfaches Wettermonitoring (im aktuellen Freileitungsprojekt laut Auftraggeber nicht vorgesehen) erlaubt es bei der Freileitung in vielen Phasen des Jahres, stark erhöhte

Strombelastbarkeiten zuzulassen. Diese Möglichkeit ist bei Kabeln praktisch nicht – oder nur in ganz geringem Umfang – gegeben.

Es wurden mögliche Beeinträchtigungen entlang der Trasse bei Freileitungen und Kabeln diskutiert. Bei den Freileitungen ist diese Problematik hinlänglich bekannt und in vielen Publikationen und Gutachten beschrieben, vergl. hierzu z.B. [12, 15, 16, 28, 33]. Bei den Kabeln ist der Eingriff in den Boden erheblich, und es stellt sich daher die Frage, ob in den zu durchquerenden Naturschutzgebieten eine Kabeltrasse zugelassen werden kann. Im Fall einer Teilverkabelung weisen die Übergangsbauwerke großen Platzbedarf auf und stellen in ihrem Umfeld eine erhebliche optische Beeinträchtigung dar. Eine eigene durch einen entsprechenden Fachgutachter anzufertigende ökologische Betrachtung der Auswirkung der hier diskutierten Verkabelungsanordnungen auf die relevanten Schutzgüter im Vergleich zur geplanten Generalerneuerung der Freileitung würde Abhilfe schaffen, um ein vollständiges Bild zu erhalten, welches über die technischen, ökonomischen und betrieblichen Aspekte hinausgeht.

Das Magnetfeld der neuen Freileitung wird mit maximal 35  $\mu\text{T}$  in 1,0 m Höhe im Regelspannungsfeld geringer sein als bei der jetzigen Freileitung. Die gesetzlichen Grenzwerte für die magnetische und die elektrische Feldstärke werden überall sicher eingehalten. Die Kabelanordnung 1 erreicht direkt über dem Kabelgraben spürbare höhere magnetische Induktionen als die Freileitung. Spürbare Reduktionen können hier durch oberhalb der Kabel verlegte Kompensationsleiter erreicht werden. In allen betrachteten Fällen nehmen die Magnetfelder seitlich neben dem Kabelgraben sehr rasch ab und unterschreiten schon in z.B. 5 m Abstand neben der Trasse Werte von 10  $\mu\text{T}$ . Bei der vertikal ausgerichteten Anordnung 2 beträgt die maximale magnetische Induktion direkt über den Kabeln nur 17  $\mu\text{T}$  und unterschreitet in 5 m Abstand neben der Trasse einen Wert von 3  $\mu\text{T}$ .

Die Ausfallstatistik zeigt, dass die Nichtverfügbarkeit der Anordnung 1 um einen Faktor von mehr als 12500 höher ist als beim Freileitungs-Doppelsystem. Bei der Anordnung 2 liegt dieser Faktor bei mehr als 28.000. Allerdings liegt der statistische Zeitabstand zu einem Totalausfall in der Größenordnung mehrerer 1000 Jahre. Eine erheblich verbesserte Verfügbarkeit könnte mit Reservekabeln erzielt werden, die allerdings wegen der zusätzlich erforderlichen Netzelemente wie Wandler, Trennschalter u.a., des komplizierteren Netzschutzes, und des zusätzlichen Platzbedarfs des Kabelgrabens und der Übergangsfelder verworfen werden.

Der Kostenvergleich der beiden Kabelanordnungen 1 und 2 für eine 6 km lange Verbindung ergeben sich zusätzliche Investitionskosten von etwa 56...87 Mio. € bzw. Investitionskostenfaktoren zwischen 4,3 und 6,2 sowie Vollkostenfaktoren zwischen 3,4 und 4,8. Die über 40 Jahre kapitalisierten Verlustkosten der Freileitung liegen etwa doppelt so hoch wie diejenigen der Kabel, haben allerdings nur sehr geringen Anteil an den Gesamtkosten. Bei Verallgemeinerungen ist zu beachten, dass ab einer gewissen Gesamtlänge (z.B. > 50 km) der Verkabelung eine Blindstromkompensation mit (stark verlustbehafteten) Kompensationsspulen vorgenommen werden muss, wodurch die Energiebilanz der Kabelanlage erheblich verschlechtert wird.

Der Vollständigkeit halber wurde eine grobe Abschätzung der Investitionskosten einer Vollverkabelung der rd. 71 km langen Trasse und ein Vergleich mit der generalerneuten Freileitungstrasse vorgenommen. Aus dieser folgen (grob geschätzte) Gesamtkosten für die Errichtung von rd. 1.433 Mio. € und für die Generalerneuerung der Freileitung von 199 Mio. € und damit ein Investitionskostenverhältnis von rd. 7,3. Damit sind aber nur die reinen Errichtungskosten miteinander verglichen. Die Kosten für Rückbau der Freileitung, Grundablösen, Projektmanagement usw. müssen sowohl beim Freileitungsprojekt als auch beim Kabelprojekt noch hinzugerechnet werden.

Die Betrachtung der Gesamtkosten der Vollverkabelung führt bei der Freileitung zu einer Summe von 397 Mio. € und bei der Vollverkabelung von 2642 Mio. €. Der Kostenfaktor für die Gesamtinvestition liegt damit bei 6,65.

Hinsichtlich des Zeitaufwandes ist davon auszugehen, dass die Realisierung der Verkabelung wegen der aufwendigen Erdarbeiten und der Kabelmontage (Muffen) spürbar länger dauern wird als die Generalerneuerung der Freileitung, die bei etwa zwei Jahren erwartet wird. Die tatsächliche erforderliche Dauer wird davon abhängen, wie viele Bau- und Montagetrupps eingesetzt werden können. Für jede betroffene Straße wird mit einer monatelangen einseitigen oder sogar vollständigen Sperrung für den Durchgangsverkehr zu rechnen sein.

Als Fazit bleibt, dass bei der vorliegenden Trasse und mit den gegebenen, hohen Leistungs- und Verfügbarkeitsanforderungen Verkabelungen extrem problematisch sein werden und Durchquerungen von Ortschaften in der bestehenden Trasse in den meisten Fällen schon unter dem Aspekt des Platzbedarfs kaum möglich sein werden.

Für beide aus Sicht der Stromtragfähigkeit angeführten Anordnungen existieren keine Referenzprojekte für den Einsatz als Kraftwerksdirektleitung, so dass auch keine Erfahrungswerte aus dem Einsatz als Kraftwerksdirektleitungen vorliegen.

Insgesamt muss festgehalten werden, dass eine Verkabelung der Freileitung auf der bestehenden Trasse unter den gegebenen Randbedingungen und den vom Anlagenbetreiber hieraus abgeleiteten Anlagenparametern und gefordertem Stand der Technik nicht möglich ist bzw. dass es im Rahmen dieser Studie nicht möglich war, eine den Anforderungen entsprechende Anordnung zu finden. Eine Generalerneuerung der Freileitung ist daher für die gegebenen Anforderungen unter technischen, betrieblichen und ökonomischen Aspekten die beste verfügbare bzw. realisierbare Lösung.

## 1. Problemstellung

Die Illwerke vkw AG, Bregenz (iva) planen zur Zeit, die 220-kV-Freileitung zwischen UW Bürs und der Staatsgrenze nach Deutschland im Rahmen einer Generalerneuerung zu ersetzen. Die 70,9 km lange Leitung (Abb. 1.1) ist seit 1928 seit fast 100 Jahren in Betrieb und hat damit das Ende ihrer Lebensdauer erreicht. Die Leitung besteht aus 259 Masten und trägt die Stromkreise Bludenz West und Dellmensingen Ost mit einem Abzweig auf beiden Stromkreisen als Stich in das UW Werben. Auf deutscher Seite verläuft der Stromkreis Dellmensingen Ost weiter in das UW Vöhringen. Der Stromkreis Bludenz West verzweigt sich in das UW Tiengen und das UW Hoheneck. Es handelt sich um eine Kraftwerksdirektleitung der Kraftwerksgruppe Obere Ill/Lünersee mit einer ab 2035 zu erwartenden Turbinenleistung von 3600 MW und 2500 MW Pumpleistung. Über diese Leitung wird Erzeugungsleistung aus Pumpspeicherung zum Übertragungsnetz geführt und dort eingespeist.

Die Freileitung verläuft teilweise durch bebautes Gebiet (Wohngebiete, Industriegebiete etc.). Einige Masten befinden sich in Schutzgebieten wie Natura 2000, in Biotopen, Großraumbiotopen oder Naturschutzgebieten. Im Rahmen der vorliegenden Studie soll untersucht werden, inwieweit Verkabelungen unter technischen, ökologischen und ökonomischen Aspekten realisierbar sind.

Im Folgenden werden hierzu zunächst die Parameter von Freileitungen, insbesondere der bestehenden und der geplanten Freileitung, beschrieben. Danach werden Informationen zu den Eigenschaften von Höchstspannungskabelanlagen sowie deren Möglichkeiten und Probleme zusammengestellt. In den sich anschließenden Abschnitten werden dann zunächst kabeltechnische und bautechnische Realisierungsmöglichkeiten der Kabeltrassen und der Übergangsbauwerke diskutiert. Aus diesen sich ergebende Aspekte wie beispielsweise Umweltbeeinträchtigungen, Trassenbreiten, Magnetfelder, Zuverlässigkeiten und Kosten sind Gegenstand weiterer Abschnitte.



Abb. 1.1: Verlauf der Leitung durch Vorarlberg (Quelle: iva)

## **2. Parameter der geplanten Freileitung und Anforderungen an eine Verkabelung**

Im vorliegenden Abschnitt soll keine ausführliche Beschreibung der Freileitungstechnik vorgenommen werden: für einen ersten Überblick hierzu sei z.B. auf [1, 2, 3] verwiesen. Es sollen nur die für das Projekt wesentlichen Aspekte mit einer kurzen Beschreibung der bestehenden Freileitung und der geplanten Instandhaltungsmaßnahme per Generalerneuerung beschrieben werden. Hierzu werden die vom Leitungsbetreiber abgeleiteten Anforderungen einer Verkabelung zusammengestellt.

### **2.1 Bestehende Freileitung**

Es werden also nur einige wesentliche Zusammenhänge allgemein und mit Hinweis auf die Projektdaten diskutiert. Dazu ist zu beachten, dass sich bei Abfassung der Studie die Freileitungsmaßnahme in der Planungsphase befand, so dass noch keine endgültigen Parameter vorliegen. Die wesentlichen Parameter sind allerdings zum Zeitpunkt der Abfassung dieser Studie bereits fixiert.

#### **2.1.1 Aufbau**

Im deutschsprachigen Raum sind auch auf der 220-kV-Ebene Doppelleitungssysteme üblich, beispielsweise mit Tonnenmastbild, wie in Abb. 2.1 für die geplante Leitung gezeigt. Je nach Wahl des Aluminium-Seilquerschnitts und der Seilanzahl im Bündelleiter lassen sich so Leistungen von mehr als 1400 MVA pro System übertragen.

Die Mastabmessungen liegen bei 21 m bis 40 m Höhe und 12 m bis 20 m Breite, der erforderliche Freileitungsschutzstreifen, in dem mittig der Mast steht, hat eine Breite von beidseitig rund 21 m.

Das Tonnen-Mastbild der bestehenden Freileitung ist weiter unten in der Abb. 2.4 wiedergegeben. Während die bestehende Freileitung je Phase ein Einfachseil Al/Stalum 1288/183 mit einem thermischen Grenzstrom von 1865 A aufweist, werden für den Neubau Viererbündel mit vier Teilleitern vorgesehen, die elektrisch parallelgeschaltet und durch Abstandshalter fixiert sind, siehe Abb. 2.2 und 2.3. Diese Bündelleiter haben zusammen den 4-fachen Querschnitt eines Einzelleiters und eine geringere elektrische Randfeldstärke, wodurch zum einen die Stromwärmeverluste reduziert und zum anderen die mit Geräuschen verbundenen Koronaerscheinungen (Vorentladungen) vermindert werden.

Bei der geplanten Leitung wird auf den Mastspitzen ein Erdseil und ein zweites auf der unteren Traverse mitgeführt, das den direkten Blitzeinschlag in die Freileitung verhindern soll und die Erdungsverhältnisse der Masten verbessert. Zur Signalübertragung von Schutz- und Meßsystemen werden oft Luftkabel vorgesehen.



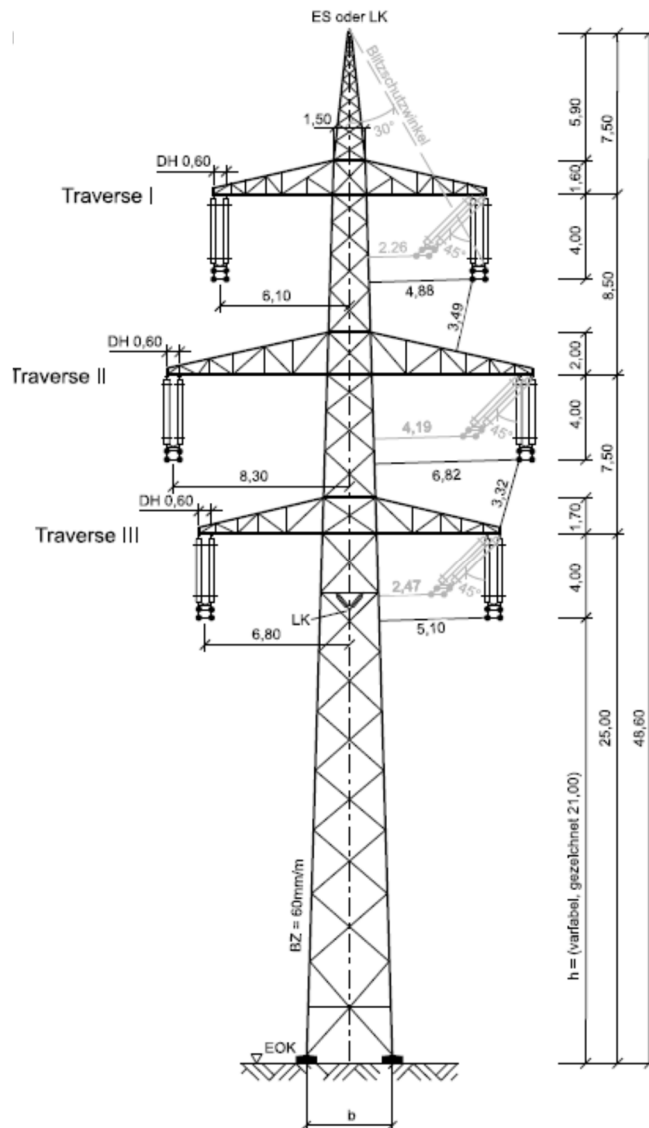


Abb. 2.1: Freileitungsmast für Drehstrom-Höchstspannungsübertragung  
Tonnenmast am Beispiel der geplanten Leitung (Viererbündel 2x3x4 565-AL1/72ST1A)

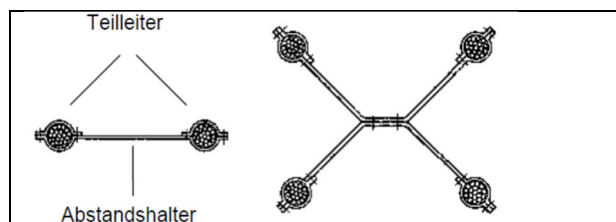


Abb. 2.2:

Aufbau von 2-er Bündelleitern und  
4-er Bündelleitern



Abb. 2.3:

Aufbau eines Stahl-Aluminium-Freileitungs-  
Verbundseiles

Die mittleren Mastabstände der 220-kV-Hochstspannungs-Freileitungen liegen bei etwa 200...400 m. In diesen Abständen müssen die Masten gegründet, d.h. mit Fundamenten im Erdreich befestigt werden. Dabei nimmt der Mastfuß eine Fläche von etwa 4 m x 4 m in Anspruch. Zwischen zwei Masten folgt der Durchhang der Leiter bzw. der Leiterbündel einer Kettenlinie und ist in der Spannfeldmitte am größten. Er ist dort begrenzt auf eine minimale Höhe der Leiter über dem Erdboden, die für den geplanten Neubau aus Emissionsschutzgründen auf mindestens 10 m festgelegt ist.

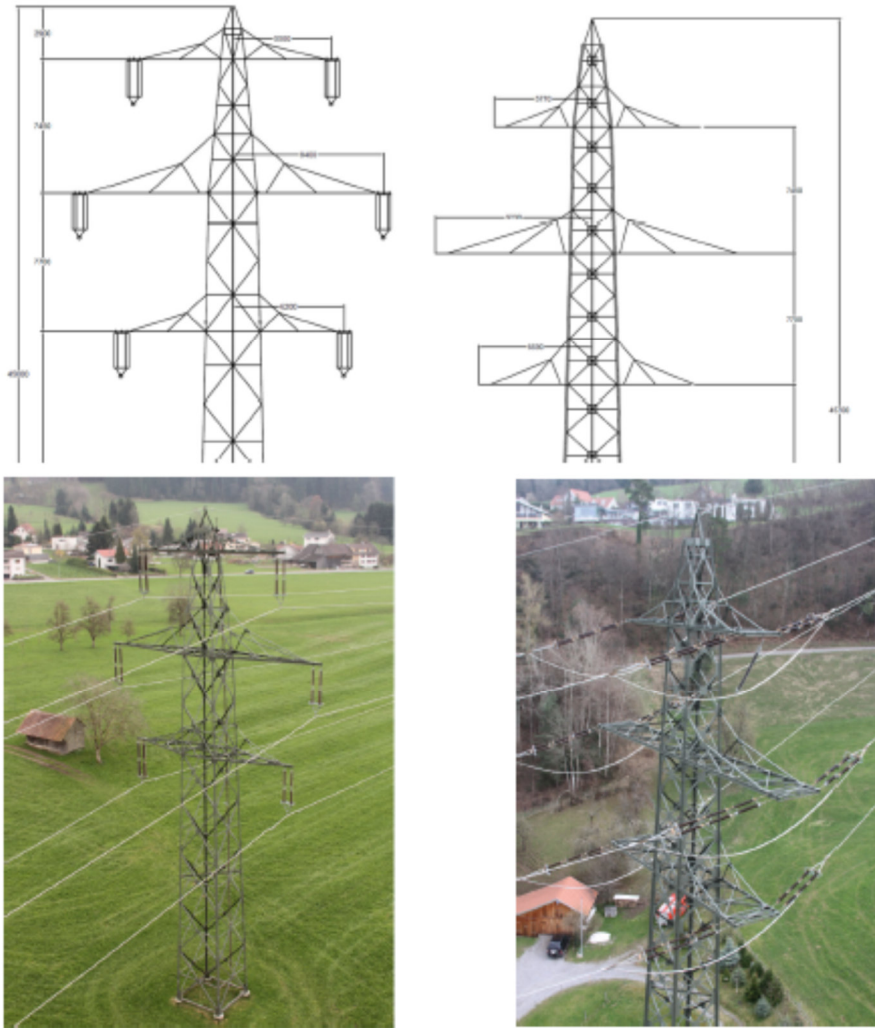


Abb. 2.4: Mastbilder der bestehenden Leitung: links: Tragmast, rechts: Abspannmast  
Quelle: iva

### 2.1.2 Parameter

In der Tabelle 2.1 sind einige Parameter der inzwischen seit rd. 100 Jahren in Betrieb befindlichen Freileitung zusammengestellt.

<b>220-kV-Freileitung Bürs-Staatsgrenze; bestehende Übertragungsanlage</b>	
Anzahl Phasen	3
Anzahl Stromkreis	2
Mastbild	Tonnenmast
Beseilung	Al/Stalum 1288/183
Anzahl Seile je Phase	1
Schutzstreifen	21 m rechts und links der Leitungsachse
Minimaler Bodenabstand	7 m
thermischer Grenzstrom je Phase	1865 A
thermische Grenzleistung je Stromkreis bei 240 kV	775 MVA
maximale magnetische Induktion in 1 m Höhe im Regelspannfeld ( $h_{\min} = 7$ m)	45,0 $\mu$ T
maximale elektrische Feldstärke in 1 m Höhe im Regelspannfeld ( $h_{\min} = 7$ m)	4,9 kV/m
Coronaschall	< 36,1 dB(A)

Tab. 2.1 Parameter der bestehenden Freileitung; Quelle: iva

Die Freileitung verläuft teilweise durch bebautes Gebiet (durch 20 Standortgemeinden, Industriegebiete etc.). Einige Maste befinden sich in Schutzgebieten wie Natura 2000, in Biotopen, Großraumbiotopen oder Naturschutzgebieten. In den nachfolgenden Kapiteln soll daher untersucht werden, inwieweit Verkabelungen in Teilbereichen realisierbar sind.

### 2.2 Parameter der geplanten Freileitung

Die Übertragungsanlage befindet sich zur Zeit der Erstellung dieser Studie noch in der Planungsphase, so dass genaue technische Daten teilweise noch in einer Detailplanung festgelegt werden können. Aktuell werden die Parameter nach Tab. 2.2 in Betracht gezogen.

<b>220-kV-Freileitung Bürs-Staatsgrenze; geplante Übertragungsanlage</b>	
Anzahl Phasen	3
Anzahl Stromkreis	2
Mastbild	Tonnenmastbild
Beseilung	Al/St 565/72
Anzahl Seile je Phase	4 (Vierfachbündel)
Schutzstreifen	21 m rechts und links der Leitungsachse
minimaler Bodenabstand im Regelspannfeld	11 m
thermischer Grenzstrom je Phase	4200 A
thermische Grenzleistung je Phase	1745 MVA
gesicherter (n-1)-Strom	1x4000 A
maximaler Strom im Normalbetrieb	2x2400 A
thermische Grenzleistung je Stromkreis bei 240 kV	1745 MVA
maximale Übertragungsleistung im Normalbetrieb	2x1047 MVA
maximale magnetische Induktion in 1 m Höhe im Regelspannfeld ( $h_{\min} = 11$ m)	rd. 35 $\mu$ T
maximale elektrische Feldstärke in 1 m Höhe im Regelspannfeld ( $h_{\min} = 11$ m)	3,5...3,8 kV/m
Coronaschall	< 35 dB(A) (wird geringer wg. 4er-Bündel)

Tab. 2.2 Parameter der geplanten Freileitung; Quelle: iva

Mit den geplanten Dimensionen des Neubaus (Tonnenmastbild mit Isolator-Doppelketten, vergl. Abb. 2.1) gilt daher nach Untersuchungen von iva:

- Die elektrische Feldstärke in Bodennähe wird in vergleichbarer Größenordnung liegen wie bisher.
- Da die maximalen Ströme um rd. 29 % höher liegen werden, sollen die Bodenabstände entsprechend vergrößert werden, um nicht nur den gesetzlichen Grenzwert einzuhalten, sondern auch bei der bisherigen Größe des Magnetfeldes zu bleiben.
- Corona-Schall: Der Corona-Schall (durch elektrische Entladungen an den Seiloberflächen) wird durch die eingesetzten Vierer-Bündel und die vergrößerten Bodenabstände erheblich verringert werden.
- Der Generalerneuerung erfolgt trassen- und maststandortgleich. Die Fundamentaustrittsmaße werden nicht größer.

Dies bedeutet, dass die geplante Freileitung im Normalbetrieb einen Höchststrom von 2x2400 A und im (n-1)-Fall, d.h. bei Ausfall eines Systems, noch 1x4000 A übertragen kann. Gegenüber der bestehenden Leitung bedeutet dies eine Erhöhung der maximalen Übertragungsleistung im Normalbetrieb um rd. 29 %. Der dadurch bedingten Vergrößerung des Magnetfeldes soll durch eine entsprechende Vergrößerung der Mast- und Bündelhöhen über dem Erdboden begegnet werden. Durch Abstandsvergrößerungen und optimale Phasenlage der Leiterströme wird das Emissionsverhalten optimiert. Der Querschnitt der Al/St-Einzelleiter wird etwa bei 565/72 liegen.

## 2.3 Anforderungen an eine Verkabelung

Auf der Basis der oben zusammengestellten Parameter werden vom Anlagenbetreiber die folgenden Randbedingungen für eine Verkabelung vorgegeben.

Die wesentlichen Anforderungen im Hinblick auf die Dimensionierung der Kabeltrassen sind die maximalen Lastströme von 2x2400 A und 1x4000 A. Da es sich um eine Kraftwerkdirektleitung handelt, wird hierbei ein Belastungsgrad von  $m = 1,0$ , also sogenannte Dauerlast, vorausgesetzt.

	<b>Randbedingungen</b>
1.	Die technischen Daten der Freileitung sind ebenfalls für eine Verkabelung heranzuziehen. Durch die Verkabelung darf es zu keinen betrieblichen Einschränkungen im Vergleich zur Freileitungslösung kommen.
2.	Nach 1. ist ein maximaler Betriebsstrom von 2x2.400 A sowie ein (n-1)-Strom von 1x4000 A zu übertragen.
3.	Die Ströme nach 2. sind als Dauerlasten aufzufassen.
4.	Bei einer Verkabelung soll es zu keinen höheren Magnetfeldern als bei der bestehenden Freileitung kommen, was auch für die Generalerneuerung durch Freileitungen gilt.
5.	Die Verkabelung muss dem Stand der Technik entsprechen, d.h. Errichtung und Betrieb müssen erprobt und erwiesen sein. Auch ihre erfolgreiche Verwendung als Kraftwerkdirektleitung muss nachgewiesen sein.
6.	Der Generalerneuerung erfolgt trassengleich. Eine Verkabelung muss so geplant werden, dass sie auf der bestehenden Trasse verlaufen kann.
7.	Anordnungen mit zusätzlichen Schaltgeräten/Schaltanlagen scheiden unter betrieblichen Aspekten und wegen fehlender Erprobung aus.
8.	Eine Verkabelung muss in einem angemessenen Zeit- und Kostenrahmen im Vergleich zur Freileitungslösung umsetzbar sein.

Tab. 2.3: Vorgegebene Randbedingungen für eine Verkabelung; Quelle: iva

### 3. Mögliche Kabelkonstruktionen und Anordnungen bei Verkabelungen

Nachfolgend soll zunächst ein Überblick über den Stand der Kabeltechnik gegeben werden, um dann konkrete Realisierungsmöglichkeiten aufzuzeigen und detailliert zu diskutieren.

#### 3.1 Kabeltechnik

Entwicklung und Betriebseinsatz kunststoffisolierter Hoch- und Höchstspannungskabel für die Drehstromübertragung haben in den vergangenen Jahrzehnten dazu geführt, dass heute VPE-Kabel (VPE = vernetztes Polyäthylen, engl. XLPE) mit Betriebsspannungen bis zu 550 kV zur Verfügung stehen, die sich durch hohe Zuverlässigkeit auszeichnen.

Abb. 3.1 zeigt ein Kabel eines Drehstrom-Kabelsystems, in dem das elektrische Feld innerhalb der Wanddicke der elektrischen Isolierung, bei 220 kV von etwa 22...24 mm, beherrscht wird. Die meist aus Einzeldrähten verseilten Kupfer- oder Aluminiumleiter werden zur Unterdrückung der Stromverdrängung (Skinneffekt und Proximityeffekt) ab einem Kupferleiterquerschnitt von etwa 800...1.000 mm<sup>2</sup> als Segmentleiter ausgeführt, bei Aluminiumleitern erst ab etwa 1.600...2.000 mm<sup>2</sup>. Aluminiumleiter können bis zu einem Querschnitt von 2.000 mm<sup>2</sup> auch eindrähtig (d.h. massiv) hergestellt werden. Eine längsgeschweißte Aluminiumfolie unterhalb des PE-Außenmantels (Schichtenmantel) verhindert das Eindringen von Wasser oder Wasserdampf in die elektrische Isolierung.



Abb. 3.1: VPE-isoliertes Einleiterkabel (Quelle: Nexans)

Solche Kabel werden standardmäßig mit Leiterquerschnitten (Kupfer oder Aluminium) bis zu 2.500 mm<sup>2</sup> ausgelegt. Inzwischen wurden jedoch weitaus größere Leiterquerschnitte, zur Zeit in Europa bis zu 3500 mm<sup>2</sup> Kupferleiter und bis zu 4000 mm<sup>2</sup> Aluminiumleiter, die aufgrund

isolierter Einzeldrähte besonders verlustarm sind. So sind beispielsweise im Amsterdamer Südring bereits 380-kV-Einleiterkabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von  $3.500 \text{ mm}^2$  bei Lieferlängen von mehr als 1.400 m installiert worden. Eine 380-kV-Kabelanlage mit verlustarmen  $3.500 \text{ mm}^2$ -Kupferleitern ist im europäischen Ausland derzeit in der Ausführungsplanung. Nach Informationen des Autors bieten zur Zeit mindestens drei europäische Kabelhersteller solche (bereits zertifizierten) Kabel an. Zwecks Kostenoptimierung wird bei der Auslegung der Kabeltrassen in zunehmendem Maße eine Ausführung der Kabel mit kostengünstigen Aluminiumleitern vorgenommen.

### 3.1.1 Fertigung

An die elektrische Isolierung solcher Kabel sind höchste Ansprüche zu stellen: Die Isolation der Leiter gegen Erdpotential, die bei 220-kV-Freileitungen mit Hilfe des Isoliermittels Luft bei Abständen von mehreren Metern erfolgt, wird hier über eine Isolierwanddicke von nur etwa 23 mm sichergestellt. Entsprechend sensibel ist die Fertigung, bei der unter Reinraumbedingungen in einem abgekapselten Extrusions-, Vernetzungs- und Abkühlungsbereich die innere Leitschicht, die VPE-Isolierung und die äußere Leitschicht in einem Dreifachspritzkopf innig und glatt miteinander verbunden auf den Leiter aufgebracht werden, sodass ein hochspannungstechnisch idealer Zylinderkondensator entsteht. Abb.3.2 zeigt das Fertigungsprinzip.

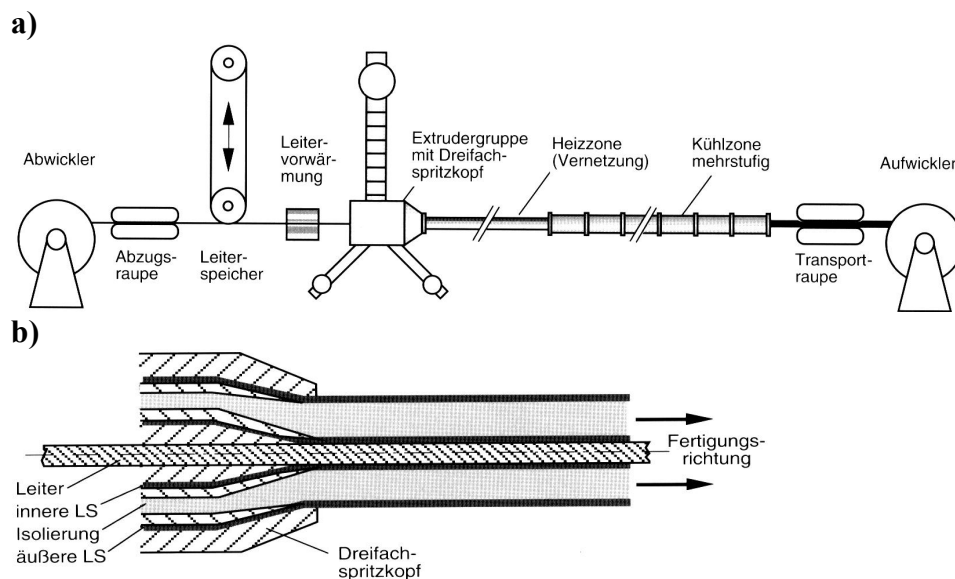


Abb. 3.2: Fertigung kunststoffisolierter Kabeladern [5]

- a) Fertigungslinie zur Fertigung kunststoffisolierter Kabeladern
- b) Dreifachspritzkopf (Prinzip)

### 3.1.2 Verbindungsmuffen und Garnituren

Hoch- und Höchstspannungskabel können, bedingt durch die Transportlogistik, nur in Teilabschnitten begrenzter Länge zur Baustelle geliefert werden. Brücken und andere Bauwerke setzen dem Transport der Kabeltrommeln Grenzen. Die Kabelabschnitte müssen deshalb beim Verlegen über Muffen miteinander verbunden werden. Zudem sind jeweils Kabelübergabestationen oder -masten notwendig, wenn Freileitungen und Erdkabel auf der Trasse miteinander verbunden werden sollen. Die Verbindung der Einzellängen mit Verbindungsmuffen, die mit Hilfe von Feldsteuerelementen die elektrische Feldstärke in den Übergangsbereichen begrenzen, erfolgt



mit vorgefertigten Silikon-Bauteilen, die in einer Aufschiebetechnik schnell und sicher montiert werden können, vgl. Abb. 3.3 links [5].

Auch die im Bereich der Kabelenden erforderliche Abstimmung des Hochspannungsfeldes geschieht mit Hilfe vorgefertigter, aufschiebbarer Steuerelemente, die zum Schutz gegen äußere Einflüsse in einem Porzellan- oder Verbundisolator untergebracht werden, vgl. Abb. 3.3 rechts.

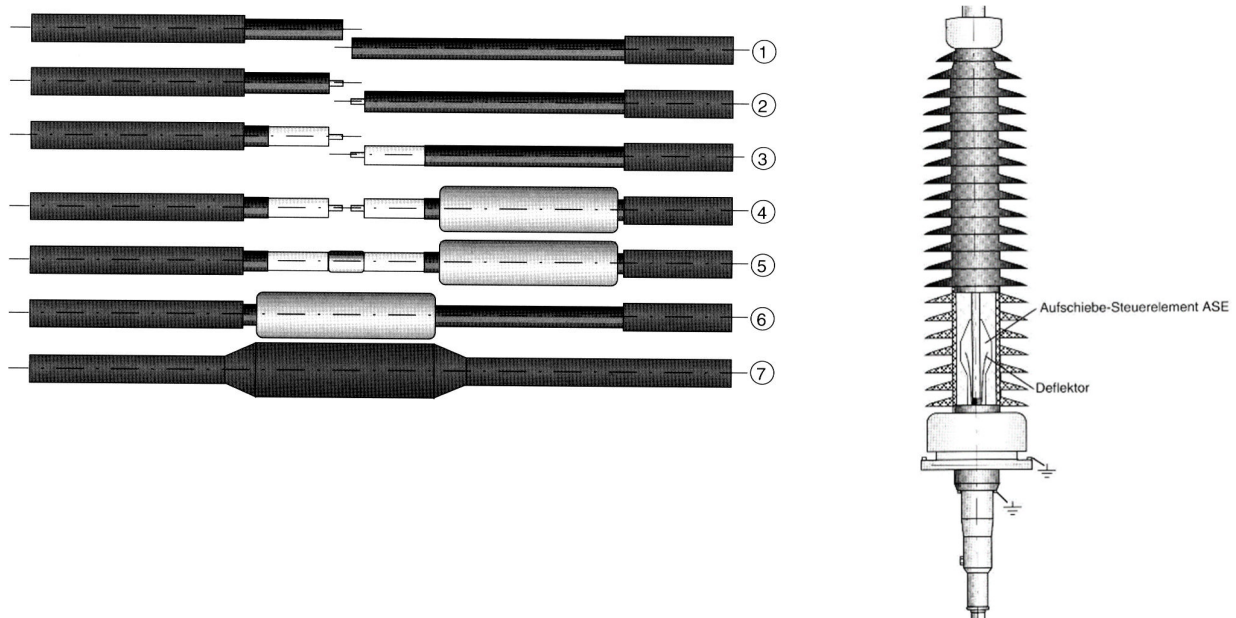


Abb. 3.3: links: Schema der Muffenverbindung, rechts: Endverschluss mit Aufschiebeelement [5]

Kabelisolierungen und Garnituren werden so ausgelegt, dass sie denselben Spannungspegeln (stationär sowie bei Blitzstoß und Schaltstoß) standhalten wie die entsprechende Freileitung. Abb. 3.4 zeigt ein Kabel während der Prüfung. Sie werden zudem gegen hohe, von der Freileitungsseite her einlaufende Spannungswellen durch Überspannungsableiter in den Übergabestationen geschützt. ein

### 3.1.3 Alterung

Da VPE-Kabel für Spannungen von 110 kV und mehr erst seit den siebziger Jahren gebaut werden und sich seitdem in einem Optimierungsprozess bis heute ihre Fertigungstechnologie und auch die Materialien entscheidend verbessert haben, lassen sich keine Erfahrungswerte zur Lebensdauer heutiger 220-kV-Kabel angeben. Mit den gemessenen Lebensdauer kennlinien und dem bei den papierisolierten Kabeln gewonnenen Erfahrungsschatz kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die heute mit einem entsprechend hohen Qualitätsstandard gefertigten VPE-Kabel eine Lebensdauer von mindestens 40...50 Jahren, wahrscheinlich jedoch mehr aufweisen werden. Bei redundant verlegten Kabelsystemen wird die zu erwartende Lastsituation im Normalbetrieb nicht zu erheblichen Kabelerwärmungen führen, so dass eine spürbare thermische Alterung nicht zu erwarten ist. Auch von einer elektrischen Alterung des Isolierstoffs ist bei einer höchsten Betriebsfeldstärke von weniger als 10 kV/mm kaum auszugehen: so wird wiederholt über Ergebnisse berichtet (vgl. [6], [7]), nach denen bei solchen elektrischen Belastungen unterhalb einer „Schwellenbelastung“ [8] keine messbare elektrische Alterung stattfindet.

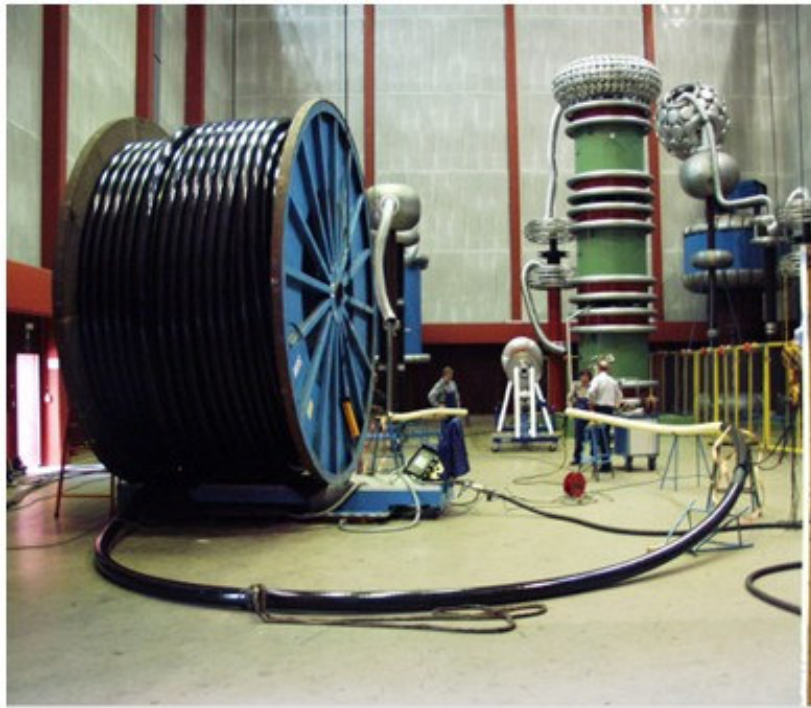


Abb. 3.4: Kabelprüfung im Hochspannungsprüffeld (Quelle: NKT)

### 3.1.4 Elektrisches Verhalten

Einige Kenngrößen der betrachteten 220-kV-Kabel sind in der nachstehenden Tabelle zusammengestellt.

<b>220 kV Leitungs-Kenngrößen</b>		<b>Cu 2500 RMS/90</b>	<b>Cu 3200 RMS/90</b>	<b>Cu 3500 RMS/90</b>	<b>Al 4000 RMS/90</b>
Leiterquerschnitt	mm <sup>2</sup>	2500	3200	3500	4000
Leitermaterial und -konstruktion		Cu RMS	Cu RMS	Cu RMS	Al RMS
Leiterdurchmesser	mm	59,0	66,7	69,8	74,6
Wanddicke innere Leitschicht	mm	1,8	1,8	1,8	1,8
Wanddicke äußere Leitschicht	mm	2,0	2,0	2,0	2,0
Isolierungsdicke	mm	22,0	22,0	22,0	22,0
Querschnitt des Kupferschirms	mm <sup>2</sup>	90	90	90	90
Kabeldurchmesser	mm	122,3	1130,0	133,0	137,8
Widerstandsbelag $R'_{90^{\circ}\text{C}}$	mΩ/km	10,5	8,0	7,5	10,8
Reaktanzbelag $X'$	mΩ/km	167,2	160,6	158,2	154,7
Kapazitätsbelag $C'$	μF/km	0,261	0,286	0,296	0,311
Ableitungsbelag		0,082	0,090	0,093	0,098
dielektr. Verluste je Kabel/Bündel (IEC)	W/m	1,32	1,45	1,50	1,58
kapazitiver Blindstrombelag	A/km	10,4	11,4	11,8	12,4
kapazitiver Blindleistungsbelag	MVar/km	3,96	4,34	4,50	4,73
Wellenwiderstand	Ω	45,2	42,3	41,3	39,8
Wärmewiderstand Isolierung	Km/W	0,350	0,319	0,308	0,293
Wärmewiderstand Korrosionsschutz	Km/W	0,053	9,949	0,048	0,046

Tabelle 3.1: Kenngrößen von 220-kV-Kabeln



Der die ohmschen Verluste repräsentierende Widerstandsbelag  $R'$  liegt bei den VPE-Kabeln aus Gründen der erschwerten Wärmeabfuhr spürbar niedriger als bei der vergleichbaren Freileitung. Dies hat wesentliche Bedeutung für die Verlustbilanz.

Der Ableitungsbelag  $G'$  repräsentiert die spannungsabhängigen Verluste, die in den Kabelisolierungen (dielektrische Verluste) in erster Linie durch Polarisierungseffekte und bei den Freileitungen durch Koronaentladungen an den Seilen und durch Ableitungsströme auf den Isolatoroberflächen hervorgerufen werden. Sie liegen bei den VPE-Kabeln höher als bei den Freileitungen; sie liegen bei der Belastbarkeitsberechnung nach IEC bei etwa 1,3...1,5 W/m. Die in der Praxis tatsächlich erreichten Größen sind im Mittel nur halb so hoch.

Induktivitätsbelag  $L'$  bzw. Reaktanzbelag  $X'$  und Kapazitätsbelag  $C'$  werden durch die geometrische Leiteranordnung bestimmt. Während die Luftisolation einen Abstand der Freileitungsseile von mehreren Metern erzwingt, ist bei den Kabeln das elektrische Feld auf den Bereich der kreiszylindrischen VPE-Isolierung (220 kV: Wanddicke ca. 22 mm) beschränkt. Infolgedessen ist der Induktivitätsbelag bei den Freileitungen etwa um den Faktor 3 bis 4 höher und der Kapazitätsbelag um einen Faktor von mehr als 10 niedriger als bei den VPE-Kabeln. Aus den genannten Kenngrößen resultieren der Wellenwiderstand  $Z_w$  und die natürliche Leistung  $S_{nat}$ , mit deren Hilfe das Übertragungsverhalten über größere Entfernungen beschrieben wird. So liegt der Wellenwiderstand der 220-kV-VPE-Kabel um den Faktor 6 bis 10 niedriger, während die natürliche Leistung der Kabel um denselben Faktor höher ist als bei den Freileitungen.

Wird eine Übertragungsleitung (wie die 220-kV-Freileitung) weit über ihrer natürlichen Leistung betrieben, so zeigt sie stark induktives Verhalten mit einer großen Spannungsänderung entlang der Übertragungsstrecke. Da dieser Spannungshub im Netz auf eine Größenordnung von  $\pm 10\%$  eingeschränkt ist, ist auf diese Weise eine Längenbeschränkung der Übertragungsleitung bzw. ein Zwang zu Kompensationsmaßnahmen gegeben. Aus diesem Grunde werden Freileitungen in den allermeisten Fällen weit unterhalb ihrer thermischen Grenzleistung im Bereich ihrer natürlichen Leistung betrieben und/oder abschnittsweise kompensiert.

Kabel weisen aufgrund ihres hohen, auf den Bereich der elektrischen Isolierung begrenzten elektrischen Feldes einen viel größeren Kapazitätsbelag auf als Freileitungen. Typische Größen sind etwa 9...14 nF/km für Freileitungen und 200...300 nF/km für Hoch- und Höchstspannungskabel.

Der Betrieb von VPE-Hoch- und Höchstspannungskabeln erfolgt aufgrund ihrer begrenzten thermischen Grenzleistung normalerweise unterhalb ihrer natürlichen Leistung. In diesem Betriebszustand verhalten sich die Kabel kapazitiv. Eine physikalische Grenze der Übertragungslänge kann bei einem sehr langen, unkompensierten Kabel dadurch gegeben sein, dass der von dem leerlaufenden Kabel aufgenommene kapazitive Ladestrom den thermischen Grenzstrom des Kabels erreicht. Auch sind Stabilitätsprobleme im Übertragungssystem zu beachten. Zur Minimierung beider Effekte kompensiert man lange Höchstspannungskabel (z.B. ab 50 km Länge) durch Kompensationsdrosseln, idealerweise jeweils etwa mit der halben Blindleistung an beiden Enden, allerdings genügt oft auch eine kostensparende, einseitige Kompensation.

Ein zweiter unerwünschter Effekt bei langen Kabelstrecken ist die Anhebung der Spannung am offenen Ende des Kabels, der Ferranti-Effekt. Aufgrund der großen Ladeströme der Kabelstrecke erhöhen sich die Spannungen am Leitungsende auf u.U. unzulässig hohe Werte. Dieser Effekt wird stärker, je höher die Impedanz des einspeisenden Netzes ist. Da Abweichungen der Spannung im Netz auf  $\pm 10\%$  der Nennspannung begrenzt sind, kann sich auch hier eine Längenbegrenzung des unkompensierten Kabels ergeben.

VPE-Höchstspannungskabel weisen nach IEC-Publikation 60287 [11] einen Höchstwert des dielektrischen Verlustfaktors von  $\tan \delta = 1,0 \cdot 10^{-3}$  auf, mit dem alle Strombelastbarkeiten berechnet werden. In der Praxis liegt der dielektrische Verlustfaktor von VPE-Isolierungen höchstens etwa bei der Hälfte, sodass für eine realistische Verlustkostenbestimmung nur mit der halben Größe gerechnet werden sollte. Freileitungen wird ein Ableitungsbelag von 17 nS/km zugeordnet [2]. Da bei den Kabeln von einer Längsstrom-unterdrückenden Schaltung der Kupferschirme (Cross-Bonding oder einseitige Schirmerdung) auszugehen ist, sind die Schirm- und Schichtenmantelverluste sehr gering.

### 3.1.5 Prüfungen von Höchstspannungskabelsystemen

Kabelfehler in Form eines elektrischen Durchschlags mit lokaler Zerstörung des Isoliersystems sind außerordentlich selten (vergl. Kapitel 8), wie die nachfolgenden Zuverlässigkeitsbetrachtungen zeigen. Da aber die Reparatur eines solchen Kabelfehlers normalerweise länger dauert als bei der Freileitung (im Mittel ca. 600 Stunden), müssen solche Ausfälle während der Betriebszeit eines Kabels mit höchster Wahrscheinlichkeit vermieden werden. Hierzu wurden im Laufe der Jahrzehnte umfangreiche Prüfungen der Materialeigenschaften, der Kabelkonstruktion und der thermisch/elektrischen Funktionalität der Kabel und ihrer Garnituren entwickelt, die systematisch während der Fertigung, vor der Auslieferung und nach der Montage (d.h. vor Inbetriebnahme) vorgenommen werden. Präqualifizierungs- und Typentest-Prüfungen gehen der auftragsbezogenen Fertigung voraus und sichern die zu fordernden Systemeigenschaften. Zur thermischen und elektrischen Überwachung der Kabelanlage während des Betriebs werden in zunehmendem Maße Monitoringsysteme eingesetzt.

Die Prüfungen von Höchstspannungskabelsystemen sind in der IEC-Publikation 62067 international standardisiert. Demnach wird der Ablauf: Qualifizierung, Fertigung, Verlegung und Inbetriebnahme von Hoch- und Höchstspannungskabelsystemen von den nachfolgenden Prüfungen begleitet:

- Präqualifikationsprüfung,
- Typprüfung,
- Routineprüfung,
- Stückprüfung und
- Inbetriebnahmeprüfungen nach Verlegung und Montage.

Mit einer **Präqualifikationsprüfung** wird nachgewiesen, dass vom Hersteller mit seinen Fertigungseinrichtungen ein betriebsfähiges, zuverlässiges Kabelsystem angeboten wird, dass also Kabel und Garnituren, gefertigt und montiert nach herstellereigenen Vorgaben und Richtlinien und mit eigenem Fachpersonal, als betriebssicher angesehen werden können.

Die Prüfung umfasst zunächst 180 Heizzyklen mit der maximalen Betriebstemperatur bei einer Spannung von  $1,7 U_0$  über einen Zeitraum von mindestens 8.760 Stunden (ein Jahr). Im Anschluss daran sind Blitzimpulsspannungsprüfungen an ausgewählten Kabellängen durchzuführen. Bei einem elektrischen Durchschlag gilt die Prüfung als nicht bestanden. Nach erfolgreicher Prüfung wird im letzten Schritt die gesamte Kabelanlage visuell auf eventuelle Alterung untersucht.

**Typprüfungen** nach IEC 62067 werden vor der kommerziellen Mengenfertigung zum Nachweis ausreichender Qualität der Konstruktion und des Produktdesigns durchgeführt. Die Wiederholung einer erfolgreichen Typprüfung wird nur bei wesentlichen Änderungen von Produktionsabläufen oder Konstruktionsmerkmalen erforderlich. Typprüfungen umfassen Biegeprüfungen,

Verlustfaktormessungen, Heizzyklen über die maximale Betriebstemperatur mit anschließenden Teilentladungsmessungen, Schalt-, Blitz- und Stehwechselspannungsprüfungen mit abschließenden visuellen Begutachtungen.

**Routineprüfungen** werden an jeder hergestellten Kabellänge und an jeder vorgefertigten Garnitur durchgeführt. Zu diesen Prüfungen zählen Teilentladungsmessungen, Spannungsprüfungen und Mantelprüfungen.

**Stückprüfungen** (Sample-Tests) werden, abhängig vom Lieferumfang, durch den Hersteller des Kabels bzw. der Kabelgarnitur ausgeführt. Diese Prüfungen umfassen beispielsweise

- Überprüfung des Leiters (Material, Aufbau, Verseilung, Exzentrizität etc.),
- Messung des elektrischen Leiterwiderstandes,
- Messung der Waddicken der elektrischen Isolierung, des Mantels, des Metallschirms/-mantels etc.,
- Messung der Durchmesser (Leiter, Kabel etc.),
- Bestimmung des Vernetzungsgrades in der Isolierung,
- Bestimmung der Dichte der elektrischen Isolierung,
- Messung der Leiter-Schirm-Kapazität,
- Blitz- und Stehspannungsprüfungen,
- Wassereintrittsprüfungen.

Werden bei Typ-, Routine- oder Stückprüfungen vorgegebene Grenzwerte über- oder unterschritten, so gilt die jeweilige Prüfung als nicht bestanden. Die Prüfungen sind nach Beseitigung der Fehlerursachen zu wiederholen.

**Inbetriebnahmeprüfungen** werden nach Verlegung und Montage der Kabel durchgeführt. Die IEC-Bestimmung 62067 gibt für diese Vor-Ort-Prüfungen eine Gleichspannungs-Mantelprüfung und eine Wechselspannungs-Isolationsprüfung an. Die Mantelprüfung wird zwischen jedem metallenen Schirm oder Mantel gegen Erdpotential ausgeführt. Spannungshöhe und Spannungsdauer bei der Wechselspannungsprüfung werden zwischen dem Betreiber und dem Kabellieferanten vereinbart. Eingesetzt werden sinusförmige Spannungen mit einer Prüffrequenz im Bereich von 20 bis 300 Hz bei üblichen Prüfzeiten von etwa einer Stunde (bei  $1,7 U_0$ ). Eine Prüfung mit  $U_0$  über 24 Stunden wird als Alternative angesehen. Gegebenenfalls werden parallele Teilentladungsprüfungen an der Kabelstrecke und den Garnituren durchgeführt.

**Diagnostische Prüfungen** und Online-Monitoringsysteme eröffnen die Möglichkeit, eine Kabelstrecke während des Betriebes zu überwachen und eventuelle Fehlersituationen frühzeitig zu erkennen, um ihnen entgegenzuwirken. Zu diesen Monitoringsystemen zählen

- Teilentladungssensoren, z.B. in den Verbindungsmuffen,
- Temperaturmonitoring mittels Glasfasern in der Kabelkonstruktion [B e.a.].

Darüber hinaus bieten z.B. thermische Monitoringsysteme Möglichkeiten einer verbesserten bzw. vereinfachten Betriebsführung, beispielsweise bei der Fehlersuche im Kurzschlussfall durch Einmessen einer erhöhten Temperatur an der Fehlerstelle oder bei der Funktionsüberwachung der Schirmstromunterdrückung durch eine Cross-Bonding-Anlage. So erübrigen sich die bisher von manchen Anwendern regelmäßig durchgeführten Überprüfungen der Cross-Bonding-Anlage mit zeitweiliger Abschaltung der Kabelanlage. Die Wartung der Kabelanlage wird dadurch auf ein Minimum reduziert (visuelle Überprüfung der Endenbereiche und Abgehen der Kabelanlage in großen Zeitabständen) und ihre Verfügbarkeit weiter erhöht.

### 3.1.6 Muffenbereiche

Bei 220-kV-Kabelanlagen werden die Verbindungsmuffen üblicherweise direkt in den Boden gelegt. Abb. 3.5 zeigt eine solche Anordnung mit sechs Verbindungsmuffen eines Kabel-Doppelsystems. Besondere Maßnahmen zum mechanischen Schutz (Abdeckplatten, Betontröge) zur Erhöhung der Verfügbarkeit sollten in Betracht gezogen werden. Dies gilt in besonderem Maße auch für die nachfolgend diskutierten Kabelanlagen mit Reservekabel, bei denen durch solche Maßnahmen sichergestellt werden kann, dass ein defektes Kabel ohne Gefährdung des Personals auch während des Betriebs der Nachbarkabel ausgetauscht werden kann.

Hoch- und Höchstspannungskabel weisen aus unterschiedlichen Betriebserfordernissen heraus metallene Mäntel oder Schirme (im Folgenden als "Schirme" bezeichnet) oberhalb der elektrischen Isolierung auf. Unter Betriebsaspekten ist die beidseitige Erdung dieser Metallschirme zur galvanischen Durchverbindung der beiden Kabelenden wünschenswert, beispielsweise zur Realisierung günstiger Erdungsverhältnisse im Falle einpoliger Fehler und zum Abführen der kapazitiven Ströme.

Bei Einleiterkabeln größerer Übertragungsleistungen, d.h. auch größerer Leiterquerschnitte wie im vorliegenden Fall, würde die beidseitige Schirmerdung ohne Gegenmaßnahmen zu unzulässig hohen, induzierten Schirmströmen und Schirmverlusten führen und damit die Strombelastbarkeit in erheblichem Maße reduzieren. Eine herkömmliche Gegenmaßnahme ist das Auskreuzen der Kabelschirme (Cross-Bonding). Hierbei wird ein Hauptabschnitt der Kabelanlage in drei gleichlange Unterabschnitte unterteilt. Am Ende jedes Unterabschnitts (d.h. in den Muffenbereichen) werden die Kabelschirme aufgetrennt, gegeneinander isoliert und durch Überspannungsableiter geschützt. Der Schirm einer Kabelader wird dann am Ende des Unterabschnitts, wie in der Abb. 3.6 gezeigt, in zyklischer Zuordnung mit dem folgenden Schirmabschnitt einer anderen Kabelader verbunden, sodass sich immer die drei Längsspannungen der drei hintereinander geschalteten Kabelschirme – abhängig von der Verlegegeometrie – zu Null ergänzen. Wesentliche Voraussetzungen hierfür sind drei gleichlange Kabelabschnitte eines Cross-Bonding-Hauptabschnittes und eine symmetrische Legeanordnung der Kabel.



Abb. 3.5: Muffenbereich eines Kabeldoppelsystems (Quelle: IFK GmbH, ovag Netz)

### 3.1.7 Schirmbehandlung

Um unzulässige Überspannungen zu vermeiden, werden die drei Auskreuzungsverbindungen an jeder Cross-Bonding-Muffe mit nichtlinearen Widerständen als Überspannungsableiter gegen Erde geschaltet. Damit besteht die Notwendigkeit, an jedem Muffenort hinreichend gute Erdungsverhältnisse zu schaffen (um z.B. die Schrittspannungen zu begrenzen), oder aber Erdungsleiter zusätzlich parallel zu den Kabeln mitzuführen. Bei steinigten Böden mit relativ schwierigen Erdungsverhältnissen empfiehlt sich das Mitführen von Erdungsleitern.

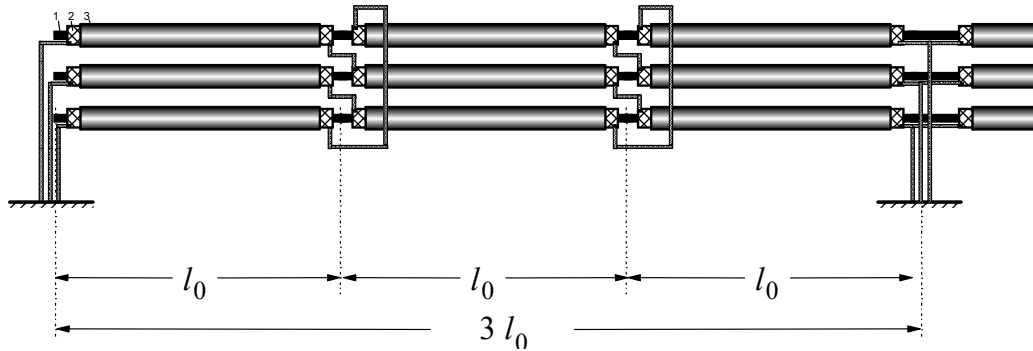


Abb. 3.6: Schema des zyklischen Schirm-Auskreuzens (Cross-Bonding)

Ein Problem besteht in dem Umstand, dass häufig die Verhältnisse der Trasse keine gleichlangen Cross-Bonding-Unterabschnitte zulassen. Damit haben die in diesen Unterabschnitten induzierten Schirmspannungen, die näherungsweise um  $120^\circ$  gegeneinander phasenverschoben sind und sich daher bei Längensymmetrie zu Null ergänzen, unterschiedliche Beträge. Resultat ist eine verbleibende treibende Spannung in jedem Schirmkreis mit der Folge eines Längsstromes und seiner ohmschen Verluste.

Bei PowerTubes-Ausführungen der Kabelanlage entsteht zudem das Problem, dass das Umschalten im Fehlerfall auf ein Reservekabel die Symmetrie des Cross-Bonding stören würde. In solchen Fällen ist die einseitige Erdung der Schirmabschnittsenden ein alternatives Konzept. Abb. 3.7 verdeutlicht das Prinzip (hier nur für die obere Kabelader): Jeder Schirmabschnitt der Länge  $l_0$  wird an einem Ende starr geerdet, während sein abgewandtes Ende über einen Überspannungsableiter – wie er auch beim Cross-Bonding eingesetzt wird – mit einem mitgeführten Erdungsleiter (NPK) verbunden wird.

Der mitgeführte Erdungsleiter (NPK) sorgt für eine galvanische Durchverbindung der an den Trassenenden geerdeten Schirmenden. Er beseitigt zudem die Erdungsprobleme an den Muffenstellen und bietet die Möglichkeit des Potentialausgleichs längs der Kabelstrecke. Bei der Legung des Erdungsleiters ist darauf zu achten, dass dieser nicht aufgrund der engen Parallelführung zu den Kabeln Längsspannungen induziert bekommt, die zur Potentialabweichung in den Erdungspunkten und zudem zu unerwünschten Kreisströmen führen. Durch einen regelmäßigen längsspannungsreduzierenden Ortswechsel kann dieser Effekt vermieden werden [13].

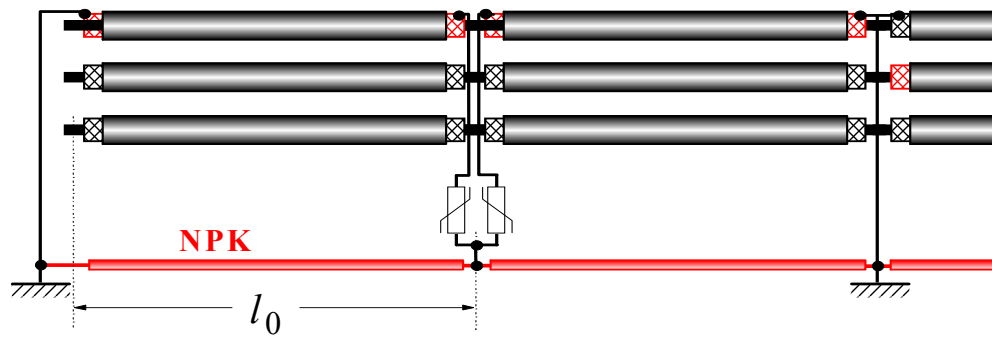


Abb. 3.7: Schema der einseitigen Schirmerdung bei mitgeführtem Erdungsleiter (Erdungen und Ableiter nur für eine Phase)

Andererseits können auch mehrere Erdungsleiter (z.B. zwei) mitgeführt und diese bewusst so ausgelegt werden, dass sie als Kompensationsleiter wirken, d.h. dass die in ihnen induzierten Ströme das resultierende Magnetfeld des Kabels schwächen. Dies wird nachfolgend noch ausführlicher diskutiert.

### 3.1.8 Überspannungsschutz bei Teilverkabelungen

Wird eine Kabelstrecke zwischen zwei Freileitungsabschnitte geschaltet, so spricht man von einer Teilverkabelung. Bei sehr kurzen Kabellängen (einige 100 m) ist davon auszugehen, dass das Kabel in einer solchen Anordnung erheblichen Überspannungen ausgesetzt ist: Läuft eine Spannungswelle, z.B. aufgrund eines Blitzeinschlages in ein Freileitungsseil, in das Kabel ein, so finden an den Kabelenden aufgrund der stark unterschiedlichen Wellenwiderstände ( $Z_{\text{Kabel}} \approx 0,10 \dots 0,18 Z_{\text{Freil.}}$ ) mehrfache (Fast-)Totalreflexionen mit jeweiliger Spannungsverdopplung statt. In solchen Anordnungen wird man daher immer beide Kabelenden durch Überspannungsableiter sorgfältig schützen, um die absolute Spannungshöhe zu begrenzen. Zudem sollte man die ersten beiden Spannungsfelder der Freileitung mit zusätzlichen Erdseilen schützen, um einen direkten Blitzeinschlag in die Leiterseile in unmittelbarer Nachbarschaft zum Kabelendverschluss zu vermeiden.

Wissenschaftliche Untersuchungen einer CIGRE-Arbeitsgruppe [14] weisen aus, dass einerseits bei größeren Kabellängen ab etwa 10 km die Kabel selbstschützend gegenüber Überspannungen wirken (d.h. dass die Dämpfung der Kabel dafür sorgt, dass die Überspannungsbeanspruchungen der Kabelisolierungen begrenzt bleiben), und dass andererseits auch kurze Kabellängen von z.B. 1 km mit den genannten Maßnahmen sicher beherrschbar sind. Voraussetzung auch für diese Ergebnisse der CIGRE-Untersuchungen war ein besonderer Schutz der angeschlossenen Freileitungen im letzten oder besser in den letzten beiden Spannungsfeldern gegen direkte Blitzeinschläge durch zusätzliche Erdseile sowie ein Schutz der Kabelendverschlüsse durch Überspannungsableiter.

Hochspannungskabel sollten also durch Überspannungsableiter an beiden Enden geschützt sein, was auch gängige Praxis ist. Weitere Untersuchungen zu den Überspannungen beim Ein- und Ausschalten langer 380-kV-Kabelstrecken sowie bei Blitzeinwirkungen bei kombinierten Strecken aus Kabeln und Freileitungen sind z.B. in einer Studie zur Gomerleitung in der Schweiz [15] ausführlich beschrieben. Diese Studie wie auch die Ergebnisse weiterer eigener, ausführlicher Untersuchungen transienter Vorgänge bei Teilverkabelungen führen zu dem Schluss, dass bei geeigneter Auslegung der Kabelanlagen und Beschaltung der Kabelleiter und

auch der Kabelschirme mit richtig bemessenen Überspannungsableitern von einem verlässlichen Verhalten der Kabel in allen denkbaren Betriebssituationen auszugehen ist.

Als ein praktisches Beispiel für eine kurze Teilverkabelung ist die 380-kV-Teilverkabelung in Riniken, Schweiz [16], zu nennen, die eine Trassenlänge von nur etwa mehr als 1 km aufweist.

### **3.1.9 Monitoringsystem zur Überwachung der Leitertemperatur**

Ein thermisches Monitoring der Kabelanlage ist – wie bei allen hochwertigen Kabelanlagen – dringend zu empfehlen, entspricht dem Stand der Technik und setzt sich derzeit in der Praxis immer mehr durch. Üblicherweise werden in Edelstahlröhrchen gebettete Glasfasern in den Schirmbereich der Kabel integriert oder in getrennten Röhren verlegt. Die zusätzlichen Kosten der Kabelkonstruktion sowie der Auswerteeinheit sind bei einer Bewertung zu berücksichtigen, ebenso wie die Kosten für personellen Mehraufwand in der Betriebsführung.

Mit Hilfe eines optischen Verfahrens, bei dem Dämpfung und Brechung eines Laserstrahls längs der Lichtwellenleiter auf lokale Temperaturen mit einer Auflösung bis zu 1 m und auf 1 K genau umgerechnet werden können, liefert ein solches System kontinuierlich Informationen über den thermischen Zustand der Kabel.

Besondere Vorteile ergeben sich, wenn ein solches Monitoringsystem nicht nur zur Überwachung, sondern auch zu Prognosen der momentanen Kabelbelastbarkeit und Kabelüberlastbarkeit herangezogen wird. Hierzu sind allerdings thermisch/elektrische Rechenmodelle erforderlich, die auf die (nicht exakt vorliegende) Kenntnis der momentanen Bodeneigenschaften und Bodentemperaturen angewiesen sind. Ein inzwischen realisierter Lösungsansatz besteht in einem lernenden Monitoring- und Prognosesystem, das anhand der gemessenen Temperaturverläufe seine Modellparameter fortlaufend anpasst (adaptives Monitoring [17]). Hierzu zeigt Abb. 3.8 Temperaturverläufe von Kabelleiter und Kabelschirm, die mit einem FEM-Verfahren simuliert und parallel vom adaptiven Monitoringsystem prognostiziert wurden.

Zusätzlich lässt sich ein Teilentladungs-Monitoring für die Verbindungsmuffen und Endverschlüsse installieren in der Hoffnung, hierüber frühzeitige Informationen über ein bevorstehendes Versagen der Garnitur zu erhalten. Über die Notwendigkeit und Wirksamkeit dieser Monitoringsysteme gehen die Ansichten der Anwender bisher allerdings auseinander.

Über die Überwachung hinaus bieten thermische Monitoringsysteme Möglichkeiten einer verbesserten bzw. vereinfachten Betriebsführung, beispielsweise

- a) bei der Fehlersuche im Kurzschlussfall durch Identifikation einer erhöhten Temperatur an der Fehlerstelle oder
- b) bei der Funktionsüberwachung der Schirmstromunterdrückung durch eine Cross-Bonding-Anlage mit Hilfe von Temperaturmessungen.

So erübrigen sich durch b) regelmäßig durchzuführende Überprüfungen der Cross-Bonding-Anlage mit Abschaltung der Kabelanlage. Die Wartung der Kabelanlage wird dadurch auf ein Minimum reduziert (visuelle Überprüfung der Endenbereiche und Abgehen der Kabelanlage in sehr großen Zeitabständen) und ihre Verfügbarkeit weiter erhöht.

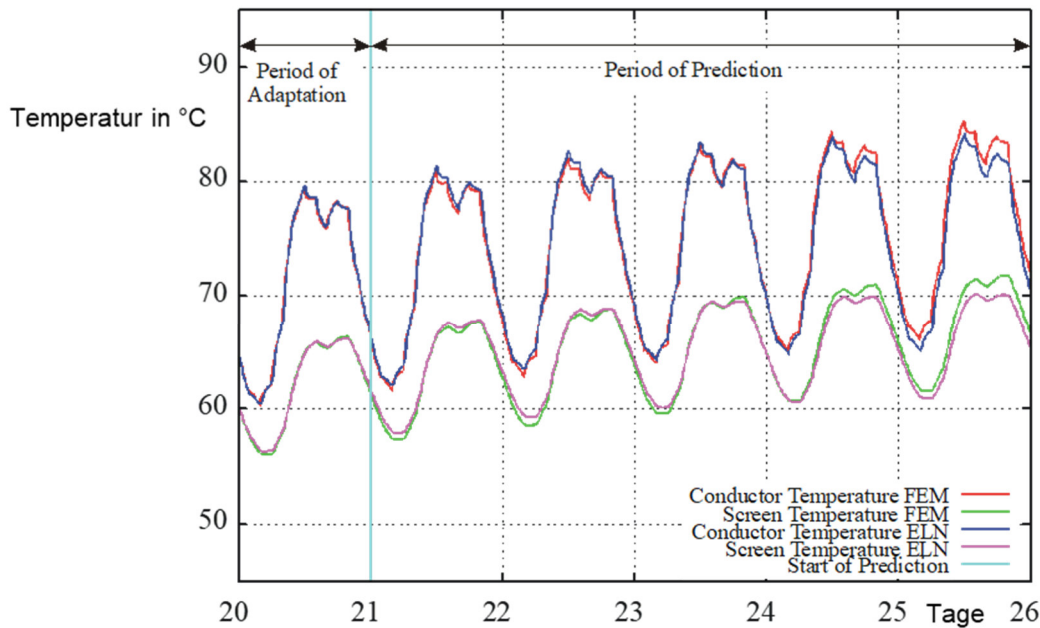


Abb. 3.8: Temperaturverläufe von Kabelleiter und Kabelschirm [17]

### 3.1.10 Legeverfahren und Legeanordnungen

Die Installationsvarianten der Kabel können zum einen unter dem Gesichtspunkt des Bauverfahrens klassifiziert werden:

- offenes Bauverfahren: Verlegung im offenen Kabelgraben,
- halboffenes Bauverfahren, z.B. Pflugverfahren: Verlegung im geschlitzten, schmalen Kabelgraben,
- geschlossenes Bauverfahren: grabenlose Verlegung im Bohrverfahren.

Zum anderen können die Installationsvarianten der Kabel unter dem Gesichtspunkt der Anordnung in einer baulichen Hülle klassifiziert werden:

- direkte Legung in den Boden (keine bauliche Hülle),
- Einziehen der Kabel in einzelne Kunststoffrohre,
- Anordnung mehrerer Kabel in einem Mantelrohr (oder in einem Leitungskanal),
- Anordnung mehrerer Kabel in einem Leitungsgang.

Während die direkte Legung in den Boden nur bei Verlegung im offenen Kabelgraben ausgeführt werden, lassen sich die anderen Anordnungen mit baulicher Hülle mit allen drei Bauverfahren realisieren.



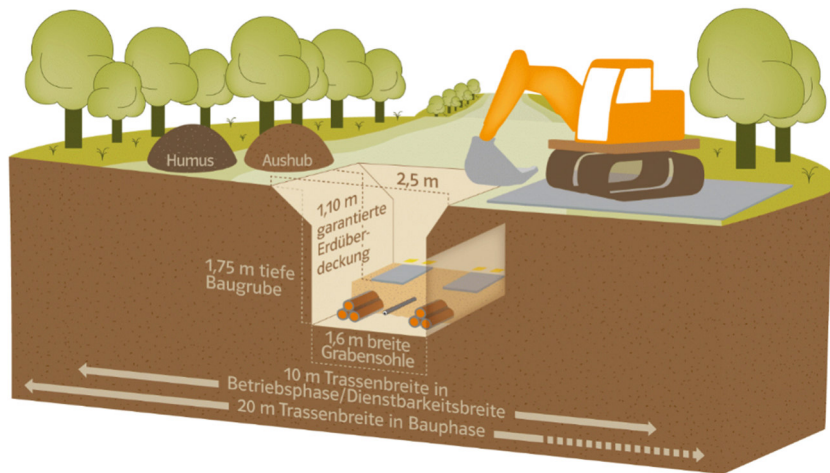


Abb. 3.9: Prinzipielle Anordnung bei der Installation im offenen Kabelgraben  
<https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzausbau/erdkabelprojekte.html>

Für das offene Bauverfahren ist zunächst die Frage zu diskutieren, ob man die Kabel direkt in den Boden bzw. in das Bettungsmaterial legt oder aber in Kunststoffrohre einzieht. Nachstehend sind einige Vor- und Nachteile aufgelistet. Aus diesen wird deutlich, dass gerade bei wichtigen und langen Kabeltrassen auf die bautechnischen und die betrieblichen Vorteile einer Rohrverlegung keinesfalls verzichtet werden sollte.

#### **Vorteile der Schutzrohrverlegung:**

- Einfacher Austausch der Kabel möglich
- Zeitliche Entkopplung von Bauphase und Lieferung/Installation der Kabel
- Herstellung der Trasse mit Wiederverfüllung des Grabens in kurzen Abschnitten (z.B. 50...100 m); größere Sicherheit gegen Vandalismus und Diebstahl während der Bauphase
- keine spätere Grabenöffnung bei künftiger Nachrüstung, wenn Rohre dafür mitverlegt werden
- schnelle Fehlerbehebung im Fehlerfall durch Austausch der fehlerbehafteten Kabellänge von den Muffenstellen her, ohne Grabenöffnung an der Fehlerstelle
- schnellere und kostengünstigere Bauausführung durch Pflugverlegung der Rohre
- mechanischer Schutz, z.B. gegen Bodenversetzungen und -verschiebungen

#### **Nachteile der Schutzrohrverlegung:**

- Maßnahmen für Zug- und Druckentlastung der Muffen erforderlich
- geringfügige Verminderung der Kabelbelastbarkeit wegen Luftpolsters
- Zusatzkosten für Leerrohre
- Zusatzmaßnahmen bei starkem Gefälle nötig

So berichtet Ch. Walter, E.ON, in einem Vortrag (siehe [18]) über die Ausführungen von 110-kV-Kabeltrassen bei E.ON, vorzugsweise „durch die grüne Wiese“ geführt, mit einer „Standardverlegung der Einleiterkabel in Leerrohren zur Entkopplung der Kabelverlegung und der Tiefbauarbeiten“ und über die „verrohrte Bauweise zur konfliktarmen Durchführung der Tiefbauarbeiten (Naturschutzzeitfenster, Jahreszeiten etc.) durch abschnittsweise Bautätigkeit“. Abb. 3.10 zeigt hierzu das Beispiel einer Wanderbaustelle: täglich 300 m Ausheben, Installieren und Wiederverfüllen. Der Kabelgraben ist hier 1,75 m tief und am Boden 1,60 m breit.



Abb. 3.10: Wanderbaustelle: täglich 300 m Ausheben, Installieren und Wiederverfüllen  
 Kabelgraben 1,75 m tief, Breite 1,60 m am Boden und 2,50 m OE  
<https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzausbau/erdkabelprojekte.html>

Dies fasst viele der positiven Gesichtspunkte der Rohrverlegung zusammen. Zur schnellen Fehlerbehebung durch Austausch einer ganzen Kabellänge von den Muffenstellen her und Setzen neuer Verbindungsmuffen sollten (je nach Sicherheitsbedürfnis) 1 bis 3 Kabellängen auf Lager vorgehalten werden. Auch die wesentlichen Muffenteile (vorgefertigte Konstruktionsteile und Gehäuseteile) lassen sich mit einer Lagerfähigkeit von etwa 10 Jahren vorhalten. Die übrigen benötigten Teile wie Bänder, Schrumpfschläuche etc. haben eine kürzere Lagerfähigkeit von ca. 2 Jahren, können aber auch rasch beschafft werden.

Ein weiterer, wesentlicher Vorteil des Einsatzes von Schutzrohren ist die sich eröffnende Möglichkeit einer Pflugverlegung der Schutzrohre: wo immer die Bodenverhältnisse es zulassen (bis zur Bodenklasse 6: leicht lösbarer Fels), bietet das Pflugverfahren eine sehr kostengünstige, schnelle und umweltfreundliche Möglichkeit, die Verlegerohre der Kabel im halboffenen Verfahren mit nur kleinem, sofort wieder verfüllten Pflugschlitz in den Boden zu bringen. Die Kabel können dann anschließend, ohne das Risiko einer Beschädigung, in diese Rohre eingezogen werden. Abb. 3.10 a) zeigt als Beispiel die Verlegung eines großen Kunststoffrohres. Das Pflugeschwert kann so ausgeführt werden, dass bis zu vier Leerrohre gleichzeitig eingepflügt werden können. Es entfällt die Notwendigkeit der Grundwasserhaltung, Gewässer können bis zu einer Tiefe von 1,5 m durchpflügt werden, und Bodentransporte sind – falls überhaupt erforderlich – gering. Nach Angaben eines Pflugerstellers und einer Pflüge-Firma [19], [20] kann mit einem Pflugeschwert eine Breite von 1,45 m (oder mehr) realisiert werden, so dass vier Schutzrohre (z.B. mit DN = 160 mm) nebeneinander mit einem lichten Abstand von z.B. 20 cm gleichzeitig in den Boden gebracht werden können. Die maximale Legetiefe (Rohrachse) liegt bei 2,25 m. Die Abstandstoleranzen der Rohre sind gering und vergleichbar mit denen der offenen Bauweise.

Die Bodenverdichtung bleibt wegen der geringen Druckbeanspruchung (Raupenfahrzeug: ca.  $0,3 \text{ kg/cm}^2$ ; zum Vergleich: ein Pferdehuf drückt mit rd.  $0,8 \dots 1,0 \text{ kg/cm}^2$ ). Diese durch das Einpflügen nur geringe Beeinträchtigung des Bodens verdeutlichen die Abbildungen Abb. 3.11a) und b). Es handelt sich um eine Kabelanlage mit zwei 150-kV-Kabelsystemen, die in zwei Pflügevorgängen nebeneinander in den Boden eingebracht wurden. Im vorliegenden Fall werden jeweils die drei 150-kV-Kabel mit einem Achsabstand von 0,30 m direkt eingepflügt, zusammen mit drei Kabelabdeckplatten und zwei LWL-Kabeln. Abb. 3.11b) zeigt diese Trasse (mit Baustrasse links), nur eine Woche nach dem Einpflügen. Deutlich wird, wie schnell die Vegetation sich hier wieder erholt. Nach wenigen Wochen wird nicht mehr zu erkennen sein, dass hier Kabel eingepflügt wurden.

Durch die genannten Vorteile lassen sich die Verlegekosten gegenüber dem offenen Kabelgraben um mindestens 40...50% senken. Ein weiterer, ganz entscheidender Vorteil ist die hohe Arbeitsgeschwindigkeit von z.B. 500 m pro Tag. Damit lässt sich eine Schutzrohranordnung per Pflugverlegung um einen Faktor von mindestens 5 bis 10 schneller in den Boden einbringen als beim üblichen offenen Bauverfahren. Diese beiden Vorteile sind kombiniert mit einer oft wegen des geringfügigen Bodeneingriffs erhöhten Akzeptanz.

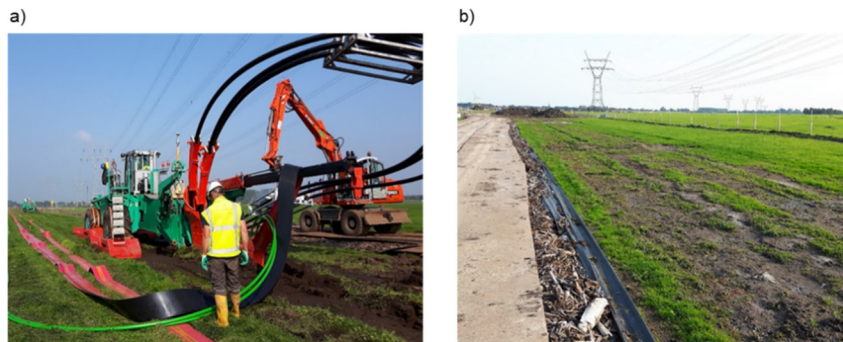


Abb. 3.11 a): Einpflügen von drei 150-kV-Kabeln mit 0,30 m Achsabstand, 3 Kabelabdeckplatten und zwei LWL-Kabeln  
b) Trasse nach a) mit Baustrasse (links: Folie mit Holzspänen, darüber Stahlplatten aber: eine Woche nach dem Einpflügen)

Ein Nachteil des Verfahrens ist, dass eine thermische Stabilisierung der Kabelumgebung nicht vorgenommen werden kann. Damit müssen die Kabel so ausgelegt werden, dass entweder bei höchstmöglicher Oberflächentemperatur der Schutzrohre noch keine Bodenaustrocknung auftritt oder aber, dass auch bei partieller Bodenaustrocknung (die nur einige cm um die Kabel/Rohre herum stattfinden würde) die geforderte Strombelastbarkeit ausreichend ist.

Wie aber die nachfolgenden Untersuchungen ausweisen, sind die Anforderungen an das Übertragungsvermögen der Kabel so hoch, dass die Vermeidung partieller Bodenaustrocknung durch eine thermische Stabilisierung zwingend erscheint, wenn nicht zu mehr als vier Kabelsystemen übergegangen werden soll. Damit entfällt die Möglichkeit der Pflugverlegung.

## 4. Wirkfaktoren von Freileitungs- und Erdkabelsystemen

Nachfolgend sollen einige Aspekte möglicher Auswirkungen der diskutierten Leitungssysteme auf ihre Umgebung, aber auch mögliche Einwirkungen der Umgebung auf die Leitungssysteme angesprochen werden. Diese Darstellung kann natürlich wegen der vielfältigen, komplexen Fragestellungen keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben.

### 4.1 Einwirkungen auf das Leitungssystem durch die Umgebung

Der Vorteil der Freileitungen ihrer leichten Zugänglichkeit, z.B. im Reparaturfall, ist verknüpft mit ihren wesentlichen Nachteilen: dem der leichten Zugänglichkeit und des optischen Erscheinungsbildes. Im Gegensatz zu Erdkabeln sind Freileitungen von extremen Wetterbedingungen betroffen, die mittlerweile nicht mehr der ganz seltene Ausnahmefall sind, sondern immer häufiger auftreten. In größerem Umfang passieren bei Freileitungen Ausfälle während sehr massiver äußerer Einwirkungen, z.B. durch Orkane und Windhosen und starken Eisbehang. In vielen derartigen Fällen zeigt sich, dass ungeplante Ausfälle von Freileitungssystemen immer wieder beide Systeme gleichzeitig betreffen (i.e. der sog. Common Mode), was die Versorgungssicherheit durch Freileitungs-Doppelsysteme verringert.

Extreme Wintersituationen können beispielsweise zum sogenannten „Seiltanzen“ führen, bei dem starker Wind die eisbehangenen Leitungsseile zu meterweisem Ausschwingen veranlasst, das zu Überschlägen, Kurzschlüssen und letztlich zu Beschädigungen der Seile und der Isolatorenketten führt. Hiergegen können allerdings in besonders exponierten Bereichen Gegenmaßnahmen mit Hilfe von Dämpfungselementen getroffen werden.

Besonders gravierend ist das Umbrechen von Freileitungsmasten, da hierdurch meist mehrere Systeme betroffen sind. Insbesondere geht hierbei die normalerweise gegebene  $(n-1)$ -Sicherheit des üblichen Doppelsystems verloren („Common Mode“). Ein extremes Beispiel für solche, allerdings seltenen Vorfälle sind die Dezember-Stürme 1999, die signifikante Bereiche des französischen Netzes zerstörten und viele Blackouts bewirkten. Die vollständige Wiederherstellung der Freileitungsverbindungen brauchte mehr als sechs Monate. Auch der Black-Out in Südaustralien im September 2016 wurde durch massive Stürme ausgelöst, infolge derer es aufgrund von Seiltanzen und Mastumbrüchen zu sechs aufeinanderfolgende Kurzschlüsse innerhalb von zwei Minuten kam. Bei diesen Mastumbrüchen betrug die Ausfalldauer des Doppelsystems jeweils deutlich über 1.000 Stunden.

Kabel sind gegen solche Wettereinflüsse weitgehend unempfindlich. Natürliche Gefährdungen sind in erster Linie durch Erdbewegungen gegeben, wie z.B. bei Hochwasser, beim Hangrutsch oder bei einem Erdbeben. Ein aktuelles Beispiel ist die Hochwasserkatastrophe im Ahrtal in 2021.

Fehlerursache sind meist die von Menschen verursachten mechanischen Eingriffe in die Kabelumgebung, z.B. durch Bagger oder Erdbohrer. Nach einer später noch diskutierten Cigré-Ausfallstatistik entfallen mehr als die Hälfte aller 110-kV-Kabelfehler auf mechanische Einwirkungen. Als Gegenmaßnahmen unterschiedlicher Wirksamkeit kommen oberhalb der Kabel liegende Abdeckplatten und Warnbänder, aber auch die Verlegung der Kabel in Schutzrohren in Betracht. Zudem ist das Risiko solcher externen Fehler in ländlichen Trassen weitaus geringer als in dicht besiedeltem, städtischen Gebiet.

Innere Fehler (d.h. elektrische Durchschläge) treten bei Kabelanlagen sehr selten auf, betreffen dann meistens die Garnituren (Muffen, Endverschlüsse) und ereignen sich meist kurz nach der Inbetriebnahme (d.h. Ausfallrate als „Badewannenfunktion“). Der einphasige Kabel- oder Garnituredurchschlag führt – insbesondere bei rohrverlegten Kabeln – nach aller Erfahrung nicht zu einer äußeren Einwirkung auf die Nachbarphasen.

## **4.2 Auswirkungen des Leitungssystems auf die Umgebung**

Leitungstrassen beeinflussen ihre Umgebung durch optische Beeinträchtigungen, durch Störungen während der Errichtung, durch Nutzungseinschränkungen der Trasse, durch Geräusche, HF-Störungen, Magnetfelder sowie durch weitere physikalisch/biologische und ökologische Effekte. Die Magnetfeld-Problematik wird in einem nachfolgenden Abschnitt ausführlich diskutiert.

Die auf Hochspannungspotential liegenden, allein durch die Luft isolierten Freileitungsseile stellen trotz ihrer schwierigen Zugänglichkeit eine, wenn auch geringe Gefährdung für Lebewesen dar. Sowohl der Zugang durch Unbefugte (z.B. Erklettern der Maste durch Kinder) als auch das Arbeiten in der Nähe der Freileitung (z.B. ungewollte Kontaktierung durch Arbeitsgeräte) führt von Zeit zu Zeit zu Unfällen. Bei Kabeln kann eine solche Gefährdung nur im Zusammenhang mit Erdarbeiten gegeben sein.

Gefährdungen des Flugverkehrs (kleinere Motorflugzeuge, Segelflugzeuge, Fesselballons, Drachenflieger etc.) und die Möglichkeit der Sabotage sind als Nachteile der Zugänglichkeit der Freileitung zu beachten.

Eine Gefährdung von Vögeln ist einerseits durch den Seilanflug gegeben (meist nachts oder in der Dämmerung; sog. „Drahtflugopfer“). Die großen Vogelarten sind aber auch durch den Aufenthalt im Bereich der Masttraversen gefährdet. Mögliche Schutzmaßnahmen gegen den Drahtanflug wie Anordnung der Leiterseile in einer Ebene zur Verhinderung einer vertikalen Dimension oder Erhöhung der Sichtbarkeit der Leiterseile stehen allerdings anderen Forderungen wie Minimierung des elektromagnetischen Feldes oder Unauffälligkeit der Freileitung im Landschaftsbild entgegen.

### **Waldbrandgefahr**

Feuerexperten sind bei der Untersuchung der Ursachen für die verheerenden Waldbrände vom Oktober 2017 in Kalifornien zu dem Schluss gekommen, dass Stromleitungen des größten US-Energieversorgers, PG&E, für diese Feuer verantwortlich waren. Ferner untersucht Kalifornien, ob eine Hochspannungsleitung von PG&E auch für das Camp Fire vom November 2018 verantwortlich ist. Die Kosten dieser bisher größten Waldbrandkatastrophe in dem US-Bundesstaat mit Schadenersatzforderungen von bis zu 30 Mrd. US-Dollar gefährden die Existenz des Unternehmens, das Ende Januar 2019 Insolvenz angemeldet hat. Es stellt sich die Frage, inwieweit zukünftig bei einer möglicherweise weiter verschärften Klimasituation in den Sommermonaten derartige Probleme und Haftungsfragen auch in Mitteleuropa auftreten können und welche Gegenmaßnahmen ergriffen werden können.

### **Optische Beeinträchtigungen, Nutzungsbeschränkungen und soziale Kosten**

Die Seile der Freileitungen schwingen bei starkem Wind aus und überstreifen hierbei eine Fläche, die über die seitliche Begrenzung der Maste hinausgeht. Die senkrechte Projektion des äußeren



ausgeschwungenen Seiles zuzüglich des Mindest-Sicherheitsabstandes zu beiden Seiten der Trassenmitte wird als Schutzstreifen bezeichnet. In diesem Schutzstreifen sind Nutzungsbeschränkungen, wie z.B. Höhenbeschränkungen gegeben, so dass der Bewuchs hier regelmäßig überprüft und flach gehalten werden muss (forstwirtschaftliche Beschränkung). Die landwirtschaftliche Nutzung ist in erster Linie im unmittelbaren Mastbereich eingeschränkt. Diese Flächen werden daher gegenüber den Eigentümern dinglich gesichert. Wertminderungen, die sich durch die Nutzungseinschränkungen im Schutzstreifen wie auch in den Mastbereichen ergeben, werden durch einmalige Entschädigungen an die Eigentümer abgeglichen.

Die Breite eines Kabelgrabens (hier z.B. 2 m bis 10 m) zuzüglich eines Schutzstreifens zu beiden Seiten, eines Arbeits- und Fahrweges sowie Ablageflächen für den Aushub wird, wie bei den Freileitungen, über Dienstbarkeiten, d.h. durch Entschädigung der Eigentümer gesichert. Nutzungsbeschränkungen bestehen ggfs. bei der landwirtschaftlichen Nutzung in einer eingeschränkten Grabentiefe (z.B.  $\leq 1,0$  m) sowie im Freihalten der Trasse von tief wurzelnden Gehölzen. Die Trasse darf nicht bebaut werden.

Als schwer zu objektivierende oder numerisch zu quantifizierende Beeinflussung der Umwelt wird die optische Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungstrassen kontrovers diskutiert. In touristisch geprägten Regionen und landschaftlich besonders wertvollen Gebieten stoßen Freileitungen oft unter dem Aspekt des Landschaftsschutzes auf Probleme im Rahmen der Genehmigungsverfahren. Versucht man, die Leitungen durch geringere Masthöhen unauffälliger zu gestalten, so führt dieses Prinzip zu einer Verkürzung der Spannweiten und damit zu einer größeren Anzahl von Masten, bezogen auf die Übertragungslänge. Begründet durch die zunehmende Belastung der Landschaft einerseits und zum anderen der Beeinträchtigungen der Tourismus-Einkünfte, des Eigentums (z.B. Grundstückentwertung) und der Planungsmöglichkeiten der Gemeinden sowie der Gebietstrennungen wird zunehmend die Berücksichtigung dieser sozialen Kosten bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung gefordert.

Bei Verkabelungen sind erhebliche optische Beeinträchtigungen an den Kabelenden durch die beiden Übergangsstationen gegeben, vergl. nachfolgenden Abschnitt „Übergangsbauwerke“. Hinzu kommt eine Flächenbeanspruchung, die bei Freiluftanlagen jeweils etwa 1500...2000 m<sup>2</sup> beträgt. Bei einer unterirdisch ausgeführten Innenraumanlage, wie nachfolgend beschrieben, wird die beanspruchte Fläche erheblich reduziert. Eine optische Beeinträchtigung ist hier nur durch den Abschlussmast (oder ein Portal) der Freileitung sowie die sechs Kabeleinführungen gegeben. Allerdings ist auch der Aufwand spürbar erhöht, und es kommt das klimaschädliche Isoliergas SF<sub>6</sub> zum Einsatz, dessen künftige Zulässigkeit infrage gestellt ist.

### **Bodeneingriff und Bodenerwärmung**

Während Freileitungen ihre Verlustwärme direkt an die umgebende Luft und damit in die Atmosphäre abgeben, geschieht dies bei den Kabeln zunächst über das umgebende Erdreich. Dies hat zur Folge, dass die Kabelanlage umgebende Bodenbereiche aufwärmt und in Extremfällen, bei lang anstehender, hoher Belastung in unmittelbarer Umgebung der Kabel, bis zu einem maximalen Abstand von etwa 30...50 cm, der Boden auch austrocknen kann. Bei normaler Leitungsauslastung sind allerdings thermische Auswirkungen der Wärmeabgabe der Kabel im Wurzelbereich von Pflanzen, d.h. in einer Tiefe bis zu 0,3 m, sind mit Erwärmungen von  $< 1...2$  K nicht zu befürchten, -sie gehen in den normalen jahreszeitlichen Schwankungen unter [21]. In ländlichen Bereichen ist damit weiterhin eine ungestörte landwirtschaftliche Nutzung auch oberhalb der Kabeltrassen möglich.

Wie später ausgeführt wird, wird bei den vorgegebenen hohen Übertragungsleistungen eine sogenannte thermische Stabilisierung des Kabelgrabens mit einem thermisch günstigen Material wie Magerbeton, thermisch stabilem Flüssigboden o.ä. erforderlich.

In der Abb. 4.3 sind einige Beispiele einer 380-kV-Trasse mit vier Kabelsystemen (Amprion; Raesfeld, 2015) gezeigt. Hier wurde besonderer Wert auf eine bodenschonende Bauweise gelegt. So wurde bei der Grabenherstellung bis zu sechs unterschiedliche Bodenbereiche ausgehoben und getrennt abgelegt.

Da die hier diskutierte Trasse auch Naturschutzgebiete kreuzt, stellt sich die Frage der Zulässigkeit und Akzeptanz solcher Kabelgräben in diesen Bereichen.

### Elektrische und magnetische Felder

Über die entstehenden elektrischen und magnetischen Felder wird in einem nachfolgenden Kapitel ausführlich berichtet.



Rekultivierung; Tiefenlockerung durch MM100



Abb. 4.3: Beispiele zu einer 380-kV-Trasse mit vier Kabelsystemen; Amprion; Raesfeld, 2015



## 5. Mögliche Auslegungen der Kabelanlage

Im vorliegenden Kapitel sollen mögliche Ausführungsvarianten der Verkabelung diskutiert werden. Hierzu sind zunächst die betrieblichen Parameter der Verbindung sowie die verwendeten Berechnungsverfahren und Trassenparameter

### 5.1 Betriebliche Aspekte der Kabel

Anders als bei erdverlegten Kabeln ist die Wärmekapazität der Freileitungsseile gering, so dass diese bei konstanter Strombelastung ihre Enderwärmung nach wenigen Minuten erreichen. Aus demselben Grunde hat die Freileitung bei gleichbleibenden Umgebungsbedingungen, wieder im Gegensatz zum Kabel, nur eine vernachlässig geringe zeitweilige Überlastbarkeit.

Die Netzlasten sind im Tagesverlauf, aber auch im jährlichen Zyklus meist zeitlichen Schwankungen unterworfen. Kabel können bei solchen Wechsellasten höher belastet werden als bei der für den Freileitungsentwurf angenommen zeitkonstanten Höchstlast, der sogenannten Dauerlast. Die thermische Grenzleistung des Kabels hängt somit vom Belastungsgrad  $m$  ab und wächst mit kleiner werdendem Belastungsgrad. Ausgegangen wird hierbei von einem sich täglich wiederholenden Laststromzyklus, der durch den Höchststrom  $I_{\max}$  und seinen Zeitmittelwert  $m I_{\max}$  beschrieben wird. Dabei wird zur Auslegung von 110-kV- und 220-kV-Kabeln oft von einer Auslastung mit sogenannter EVU-Last mit einem Belastungsgrad von  $m = 0,70 \dots 0,80$  ausgegangen (z.B. [22], [23]). Der Anlagenbetreiber verweist allerdings auf die über einen Planungszeitraum von mehr als 30 Jahren nicht abzusehenden Entwicklungen der zu erwartenden Netzlasten, die sich künftig unter dem Einfluss neuer Technologien verändern können. Man denke hierbei an Ladestationen von Elektromobilen, an Wärmepumpen zur Gebäudeheizung uvm. Vor allen Dingen handelt es sich aber um eine Kraftwerksdirektleitung, für die von langdauernden Zeiträumen mit konstanter Höchstlast ausgegangen werden muss. Daher fordert der Anlagenbetreiber, dass durch eventuelle Verkabelungen die Übertragungsmöglichkeiten der Freileitung nicht eingeschränkt werden dürfen. Unter diesem Aspekt werden nachfolgend Belastungsgrade von  $m = 0,70 \dots 1,0$  mit besonderem Fokus auf die Dauerlast ( $m = 1,0$ ) betrachtet.

Vorgegeben ist ein (n-1)-sicherer Übertragungsstrom von  $I_0 = 4000$  A, verbunden mit einem maximalen Betriebsstrom in beiden Leitungssystemen von  $2 \times I_{\max} = 2 \times 2400$  A ( $2 \times 60\%$ ). Mit der Planungsvorgabe, dass die Verkabelung keine Einschränkungen der betrieblichen Möglichkeiten der Freileitung bewirken darf, werden nachfolgend diejenigen Varianten, die das Dauerlastkriterium nicht erfüllen, in den Ergebnistabellen zwar der Vollständigkeit halber mitgeführt, sind aber grau hinterlegt.

### 5.2 Berechnungsverfahren und Parameter

Im Folgenden werden Berechnungen der Kabelbelastbarkeiten und der Kabelerwärmungen ausgeführt. Dabei werden zur Berechnung der thermischen Ersatzelemente des Kabels Verfahren eingesetzt, wie sie in [11], [24], [25], [26] beschrieben sind. Diese Verfahren arbeiten weitgehend auf der Basis der einschlägigen IEC-Publikationen, insbesondere [11]. Bei darüber hinausgehenden Betrachtungen der stationären Temperaturfelder kam das vom Verfasser entwickelte Programm KATRAS [26], [27] und [28] zum Einsatz. Das Programm ist in der Lage, die elektromagnetischen Verkopplungen aller Kabelleiter und Schirme und die hieraus resultierenden Längs- und Wirbelströme sowie die resultierenden Verluste zu berücksichtigen.

Partielle Bodenaustrocknung wird nach dem Zweischichtenmodell berücksichtigt ([24] bis [28]). Thermisch stabilisierte Bereiche werden mit Hilfe eines Feldberechnungsverfahrens erfasst, bei dem der Sprung der Wärmeleitfähigkeit an den Bereichsrändern durch thermische Dipolflächen simuliert wird [24], [26], [27].

Nach den unten ausgewiesenen Bodenarten und –typen in den fraglichen Trassenbereichen kann davon ausgegangen werden, dass keine extrem ungünstigen thermischen Verhältnisse vorliegen werden. Damit können dem umgebenden Boden in der Kabeltrasse konservativ Standard-Eigenschaften nach IEC/VDE (vergl. z.B [11], [23], ) zugeordnet werden, nämlich:

- Wärmeleitfähigkeit des feuchten Boden:  $\lambda_F = 1,0 \text{ W/(K m)}$ ,
- Wärmeleitfähigkeit des trockenen Bodens:  $\lambda_T = 0,4 \text{ W/(K m)}$ .

Nach IEC/VDE ist die Grenzerwärmung für einsetzende Bodenaustrocknung abhängig vom Belastungsgrad  $m$  (bezogener Zeitmittelwert des Strom-Tageszyklus). Es gilt [22]:

$$\Delta\theta_g = 15 \text{ K} + (1 - m)100/3 \text{ K} ,$$

woraus für  $m = 0,70$  eine Grenzerwärmung von  $\Delta\theta_g = 25\text{K}$  und für  $m = 1,0$  von  $\Delta\theta_g = 15\text{K}$  folgt. Für eine bei Legetiefen im Bereich von 1,5...4,0 m anzunehmende, ungestörte Bodentemperatur von  $\theta_{\text{Umg}} = 15^\circ\text{C}$  bedeutet dies also eine Grenztemperatur des Bodens für einsetzende partielle Bodenaustrocknung von 30...40°C. Allerdings muss hierfür die Grenztemperatur über einen längeren Zeitraum von z.B. mehreren Wochen, bei Vorhandensein eines thermisch stabilisierten Bereichs sogar von mehreren Monaten, überschritten werden.

Eine Dauerlast im Sinne des Erreichens der Endtemperaturen erfordert bei Kabeln eine über viele Wochen bis Monate konstante Last, die in der Praxis aufgrund der zeitlich variierenden Last nicht oder nur in Sonderfällen wie der hier vorliegenden Kraftwerksdirektleitung gegeben sein wird. Bei Freileitungen lässt sich hingegen, wegen der geringen thermischen Zeitkonstanten, eine „Dauerlast“ schon über eine nur 15...30 min konstant anstehende Last definieren.

Die zuvor aufgeführten Parameter entsprechen üblichen, international verwendeten Kenngrößen; sie gelten als sichere Größen, die nur unter sehr ungünstigen Verhältnissen erreicht werden.

Nach den obenstehenden Ausführungen werden als stationäre Übertragungsströme der Kabelanlage

- **2x 2400 A** sowie
- **1x 4000 A**

als Dauerlasten gefordert.

Nachfolgend werden unterschiedliche Kabelanordnungen zur Erfüllung der vorgegebenen Übertragungsaufgabe gesucht. Dabei wird der Kabelgraben zunächst idealisiert, d.h. mit senkrechten Grabenwänden („gepölte“ Ausführung) und ohne die ansonsten während der Bauphase erforderlichen Flächen für Seitenstreifen, Arbeitsweg und Ablageflächen für den Aushub dargestellt. Für die beiden verbleibenden Realisierungsmöglichkeiten werden diese Aspekte ausführlich mit Abb. 5.8 im Abschnitt 5.5.1 und Abb. 5.25 im Abschnitt 5.7.1 diskutiert.

### 5.3 Realisierung mit zwei Kabelsystemen

Die vom Aufwand her günstigste Möglichkeit einer Verkabelung wäre der Übergang von den zwei Freileitungssystemen auf nur zwei Kabelsysteme. Abb. 5.1 zeigt das Beispiel eines ausgebauten („gepöhlten“) Kabelgrabens mit zwei 220-kV-Kabelsystemen. Die Grabenbreite liegt bei rd. 4,0 m, der allerdings noch der Platzbedarf für zwei Randstreifen, einen Fahr- und Arbeitsweg sowie Ablageflächen für den Aushub hinzuzurechnen sind.

Die beiden Kabelsysteme sind in einer Einebenenordnung in einer Tiefe von 1,5 m verlegt und mit einem thermischen stabilisierten Bereich, z.B. aus Magerbeton, umgeben, der sich bis zur Grabensohle in 1,75 m Tiefe und nach oben bis zu 1,0 m Tiefe erstreckt. Die Kabel liegen in Leerrohren (250 mm/12 mm), die im System einen lichten Abstand von 0,25 m und zwischen den Systemen von 0,75 m aufweisen. Der thermischen Stabilisierung wird eine Wärmeleitfähigkeit von  $1,0 \text{ W/(Km)}$  zugeordnet, während für die normale Grabenrückfüllung von den Standardgrößen (z.B. [11, 23]) ausgegangen wird ( $1,0/0,40 \text{ W/(Km)}$ ).

Zur Abklärung der grundsätzlichen Realisierungsmöglichkeit wird ein 220-kV-Kabel mit dem zur Zeit größtmöglichen Kupferleiterquerschnitt von  $3500 \text{ mm}^2$  vorausgesetzt, wobei diese Leiter durch Isolierung von Einzeldrähten besonders verlustarm gehalten werden (Annahme für den sog. ks-Faktor [11]  $k_s = 0,30$ ).

Tabelle 5.1 gibt eine Zusammenstellung von Ergebnissen: variiert wurde hierbei der Belastungsgrad von  $m = 0,70$  bis zu  $1,0$ . Wiedergegeben sind die Strombelastbarkeiten für die beiden Fälle, dass

- a) beide Systeme auf Dauer mit den maximalen Betriebsströmen von  $2 \times 2400 \text{ A}$  und
- b) nur ein System mit dem  $(n-1)$ -Strom von  $1 \times 4000 \text{ A}$

belastet sind.

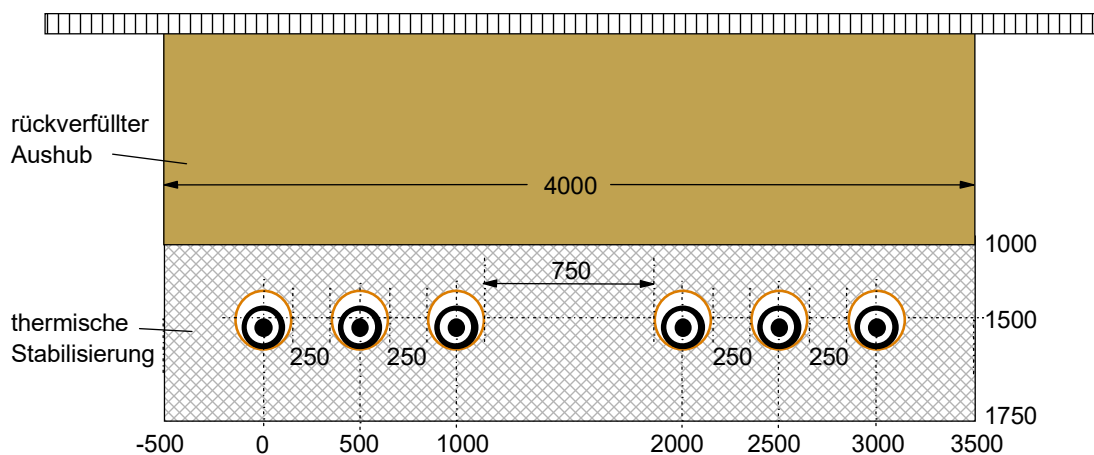


Abb. 5.1: Kabelgraben mit zwei 220-kV-Kabelsystemen  
Ausgebauter („gepöhlter“) Kabelgraben; Breite 4,0 m zzgl. Randstreifen, Fahrweg (Arbeitsweg) und Ablagefläche für den Aushub

Wird in der Tab. 5.1 zunächst der günstigste Fall eines Belastungsgrades von  $m = 0,70$  betrachtet, so zeigt sich, dass zwar die Anforderung von  $2 \times 2400 \text{ A}$  gehalten wird, dass aber die  $(n-1)$ -Forderung für ein Kabelsystem von  $1 \times 4000 \text{ A}$  um mehr als 30 % unterschritten wird. Für höhere Belastungsgrade  $m > 0,7$ , insbesondere für Dauerlast ( $m = 1,0$ ), werden beiden Anforderungen ( $2 \times 2400 \text{ A}$  und  $1 \times 4000 \text{ A}$ ) nicht erfüllt.

Wird versucht, die fehlenden (n-1)-Belastbarkeit über die zeitweilige Überlastfähigkeit der Kabel aufzufangen, so ist auch diese Möglichkeit begrenzt. Dies sein am Beispiel  $m = 0,70$  diskutiert:

In [30] sind Beispiele für die zulässige Dauer einer Überschreitung der Übertragungsnennleistung von 380-kV-Höchstspannungskabeln gegeben. Typische Ergebnisse hieraus sind:

Überschreitung:	zul. Dauer
ca. 10 %	ca. 56 Tage
ca. 25 %	ca. 8 Tage
ca. 50 %	ca. 21 Stunden
ca. 100 %	ca. 6 Stunden.

		<i>m</i>	2x3x1x3500 mm <sup>2</sup> Cu
$I_{2DS}$	A	0,70	2x 2526
$I_{1DS}$	A		1x 2727
$\theta_{e,max}$ für 2*2400 A	°C		86,2,0
$I_{2DS}$	A	0,80	2x 2356
$I_{1DS}$	A		1x 2594
$\theta_{e,max}$ für 2*2400 A	°C		100,6
$I_{2DS}$	A	0,90	2x 2138
$I_{1DS}$	A		1x 2393
$\theta_{e,max}$ für 2*2400 A	°C		145,5
$I_{2DS}$	A	1,00	2x 1927
$I_{1DS}$	A		1x 2184
$\theta_{e,max}$ für 2*2400	°C		> 150
$B_{max}$ für 2*2400 A	μT		116,4 μT bei 1,6 m/0,2 m für Phasenfolge 1/1/1/1

Tab. 5.1: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  (s. Text) ; grau: geforderte Dauerlast nicht möglich

Demnach ist im vorliegenden Fall mit einer Belastbarkeits-Überschreitung um  $4000 \text{ A}/2727 \text{ A}-1 = 47,7 \%$  eine zulässige Dauer dieses (n-1)-Falles (1x4000 A) von weniger als einem Tag gegeben. Nach Vorgaben des Anlagenbetreibers ist diese Dauer für etwaige Betriebsumschaltungen und sonstige Maßnahmen zu kurz und stellt damit eine nicht akzeptable Einschränkung gegenüber dem Betrieb ohne Verkabelung dar. Ein weiteres Argument besteht darin, dass bei Ausfall eines Kabelsystems die Übertragungsanlage sich für die Reparaturdauer, d.h. ggfs. über mehrere Wochen, in verletzlichem Zustand befindet (d.h. das Risiko eines Totalausfalls der Übertragung bei einer weiteren Störung).

Eine Überwindung dieser thermischen Grenzen könnte mit Hilfe des Minimaltrassen-Prinzips erreicht werden, das beispielsweise in [30] beschrieben ist: hierzu werden die Kabel in wassergefüllten Rohren verlegt und im Notbetrieb mit Hilfe einer Kühlanlage betrieben. Der Aufwand für die Errichtung (Platzbedarf und Kosten) der Kühlanlage und vor allem auch für ihre betriebliche Überwachung und Wartung ist allerdings erheblich und wird daher von Netzbetreibern und Anlagenbetreibern nach Möglichkeit vermieden.

Erwähnt werden sollen auch die bei nur zwei Kabelsystemen erhöhten magnetischen Induktionen, die für die Einebenenordnung in Abb. 5.1 in einer Höhe von 0,2 m über dem Erdboden, direkt über dem Kabelsystem eine maximale Größe von 116,4 μT erreichen.

Abhilfe könnte hier der Einsatz von sog. Kompensationsleitern schaffen: dies sind an geeigneten Orten im Kabelgraben parallel verlegte, isolierte Leiter (vergl. Abb. 5.2), die an ihren Enden beidseitig kurzgeschlossen sind. Maximal erzielbare Schirmungsfaktoren liegen etwa bei 2, so dass magnetische Induktionen direkt über den Kabeln von rd. 50...70  $\mu\text{T}$  zu erwarten wären. Allerdings erzeugen diese Kompensationsleiter zusätzliche Wärmeverluste im Kabelgraben und mindern damit die Strombelastbarkeiten.

Insbesondere aus den obengenannten betrieblichen Gründen muss daher eine Realisierung mit nur zwei Kabelsystemen verworfen werden. Allerdings wird nachfolgend eine sogenannte PowerTubes-Installation mit zwei Kabelsystemen und jeweils einem Reservekabel bei geeigneter Auslegung der Übergangsstationen diskutiert.

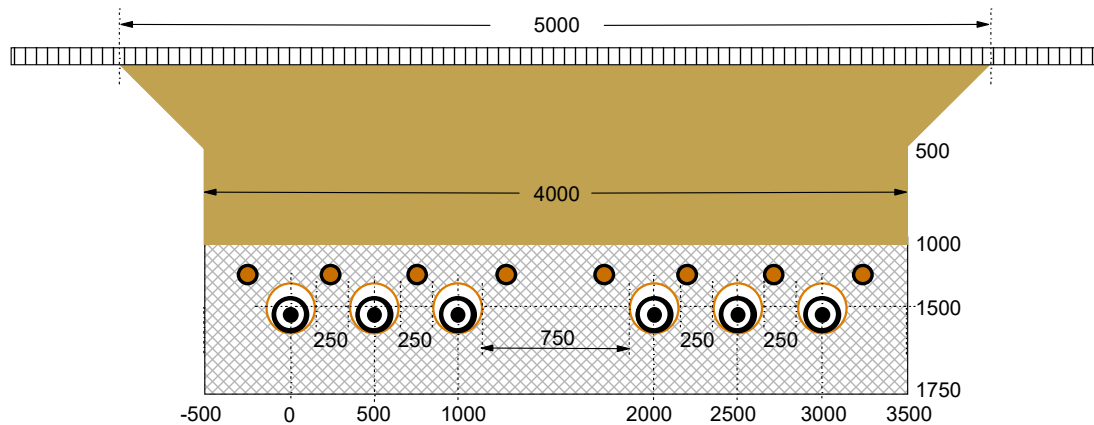


Abb. 5.2: wie zu Abb. 5.1, aber: abgeboeschter Kabelgraben; Kabelanlage mit acht Kompensationsleitern: ●

## 5.4 Realisierung mit drei Kabelsystemen

Die anlagentechnischen und betrieblichen Nachteile einer Realisierung mit drei Kabelsystemen sind ausführlich in [12] beschrieben. Hierzu ist zunächst der erhebliche Aufwand der Übergangsstationen mit vier zusätzlichen Schaltfeldern und Leistungsschaltern zu erwähnen, vergl. Abb. 5.3, der spürbare Nachteile bei den Kosten und beim Flächenbedarf der Übergangsstationen nach sich zieht. Hinzu kommen betriebliche Einschränkungen und ein komplizierteres Leitungsschutzsystem. Eine Realisierung mit drei Kabelsystemen wird aus diesen Gründen hier nicht weiter betrachtet.

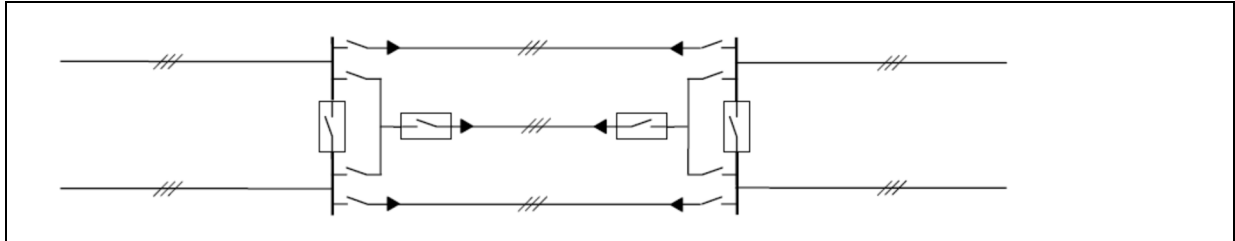


Abb. 5.3: Verkabelungen mit drei Kabelsystemen [Os]

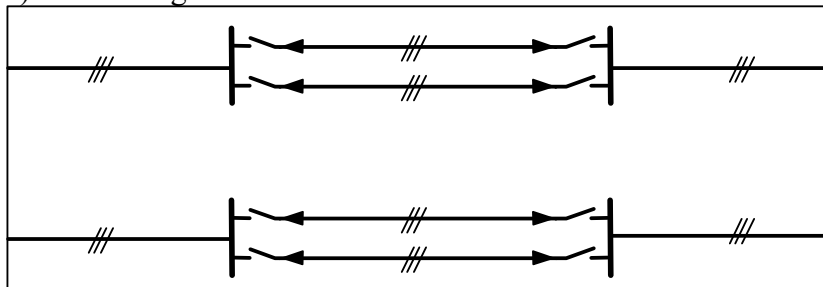
Die hier einfach gezeichneten Schalter sind Trennschalter, die umrahmten Schalter sind Leistungsschalter

## 5.5 Realisierung mit vier Kabelsystemen

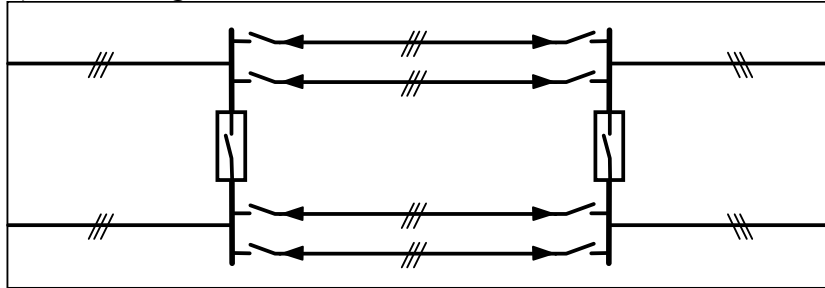
In der Abb. 5.4 sind drei mögliche Schaltungen von zwei Kabel-Doppelsystemen in den Übergangsfeldern dargestellt. Da der Anlagenbetreiber zusätzliche Trenn- und Leistungsschalter in den Übergangsfeldern vermeiden möchte, sei darauf verwiesen, dass die Trennschalter in der Abbildung auch vermieden werden können, wenn die entsprechenden Umschaltungen (mit vergrößerter Umschaltdauer) händisch vorgenommen werden. Entsprechend sind die nachfolgenden Bemerkungen zu Trennschaltern zu interpretieren.

Wird bei der Verkabelung je Freileitungssystem ein Kabel-Doppelsystem eingesetzt, so kann die Anlagengestaltung „A“ nach Abb. 5.4a mit zwei Trennschaltern je Kabelsystem in der Übergangsstation gewählt werden. Die beiden Kabel-Doppelsysteme werden dann, in Reihe mit dem zugehörigen Freileitungssystem, unabhängig betrieben: für den Fall, dass ein Kabelsystem ausfällt, kann der betroffene Strang noch mit einem Kabelsystem weiterbetrieben werden, das dann allerdings die volle Leistung des Freileitungssystems übernehmen muss. Die gesamte Übertragungsleistung wird damit auf das Dreifache der Belastbarkeit eines einzelnen Kabels beschränkt.

a) Schaltung A



b) Schaltung B



c) Schaltung C

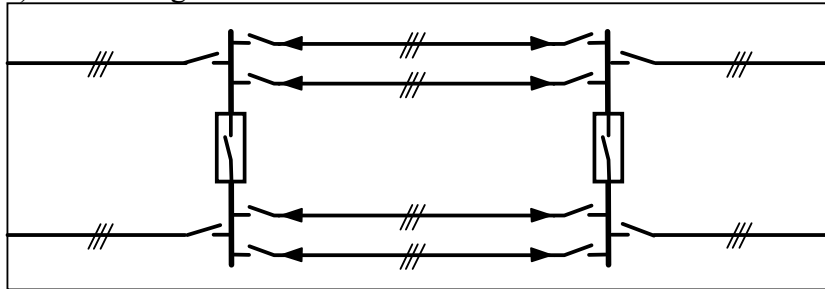


Abb. 5.4: Verkabelungen mit vier Kabelsystemen

- a) mit zwei getrennten Stromkreisen
- b) mit Kopplungsmöglichkeit über zwei Leistungsschalter
- c) wie in b), aber mit zusätzlichen Trennschaltern (bzw. händisch trennbaren Verbindungen) für die Freileitung

Werden Kuppelschalter wie in der Abb. 5.4b („Schaltung B“) eingesetzt, so kann die Übertragungsleistung bei Ausfall eines Kabelsystems gleichmäßiger als bei Schaltung A auf die verbliebenen drei Kabelsysteme aufgeteilt werden. Einschränkungen beim Normalbetrieb ( $2 \times 2400 \text{ A}$ ) sind damit kaum zu erwarten. Fällt jedoch ein Freileitungssystem aus, so wird die  $(n-1)$ -Übertragungsleistung durch die Belastbarkeit von nur zwei Kabelsystemen bestimmt. Diese Schaltung wird vom Anlagenbetreiber wegen des erforderlichen Einsatzes zusätzlicher Leistungsschalter abgelehnt.

Mit zusätzlichen Trennschaltern für die Freileitung, vergl. Schaltung C in Abb. 5.5c, kann bei Ausfall eines Freileitungsstranges der  $(n-1)$ -Strom von  $1 \times 4000 \text{ A}$  sogar von den vier parallelen Kabelsystemen dauerhaft übernommen werden. Damit erfüllen Kabelsysteme, welche die Anforderung des Normalbetriebs ( $2 \times 2400 \text{ A} = 2 \times 63 \%$  der thermischen Grenzleistung der Freileitung) erfüllen, auch die Anforderung der  $(n-1)$ -Situation (mit  $1 \times 4000 \text{ A} = 100 \%$  der thermischen Grenzleistung). Beim Ausfall eines Kabelsystems verbleiben hierzu drei Kabelsysteme, die aber ebenfalls ausreichen sollten, da sich die Belastbarkeiten der drei Systeme aufgrund der verminderten gegenseitigen thermischen Beeinflussungen entsprechend anheben.

Allerdings wird eine Realisierung von Schaltung C wegen des Einsatzes von Leistungsschaltern, dem zusätzlichen Platzbedarf und der komplizierteren Schutztechnik derzeit vom Anlagenbetreiber abgelehnt. Hinzu kommt das Argument, dass eine solche Schaltung bei Verkabelungen bis heute weltweit noch nicht erprobt wurde. Man steht dieser Lösung durchaus mit großem Interesse gegenüber und will die weitere Entwicklung verfolgen, ist aber zur Zeit noch nicht zu einem Einsatz bereit.

### 5.5.1 Einebenen-Anordnung

Für eine Verkabelung mit zwei Kabeldoppelsystemen zeigt Abb. 5.5 das Beispiel eines ausgebauten Kabelgrabens mit einer Einebenenanordnung. Die Grabenbreite liegt bei rd. 6,0 m, der allerdings noch der Platzbedarf für Randstreifen, einen Fahr- und Arbeitsweg sowie Ablageflächen für den Aushub hinzuzurechnen ist.

Die vier Kabelsysteme sind in einer Tiefe von 1,5 m verlegt und mit einem thermischen stabilisierten Bereich, z.B. aus Magerbeton, umgeben, der sich bis zur Grabensohle in 1,75 m Tiefe und nach oben bis zu 1,0 m Tiefe erstreckt. Die Kabel liegen in Leerrohren (250 mm/12 mm), die im System einen lichten Abstand von 0,10 m und zwischen den Systemen von 1,0 m aufweisen. Der thermischen Stabilisierung wird eine Wärmeleitfähigkeit von 1,0 W/(Km) zugeordnet, während für die normale Grabenrückfüllung von den Standardgrößen (z.B. partielle Bodenaustrocknung nach [31, 11]) ausgegangen wird.

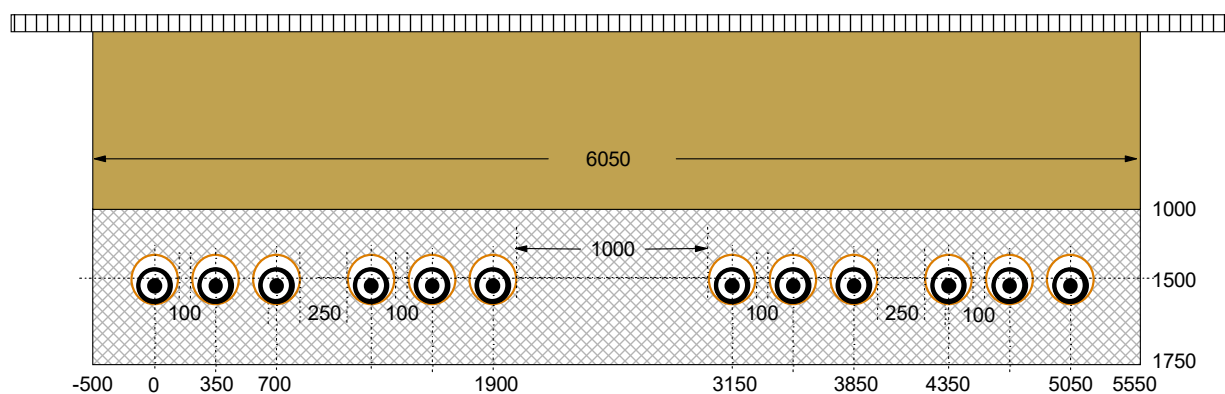


Abb. 5.5: Einebenenanordnung im ausgebauten („gepölzter“) Kabelgraben; Breite rd. 6,1 m, zzgl. Randstreifen, Fahrweg (Arbeitsweg) und Ablagefläche für den Aushub

Für drei unterschiedliche Leiterquerschnitte und –materialien sind in der Tabelle 5.2, wieder für Belastungsgrade von  $m = 0,70$  bis zu 1,0, die Belastbarkeiten und Temperaturen für die drei betrachteten, extremen Betriebszustände zusammengestellt. Abb. 5.6 zeigt diese Strombelastbarkeiten für die beiden Lastfälle in Tab. 5.2.

Nach Tab. 5.2 und Abb. 5.6 gilt Folgendes: die Höchstlast im Dauerbetrieb wird selbst von Kabeln mit 3500 mm<sup>2</sup>-Al-Leitern und Dauerlast sicher gehalten. Die (n-1)-Höchstlast von 1x4000 A erfordert größte Leiterquerschnitte von 3500 mm<sup>2</sup> Cu oder 3200 mm<sup>2</sup> Cu, mit denen ein Belastungsgrad bis zu  $m = 0,80$  zulässig ist. Für höhere Belastungsgrade kann (n-1)-Anforderung stationär nicht erfüllt werden.

Die maximale magnetische Induktion direkt oberhalb des Kabelsystems in 0,2 m Höhe über dem Erdboden beträgt bei Höchstlast im Normalbetrieb von 2x2400 A rd. 48 µT. Über die räumliche Verteilung des Magnetfeldes wird weiter unten berichtet.

Soll die (n-1)-Anforderung von 1x4000 A auch für Dauerlast erfüllt werden, so kann dies mit Hilfe der Schaltung C (vergl. Abb. 5.4) in den Übergangsfeldern erreicht werden, - allerdings mit entsprechend erhöhtem Aufwand und Platzbedarf. Zudem gilt die einschränkende Bemerkung aus Abschnitt 5.5 (mangelnde Betriebserfahrung). Daher stellt diese Variante keine Option für den Anlagenbetreiber dar.



		$m$	2500 mm <sup>2</sup> Cu	3200 mm <sup>2</sup> Cu	3500 mm <sup>2</sup> Cu	4000 mm <sup>2</sup> Al
$I_{2DS}$	A	0,70	2x 3570	2x 4097	2x 4223	2x 3374
$I_{1DS}$	A		1x 3851	1x 4434	1x 4585	1x 3652
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		47,9	40,7	39,5	51,4
$I_{2DS}$	A	0,80	2x 3296	2x 3776	2x 3901	2x 3108
$I_{1DS}$	A		1x 3593	1x 4123	1x 4264	1x 3394
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		50,9	43,0	41,5	55,3
$I_{2DS}$	A	0,90	2x 2967	2x 3396	2x 3506	2x 2793
$I_{1DS}$	A		1x 3259	1x 3736	1x 3861	1x 3073
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		57,2	46,8	44,8	64,2
$I_{2DS}$	A	1,00	2x 2657	2x 3038	2x 3135	2x 2498
$I_{1DS}$	A		1x 2940	1x 3365	1x 3475	1x 2767
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		73,5	54,1	51,0	86,3
$B_{max}$ für 2*2400 A			51,2 µT bei 0,70/0,20 für Phasenfolge 2: 1/6//1/6 47,7 µT bei 0,2 m/0,2 m für Phasenfolge 1: 1/1//1/1			

Tab. 5.2: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  zu Abb. 5.6 (s. Text); Parameter: Leiterkonstruktion; grau: Dauerlast nicht möglich  
Phasenfolge 1: „1/1/1/1“: L1-L2-L3= L1-L2-L3= L1-L2-L3= L1-L2-L3  
Phasenfolge 2: „1/6/1/6“: L1-L2-L3= L3-L2-L1= L1-L2-L3= L3-L2-L1

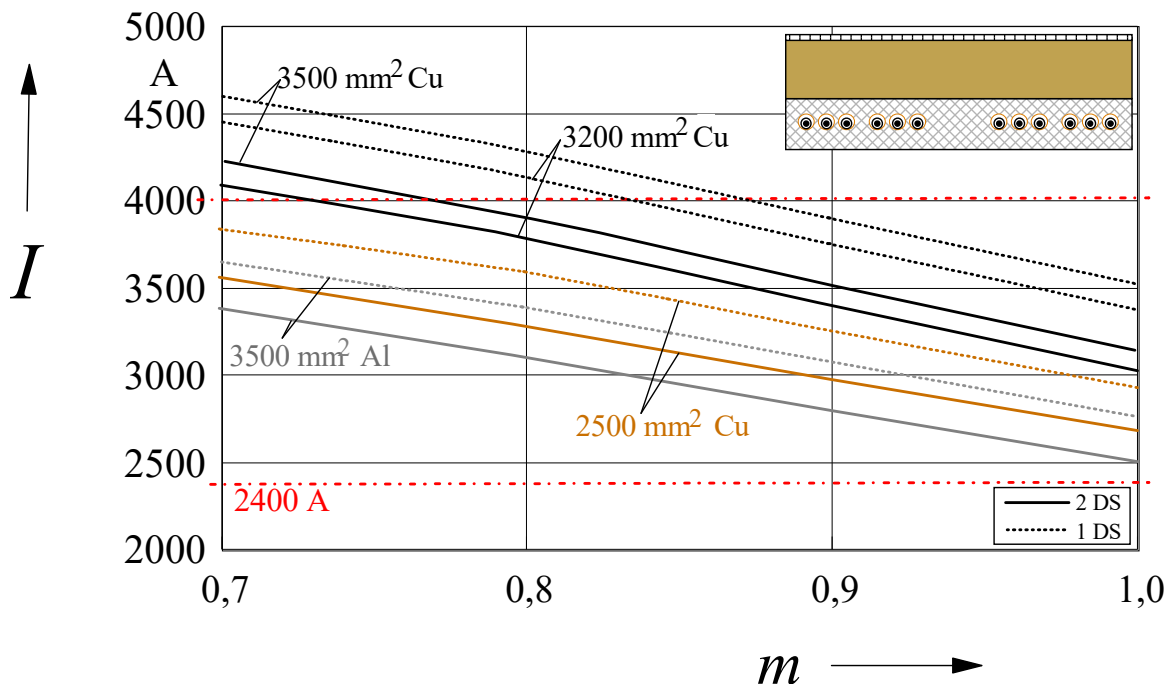


Abb. 5.6: Strombelastbarkeiten für die beiden Lastfälle in Tab. 5.2 als Funktion des Belastungsgrads  $m$ ; Parameter: Leiterkonstruktion;  $\lambda_{Stab} = 1,0 \text{ W/(Km)}$   
durchgezogene Kennlinien: Normalbetrieb (2x2400 A); gestrichelt: (n-1)-Betrieb (4000 A)

Für eine Lösungsvariante wird nicht nur der größtmögliche Kupferleiterquerschnitt von 3500 mm<sup>2</sup> erforderlich, sondern auch eine aufgeweitete Verlegeanordnung, wie sie als Beispiel in der Abb. 5.7 gezeigt ist. Die Breite des Kabelgrabens (Sohle) hat sich hier auf rd. 9,2 m vergrößert. Zudem muss eine Wärmeleitfähigkeit der thermischen Stabilisierung von 1,50 W/(Km) sichergestellt werden (wofür entsprechende Materialien zur Verfügung stehen).

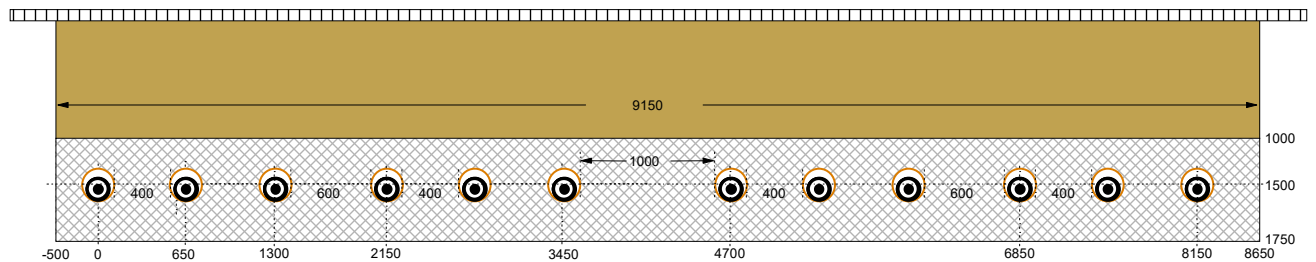


Abb. 5.7: wie zu Abb. 5.5, aber mit vergrößerten Abständen: Breite des Kabelgrabens (Sohle) rd. 9,2 m;  $\lambda_{\text{Stab}} = 1,50 \text{ W/(Km)}$

In der Tabelle 5.2 sind für einen Kupferleiterquerschnitt von  $3500 \text{ mm}^2$  und für Belastungsgrade von  $m = 0,70$  bis zu  $1,0$  die Belastbarkeiten und Temperaturen für die betrachteten Betriebszustände zusammengestellt. Deutlich wird, dass jetzt die (n-1)-Anforderung auch für eine Dauerlast von  $4000 \text{ A}$  erfüllt wird.

		<i>m</i>	3500 mm <sup>2</sup> Cu
$I_{2\text{DS}}$	A	0,70	2x 4999
$I_{1\text{DS}}$	A		1x 5302
$\theta_{\text{c,max}}$ für 2*2400 A	°C		32,6
$I_{2\text{DS}}$	A	0,80	2x 4634
$I_{1\text{DS}}$	A		1x 4952
$\theta_{\text{c,max}}$ für 2*2400 A	°C		33,9
$I_{2\text{DS}}$	A	0,90	2x 4193
$I_{1\text{DS}}$	A		1x 4511
$\theta_{\text{c,max}}$ für 2*2400 A	°C		36,1
$I_{2\text{DS}}$	A	1,00	2x 3772
$I_{1\text{DS}}$	A		1x <b>4085</b>
$\theta_{\text{c,max}}$ für 2*2400 A	°C		48,5
$B_{\text{max}}$ für 2*2400 A			109,1 $\mu\text{T}$ bei 1,5/0,2 m Phasenfolge 1/6//1/6

Tab. 5.3: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  zu Abb. 5.7;  $\lambda_{\text{Stab}}=1,5 \text{ W/(Km)}$  (s. Text)

Nach Tab. 5.3 wird in einer Höhe von  $0,2 \text{ m}$  über dem Erdboden, direkt über der Kabeltrasse, ein verhältnismäßig hoher Wert von rd.  $109 \mu\text{T}$  erreicht. Dies lässt sich aber durch leichte Verringerung der Abstände und/oder durch Einsatz von Kompensationsleitern beheben, wobei Reduktionen des Magnetfeldes um einen Faktor von etwa  $0,5 \dots 1$  erreicht werden [32]. Nimmt man an, dass ein Daueraufenthalt von Lebewesen erst bei Abständen von mehr als  $5 \text{ m}$  zum Kabelgraben gegeben ist, so kann dort von magnetischen Induktionen von weniger als  $5 \mu\text{T}$  ausgegangen werden. In einer Höhe von  $1,0 \text{ m}$  über der Kabeltrasse sind die magnetischen Induktionen um einen Faktor  $< 0,5$  geringer als zuvor. Dies wird nachfolgend ausführlich im Abschnitt „Magnetfelder“ beschrieben. Eine genauere Auslegung der Kabelanlage sollte allerdings einem eventuellen späteren, konkreten Gestaltungsbedarf vorbehalten bleiben.

Nachteilig ist bei der zuletzt gezeigten Anordnung die große Breite des Kabelgrabens, die mit der nachstehenden Abb. 5.8 für einen abgebochten Kabelgraben im Detail diskutiert wird.

Da die thermische Stabilisierung als vorgefertigtes Material geliefert wird, muss der entsprechende Aushub abgefahren werden. Die Menge des abzutransportierenden Materials beträgt rd.  $7 \text{ m}^3/\text{m}$ . Es bleibt ein während der Bauphase zu speichernder Aushub von rd.

9,1 m<sup>3</sup>/m. Damit ergibt sich nach Abb. 5.8 für die Aushublagerung eine Breite von rd. 5 m. Die Grabenbreite erhöht sich durch die Böschung des Grabens auf 10,2 m, zuzüglich der Schutzstreifenbreiten von 2x1,0 m. Wird für den mit schwerem Gerät befahrbaren Arbeitsweg noch eine Breite von 3,5 m angenommen, so folgt für die Bauphase eine Trassenbreite von ca. 21 m.

Somit kommt diese Lösung für Außenbereiche, nicht aber für die Durchquerung von Ortschaften infrage.

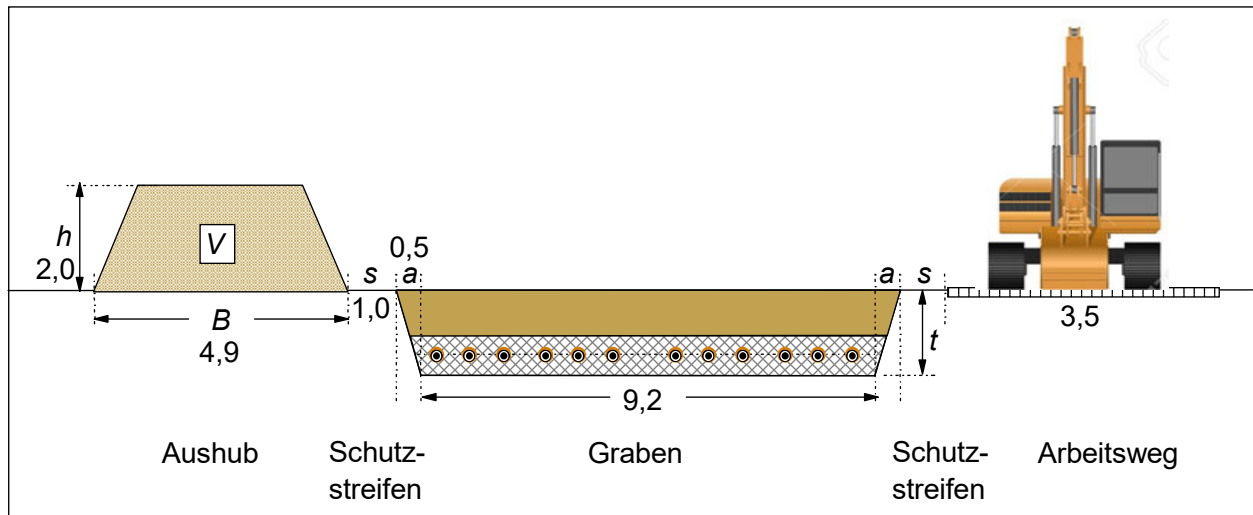


Abb. 5.8: Trasse während der Bauphase ( $a = t - 1,25$  m;  $B = V/h - h/2$ )

### 5.5.2 Dreiecks-Anordnung

Für die Verkabelung mit zwei Kabeldoppelsystemen zeigt Abb. 5.9 das Beispiel eines ausgebauten Kabelgrabens mit einer Einebenenanordnung mit im System gebündelt verlegten Kabeln bzw. Schutzrohren. Die Grabenbreite ist hier auf rd. 4,8 m reduziert, der allerdings wieder zusätzlicher der Platzbedarf für Randstreifen, Fahr- und Arbeitsweg sowie Ablageflächen für den Aushub hinzuzurechnen ist.

Die Legetiefe der jeweils oberliegenden Kabel beträgt 1,5 m und der lichte Abstand im Doppelsystem 0,25 m. Der lichte Abstand zwischen den Doppelsystemen ist 1,0 m. Der thermisch stabilisierte Bereich erstreckt sich wieder bis zur Grabensohle in 1,75 m Tiefe und nach oben bis zu 1,0 m Tiefe. Auch die übrigen Randbedingungen sind wie im vorangegangenen Beispiel.

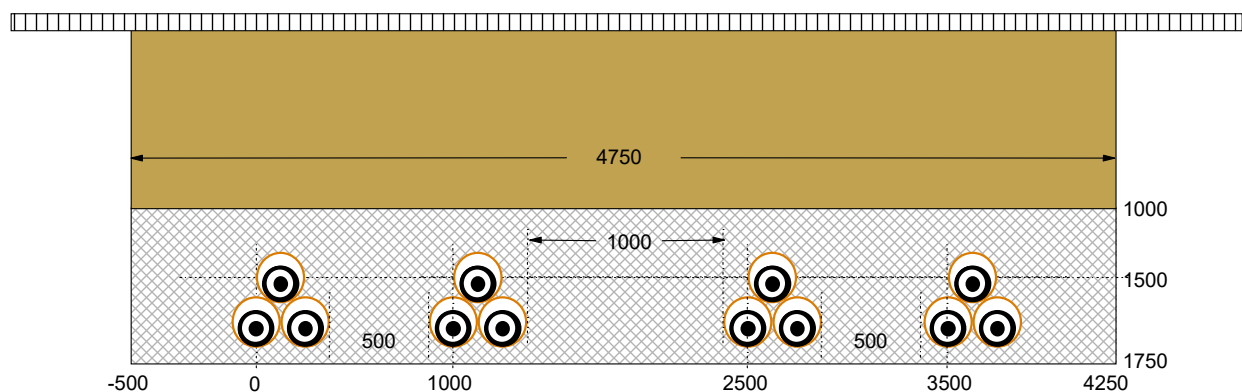


Abb. 5.9: Dreiecksanordnung im ausgebauten Kabelgraben; Breite rd. 4,8 m, zzgl. Randstreifen, Fahrweg (Arbeitsweg) und Ablagefläche für den Aushub

Die sich ergebenden Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen sind in der Tabelle 5.3 zusammengefasst und in der Abb. 5.10 grafisch wiedergegeben. Demnach erweist sich ein Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm<sup>2</sup> für alle Belastungsgrade als ausreichend für die Normalbetriebs-Anforderung von 2x2400 A.

		<i>m</i>	2500 mm <sup>2</sup> Cu	3200 mm <sup>2</sup> Cu	3500 mm <sup>2</sup> Cu	4000 mm <sup>2</sup> Al
<i>I</i> <sub>2DS</sub>	A	0,70	2x 3238	2x 3695	2x 3807	2x 3048
<i>I</i> <sub>1DS</sub>	A		1x 3564	1x 4077	1x 4205	1x 3365
<i>θ</i> <sub>c,max</sub> für 2*2400 A	°C		53,9	45,7	44,3	60,0
<i>I</i> <sub>2DS</sub>	A	0,80	2x 2983	2x 3399	2x 3501	2x 2802
<i>I</i> <sub>1DS</sub>	A		1x 3321	1x 3790	1x 3907	1x 3125
<i>θ</i> <sub>c,max</sub> für 2*2400 A	°C		60,7	49,2	47,3	67,5
<i>I</i> <sub>2DS</sub>	A	0,90	2x 2767	2x 3045	2x 3135	2x 2509
<i>I</i> <sub>1DS</sub>	A		1x 3009	1x 3430	1x 3533	1x 2827
<i>θ</i> <sub>c,max</sub> für 2*2400 A	°C		72,2	56,8	54,5	84,7
<i>I</i> <sub>2DS</sub>	A	1,00	2x 2388	2x 2715	2x 2794	2x 2236
<i>I</i> <sub>1DS</sub>	A		1x 2710	1x 3085	1x 3177	1x 2542
<i>θ</i> <sub>c,max</sub> für 2*2400 A	°C		97,2	70,8	66,2	115,4
<i>B</i> <sub>max</sub> für 2*2400 A			30,6 μT bei 0,20 m/0,20 für Phasenfolge 1/1/1/1			

Tab. 5.3: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade *m* zu Abb. 5.9 (s. Text); Parameter: Leiterkonstruktion;  $\lambda_{\text{Stab}} = 1,0 \text{ W/(Km)}$   
grau: Dauerlast nicht möglich

Die maximale magnetische Induktion direkt oberhalb des Kabelsystems beträgt rd. 31 μT. Über die räumliche Verteilung der Magnetfelder wird weiter unten berichtet.

Die (n-1)-Anforderung von 1x4000 A kann nur mit den größtmöglichen Kupferleiterquerschnitten von 3500 mm<sup>2</sup> und nur für einen Belastungsgrad von 0,70 erfüllt werden. Für größere Belastungsgrade gelingt dies nur noch mit Hilfe der oben beschriebenen Schaltung C. Aber auch hier gilt die einschränkende Bemerkung aus Abschnitt 5.5 (mangelnde Betriebserfahrung). Daher stellt diese Variante keine Option für den Anlagenbetreiber dar.

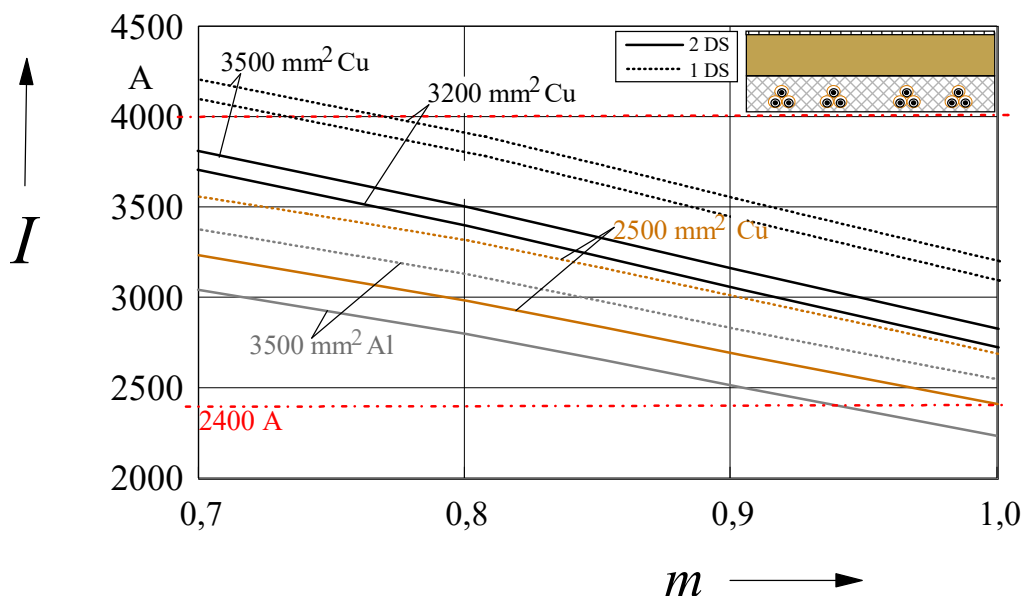


Abb. 5.10: Strombelastbarkeiten für die beiden Lastfälle in Tab. 5.3 als Funktion des Belastungsgrads *m*; Parameter: Leiterkonstruktion  
durchgezogene Kennlinien: 2x2400 A; gestrichelt: 1x4000 A

### 5.5.3 Vertikale Anordnung

Zur Realisierung einer möglichst geringen Trassenbreite wurde eine Vertikalanordnung der Kabelsysteme nach Abb. 5.11 untersucht:

Die Kabel jedes Systems liegen in Schutzrohren mit einem lichten Abstand von 0,15 m übereinander. Der lichte Abstand zweier Kabelsysteme im Doppelsystem beträgt ebenfalls 0,15 m, und der lichte Abstand zwischen den Doppelsystemen ist 1,0 m. Die Grabenbreite wird hierdurch auf rd. 3,0 m reduziert, der allerdings wieder zusätzlicher der Platzbedarf für Randstreifen, Fahr- und Arbeitsweg sowie Ablageflächen für den Aushub hinzuzurechnen ist.

Der thermisch stabilisierte Bereich erstreckt sich bis zur Grabensohle in 2,70 m Tiefe und nach oben wieder bis zu 1,0 m Tiefe. Die übrigen Randbedingungen sind wie in den vorangegangenen Beispielen.

Die Anordnung hat den Vorteil einer geringeren Grabenbreite. Bei der Unterquerung von Infrastrukturen in Wohngebieten wird sich allerdings die vergrößerte Grabentiefe nachteilig auswirken.

Die sich ergebenden Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen sind in der Tabelle 5.4 zusammengefasst und in der Abb. 5.12 grafisch wiedergegeben. Die (n-1)-Anforderung von 1x4000 A kann mit Kabeln mit 3500 mm<sup>2</sup>-Kupferleitern für Belastungsgrade bis zu etwa 0,80 erfüllt werden. Für größere Belastungsgrade gelingt dies nur noch mit Hilfe der oben beschriebenen Schaltung C. Aber auch hier gilt die einschränkende Bemerkung aus Abschnitt 5.5 (mangelnde Betriebserfahrung). Daher stellt diese Variante keine Option für den Anlagenbetreiber dar.

Die maximale magnetische Induktion direkt oberhalb des Kabelsystems ist wegen der gegenseitigen Kompensation der Systeme gering. Sie beträgt bei geeigneter Phasenschaltung nur rd. 14 µT. Über die räumliche Verteilung des Magnetfeldes wird weiter unten berichtet.

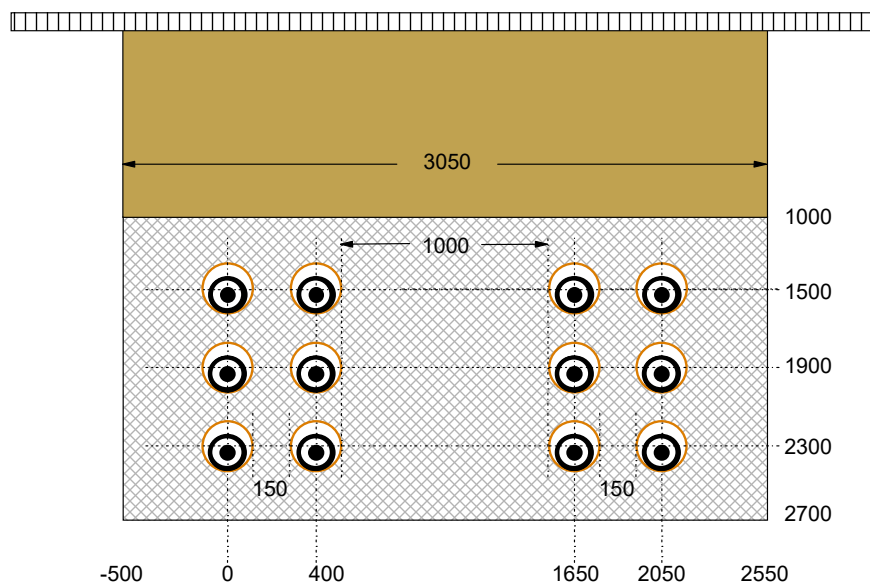


Abb. 5.11: Ausgebauter Kabelgraben; Breite rd. 3,0 m, zzgl. Randstreifen, Fahrweg (Arbeitsweg) und Ablagefläche für den Aushub

		$m$	2500 mm <sup>2</sup> Cu	3200 mm <sup>2</sup> Cu	3500 mm <sup>2</sup> Cu	4000 mm <sup>2</sup> Al
$I_{2DS}$	A	0,70	2x 3066	2x 3516	2x 3633	2x 2886
$I_{1DS}$	A		1x 3596	1x 4141	1x 4283	1x 3403
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		58,9	49,2	47,5	64,6
$I_{2DS}$	A	0,80	2x 2811	2x 3218	2x 3324	2x 2640
$I_{1DS}$	A		1x 3351	1x 3848	1x 3981	1x 3161
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		65,6	52,8	50,7	74,1
$I_{2DS}$	A	0,90	2x 2515	2x 2876	2x 2970	2x 2359
$I_{1DS}$	A		1x 3043	1x 3490	1x 3608	1x 2865
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		84,0	61,4	58,2	100,2
$I_{2DS}$	A	1,00	2x 2240	2x 2560	2x 2642	2x 2099
$I_{1DS}$	A		1x 2741	1x 3139	1x 3243	1x 2575
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		115,0	81,7	75,7	137,6
$B_{max}$ für 2*2400 A			14,1 $\mu$ T bei 0,0 m/0,2 m für Phasenfolge 1/6/1/6			

Tab. 5.4: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  zu Abb. 5.10 (s. Text); Parameter: Leiterkonstruktion; grau: Dauerlast nicht möglich

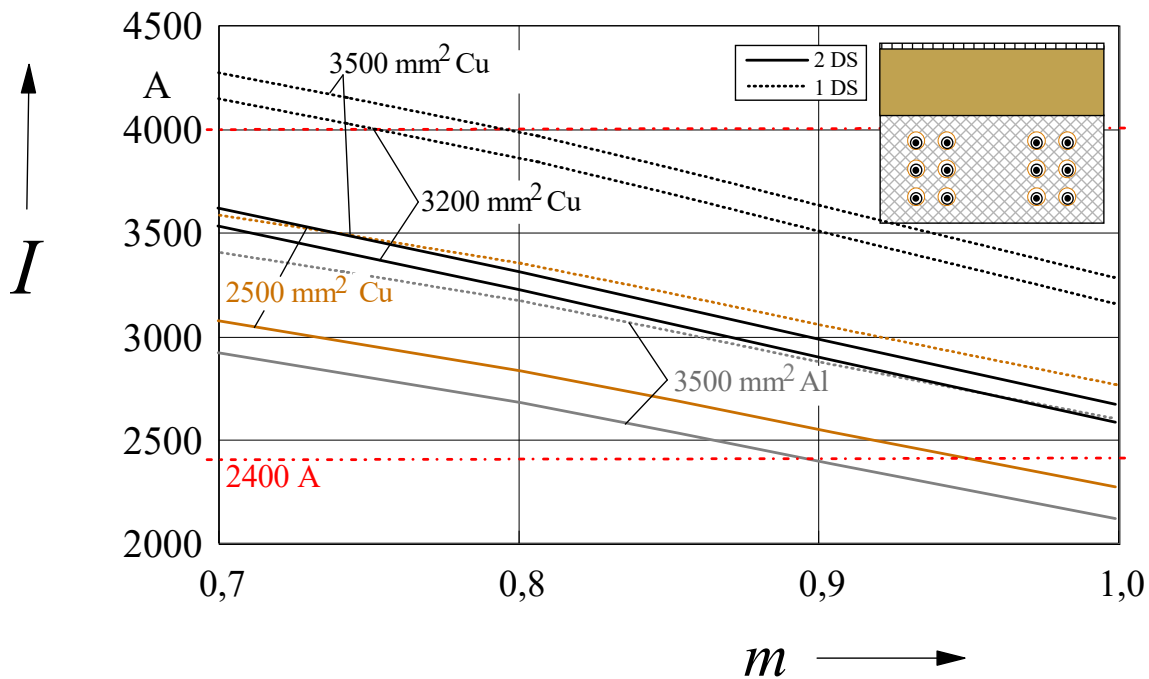


Abb. 5.12: Strombelastbarkeiten für die beiden Lastfälle in Tab. 5.4 als Funktion des Belastungsgrads  $m$ ; Parameter: Leiterkonstruktion;  $\lambda_{Stab} = 1,0 \text{ W/(Km)}$   
durchgezogene Kennlinien: 2x2400 A; gestrichelt: 1x4000 A

#### 5.5.4 Aufteilung in zwei Kabelgräben

Zur Minimierung der Grabenbreiten bei Durchquerung von Siedlungsgebieten wird in Abb. 5.13 vorgeschlagen, die Kabeltrasse mit zwei Kabelgräben zu realisieren. Im Beispiel der Abb. 5.13 werden die beiden vertikal angeordneten Doppelsysteme beidseitig einer Straße im Gehweg (alternativ: an den Straßenrändern) realisiert.

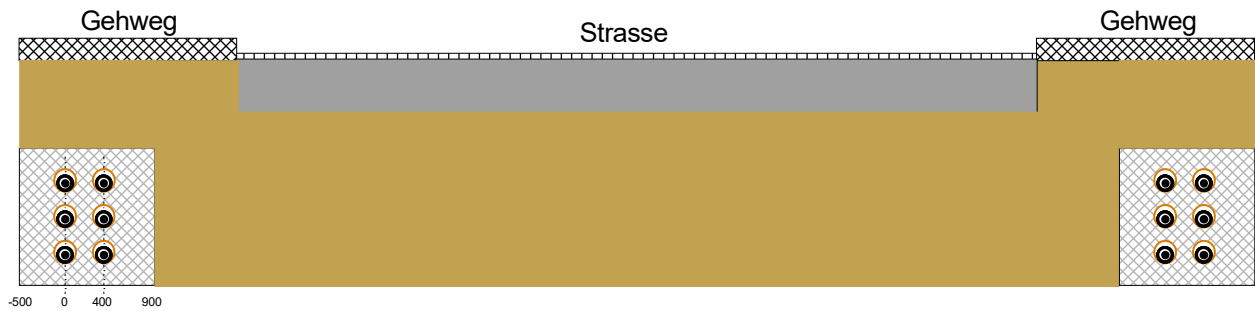


Abb. 5.13: wie zu Abb. 5.11, aber: Vertikalanordnung in zwei Gräben beidseitig einer Straße

In diesem Fall kann die Straße – oder ein Teilbereich der Straße – als Fahr- und Arbeitsweg genutzt werden. Zudem kann jeder Kabelgraben in Form einer Wanderbaustelle ausgebaut werden, indem jeweils nur ein kurzer Abschnitt von z.B. 200...300 m ausgehoben wird, um dort die Schutzrohre zu installieren und den Graben wieder zu verfüllen. Zwecks rascherer Ausführung können diese Arbeiten beispielsweise gleichzeitig von beiden Straßenenden her begonnen werden.

Die sich ergebenden Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen sind in der Tabelle 5.5 zusammengefasst und in der Abb. 5.14 grafisch wiedergegeben. Wie zu erwarten, unterscheiden sich hier die (n-1)-Belastbarkeiten des einzelnen Doppelsystems kaum von denjenigen der Abb. 5.11 (nur ein Kabelgraben), während die Belastbarkeiten beider Doppelsysteme wegen der räumlichen Separierung spürbar ansteigen.

		<i>m</i>	2500 mm <sup>2</sup> Cu	3200 mm <sup>2</sup> Cu	3500 mm <sup>2</sup> Cu	3500 mm <sup>2</sup> Al
$I_{2DS}$	A	0,70	2x 3488	2x 4007	2x 4212	2x 3299
$I_{1DS}$	A		1x 3588	1x 4128	1x 4273	1x 3392
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		52,9	45,8	41,1	56,9
$I_{2DS}$	A	0,80	2x 3235	2x 3715	2x 3882	2x 3051
$I_{1DS}$	A		1x 3319	1x 3810	1x 3941	1x 3129
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		56,1	48,1	43,4	60,6
$I_{2DS}$	A	0,90	2x 2910	2x 3336	2x 3486	2x 2739
$I_{1DS}$	A		1x 2987	1x 3426	1x 3542	1x 2812
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		61,8	51,7	46,0	69,1
$I_{2DS}$	A	1,00	2x 2602	2x 2980	2x 3156	2x 2445
$I_{1DS}$	A		1x 2675	1x 3064	1x 3167	1x 2515
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		77,3	58,6	52,5	90,2
$B_{max}$ für 2*2400 A			30,6 µT bei 0,20 m/0,20 m für Phasenfolge 1/6/1/6			

Tab. 5.5: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade *m* zu Abb. 5.12 (s. Text); Parameter: Leiterkonstruktion; grau: Dauerlast nicht möglich

Es gilt wieder, dass die (n-1)-Anforderung von 1x4000 A jedoch nur mit Kabeln mit 3500 mm<sup>2</sup>-Kupferleitern, und zwar für Belastungsgrade bis zu etwa *m* = 0,80 erfüllt werden. Mit Hilfe der oben beschriebenen Schaltung C gelingt dies auch schon mit Kabeln mit 2500 mm<sup>2</sup>-Cu-Leitern und 3500 mm<sup>2</sup>-Al-Leitern. Aber auch hier gilt die einschränkende Bemerkung aus Abschnitt 5.5 (mangelnde Betriebserfahrung). Daher stellt diese Variante keine Option für den Anlagenbetreiber dar.



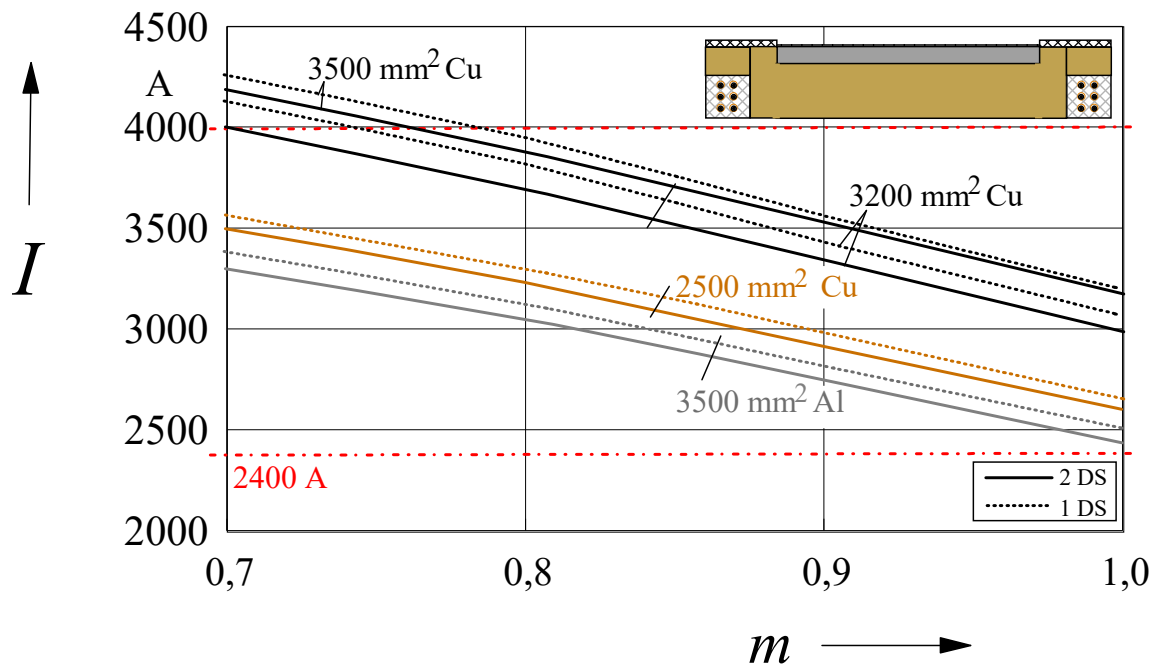


Abb. 5.14: Strombelastbarkeiten für die beiden Lastfälle in Tab. 5.5 als Funktion des Belastungsgrads  $m$ ; Parameter: Leiterkonstruktion;  $\lambda_{\text{Stab}} = 1,0 \text{ W/(Km)}$   
durchgezogene Kennlinien: 2x2400 A; gestrichelt: 1x4000 A

Das beschriebene Prinzip der Aufteilung in zwei Kabelgräben kann natürlich auch auf die übrigen Beispiele mit zwei Kabeldoppelsystemen angewandt werden, um zu schmalere Kabeltrassen bei der Querung von Wohngebieten zu kommen.

### 5.5.5 Größere Grabentiefen und Bohrverfahren bei Unterquerung von Infrastrukturen

Werden mit einer der beschriebenen Kabelanordnungen Wohngebiete gequert, so werden sich längs der Kabeltrasse vielfältige Hindernisse durch andere Infrastrukturen ergeben. Dies können z.B. andere Strom- oder Gasleitungen oder auch kommunikationstechnische Leitungen sein, die mit der Kabeltrasse verlaufen oder diese auch- als Hausanschlüsse – vielfach queren. Soll die Kabeltrasse unterhalb dieser Infrastrukturen geführt werden, so ergeben sich entsprechend großen Legetiefen. So wurden bei der Verlegung eines 220-kV-Kabels in Lübeck/Bad Schwartau Grabentiefen bis zu 5 m realisiert, vergl. Abb. 5.15.

Das Beispiel in Abb. 5.16 zeigt die Vertikalanordnung nach Abb. 5.11 für eine Legetiefe der oberen Kabel/Schutzrohre von 3,0 m. Die sich damit ergebende Grabentiefe beträgt 4,3 m. Alle übrigen Parameter entsprechen denjenigen der Abb. 5.11.



Abb. 5.15: Installation eines 220-kV-Kabels in Lübeck/Bad Schwartau; hier Bau eines Muffenschachtes mit rd. 5 m Tiefe

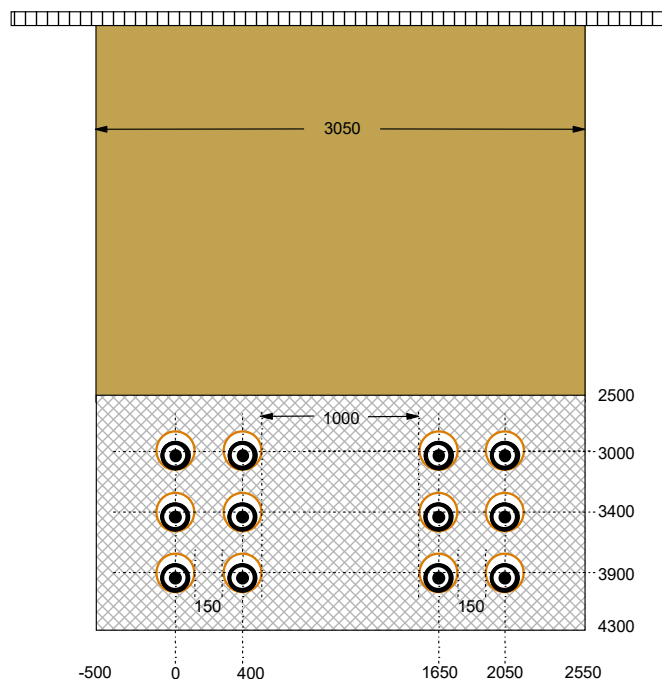


Abb. 5.16: wie zu Abb. 5.11, aber: Legetiefe der oberen Kabel  $h = 3,0$  m

Die sich durch die vergrößerte Legetiefe ergebenden Belastbarkeitsreduktionen sind der Tabelle 5.6 zu entnehmen. Für Kabeln mit dem derzeit größtmöglichen Kupferleiterquerschnitt von  $3500 \text{ mm}^2$  wird danach die Forderung von  $2 \times 2400 \text{ A}$  schon bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,90$  nicht mehr erfüllt. Die (n-1)-Anforderung von  $1 \times 4000 \text{ A}$  selbst bei einem Belastungsgrad von  $m = 0,70$  nicht erfüllt. Auch besondere Materialien mit erhöhter Wärmeleitfähigkeit bieten hier keine Lösung. Nur mit Hilfe der oben beschriebenen Schaltung C wären diese Anforderungen weiter erfüllbar. Aber auch hierzu gilt die einschränkende Bemerkung aus Abschnitt 5.5 (mangelnde Betriebserfahrung). Daher stellt diese Variante keine Option für den Anlagenbetreiber dar.

		$m$	3500 mm <sup>2</sup> Cu
$I_{2DS}$	A	0,70	2x 3039
$I_{1DS}$	A		1x 3776
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		56,1
$I_{2DS}$	A	0,80	2x 2765
$I_{1DS}$	A		1x 3470
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		65,2
$I_{2DS}$	A	0,90	2x 2457
$I_{1DS}$	A		1x 3103
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		00,3
$I_{2DS}$	A	1,00	2x 2174
$I_{1DS}$	A		1x 2761
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		123,0

Tab. 5.6: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  zu Abb. 5.15 (vergrößerte Legetiefe auf  $h = 3$  m); Parameter: Leiterkonstruktion

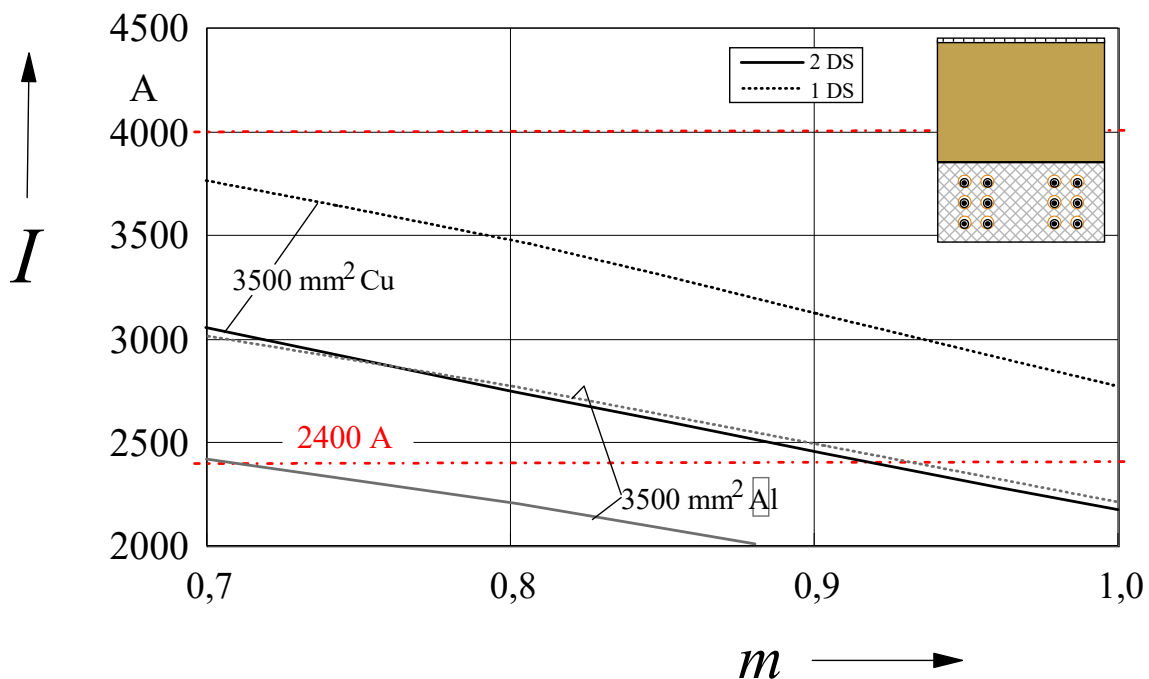


Abb. 5.17: Strombelastbarkeiten für die beiden Lastfälle in Tab. 5.6 als Funktion des Belastungsgrads  $m$ ; Parameter: Leiterkonstruktion;  $\lambda_{Stab} = 1,0$  W/(Km) durchgezogene Kennlinien: 2x2400 A; gestrichelt: 1x4000 A

Mögliche Anordnungen bei notwendigen Unterquerungen großer Infrastrukturen wie Autobahnen, Bahngleisen, Flüssen etc. müssen fallweise diskutiert werden. Abhängig z.B. von der maximalen Bohrungstiefe und den Bodeneigenschaften ist zu entscheiden, ob eine gemeinsame Verlegung mehrerer Kabel in einem Hüllrohr (Abb. 5.18a) oder aber Einzelbohrungen für jedes Kabel/Schutzrohr (Abb. 5.18b) vorzunehmen sind, wobei durch die Abstände der Bohrungen zueinander die geforderte Belastbarkeit der Kabel sichergestellt werden muss. Die vergrößerten Legetiefen solcher Querungen erfordern oft ein Auffächern der Rohr-anordnung mit vergrößerten Kabelabständen, so dass beispielsweise für 12 Kabel (bzw. 4 Kabelsysteme) eine Trassenbreite entstehen kann, die sogar die Breite des Freileitungsschutzstreifens von 21 m überschreitet. Solche vergrößerten Abstände erhöhen wiederum das Magnetfeld der Anordnung, so dass zusätzliche Schirmungs- bzw. Kompensationsmaßnahmen

erforderlich werden. Zudem müssen geeignete Stellen zur Querung gefunden werden, was wiederum ein Verlassen der bestehenden Trasse bedeuten kann.

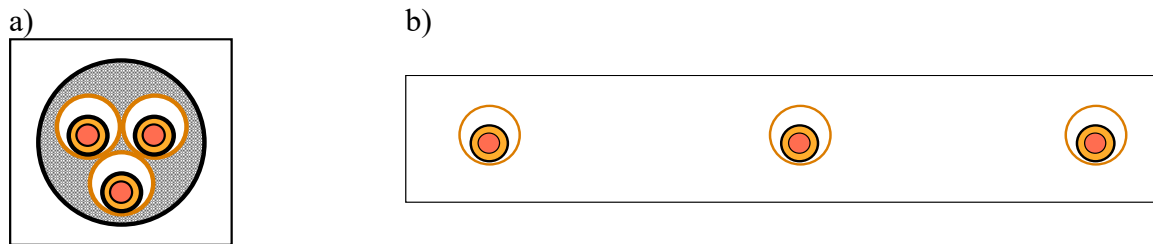


Abb. 5.18: Mögliche Anordnungen bei einer HDD  
a) gemeinsame Verlegung in einem Hüllrohr; b) Einzelbohrungen

Infrage kommen hierzu das HDD-Bohrverfahren (Horizontalspülbohrverfahren, Horizontal Directional Drilling; s. Abb. 5.19) oder das Microtunnelbauverfahren [38].



Abb. 5.19:

Beispiel einer HDD-Bohrung zur Installation eines 220-kV-Kabelsystems in Lübeck/Bad Schwartau

Auf der rd. 70 km langen Trasse finden sich eine größere Anzahl von Bereichen, die nicht mit einem offenen Kabelgraben gequert werden können und für die ein HDD-Verfahren nicht ausreicht. Dies sind beispielsweise besonders ausgedehnter Infrastrukturen wie Autobahnen oder Gewerbebereiche, aber auch ein Flusslauf mit daneben geführter Bahnlinie, oder besonders schwierige räumliche Verhältnisse wie z.B. der steile Abstieg vom Pfänder ins Tal. Die einzige hier verbleibende Möglichkeit ist das Einbringen aller Kabel in einen gemeinsamen, begehbaren Leitungsgang (Innendurchmesser ca. 2.80...3.0 m). Hierzu ist ein gesteuerter Rohrvortrieb mit einer Schildmaschine vorzunehmen, bei dem von einem Startschacht aus mit Hilfe einer Pressstation bzw. einer Hauptpressstation unter Zuhilfenahme von Zwischenpressstationen Vortriebsrohre durch den Baugrund bis in einen Zielschacht vorgetrieben werden. Abb. 5.20 zeigt das Prinzip [38], und Abb. 5.21 die Anlieferung eines Vortriebsrohres (DN 3200, Länge 3,00 m, Gewicht 35 t) auf einem Spezial-Rohrtransporter. Der Rohrvortrieb mit Schildmaschine für Vortriebslängen bis zu etwa 800 m eingesetzt [38]. Mögliche Krümmungsradien liegen bei etwa 200fachem Rohrdurchmesser.



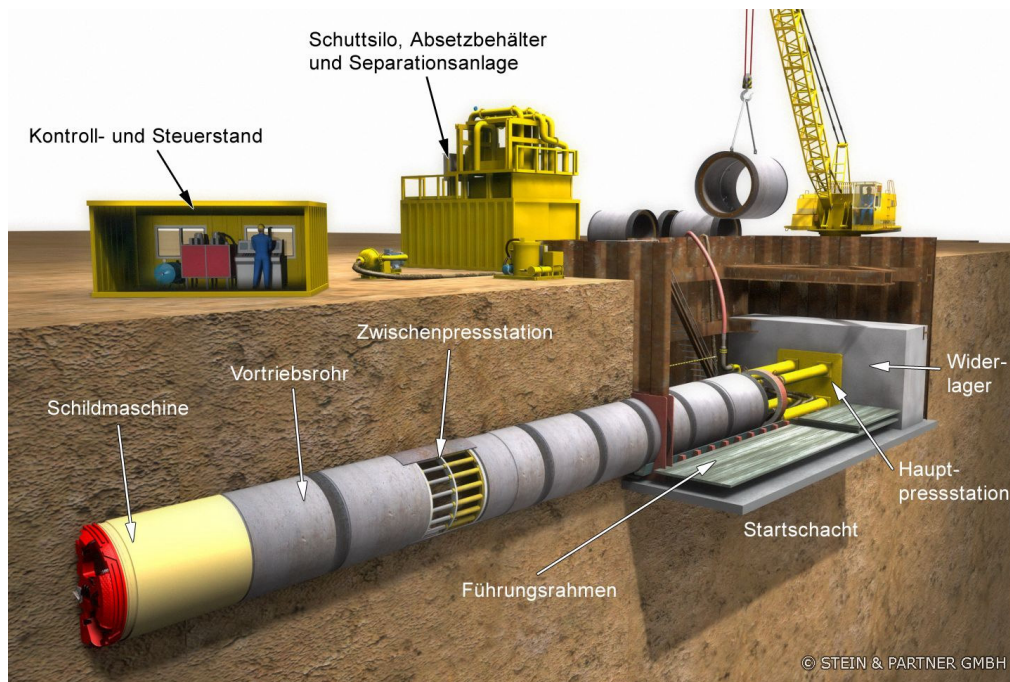


Abb. 5.20: Rohrvortrieb mit Schildmaschine - Prinzipskizze [Stein]



Abb. 5.21: Anlieferung eines Vortriebsrohres (DN 3200, Länge 3,00 m, Gewicht 35 t) auf einem Spezial-Rohrtransporter

Es besteht ein erheblicher Flächenbedarf, insbesondere im Bereich der Startgrube: hier ist nicht nur die Startgrube mit z.B. 10 mx10 m zu realisieren, sondern es sind weitere, große Flächen für Arbeitswege, Separationsanlage sowie für Rohr- und Bodenlagerung vorzusehen.

Der wirtschaftliche wie auch der technische Aufwand sind groß: zu einem aktuellen Projekt wurden dem Verfasser Kosten für die Erstellung des Leitungsgangs ( $D_i = 2,8$  m) von rd. 7.500 €/Bohrungsmeter zzgl. Start- und Zielschacht von rd. 2,0 Mio. €, Baustelleneinrichtung von rd. 0,8 Mio. € sowie der Innenausrüstung (Gestelle, Lager für die Kabel etc.) von rd. 1,2 Mio.€ genannt. Bringt man noch für Einrichtung und bauliche Maßnahmen einer Zwangsbelüftung (die bei der vorliegenden Übertragungsleistung erforderlich ist) Kosten von rd. 0,5 Mio. € in Ansatz, so ergeben sich etwa 12 Mio. € für eine 1 km lange Strecke. Diese Kosten werden bei der späteren Diskussion einer Vollverkabelung berücksichtigt.

## 5.6 Kabelanlagen mit Reservekabeln

Zur Vergrößerung der Verfügbarkeit können nach dem sog. PowerTubes-Prinzip, z.B. [30], [33]) Reservekabel vorgesehen werden. Die prinzipielle Anordnung für zwei Kabelsysteme (KS) mit jeweils einem Reservekabel (RK) zeigt Abb. 5.22a, wobei zur Erhöhung der (n-1)-Übertragungsleistung die Schaltung C mit zwei Sammelschienenschaltern gewählt wurde. Der (n-1)-Fall mit Ausfall eines Freileitungssystems ist in der Abb. 5.22b wiedergegeben: das defekte Freileitungssystem FLS I ist hier durch die beiden Trennschalter abgetrennt, und die beiden Kabelsysteme KS I und KS II durch Schließen der Sammelschienenschalter parallelgeschaltet. Voraussetzung ist hierbei, dass die beiden Kabelsysteme in der Lage sind, die (n-1)-Leistung (1x4000 A) auf Dauer zu führen.

Es sei wieder darauf verwiesen, dass die Trennschalter in der Abbildung auch vermieden werden können, wenn die entsprechenden Umschaltungen (mit vergrößerter Umschaltdauer) händisch vorgenommen werden. Entsprechend sind die nachfolgenden Bemerkungen zu Trennschaltern zu interpretieren.

Bei Ausfall eines Kabels wird zunächst der betroffene Freileitungsstrang abschaltet, um dann (bei offenen Sammelschienenschaltern) das defekte Kabel ab- und das Reservekabel zuzuschalten. Anschließend wird der gesamte Freileitungsstrang wieder zugeschaltet.

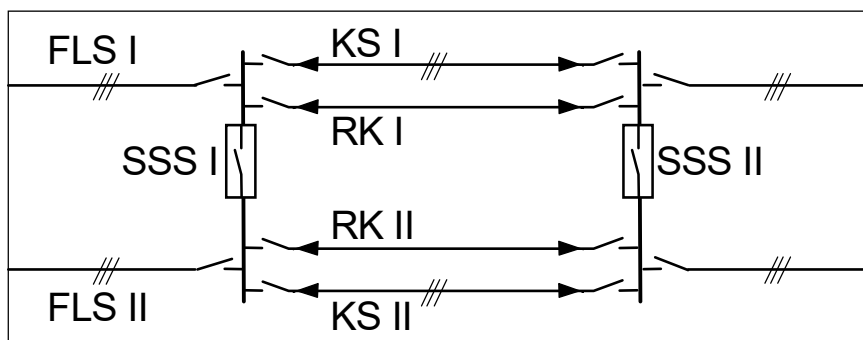


Abb. 5.22a: Verkabelung mit zwei Kabelsystemen und zwei Reservekabeln

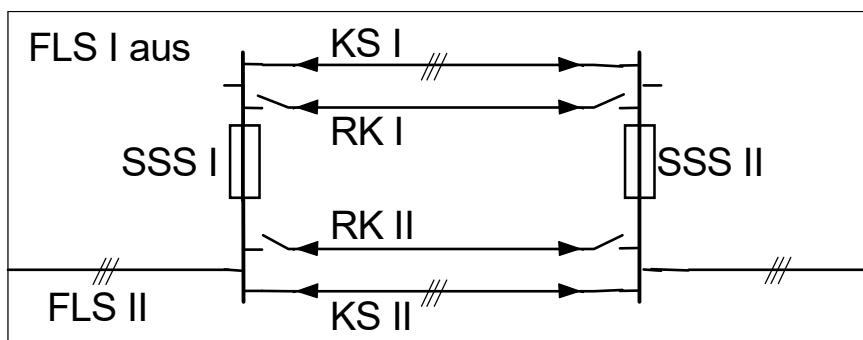


Abb. 5.22b: (n-1)-Betrieb bei Ausfall eines Freileitungssystems  
(Kabelsysteme KS I und KS II arbeiten parallel)

Eine Realisierungsmöglichkeit ist in der Abb. 5.23 mit einer Dreieckschaltung der Kabelsysteme mit darunterliegendem Reservekabel gezeigt. Der lichte Abstand der Schutzrohre ist 0,25 m, woraus sich bei einer Legetiefe der obenliegenden Kabel von 1,5 m eine Grabentiefe von 2,8 m ergibt. Bei zwei getrennten Kabelgräben (z.B. mit lichtem Systemabstand 5,0 m) liegt die Breite der Grabensohle bei 1,5 m, bei gemeinsamem Graben mit einem lichtem Systemabstand von 1,0 m bei 2,75 m.

Die sich für Kabel mit dem derzeit größtmöglichen Kupferleiterquerschnitt von 3500 mm<sup>2</sup> ergebenden Strombelastbarkeiten sind in der Tabelle 5.7 zusammengestellt, und zwar einerseits für zwei getrennte Kabelgräben (lichter Systemabstand 5,0 m) und andererseits für einen gemeinsamen Kabelgraben Kabelgräben (lichter Systemabstand 1,0 m).

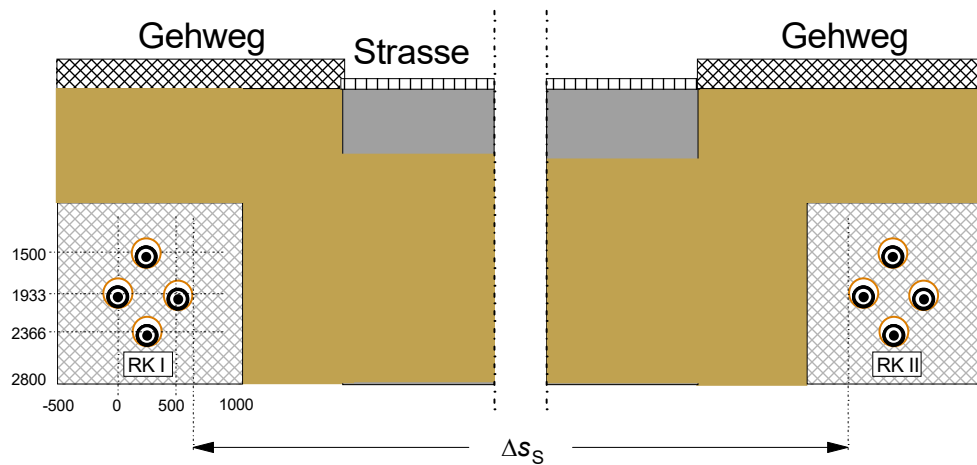


Abb. 5.23: Dreiecksanordnung mit Reservekabeln

Nach Tab. 5.7. und Abb. 5.24 wird die Normalbetriebs-Anforderung von 2x2400 A bei zwei getrennten Kabelgräben für Belastungsgrade  $m \leq 0,9$  sicher erfüllt. Bei gemeinsamem Kabelgraben trifft dies nicht mehr zu und müsste durch vergrößerte Achsabstände weiter verbessert werden. Weitere Belastbarkeitssteigerungen sind durch Einsatz hochwärmeleitfähiger Bettungsmaterialien möglich, die allerdings sehr aufwendig sind. So weist das in [34], [35] beschriebene Material auch in ausgetrocknetem Zustand eine Wärmeleitfähigkeit von mehr als 3,0 W/(Km) auf.

Bei Einsatz der Schaltung C wird bei Ausfall eines Freileitungssystems die (n-1)-Anforderung von 1x4000 A – bis auf den Fall  $m = 1,0$  bei gemeinsamem Kabelgraben – durch die Parallelschaltung der beiden Kabelsysteme (in der Tabelle als Summe beim Normalbetrieb aufgeführt) für alle Belastungsgrade erfüllt. Fällt ein Kabelsystem aus, so wird der betroffene Strang nach Umschalten auf das Reservekabel wieder in Betrieb genommen. Für die kurze Dauer der Um

		$m$	$\Delta s_s = 5,0 \text{ m}$	$\Delta s_s = 1,0 \text{ m}$
$I_{2DS}$	A	0,70	2x 2650=5300	2x 2434=4868
$I_{1DS}$	A		1x 2704	1x 2694
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		81,5	93,9
$I_{2DS}$	A	0,80	2x 2522=5044	2x 2271=4542
$I_{1DS}$	A		1x 2582	1x 2573
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		87,4	111,8
$I_{2DS}$	A	0,90	2x 2327=4654	2x 2058=4116
$I_{1DS}$	A		1x 2397	1x 2384
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		103,9	142,8
$I_{2DS}$	A	1,00	2x 2124=4248	2x 1852=3704
$I_{1DS}$	A		1x 2191	1x 2180
$\theta_{c,max}$ für 2*2400 A	°C		134,3	> 150
$B_{max}$ für 2*2400 A			59,0 $\mu\text{T}$ bei 0,1/0,2m	73,8 $\mu\text{T}$ bei 0,0/0,2m
			bei 0,1 m/0,2 m für Phasenfolge 1/6/1/6	

Tab. 5.7: Strombelastbarkeiten und Leitertemperaturen für unterschiedliche Belastungsgrade  $m$  zu Abb. 5.20; Kabel mit Cu-Leiterquerschnitt 3500 mm<sup>2</sup>; Parameter: lichter Systemabstand  $\Delta s_s$



schaltung ( $< 1$  h) kann das verbliebene Kabelsystem die entstehende Überlast sicher führen [30]. Allerdings erkennt man, dass die Höchstlast des Normalbetriebs bei der Verlegung in gemeinsamem Graben gar nicht und bei getrennten Gräben nur für Belastungsgrade von  $m \leq 0,80$  übertragen werden kann.

Die maximale magnetische Induktion im Normalbetrieb beträgt direkt oberhalb eines Kabel-Doppelsystems rd.  $74 \mu\text{T}$  bei gemeinsamem Kabelgraben und etwa  $59 \mu\text{T}$  bei zwei Kabelgräben. Über die räumliche Verteilung des Magnetfeldes wird weiter unten berichtet.

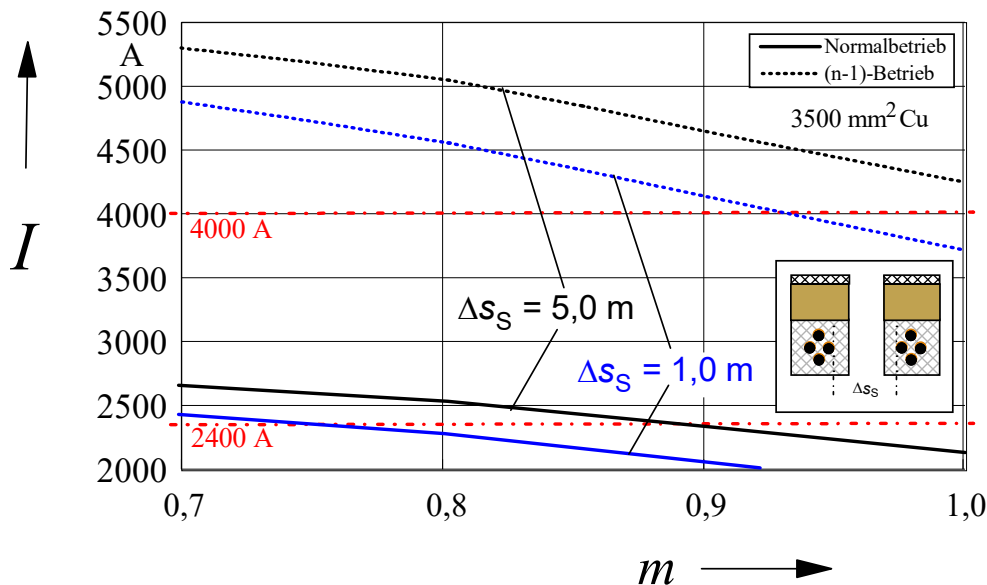


Abb. 5.24: Strombelastbarkeiten für die Lastfälle in Tab. 5.7 als Funktion des Belastungsgrads  $m$  ; Parameter: lichter Systemabstand  $\Delta s_s$  ; Kabel mit Kupferleiterquerschnitt  $3500 \text{ mm}^2$ ; durchgezogene Kennlinien: Normalbetrieb mit maximal  $2 \times 2400$  A; gestrichelt: (n-1)-Betrieb mit maximal  $1 \times 4000$  A (für Schaltung C)

Unter den Voraussetzungen daß

- eine einfache (n-1)-Sicherheit akzeptiert wird,
- die Wahrscheinlichkeit eines 2- oder 3poligen Fehlers eines Kabelsystems vernachlässigt werden kann,
- 2 getrennte Gräben gebaut werden und vor allem
- dass der Belastungsgrade auf  $m \leq 0,80$  beschränkt wird,

könnte die Realisierung mit zwei Kabelsystemen und zwei Reservekabeln in Erwägung gezogen werden.

Für die gegebenen Anforderungen ist diese Variante allerdings unzureichend und wird hier nicht weiter verfolgt. Zudem widerspricht sie der Vorgabe des Anlagenbetreibers, dass auf der Trasse keine zusätzlichen Schalter (auch wegen des zusätzlichen Platzbedarfs und der komplizierteren Schutztechnik) eingesetzt werden sollen. Außerdem bestehen Bedenken, im Fehlerfall ein Reservekabel ungeprüft einzuschalten, nachdem dieses möglicherweise über eine lange Zeitspanne nicht in Betrieb war. Hier würde also zusätzlicher Aufwand für intervallweise Umschaltungen der Kabel oder aber für Zwischenprüfungen der Reservekabel erforderlich.

## 5.7 Versuch der Realisierung einer städtischen Trasse mit sechs Kabelsystemen

Bei den bisher gezeigten Realisierungsmöglichkeiten mit vier Kabelsystemen gibt es nur eine Variante – die weite Einebenenordnung in Abschnitt 5.5.1 -, mit der die geforderte (n-1)-Belastbarkeit von 4000 A bei Dauerlast ( $m = 1,0$ ) übertragen werden kann. Mit der Breite der Anordnung (Breite der Grabensohle 9,20 m) und damit einer Trassenbreite in der Bauphase von etwa 21 m erscheint allerdings eine Trassenfindung nur außerhalb dicht besiedelter Gebiete möglich.

Aus diesem Grunde wird nachfolgend versucht, die Realisierung einer städtischen Trasse mit sechs Kabelsystemen in möglichst enger Anordnung zu finden. Hierzu wurde zunächst von einer Grabengestaltung mit jeweils drei im dichten Dreieck liegenden, übereinander angeordneten Kabelsystemen betrachtet, und zwar in der Abb. 5.25a in gemeinsamem, rd. 3,0 m (Grabensohle) breiten Kabelgraben, und in 5.25b) in zwei getrennten Gräben beidseitig einer Straße. Es ergeben sich Grabenbreiten von rd. 3 m (a) bzw. von rd. 2x1,25 m (b), jedoch mit einer großen Grabentiefe von 3,5 m.

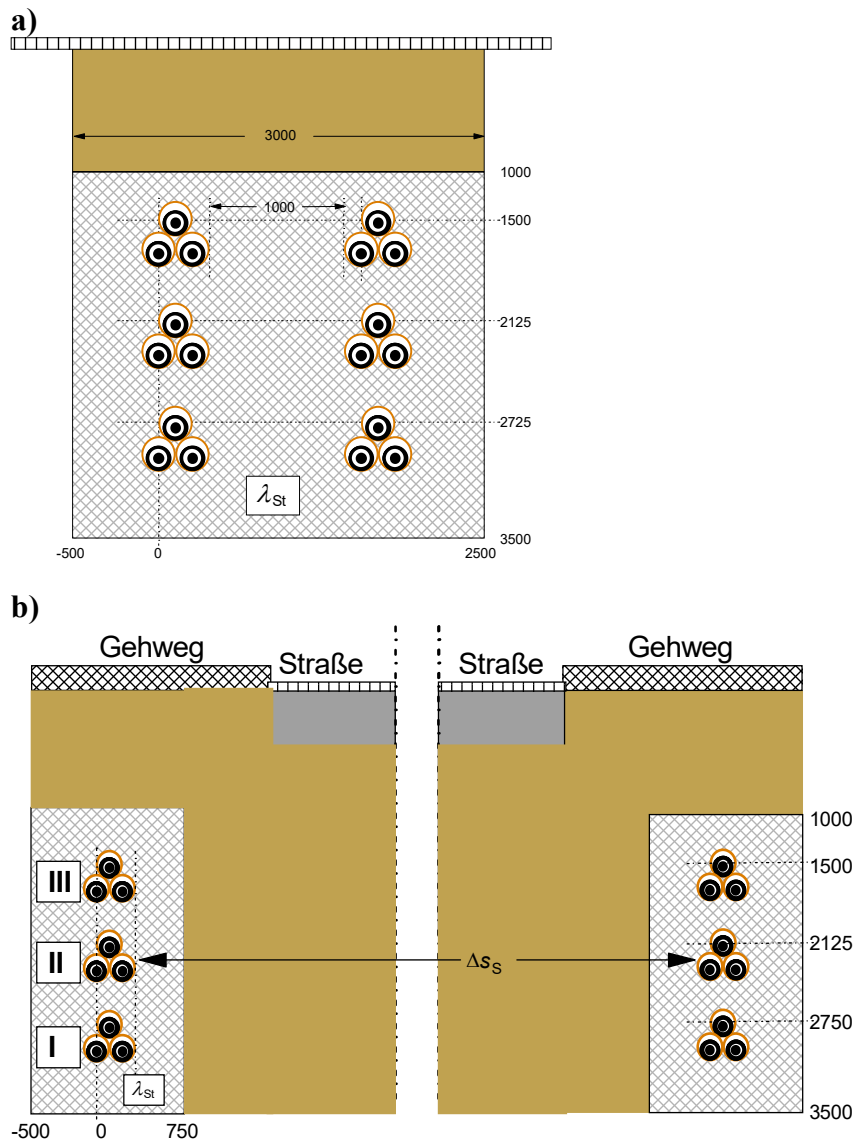


Abb. 5.25: Dreiecksanordnung von sechs Kabelsystemen in ausgebautem Kabelgraben; (nicht maßstäblich) a) gemeinsamer Graben; Breite (Sohle) rd. 3,0 m  
b) je 3 Kabelsysteme in getrennten Gräben; Breite 2x1,25 m; Tiefe 3,5 m

Die Berechnungen weisen aus, dass mit den Anordnungen in Abb. 5.25 bei einem extremen Kupferleiterquerschnitt der Kabel von 3500 mm<sup>2</sup> die geforderten Belastbarkeiten auch bei vergrößerten Legetiefen erreicht werden, von denen in bebauten Gebieten wegen der vielfältigen, quer zur Straße verlaufenden Infrastrukturen auszugehen ist. Abb. 5.26 zeigt hierzu die Dauerbelastbarkeiten von drei und von sechs Kabelsystemen als Funktion der Wärmeleitfähigkeit der thermischen Stabilisierung.

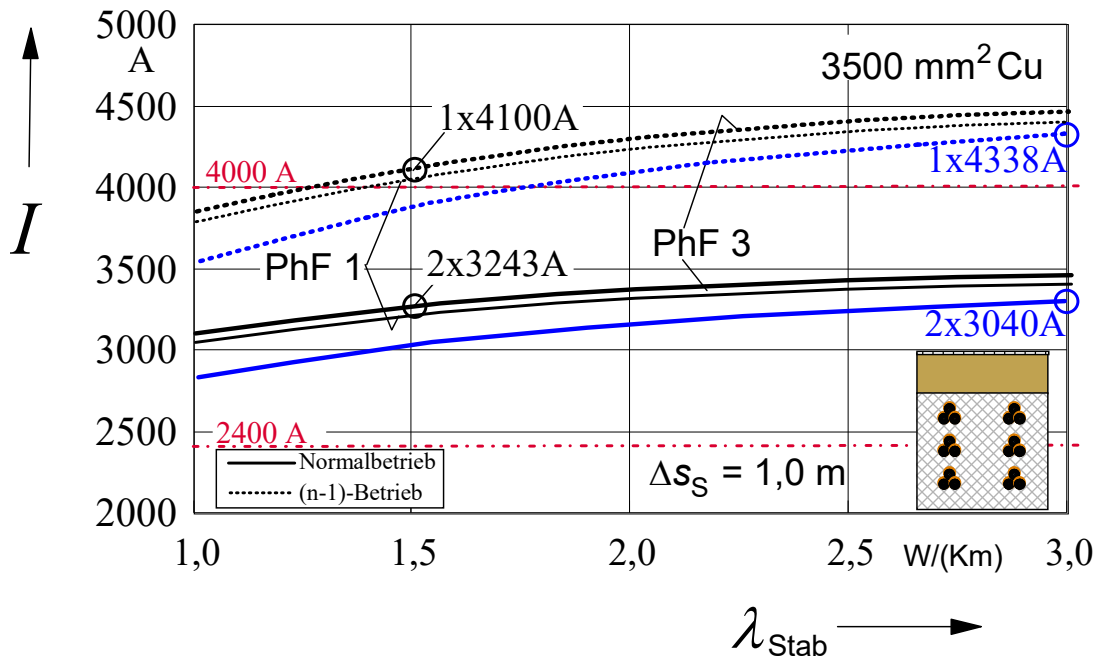


Abb. 5.26: Dauerbelastbarkeiten von drei und von sechs Kabelsystemen als Funktion der Wärmeleitfähigkeit  $\lambda_{\text{Stab}}$  der thermischen Stabilisierung; Kupferleiter 3500 mm<sup>2</sup> schwarz:  $h = 1,50$  m; blau:  $h = 2,50$  m;  $m = 1,0$ ; Parameter: Phasenfolge (PhF)  
Phasenfolge 1: „1/1/1//1/1/1“: L1-L2-L3/ L1-L2-L3/ L1-L2-L3= L1-L2-L3/ L1-L2-L3/ L1-L2-L3  
Phasenfolge 3: „1/3/1//1/3/1“: L1-L2-L3/ L2-L3-L1/ L1-L2-L3= L1-L2-L3/ L2-L3-L1/ L1-L2-L3

Die Untersuchungen weisen aus, dass der minimal erforderliche Kupferleiterquerschnitt zur Erfüllung der Übertragungsaufgabe 3500 mm<sup>2</sup> beträgt. Allerdings muss hierbei auf eine hochwertige thermische Stabilisierung des Kabelgrabens geachtet werden. So wird für die Legetiefe von 1,50 m (oberes Kabel) eine Mindest-Wärmeleitfähigkeit (in ausgetrocknetem Zustand) von 1,5 W/(Km) erforderlich. Solche Materialien stehen als vorgefertigte Flüssigböden zur Verfügung (z.B. als „PC Flex“ der Firma Heidelberg Materials). Bei einer vergrößerten Legetiefe von 2,50 m muss die Mindest-Wärmeleitfähigkeit 3,0 W/(Km) betragen, was mit dem Material „Powercrete“ [34, 35] erreicht werden kann (allerdings zu hohen Kosten von z.Z. mehr als 600 €/m<sup>3</sup>).

Zudem spielt die gewählte Phasenfolge der jeweils drei parallelgeschalteten Kabelsystem eine wesentliche Rolle: so ergeben sich für die in Abb. 5.26 erläuterte Phasenfolge 3 durch bessere Symmetrierung der Ströme nicht nur höhere Strombelastbarkeiten, sondern auch die (in 0,2 m Höhe) auftretende maximale magnetische Induktion wird von 23,1 µT auf 17,1 µT vermindert (vergl. Abschnitt „Magnetfelder“).

Nach diesen Ergebnissen gelingt es bei Realisierung mit sechs Kabelsystemen mit Kupferleiterquerschnitten von  $3500 \text{ mm}^2$ , die Dauerlastanforderungen bei verhältnismäßig schmalen Kabelgräben zu erfüllen, so dass auch durch Siedlungsgebiete geführte Kabeltrassen diskutiert werden könnten. Allerdings gibt es hierbei weitere, erhebliche Probleme, durch die die Realisierbarkeit infrage gestellt ist.

### 5.7.1 Platzbedarf der Trasse in der Bauphase

Nachstehend wird das Beispiel zweier Kabelgräben hinsichtlich des Platzbedarfs ausführlich diskutiert. Diese Variante hat Vorteile unter den Aspekten einer ausreichenden Arbeitsbreite im Graben in der Bauphase und, im Reparaturfall, einer ungefährdeten Zugänglichkeit des gestörten Systems durch entsprechenden Abstand zu dem weiter betriebenen System. Dem einzelnen Kabelgraben wird daher eine Breite von 2,0 m zugewiesen. Zusammen mit den beiden Schutzstreifen neben dem (gepöltz angenommenen) Kabelgraben beträgt der Platzbedarf rd. 3 m. Die bestehende Straße kann als Arbeitsweg für Baumaschinen und für die Lagerung des Aushubs genutzt werden.

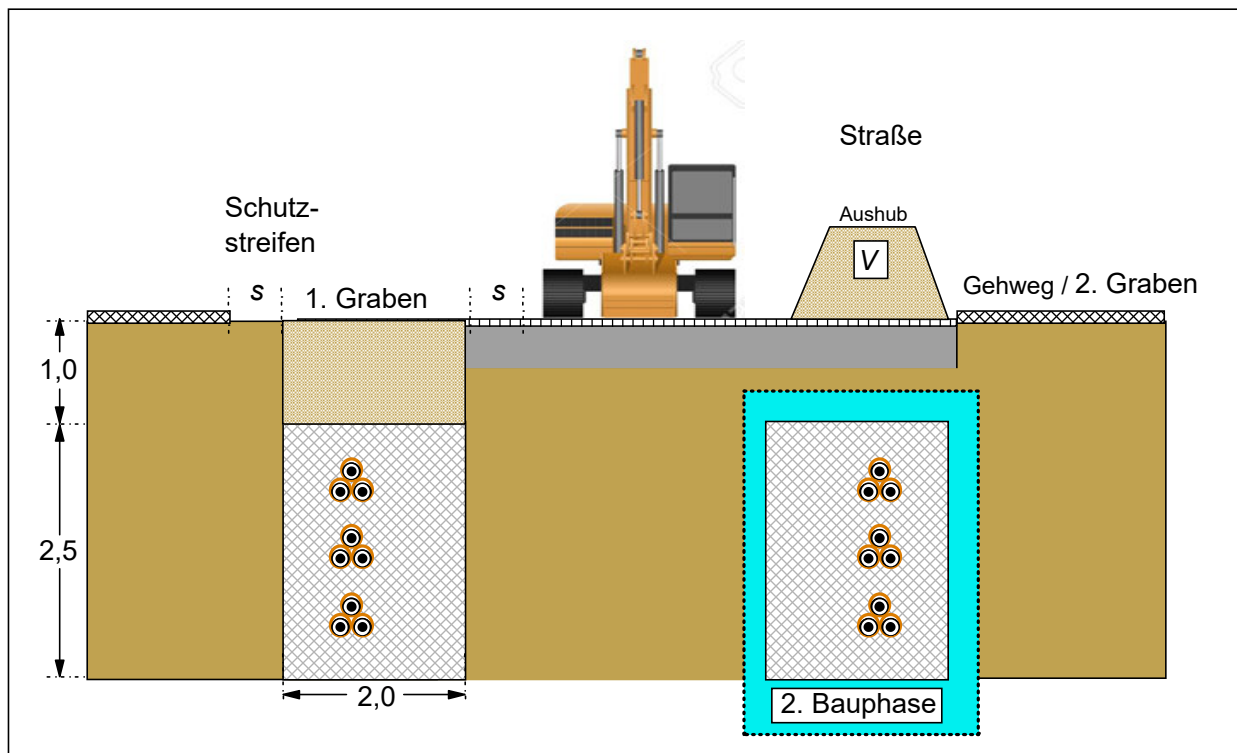


Abb. 5.27: Bauphase bei Erstellung des linken Kabelgrabens

Da die in Abb. 5.27 gezeigte thermische Stabilisierung als vorgefertigtes Material geliefert wird, muss der entsprechende Aushub abgefahren werden. Die Menge des abzutransportierenden Materials beträgt rd.  $5 \text{ m}^3/\text{m}$ . Es bleibt ein während der Bauphase zu speichernder Aushub von rd.  $2 \text{ m}^3/\text{m}$  und einer Lagerungsbreite von ca. 2 m. Wird für den mit schwerem Gerät befahrbaren Bereich noch eine Breite von 3,5 m angenommen, so folgt für die Bauphase eine erforderliche Trassenbreite von rd. 9...10 m. Diese Breite muss also durch die vorhandene Straße mit Gehwegen vorhanden sein. Dies muss fallweise geprüft werden, erscheint aber für viele Situationen in bebauten Gebieten fraglich.

Fazit ist, dass schon unter dem Aspekt des Platzbedarfs eine Durchquerung von Ortschaften, d.h. das Verbleiben in der bestehenden Freileitungstrasse, auch mit diesen Varianten in vielen Fällen nicht möglich sein wird.

Die Grabenerstellung mit Leerrohrverlegung wird man sinnvollerweise in kurzen Bauabschnitten von z.B. 200 m Länge vornehmen. Nachteilig ist, dass es in jedem Straßenabschnitt zwei Bauphasen gibt, was die Realisierungsdauer und damit die Störung des Verkehrs und der Anwohner erheblich vergrößert. Diese Anordnung setzt zudem voraus, dass bestehende Leitungen wie Wasser, Abwasser, Stromversorgung, Telekommunikation usw. im Vorfeld aus der Kabeltrasse entfernt bzw. verlegt werden, was mit erheblichem Kosten- und weiterem Zeitaufwand sowie Platzbedarf verbunden ist.

Es muss gefordert werden, dass die Breite der vorhandenen Straße mit Gehwegen die erforderliche Bauphasen-Breite von ca. 9 m um mindestens 1...2 m übersteigt, so dass die verbleibende Breite für beidseitige Passagewege für Anlieger/Fußgänger genutzt werden kann.

### **5.7.2 Platzbedarf für die Verbindungsmuffen**

Die Gestaltung einer Muffengrube oder –kammer für die neun dicht im Dreieck und systemweise übereinanderliegenden drei Systeme I...III nach Abb. 5.24b auf engstem Raum erscheint sehr komplex. Der Verfasser wird hierzu – neben vielfältigen Optimierungsmöglichkeiten – nur einen Ansatz mit einer möglichst schmalen Variante wählen, um die sich ergebenden Größenordnungen aufzuzeigen.

Für das einzelne System können die drei Muffen, wie unten gezeigt, dicht gegeneinander versetzt, angeordnet werden.

Als Beispiel sei eine Muffengrube mit 2,50 m Sohlentiefe angenommen. In dem Versuch der Minimierung der Breite der Muffengrube wird in der Abb. 5.29 ein möglicher Querschnitt im Bereich der Muffen von System I gezeigt: der gewählte Ansatz besteht darin, dass zunächst alle drei Kabelsysteme aus ihren unterschiedlichen Positionen im Kabelgraben in die Positionen nach Abb. 5.28 gebracht werden. Hierbei befindet sich im Beispiel das System I in der Montageposition, während die beiden anderen System zur Platzersparnis an den Rändern der Muffengrube (oder, alternativ, der begehbaren Muffenkammer), in vertikaler Anordnung, aufgeständert sind. Hinter den fertigen Muffen wird Kabelsystem I den Platz mit System II tauschen, vergl. Abb. 5.29.



Abb. 5.28:

Versetzte Anordnung von 3 Muffen in einer Ebene

Abb. 5.30 zeigt eine Grobskizze der Draufsicht auf diese Muffengrube, woraus sich die Gesamtlänge zu etwa 20...25 m abschätzen läßt. Lieferlängen der Kabel von 1000...1500 m sollten bei Einsatz besonderer Kabelspulen, die eine verlängerte Längsachse haben, mit der sie Transport längs zur Fahrtrichtung stehen, möglich sein. Die damit in einem Abstand von etwa 1000...1500 m erforderlichen Muffengruben benötigen je Dreifachsystem einen Platzbedarf von ca. 5 m Breite, rd. 2,5 m Tiefe und 20...25 m Länge.

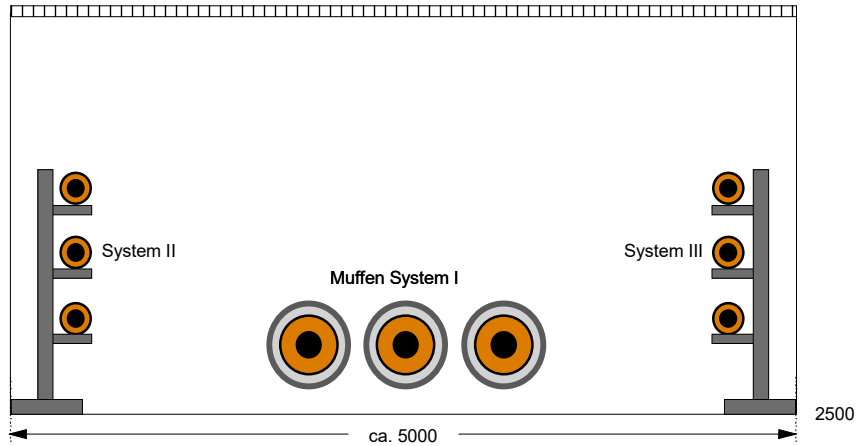


Abb. 5.29: Querschnitt der Muffengrube im Bereich der Muffen von System I, vergl. Abb. 5.23 (nicht maßstäblich)

Werden die zwei Muffengruben der beiden Dreifachsysteme direkt hintereinander gesetzt, so erstreckt sich die insgesamt resultierende Grube über eine Länge von rd. 40...50 m. Werden sie nebeneinander, als gemeinsame Grube realisiert, so ergibt dies eine 20...25 m lange, ca. 10 m breite Muffengrube, die in der Bauphase eine Breite von fast 20 m erfordern wird.

Da solche für die Baustelle freizuhaltenen Flächen, einschließlich der benötigten Lager- und Arbeitsflächen, in einer Ortschaft kaum zu finden sein werden, ist es auch hier das Fazit, dass unter dem Aspekt des Platzbedarfs in vielen Fällen eine Durchquerung von Ortschaften – d.h. das Verbleiben in der jetzt bestehenden Freileitungstrasse – in vielen Fällen nicht möglich sein wird.

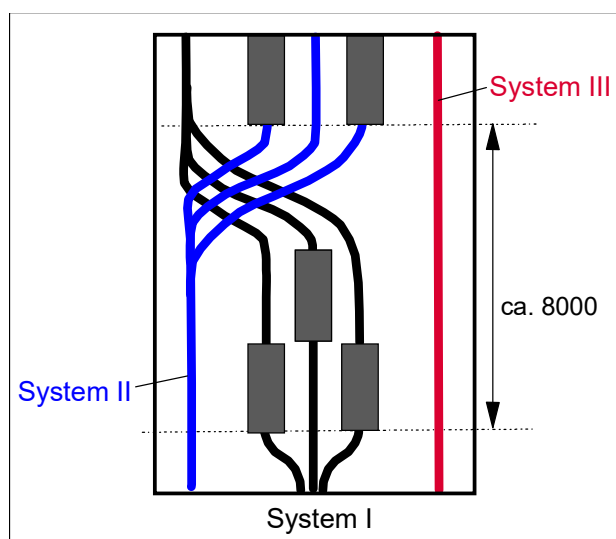


Abb. 5.30:

Grobskizze der Draufsicht auf die Muffengrube nach Abb. 5.26;  
Gesamtlänge ca. 20...25 m  
(nicht maßstäblich)

Der Vollständigkeit halber wird diese Variante bei den Kostenbetrachtungen berücksichtigt. Die zusätzlichen Kosten der besonderen Gestaltung der Muffengruben, z.B. mit Halterungen für die Kabel, wird hierbei mitbewertet werden.



## 6. Übergangsfelder

Übergangsfelder bei Verkabelungen sollen mit möglichst geringem Flächenbedarf und geringstmöglicher optischer Beeinträchtigung der Umgebung platziert und ausgelegt werden. Bei kurzen Kabeltrassen hat die Ausfallrate der Endverschlüsse einen spürbaren Einfluss auf die Gesamt-Ausfallrate. Es muss daher darauf geachtet werden, dass

- a) Endverschlussfehler nicht zu Folgefehlern (common mode) führen, z.B. durch Beschädigung eines benachbarten Endverschlusses durch umherfliegende Teile eines Porzellanisolators und dass
- b) im Fall eines Endverschlussfehlers nicht die gesamte Kabellänge ausgetauscht werden muss.

Dem Problem nach a) kann man weitgehend dadurch begegnen, dass anstelle von Porzellanisolatoren sogenannte Verbundisolatoren eingesetzt werden, bei denen das oben beschriebene Risiko nicht besteht. Die nachstehende Abbildung zeigt hierzu den Aufbau von Freiluft-Kabelendverschlüssen mit GFK-Rohren und Silikonrippen.

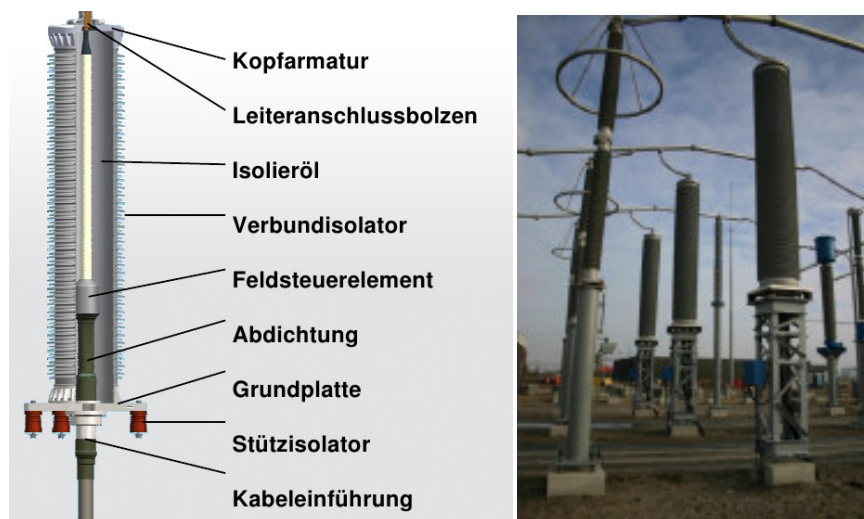


Abb. 6.1: Freiluft-Kabelendverschlüsse mit GFK-Rohren und Silikonrippen  
daneben: Überspannungsableiter (Quelle: nkt cables GmbH)

Im Hinblick auf b) erscheint es empfehlenswert, an beiden Enden jeder Kabellänge vor dem jeweiligen Endverschluss das Kabel mit einem Bogen so auszulegen, dass nach einem Endverschlussfehler diese Mehrlänge von etwa 6 m genutzt werden kann, um einen neuen Endverschluss zu montieren.

In der Detailplanung sollten die Endverschlussabstände so optimiert werden, dass nach hochspannungstechnischer/sicherheitstechnischer Abschottung zu den benachbarten, unter Spannung stehenden Endverschlüssen ein hinreichend großer Montagebereich um das Endverschlussgerüst herum verbleibt. Für bestimmte Montagephasen (z.B. Überheben eines Endverschlussisolators) ist allerdings ein (geplantes!) Abschalten des betroffenen Kabelsystems unumgänglich. Bei der geringen statistischen Ausfallhäufigkeit (siehe nachstehender Abschnitt) erscheint das Risiko für die Notwendigkeit solcher Maßnahmen allerdings sehr begrenzt.

Ausführliche Beschreibungen zur Gestaltung von Übergangsfeldern finden sich z.B. in [36]. Wie nachfolgend gezeigt, erscheinen Angaben aus anderen Studien, z.B. [12] mit einem Platzbedarf von 2.000 m<sup>2</sup> für nur ein Kabelsystem von nicht optimierten Anlagen ausgehend.



In der untenstehenden Abb. 6.2 ist eine Möglichkeit der Realisierung für vier Kabelsysteme skizziert.

Ein weiteres Beispiel einer platzsparenden Anordnung eines Übergangsfeldes der 380-kV-Verkabelung im Südring Amsterdam (Randstatt) mit Übergang von einem Doppel-Mast (Wintrack) mit zwei OHL-Systemen auf zwölf Kabeladern (zwei Doppelsysteme) ist in der Abb. 6.3 wiedergegeben. Auch im Beispiel einer konkret ausgeführten 380-kV-Kabelanlage in Riniken (AXPO/Swissgrid) ergibt sich für ähnliche Anlagenparameter ein Platzbedarf von rd. 1.600 m<sup>2</sup>.

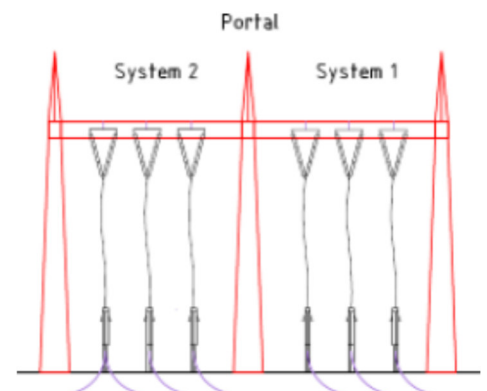
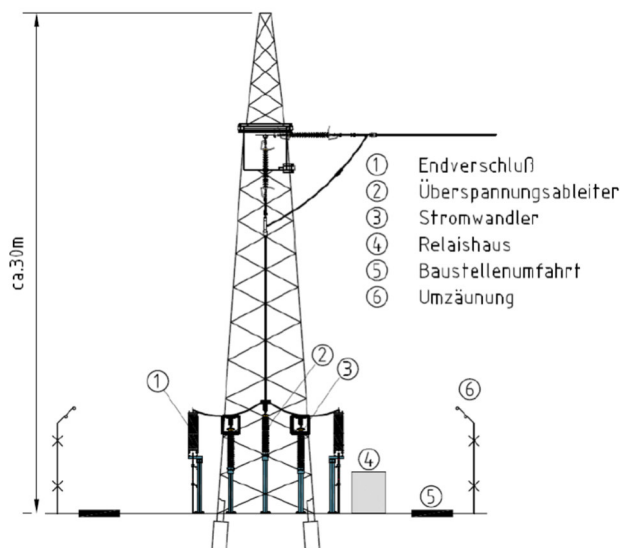
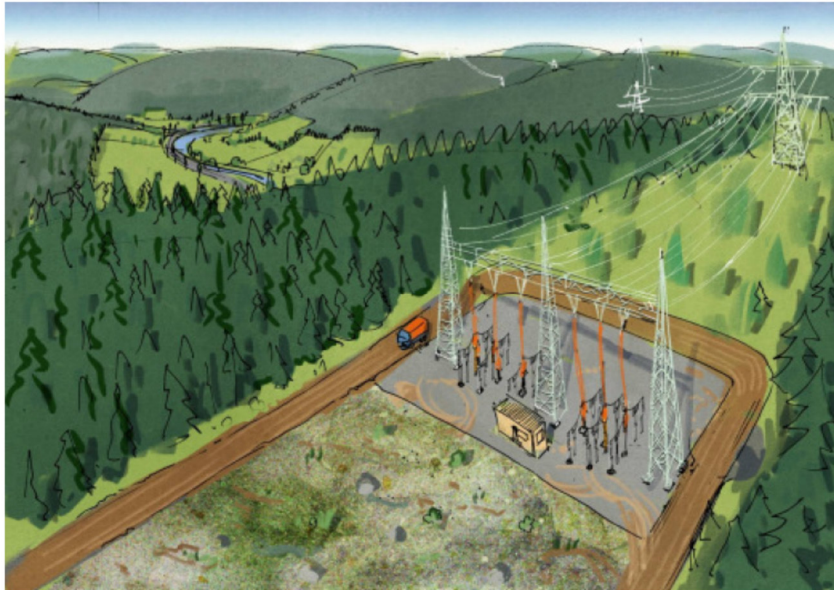


Abb. 6.2: Übergangsfeld mit zwei Freileitungs- und vier Kabelsystemen  
oben: Skizze für Waldgebiet; unten links: Seitenansicht des Portals; unten rechts: Vorderansicht des Portals

Quelle: K. Polster e.a.: **Machbarkeitsstudie** Südwest Kuppelleitung Halle – Schweinfurt, Abschnitt Altenfeld – Redwitz, zur Teilverkabelung am Rennsteig (Thüringer Wald)



Abb. 6.3: 380-kV-Verkabelung im Südring Amsterdam (Randstatt), Übergang vom Doppel-Mast (Wintrack) mit zwei OHL-Systemen auf zwölf Kabeladern  
(Quelle: Tennet, K. Jansen: „Underground cables in the 380kV network“, 31. Jan. 2014, München)

Eine Möglichkeit zur Auslegung eines Übergangsfeldes unter Berücksichtigung von vier Kabelsystemen mit zwei Reservekabeln zeigt die nachstehende Abbildung. Dieser ist zu entnehmen, dass ein solches Freiluft-Übergangsfeld mit einem Platzbedarf von rd. 2000 m<sup>2</sup> auskommt.

Abb. 6.4 zeigt schematisch ein Übergangsfeld mit insgesamt 18 einpoligen Trennschaltern zur schnellen Umschaltung auf die zwei Reservekabel. Der Mehraufwand für diese Lösung besteht in den Trennschaltern und dem vergrößerten Platzbedarf des Übergangsbauwerks von etwa 2000 m<sup>2</sup>.

Als weitere grundsätzliche Frage muss entschieden werden, ob im Fehlerfall eine Automatische Wiedereinschaltung (AWE, oder auch: Kurzunterbrechung KU) vorgesehen wird oder nicht. Während bei Freileitungen durch einen sogenannten Distanzschutz eine AWE ausgelöst und damit oft eine erfolgreiche Lichtbogenunterbrechung und Fehlerbeseitigung erreicht wird, handelt es sich bei Störungen in Kabelanlagen meist um bleibende Fehler, auf die mit der AWE dann noch einmal geschaltet wird. Es bleibt ein Restrisiko, dessen Bedeutung der Anlagenbetreiber abschätzen muss, ob beispielsweise beim Fehler in einem der Wandler dieser beim Kurz-Wiedereinschalten benachbarte Anlagenteile durch umherfliegende Prozellanteile beschädigen kann. Zur Vermeidung der AWE bei Kabelfehlern ist deshalb ein Differentialschutz vorzusehen, der die Ströme am Anfang und Ende der Kabel vergleicht (die ohne Kabelfehler gleich sein müssen). Tritt beim Kurzschluss eine Stromdifferenz auf, so wird eine sofortige Abschaltung vorgenommen. Die Ströme sind an beiden Kabelenden zu messen und per Lichtwellenleiter dem Differentialschutz zuzuführen.

Von der Amprion GmbH wird für eine Zwischenverkabelung eine solche Schutztechnik vorgesehen, mit der zunächst der Fehlerort (Kabel oder Freileitung) eingemessen und daran entschieden wird, ob eine AWE ausgeführt wird oder nicht. Bei dieser Ausführung wird eine Niederspannungsversorgung des Übergangsfeldes und zusätzlich ein Baucontainer, eine Garage o.ä. für die Unterbringung der Sekundärtechnik erforderlich, vergl. Abb. 6.2.

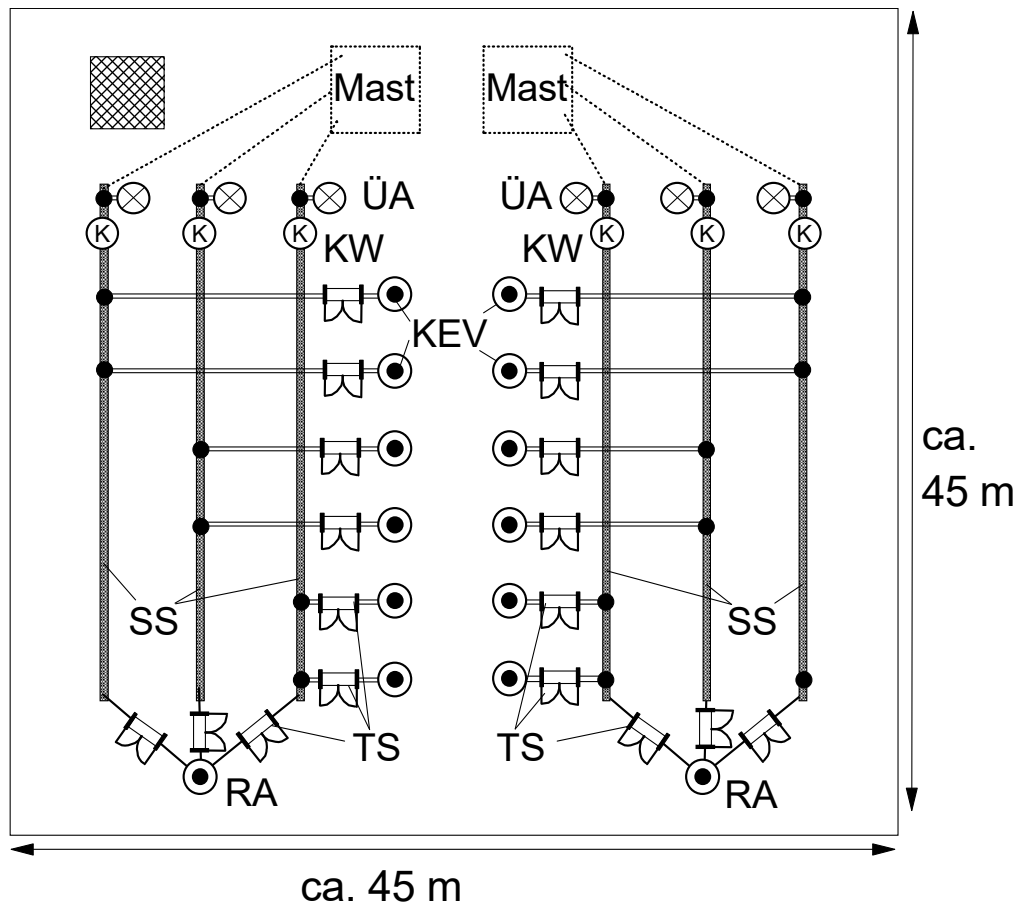


Abb. 6.4: Schematische Darstellung eines Übergangsbauwerks mit 4 Kabelsystemen und 18 einpoligen Trennschaltern (TS) zur schnellen Umschaltung auf zwei Reservekabel (RA)

Flächenbedarf etwa  $2000 \text{ m}^2$  ; KEV = Kabelendverschluss; ÜA = Überspannungsableiter; KW = Kombiwandler; SS = Sammelschiene

Besonders platzsparende Varianten mit erhöhter Verfügbarkeit ergeben sich, wenn die Möglichkeit eines Übergangsbauwerks in Form einer Kompaktanlage (GIS = gasisolierte Schaltanlage) genutzt wird. Bei einer solchen unterirdischen Ausführung sind im Bereich des Abspannmastes oder Abspannportals auch bei zwölf Kabeln nur die sechs Durchführungen und sechs Überspannungsableiter oberirdisch zu sehen. Damit erreicht man minimalen Platzbedarf und die kleinstmögliche Belastung des Landschaftsbildes. Die Tiefe des erforderlichen Kellerraums liegt bei etwa 5,0 m, und der Flächenbedarf beträgt etwa  $20 \times 15 \text{ m}^2$ . Allerdings liegen die Gesamtkosten einer solchen Anlage spürbar höher als bei der Freileitungsausführung.

Das Isoliergas besteht aus einem Gemisch aus Stickstoff und Schwefelhexafluorid  $\text{SF}_6$  (zu 20 %) und steht unter einem Druck von etwa 3 bar. Zur Zeit werden, wegen der klimaschädlichen Wirkung von  $\text{SF}_6$ , alternative Isoliergase untersucht und ein Verbot von  $\text{SF}_6$  avisiert.

Insgesamt bietet diese Ausführung durch die schnelle Umschaltung im Fehlerfall eine erhöhte Verfügbarkeit der Kabelanlage. Den Mehrkosten gegenüber der Freiluftausführung stehen z.B. ersparte Kosten für Grund und Boden gegenüber. Zu erwähnen ist auch der bei unterirdischer Realisierung in gekapselter Ausführung verbesserte mechanische Schutz der Kabelanlage gegen

äußere Einwirkungen (z.B. Flugkörper, Projektile in Jagdgebieten, Vandalismus) und gegen common-mode-Fehler der Kabelendverschlüsse.

Wegen der mangelnden Erprobung dieser Anordnung im Bereich einer Kraftwerks-Direktleitung, der Erfordernis zusätzlicher Betriebsmittel, wie z.B. Wandler, und zur Vermeidung klimaschädlicher Isoliergase lehnt der Anlagenbetreiber diese Variante ab.

## 7. Elektromagnetische Felder

Bei den Planungs- und Genehmigungsverfahren elektrischer Energieübertragungssysteme tritt der Aspekt der hervorgerufenen Magnetfelder und ihrer Auswirkungen immer häufiger in den Vordergrund. Einerseits lassen die in den letzten Jahrzehnten vorgelegten medizinischen, biophysikalischen und epidemiologischen Studien nach wie vor keine eindeutigen, quantifizierbaren Rückschlüsse zu den Auswirkungen niederfrequenter elektromagnetischer Felder auf biologische Systeme zu, so dass die Risiko-Einstufung bei der WHO und der IARC auch nur in der Kategorie 2B erfolgt. Diese Klassierung von niederfrequenten Magnetfeldern als „möglicherweise kanzerogen für Menschen“ begründet einen Verdacht, aber keinen Nachweis einer kanzerogenen Wirkung. Es handelt sich im Evidenzschema der IARC um die schwächste Stufe für einen positiven Zusammenhang, schwächer als „wahrscheinlich kanzerogen für Menschen“ und deutlich schwächer als „kanzerogen für Menschen“. Zum anderen orientiert man sich bei der Auslegung der Übertragungssysteme zunehmend an einer „prudent avoidance“ bzw. an dem im Strahlenschutz üblichen Leitsatz: „So wenig wie möglich...“.

Dies führt international zu höchst unterschiedlichen Grenzwerten. So wird in vielen Ländern – so auch in Deutschland – ein empfohlener Grenzwert für die magnetische Induktion (Flußdichte) von 100  $\mu\text{T}$  als Vorsorgewert für sensible Bereiche vorgeschrieben. Nach [34] ist für Österreich ein Referenzwert von 200  $\mu\text{T}$  maßgebend; allerdings war der Verfasser schon bei der Planung von Kabelanlagen in Österreich beteiligt, für die Grenzwerte von z.B. 15  $\mu\text{T}$  gefordert waren. Spürbar geringere Grenzwerte gelten beispielsweise in Italien (mit 3  $\mu\text{T}$  für Neuanlagen) und in der Schweiz mit 1  $\mu\text{T}$ . In bestimmten italienischen Regionen, z.B. der Toscana, liegt die Grenze mit 0,2  $\mu\text{T}$  noch weitaus niedriger. Die Forderung nach Einhaltung von 0,2  $\mu\text{T}$  in einem Wohngebiet ist bei einer 220-kV-Kabelanlage auch in Deutschland schon einmal durchgesetzt und kabeltechnisch realisiert worden.

Auch die geforderte elektromagnetische Verträglichkeit mit benachbarten technischen Systemen kann zu erhöhten Anforderungen an die Auslegung der Energieübertragungssysteme führen. Ein Beispiel ist in einer westeuropäischen Metropole gegeben mit der Begrenzung der magnetischen Induktion oberhalb einer 380-kV-Trasse auf 15  $\mu\text{T}$ , begründet über die mögliche Beeinflussung von Herzschrittmachern älterer Bauart.

Mit den zuvor aufgeführten Beispielen von Grenzwerten ergibt sich eine entsprechend große Spanne an gegebenenfalls einzuhaltenden Schirmungsfaktoren. Anforderungen mit Grenzwerten von etwa 15  $\mu\text{T}$  bis 100  $\mu\text{T}$  lassen sich noch mit relativ einfachen Mitteln realisieren, so beispielsweise durch eine geeignete Kabelanordnung (mit geringen Achsabständen oder großer Legetiefe) oder mit Hilfe von Kompensationsleitern im Kabelgraben. Hierüber wird nachfolgend berichtet.

Mit den weiter genannten, weitaus geringeren Grenzwerten von z.B. 0,1...1  $\mu\text{T}$  wird eine andere Kategorie der Schirmungsaufgabe erreicht: neben speziellen Kabelkonstruktionen (z.B. Koaxialkabel) lassen sich Anordnungen mit ferromagnetischer Kapselung realisieren. Das Beispiel von Kabelsystemen in Stahlmantelrohren ist gerade im Zusammenhang mit günstigen, grabenlosen Bauverfahren besonders interessant und wird nachfolgend weiter beschrieben.

In der OVE-Richtlinie R 23/-1:2017-04-01 (Elektrische, magnetische und elektromagnetische Felder im Frequenzbereich von 0 Hz bis 300 GHz – Teil 1: Begrenzung der Exposition von Personen der Allgemeinbevölkerung) sind die folgenden Referenzwerte für 50 Hz-Felder, für den zeitlich unbeschränkten Aufenthalt von Personen, als Schutzziel festgelegt:

- $E_{\text{Ref}} = 5 \text{ kV/m}$  (Effektivwert) für die elektrische Feldstärke und
- $B_{\text{Ref}} = 200 \text{ } \mu\text{T}$  (Effektivwert) für die magnetische Flussdichte.

Zusätzlich werden in der OVE-Richtlinie R 23-3-1:2021 weiterführende Maßnahmen gefordert, „wenn der Effektivwert der magnetischen Flussdichte bei 50 Hz im Aufenthaltsbereich nach Anwendung der in Tabelle 1 angeführten Maßnahmen  $100 \text{ } \mu\text{T}$  übersteigt“.

## 7.1 Mögliche Maßnahmen zur Magnetfeldreduzierung

### Maßnahme: Cable Management

Die erste Maßnahme, das Magnetfeld einer Kabelanlage klein zu halten, ist eine geeignete Auswahl der Parameter der Legegeometrie, wie Legetiefe, Einebenen- oder Dreiecksanordnung sowie Achsabstände der Kabel. Dieser Auswahl sind allerdings bei einer angestrebten, vorgegebenen Strombelastbarkeit enge Grenzen gesetzt. Auch die Zielsetzung der Aufwandsminimierung steht solchen Maßnahmen oft entgegen: so ist die Vergrößerung der Legetiefe und/oder der Verringerung der Achsabstände sehr wirkungsvoll, bewirkt aber tiefere Kabelgräben und/oder größere Leiterquerschnitte, verbunden mit spürbar erhöhten Kosten.

Da induzierte Ströme in den Kabelschirmen oder –metallmänteln von Hoch- und Höchstspannungskabeln durch Cross-Bonding oder einseitige Erdung unterdrückt werden, spielen sie für das Magnetfeld eine vernachlässigbare Rolle.

### Maßnahme: Kompensationsleiter

Reichen die zuvor beschriebenen Maßnahmen nicht aus oder sind sie aus bestimmten Gründen (z.B. vorgegebene Legeanordnungen) nicht anwendbar, so besteht als nächstes Schirmungsprinzip die Möglichkeit, Anordnungen aus elektrisch gut leitenden Materialien parallel zu den Kabeln in den Kabelgraben einzubringen, so dass von den Kabelströmen in diese Anordnungen hinein Gegenströme induziert werden, die das Magnetfeld der Kabelanlage vermindern. Infrage kommen hierzu beispielsweise Metallplatten oder Rohre, aber auch normale elektrische Leiter mit geringer Isolierung und Korrosionsschutz, sogenannte Kompensationsleiter.

Der Vorschlag, nach Abb. 7.1, parallel zu den zu schirmenden Kabeln Kompensationsleiter zu legen und diese an den Enden miteinander zu verbinden, existiert schon seit geraumer Zeit, z.B. [29], [35], [36]. Prinzipiell werden in solche Kompensationsleiter Gegenströme induziert, die nach der Lenzschen Regel versuchen, ihrer Ursache entgegenzuwirken, also das ursprüngliche Magnetfeld der Kabel zu reduzieren. Welche Schirmfaktoren damit erreicht werden können, hängt vom Leiterquerschnitt der verwendeten Kompensationsleiterkabel, ihrer Anzahl und der Position ab. Nachteilig bei dieser Schirmungsmaßnahme sind die Zusatzverluste, die in den Kompensationsleitern durch die Kompensationsströme entstehen, die aber bei geeigneter Bemessung und Anordnung vernachlässigbar geringgehalten werden können.



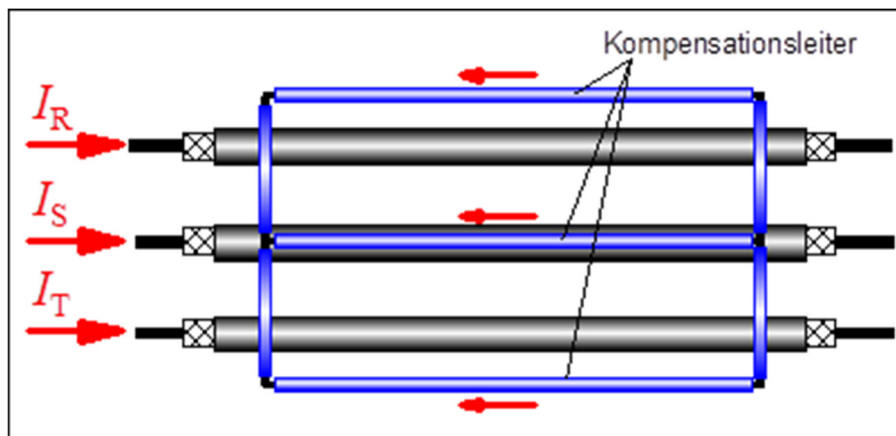


Abb. 7.1: Drei Einleiterkabel mit an den Enden kurzgeschlossenen Kompensationsleitern

Diese Schirmungsmaßnahme kann entlang der gesamten Kabeltrasse eingesetzt werden. Daneben gibt es den Einsatz von Kompensationsleitern in begrenzten Trassenabschnitten, beispielsweise in Muffenbereichen, in denen die Achsabstände wegen der Muffen konstruktions- und montagebedingt vergrößert sind, so dass höhere äußere Magnetfelder entstehen.

Abb. 7.2 zeigt eine Kompensationsleiteranlage mit höherer Windungszahl, wodurch die Schirmwirkung verbessert wird.



Abb. 7.2: Kompensationsleiter im Muffenbereich einer Kabelanlage (Quelle: Prysmian)

Abb. 7.3 zeigt einen Muffenbereich, wo die notwendige Schirmwirkung nicht durch Erhöhung der Windungszahl erreicht wird, sondern durch Erhöhung der Leiterzahl. Im Gegensatz zur vorigen Abbildung wird also keine „Spule gewickelt“, sondern mehrere Kabel parallel geschaltet. Auch unterscheiden sich die Abstände der Kompensationsleiter zum Kabelsystem.





Abb. 7.3: Muffenbereich mit Kompensationsleitern (Quelle: A. Canova, ELF-EMF 2011, Paris)

### **Maßnahme: Magnetisch hochpermeable Kapselung**

Bei der Legung von Hoch- und Höchstspannungskabeln tritt häufig die Notwendigkeit auf, die Kabel innerhalb einer geschlossenen Stahlkapselung zu führen, so beispielsweise bei Dükerungen unter Flüssen, bei der Unterquerung von Anlagen der Bahn, die hierzu oft Stahlrohre vorschreibt, aber auch bei Bohrungen in Ballungsräumen zur Unterquerung städtischer Infrastrukturen. Ein wichtiger Aspekt ist zudem der mechanische Schutz der Kabel durch Stahlumhüllungen.

Eine solche Konstruktion bietet aber auch eine sehr wirksame Möglichkeit der Magnetfeldschirmung. Praktisch wird so verfahren, dass zunächst drei (mit Reservekabel: vier) Kunststoffrohre in das Stahlrohr eingeführt und die Zwischenräume mit hochwärmeleitfähigem Material ausgefüllt werden. Die Kabel werden anschließend eingezogen.

Grundvoraussetzung für solche Anordnungen ist, dass die Summe der gekapselten Ströme Null beträgt: im anderen Fall ergeben sich einerseits unzulässig hohe Verluste im Stahlrohr, und zum anderen verschwindet die magnetische Schirmwirkung. Wenn Nullströme in der Anlage vermieden werden, so können mit dieser Schirmungsart wegen der hohen Permeabilitäten sehr hohe Reduktionsfaktoren ( $> 100$ ) erzielt werden. Dieser Anlagentyp, wie er in der Abb. 7.4 gezeigt ist, wurde, beispielsweise zur Einhaltung eines Grenzwertes von  $0,2 \mu\text{T}$ , bereits mehrfach in Italien und auch in Deutschland realisiert.

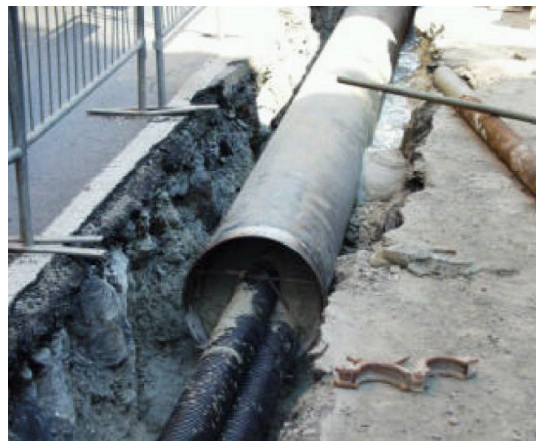


Abb. 7.4: 110-kV-Kabelsystem im Stahl-Mantelrohr

Eine Alternative zur Rohrverlegung bietet die von der Firma Prysmian angebotene „canaletta“, - ein nach oben offener kastenförmiger Behälter aus verzinktem, ferromagnetischem Material, der nach dem Einbringen der Kabel verfüllt und dann mit einem Deckel gleichen Materials verschlossen wird. Näheres findet sich in der Technischen Broschüre CIGRE TB 560 [26].



Abb. 7.5:

Raceway (oder “canaletta”)  
(Quelle: Prysmian)

## 7.2 Magnetfelder der diskutierten Anordnungen

In diesem Abschnitt werden die Magnetfeldverteilungen in der Umgebung der in den vorangegangenen Abschnitten diskutierten Kabelanordnungen gezeigt. Wie zuvor diskutiert, reduziert sich bei den bestehenden Leistungsanforderungen und den Aspekten des Platzbedarfs die Variantenzahl auf zwei:

- a) die weite Einebenenordnung von vier Kabelsystemen für wenig besiedelte Gebiete und
- b) die Realisierung mit sechs Kabelsystemen als vielleicht mögliche Variante zur Durchquerung einer Ortschaft.

Es werden die Maximalströme des Normalbetriebs von  $2 \times 2400$  A zugrundegelegt. Die auftretenden magnetischen Induktionen werden einerseits in einer Höhe von 0,20 m über dem Erdboden berechnet, und andererseits in der für Freileitungen maßgeblichen Höhe von 1,0 m.

In der Abb. 7.6 sind die entsprechenden Verteilungen der magnetischen Induktion für die weite Einebenenordnung von vier Kabelsystemen aus Abschnitt 5 gezeigt.

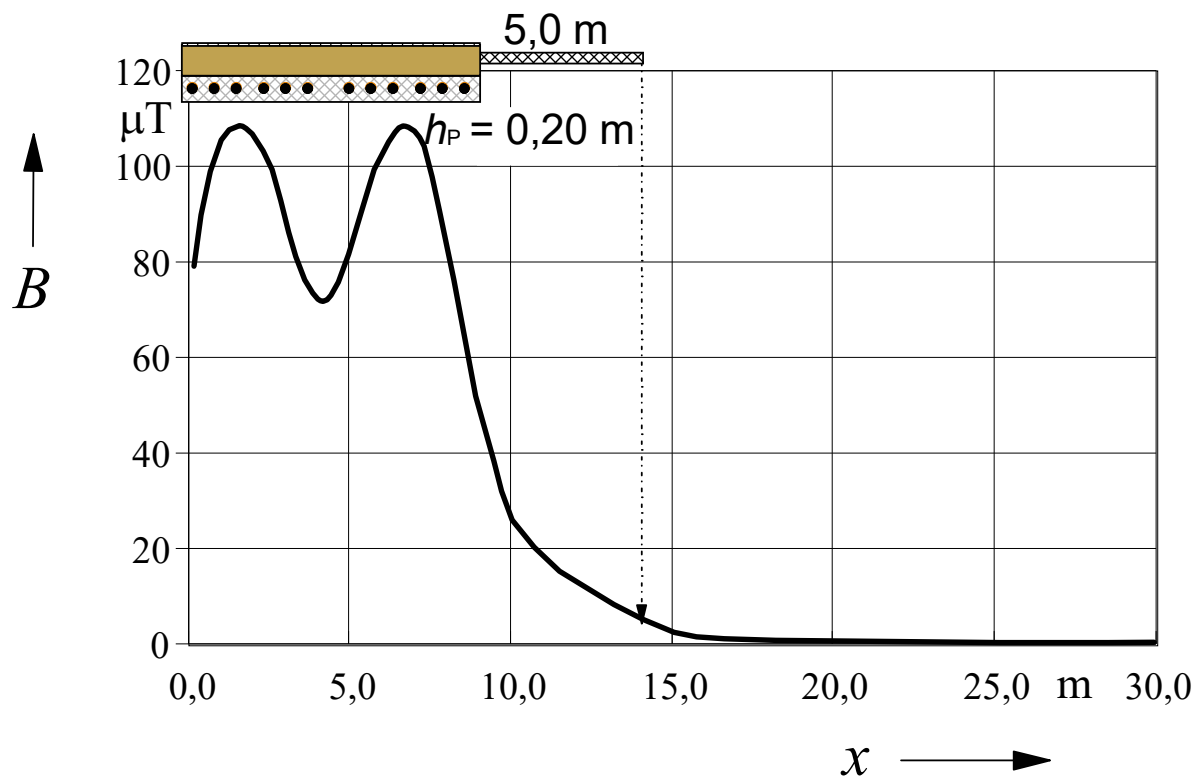


Abb. 7.6: Weite Einebenenordnung von vier Kabelsystemen nach Abb. 5.7;  $2 \times 2400$  A; Phasenfolge 1/6//1/6

In einer Höhe von 0,2 m über dem Erdboden, direkt über der Kabeltrasse, wird der Grenzwert mit rd.  $109 \mu\text{T}$  um rd.  $9 \mu\text{T}$  überschritten. Dies lässt sich aber durch leichte Verringerung der Abstände oder durch Einsatz von Kompensationsleitern mit verhältnismäßig wenig Aufwand beheben. Prinzipiell kann durch Einsatz mehrerer Kompensationsleiter, wie in den Abschnitten zuvor gezeigt, Reduktionen des Magnetfeldes um einen Faktor von etwa 0,5...1 erreicht werden [29]. Ausführliche Beispiele hierzu finden sich in der Studie [33]. Eine genauere Auslegung sollte allerdings einem eventuellen späteren, konkreten Gestaltungsbedarf vorbehalten bleiben.

Abb. 7.7 zeigt die Magnetfeldverteilungen für die vertikale Anordnung von  $2 \times 3$  Kabelsystemen, vergl. Abschnitt 5.

Bei geeigneter Phasenwahl tritt ein kompensatorischer Effekt ein, so dass sich sehr geringe Magnetfelder ergeben: hierbei hat sich die Phasenfolge 1/3//1/3/1 („1“ =  $L_1/L_2/L_3$ ; „3“ =  $L_2/L_3/L_1$ ) mit einer Vergleichmäßigung der Leiterströme, vergrößerter Strombelastbarkeit und verringerter Magnetfelder als optimal herausgestellt. In einer Höhe von 0,2 m über dem Erdboden, direkt über dem Kabelgraben, beträgt der Höchstwert der magnetischen Induktion rd.  $17 \mu\text{T}$  und in einer Höhe von 1,0 m etwa  $11 \mu\text{T}$ . Bei Abständen von mehr als 5 m zum Kabelgraben liegen die magnetischen Induktionen bereits bei weniger als  $3 \mu\text{T}$ .

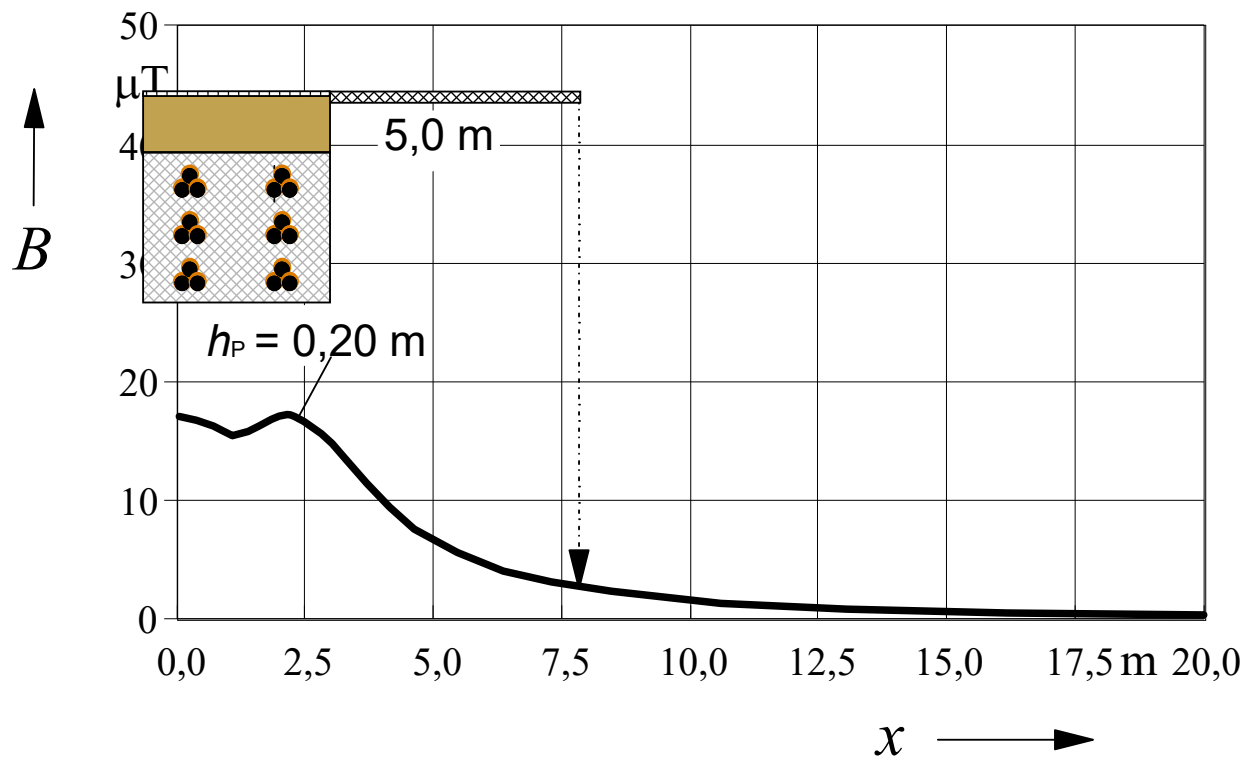


Abb. 7.7: Vertikalanordnung von 2x3 Kabelsystemen, vergl. Abb. 5.11;

Bei geeigneter Phasenwahl tritt ein kompensatorischer Effekt ein, so dass sich sehr geringe Magnetfelder ergeben: hierbei hat sich die Phasenfolge 1/3/1//1/3/1 („1“ =  $L1/L2/L3$ ; „3“ =  $L2/L3/L1$ ) mit einer Vergleichmäßigung der Leiterströme, vergrößerter Strombelastbarkeit und verringerter Magnetfelder als optimal herausgestellt. In einer Höhe von 0,2 m über dem Erdboden, direkt über dem Kabelgraben, beträgt der Höchstwert der magnetischen Induktion rd. 17  $\mu\text{T}$  und in einer Höhe von 1,0 m etwa 11  $\mu\text{T}$ . Bei Abständen von mehr als 5 m zum Kabelgraben liegen die magnetischen Induktionen bereits bei weniger als 3  $\mu\text{T}$ .

## 8. Zuverlässigkeit

Die Nichtverfügbarkeit einer Übertragungsanlage wird über ihre Ausfallrate und Ausfalldauer sowie über ihre Wartungsrate und Wartungsdauer bestimmt. Bei den entsprechenden statistischen Kennzahlen unterscheiden sich Kabel und Freileitungen erheblich.

Durch ihre exponierte Lage treten bei Freileitungen häufiger Störungen auf als bei Kabeln. Solche Störungen, z.B. Lichtbogenfehler infolge von Blitzeinschlägen in die Leitung, verursachen in den meisten Fällen allerdings keine bleibenden Fehler, sondern können durch eine Kurzunterbrechung und automatische Wiedereinschaltung unmittelbar behoben werden.

Störungen an Kabeln sind seltener, resultieren dann aber meist in bleibende Schäden. Während des Betriebs sind Fehler durch mechanische Einwirkung, durch Alterung oder Korrosion, durch Überspannungen, durch thermische Überbeanspruchung, ggfs. aber auch durch Montage- oder Verlegefehler möglich. Bei den heute auf hohem Qualitätsniveau gefertigten und geprüften VPE-Kabeln und bei dem üblichen Überspannungsschutz sind es allerdings oft äußere Einwirkungen/Beschädigungen der Kabel, z.B. bei Bauarbeiten in Trassennähe, die zum Versagen eines Kabels führen.

### 8.1 Ausfallstatistik

Während davon auszugehen ist, dass ein Freileitungsschaden schnell gefunden und innerhalb weniger Stunden, zumindest aber meist im Laufe eines Tages behoben ist, wird die Behebung eines Kabelschadens z.B. in der 380-kV-Ebene im Allgemeinen mit mindestens 1...2 Wochen (für Fehlersuche, Erdarbeiten, Montage, Spannungsprüfung), im statistischen Mittel nach bisher vorliegenden Erfahrungen [1] mit  $t_{\text{Rep}} = 600$  h anzusetzen sein. Für Höchstspannungs-Freileitungen wird nachfolgend eine weitaus kürzere Dauer von  $t_{\text{Rep}} = 8$  h (nach [31]) berücksichtigt. Bei sogenannten PowerTubes-Installationen [28, 30] wird vorgesehen, zur Erhöhung der Verfügbarkeit von Kabelanlagen ein oder zwei Reservekabel mitzuführen.

Von der CIGRE-Working Group B1-10 wurde ein Bericht zur Ausfallstatistik von Hoch- und Höchstspannungskabeln veröffentlicht [35], dessen Ergebnisse im Hinblick auf VPE-isolierte Hoch- und Höchstspannungskabel in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst sind.

Die in dieser Tabelle angegebenen Fehlerhäufigkeiten beziehen sich bei den Kabeln auf Fehler pro 100 System-Kilometer und Jahr und bei den Garnituren auf Fehler pro 100 Stück und Jahr. Damit wird, abhängig von den realisierten Muffenabständen, eine Umrechnung erforderlich, um die resultierenden Ausfallraten von VPE-Kabelanlagen zu ermitteln. Wird von einer Lieferlänge von 1000 m und einer Trassenlänge von 5,0 km ausgegangen, so ergeben sich aus Tabelle 1 die in der Tabelle 2 zusammengestellten Ausfallraten einer 5,0 km langen 380-kV-VPE-Kabelanlage.

Bei den folgenden Betrachtungen werden Mehrfachfehler und der Common Mode, z.B. bei Mastumbruch der Freileitung, ausgeschlossen. Zudem werden nur störungsbedingende Ursachen (Durchschläge, Seilbruch etc.) berücksichtigt, nicht aber deterministische Ursachen, wie z.B. betriebsbedingte Abschaltungen für Wartungszwecke.

Die Betrachtungen sind auch dadurch vereinfacht, als dass die bei Verkabelungen erforderlichen Zusatzeinrichtungen z.B. in den Übergangsbauwerken, wie Messeinrichtungen, Überspannungsableiter u.a. mit ihrem statistischen Ausfallverhalten nicht im Detail, sondern nur pauschal über die CIGRE-Fehlerraten berücksichtigt werden.

		XLPE CABLES (AC)			SCOF CABLES (AC)		
A. Failure Rate - Internal Origin Failures		60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES	60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES
Cable	Failure rate [fail./yr 100cct.km]	0.027	0.067	0.030	0.014	0.107	0.041
Joint	Failure rate [fail./yr 100 comp.]	0.005	0.026	0.005	0.002	0.010	0.004
Termination	Failure rate [fail./yr 100 comp.]	0.006	0.032	0.007	0.005	0.015	0.009
B. Failure Rate - External Origin Failures		60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES	60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES
Cable	Failure rate [fail./yr 100cct.km]	0.057	0.067	0.058	0.095	0.141	0.108
Joint	Failure rate [fail./yr 100 comp.]	0.002	0.022	0.003	0.002	0.004	0.002
Termination	Failure rate [fail./yr 100 comp.]	0.005	0.018	0.006	0.009	0.013	0.010
C. Failure Rate - All Failures		60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES	60-219kV	220-500kV	ALL VOLTAGES
Cable	Failure rate [fail./yr 100cct.km]	0.085	0.133	0.088	0.109	0.248	0.149
Joint	Failure rate [fail./yr 100 comp.]	0.007	0.048	0.008	0.004	0.014	0.006
Termination	Failure rate [fail./yr 100 comp.]	0.011	0.050	0.013	0.014	0.028	0.019

Failure rates on the different types of AC cable systems

**Conclusion from CIGRE-WG B1-10:**

- The internal failure rates reflect the inherent performance of the cable system
- PILC cables have reached their end of life with a high level of internal failures.
- It is not possible to compare failure rates of cable and accessories due to different scaling factors
- Internal failure rates are greater at the higher voltage levels
- It should be noted that the average age of SCOF, HPOF and GC cable systems is significantly greater than extruded cable systems.
- Failure rates of SCOF include oil leaks reported as a failure.
- Internal failure rates of SCOF and XLPE cable are in line with previous data
- Further details regarding failure rates for different XPLE designs is given later
- Internal failure rates of accessories, particularly on XLPE cable, are of greater concern. Focus on quality control during jointing operations must be maintained.

Tab. 8.1: Ausfallhäufigkeiten nach [35]:  
Angaben zu den Kabeln in Fehlern pro 100 System-km und Jahr  
Angaben zu den Garnituren in Fehlern je 100 Stück und Jahr

	Ausfallrate Kabel	Ausfallrate Muffen	Ausfallrate Endverschl.	Ausfallrate $\lambda$ gesamt 6,0 km	zeitlicher Abstand
	/(100 S.-km*a)	/(100 Stck*a)	/(100 Stck*a)	1/a	Jahre
intern	0,067	0,026	0,032		
	1 System, 6,0 km		/6 FEV		
	0,00402/a	0,00390/a	0,00192/a	<b>0,00984</b>	101,6
intern und extern	/(100 S.-km*a)	/(100 Stck*a)	/(100 Stck*a)		
	0,133	0,048	0,050		
	1 System, 6,0 km		/6 FEV		
	0,00798/a	0,00720/a	0,0030/a	<b>0,01818</b>	55,0

Tab. 8.2: Ausfallrate eines 6,0 km-langen 220-kV-VPE-Kabelsystems (ohne und mit äußeren Einwirkungen)

Die Ausfallraten in der Tabelle 8.2 sind unterschieden einerseits in Fehler ohne äußere Einwirkung auf das Kabelsystem (durch Bagger, Erdbohrer etc.), wobei also ein guter Schutz der Kabelanlage (durch Abdeckplatten u.ä.) vorausgesetzt wird, während andererseits – auch in den folgenden Abschnitten - Ergebnisse für Fehler mit äußerer Einwirkung in Klammern gesetzt sind.

Wie auch bei den Kostenberechnungen im nachfolgenden Abschnitt wird wieder von einer Teilverkabelungsstrecke mit 6,0 km Länge ausgegangen.

## 8.2 Nichtverfügbarkeit eines Kabelsystems

Aus Tabelle 2 folgt zunächst unter Berücksichtigung einer 6,0 km langen Trasse die jährliche Ausfallhäufigkeit eines Systems von

- $h_{1S} = 0,00984 \text{ 1/a} \quad (0,01812 \text{ 1/a}).$

Die Nichtverfügbarkeit des Kabelsystems ist über die Reparaturdauer  $t_{\text{Rep}}$  nach dem Ausfall bestimmt:

$$T_{\text{NV}} = h_{1S} t_{\text{Rep}} = 5,904 \text{ h/a} \quad (10,908 \text{ h/a}). \quad (8.1)$$

Das erste Ergebnis gilt für Fehler ohne äußere Einwirkung auf das Kabelsystem, setzt also einen guten Schutz der Kabelanlage (durch Abdeckplatten u.ä.) voraus, während das Ergebnis für Fehler mit äußerer Einwirkung in Klammern gesetzt ist.

Zum Vergleich ergibt sich für ein angeschlossenes Freileitungssystem ( $n_S = 1$ ) mit einer jährlichen Ausfallhäufigkeit von  $h_{1S} = 0,00220 \cdot 6,0/\text{a} = 0,0132/\text{a}$  und mit einer mittleren Reparaturdauer von  $t_{\text{Rep}} = 8 \text{ h}$  [36] eine Nichtverfügbarkeit von

$$T'_{\text{NV}} = 0,106 \text{ h/a}.$$

Demnach ist die Nichtverfügbarkeit des Kabelsystems um einen Faktor 55,9 (103,3) größer als diejenige des Freileitungssystems.

## 8.3 Nichtverfügbarkeit eines Kabel-Doppelsystems

Für ein Kabeldoppelsystem wird nun angenommen, dass zum vollständigen Ausfall zunächst ein Kabelsystem ausfällt und dann anschließend das zweite System während der Reparaturzeit  $t_{\text{Rep}}$ . Die Wahrscheinlichkeit des zweiten Fehlers entspricht derjenigen in Gl. (1), ist aber wegen der kürzeren Betrachtungszeit (nur während der Reparaturdauer) vermindert um den Faktor ( $t_{\text{Rep}}/8760 \text{ h}$ ). Da dies ein bedingter Fehler ist, wird sie multiplikativ verknüpft mit der jährlichen Ausfallhäufigkeit des vorausgesetzten ersten Fehlers.

Die Häufigkeit eines Totalausfalls des Kabeldoppelsystems ist dann:

$$h_{2S} = \underbrace{n_S}_{1.F} \underbrace{h_{1S} \frac{t_{\text{Rep}}}{8760 \text{ h}}}_{2.F} = 13,264 \cdot 10^{-6} \text{ 1/a} \quad (45,276 \cdot 10^{-6} \text{ 1/a}). \quad (8.2)$$

mit  $n_S = 2$  = Systemanzahl; 1.F = 1. Durchschlag ; 2.F = 2. Durchschlag während Reparaturphase

Er findet damit statistisch alle 75.393 (22.087) Jahre statt.



Für das Freileitungs-Doppelsystem ergibt Gl. (8.2) mit  $h_{1S} = 0,011/a$  eine Häufigkeit von  $h_{2S} = 2 \cdot 0,0132^2 \cdot 8/8760 \cdot 1/a = 3,182 \cdot 10^{-7} \cdot 1/a$ . (Fehlerabstand 3.142.218 Jahre)

Die Nichtverfügbarkeit folgt für das Kabel-Doppelsystem mit

$$T_{NV} = h_{2S} t_{Rep} = 7,958 \cdot 10^{-3} \text{ h/a } (27,165 \cdot 10^{-3} \text{ h/a}) \quad (8.3)$$

und für das Freileitungsdoppelsystem zu

$$T_{NV} = 2,546 \cdot 10^{-6} \text{ h/a} .$$

Demnach ist die Nichtverfügbarkeit des Kabel-Doppelsystems um einen Faktor von 3126 (10.670) größer als diejenige des Freileitungsdoppelsystems. Gleichzeitig sagen die Ergebnisse aus, dass ein solcher Totalausfall eines Kabel-Doppelsystems wegen der (n-1)-Sicherheit statistisch nur alle 75.393 (22.087) Jahre, d.h. extrem selten zu erwarten ist.

#### 8.4 Nichtverfügbarkeit von zwei Kabel-Doppelsystemen (Anordnung 1)

Es wird vom Betrieb zweier Kabel-Doppelsysteme nach Anordnung 1 in Abb. 5.7 ausgegangen. Die Häufigkeit eines ersten Fehlers in einem der beiden Doppelsysteme beträgt mit  $n_S = 4$ :

$$h_{4S,1} = n_S h_{1S} = 0,0394 (0,0724) . \quad (8.4)$$

Das betroffene Doppelsystem wird abgeschaltet und innerhalb der Reparaturdauer  $t_{Rep}$  – der sogenannten „verletzlichen Phase“ – repariert. Ein zweiter Fehler im anderen Doppelsystem während  $t_{Rep}$  hat (mit  $n_S = 4$ ) die Häufigkeit

$$h_{4S} = \underbrace{n_S h_{1S}}_{1.F} \underbrace{(n_S - 2) h_{1S} \frac{t_{Rep}}{8760 \text{ h}}}_{2.F} = 5,306 \cdot 10^{-5} \text{ h/a } (18,110 \cdot 10^{-5} \text{ h/a}) \quad (8.5)$$

Dieser Fehler führt zum Totalausfall, womit sich eine Nichtverfügbarkeit der Übertragung von

$$T_{NV} = h_{4S} t_{Rep} = 0,0318 \text{ h/a } (0,109 \text{ h/a}) . \quad (8.6)$$

ergibt. Der Vergleich mit dem Freileitungsdoppelsystem ( $T'_{NV} = 0,3182 \cdot 10^{-6} \text{ h/a}$ ) ergibt jetzt einen Faktor von 12.503 (42.679), um den die Nichtverfügbarkeit der beiden Kabel-doppelsysteme größer ist als diejenige des Freileitungs-Doppelsystems.

Allerdings ist ein solcher Totalausfall der beiden Kabel-Doppelsysteme wegen der (n-1)-Sicherheit im statistischen Mittel nur alle 18.848 (5.522) Jahre, d.h. extrem selten zu erwarten.

## 8.5 Nichtverfügbarkeit von zwei Kabel-Dreifachsystemen (Anordnung 2)

Es wird vom Betrieb zweier Kabel-Dreifachsysteme nach Anordnung 2 in Abb. 5.11/5.13 ausgegangen. Die Häufigkeit eines ersten Fehlers in einem der beiden Dreifachsysteme beträgt mit  $n_S = 6$ :

$$h_{6S,1} = n_S h_{1S} = 0,0590 \text{ (0,1087)} \quad . \quad (8.7)$$

Das betroffene Dreifachsystem wird abgeschaltet und innerhalb der Zeit  $t_{\text{Rep}}$  – der sogenannten „verletzlichen Phase“ – repariert. Ein zweiter Fehler im anderen Dreifachsystem während  $t_{\text{Rep}}$  hat (mit  $n_S = 6$ ) die Häufigkeit

$$h_{6S} = \underbrace{n_S h_{1S}}_{1.F} \underbrace{(n_S - 3) h_{1S} \frac{t_{\text{Rep}}}{8760 \text{ h}}}_{2.F} = 1,194 \cdot 10^{-4} \text{ h/a (4,075} \cdot 10^{-4} \text{ h/a)} \quad (8.8)$$

Dieser Fehler führt zum Totalausfall, womit sich eine Nichtverfügbarkeit der Übertragung von

$$T_{\text{NV}} = h_{6S} t_{\text{Rep}} = 0,0716 \text{ h/a (0,244 h/a)} \quad . \quad (8.9)$$

ergibt. Der Vergleich mit dem Freileitungsdoppelsystem ( $T'_{\text{NV}} = 0,3182 \cdot 10^{-6} \text{ h/a}$ ) ergibt jetzt einen Faktor von 28.132 (96.029), um den die Nichtverfügbarkeit der beiden Kabeldreifachsysteme größer ist als diejenige des Freileitungs-Doppelsystems.

Allerdings ist auch dieser Totalausfall der beiden Kabel-Doppelsysteme wegen der (n-1)-Sicherheit im statistischen Mittel nur alle 8.377 (2.454) Jahre, d.h. extrem selten zu erwarten.

## 8.6 Nichtverfügbarkeit eines Kabel-Doppelsystems mit einem Reservekabel

Im vorliegenden Abschnitt soll die Möglichkeit des Einsatzes von Reservekabeln diskutiert werden. Hierzu wird davon ausgegangen, dass parallel zu einem Kabel-Doppelsystem ein Reservekabel verlegt wird, dass im Fall eines ersten Kabelfehlers durch Umschaltung das defekte Kabel ersetzt. Da der Anlagenbetreiber den Einsatz von Trennschaltern in den beiden Übergangsfeldern vermeiden möchte, besteht nur die Möglichkeit einer händischen Umschaltung. Hierzu wird (unter der Annahme von zwei Montagegruppen in den beiden Übergangsfeldern) eine Umschaltdauer von  $t_U = 6 \text{ h}$  angenommen, nachdem das fehlerbehaftete Kabel identifiziert und die Funktionsfähigkeit der anderen Kabel sichergestellt ist..

In der Abb. 8.1 sind für den Betrieb eines Kabel-Doppelsystems mit einem Reservekabel (blau) die möglichen Fehlerverzweigungen und die entsprechenden Fehlerwahrscheinlichkeiten bis zum Totalausfall skizziert.

Die Häufigkeit eines ersten Fehlers in einem der beiden Doppelsysteme mit  $n_S = 2$  ist wieder:

$$h_{2S,1} = n_S h_{1S} = 0,0394 \text{ (0,0724)} \quad .$$

Er bewirkt die Abschaltung des betroffenen Systems und die Umschaltmaßnahme der Dauer  $t_U$ , während der das verbliebene System die Last voll übernimmt.

Tritt der 2. Fehler noch während der Umschaltung auf, so führt er zur Nichtverfügbarkeit des Systems von

$$T_{NV} = n_S h_{1S} \left[ \underbrace{(n_S - 1) h_{1S} \frac{t_U}{8760 \text{ h}} t_{\text{Rep}}}_{2.F} \right] = 6,650 \cdot 10^{-6} \text{ h/a } (4,112 \cdot 10^{-5} \text{ h/a}) \quad (8.10)$$

Tritt der zweite Fehler hingegen anschließend (wieder 2 Systeme in Betrieb) auf, so wird das fehlerhafte System abgeschaltet. Erst der 3. Fehler im verbleibenden System führt dann zum Totalausfall. Daraus folgt eine Nichtverfügbarkeit des Doppelsystems mit Reservekabel von:

$$T_{NV} = n_S h_{1S} \left[ \underbrace{(n_S - 1) h_{1S} \frac{t_U}{8760 \text{ h}}}_{2.F} + \underbrace{n_S (n_S - 1) h_{1S}^2 \left( \frac{t_{\text{REP}}}{8760 \text{ h}} \right)^2}_{2.+3.F} \right] t_{\text{Rep}} = 1,073 \cdot 10^{-5} \frac{\text{h}}{\text{a}} (6,765 \cdot 10^{-5} \frac{\text{h}}{\text{a}}) \quad (8.11)$$

Im Vergleich mit dem Kabel-Doppelsystem ohne Reservekabel haben sich die Nichtverfügbarkeiten  $7,958 \cdot 10^{-3} \text{ h/a}$  ( $27,165 \cdot 10^{-3} \text{ h/a}$ ) um einen Faktor von 742 (402) verringert.

Der Vergleich mit dem Freileitungsdoppelsystem ( $T_{NV} = 2,546 \cdot 10^{-6} \text{ h/a}$ ) ergibt für das Kabel-Doppelsystems eine noch immer eine um den Faktor 4,2 (26,6) größere, aber doch schon vergleichbar große Nichtverfügbarkeit.

## 8.7 Nichtverfügbarkeit von zwei Kabel-Doppelsystemen mit zwei Reservekabeln

Es wird nach Abb. 8.2 vom Betrieb zweier Kabel-Doppelsystems mit jeweils einem Reservekabel (blau) ausgegangen. Damit werden bis zum Totalausfall mindestens vier Kabelfehler erforderlich.

In dieser Abbildung sind die mögliche Fehlerverzweigung und die entsprechenden Fehlerwahrscheinlichkeiten bis zum Totalausfall skizziert. Daraus folgt die größere der beiden Ausfallhäufigkeiten der zwei Doppelsysteme zu:

$$h_{4S2RK} = n_S^3 (n_S - 2) h_{1S}^4 \left[ \frac{t_{\text{Rep}}}{8760 \text{ h}} \right]^3 = 3,856 \cdot 10^{-10} / \text{a} (44,93 \cdot 10^{-10} / \text{a}) \quad (8.12)$$

Die Nichtverfügbarkeiten des Übertragungssystems folgt zu

$$T_{NV} = h_{4S2RK} t_{\text{Rep}} = 2,314 \cdot 10^{-7} \text{ h/a } (26,957 \cdot 10^{-7} \text{ h/a}). \quad (8.13)$$

Der Vergleich mit dem Freileitungsdoppelsystem ( $T_{NV} = 2,546 \cdot 10^{-6} \text{ h/a}$ ) ergibt sich jetzt einen Faktor von 10,9 (0,944), d.h. die Nichtverfügbarkeit der Freileitung ist jetzt um einen Faktor von 10,9 größer (bzw. vergleichbar) als die des Kabeldoppelsystems.

## **8.8 Konsequenzen des Einsatzes von Reservekabeln**

Wie vorstehend gezeigt, lassen sich mit Reservekabeln Verbesserungen der Zuverlässigkeit einer Kabelanlage erzielen. Allerdings sind hierbei einige Konsequenzen zu bedenken, die den Einsatz infrage stellen:

### **a) Platzbedarf**

Der vorstehende Abschnitt 7 beschreibt die Erweiterung der Anordnung 1 (2 Kabel Doppelsysteme, d.h. 12 Kabel in Einebenenordnung, Abb. 5.7/5.8), erweitert durch zwei Reservekabel. Durch die beiden Reservekabel wird sich die Graben- und Trassenbreite um rd. 2 m auf etwa 23 m in der Bauphase vergrößern. Ein entsprechend vergrößerter Platzbedarf ergibt sich auch in den beiden Übergangsfeldern, wobei dort die Anordnung der Kabelendverschlüsse so gestaltet werden muss, dass eine händische Umschaltung im Fehlerfall ermöglicht wird (vergl. [33]).

Bei der Anordnung 2 in Abb. 5.11/5.13 – 2 Kabel-Dreifachsysteme – liegt bereits eine extreme Häufung im Kabelgraben vor, so dass keine weiteren Kabel mehr in den Graben eingebracht werden können. Anordnung 2 scheidet nach Ansicht des Verfassers also für den Einsatz von Reservekabeln aus.

### **b) Aufwand**

Grob geschätzt erhöhen sich die Investitionskosten für zwei Reservekabel bei Anordnung 1 um rd. 15...20 %.

Es müssen vom Anlagenbetreiber geschulte Montagetrupps vorgehalten werden, die zu einem raschen händischen Umschalten der Reservekabel in den Übergangsfeldern in der Lage sind.

Zudem erscheint es problematisch, ein jahrelang „ruhendes“ Reservekabel im Fehlerfall ungeprüft in Betrieb zu nehmen. Es könnte also die Forderung gegeben sein, in gewissen Zeitabständen die Kabel regelmäßig umzuschalten oder eine Spannungsprüfung der Reservekabel vorzunehmen. Dies müsste dann so geschehen, dass der Netzbetrieb der Kabelanlage nicht gestört wird.

Für die gegebenen Anforderungen wird diese Variante nicht weiter verfolgt. Sie widerspricht der Vorgabe des Anlagenbetreibers, dass auf der Trasse keine zusätzlichen Schalter (auch wegen des zusätzlichen Platzbedarfs und der komplizierteren Schutztechnik) eingesetzt werden sollen.

## 9. Kosten

Die vorangegangenen Untersuchungen haben gezeigt, dass zur Erfüllung der vorgegebenen Randbedingungen einer Verkabelung nur zwei Varianten verbleiben:

- a) Anordnung 1:  
die weite Einebenenordnung zwei Kabel-Doppelsysteme nach Abschnitt 5.5.1, realisierbar nur außerhalb von Siedlungsgebieten, und
- b) Anordnung 2:  
die vertikale Anordnung von zwei Kabel-Dreifachsystemen nach Abschnitt 5.7, unter günstigsten Umständen möglicherweise realisierbar bei der Durchquerung von Ortschaften.

Die Kosten dieser beiden Varianten werden nachfolgend untersucht.

In der nachstehenden Tabelle 9.1 sind zunächst die für Kabelsysteme unterschiedlicher Konstruktion anfallenden spezifischen Kosten (Hohlpreis, Muffen- und EV-Kosten, Kabelzug, Rohre und Prüfung) zusammengestellt. Sie beruhen auf den Erfahrungen des Verfassers aus vielen vorangegangenen Studien und wurden aktuell von einem der großen Kabellieferanten bestätigt. Das bedeutet, dass die Ergebnisse einer projektbezogenen Ausschreibung aufgrund der Konkurrenzsituation durchaus günstiger ausfallen können.

Der Kupferpreis für Kabelleiter und –schirme ist derzeit (21.03.2023) mit 8,11 €/kg extrem hoch. Wesentlich günstiger fallen daher Kabelkonstruktionen mit Aluminiumleitern aus, wobei der Aluminiumpreis nachfolgend mit 2,12 €/kg berücksichtigt ist.

220 kV		Cu 2500 RMS/90	Cu 3200 RMS/90	Cu 3500 RMS/90	Al 4000 RMS/90
Hohlpreis	€/m	190	220	240	240
Leitermaterial*	€/m	187	237	259	29
EV-Kosten+ Link-Box mit Montage	€/Stck.	22000	22000	22000	22000
Muffen-Kosten+ Link-Box mit Montage	€/Stck.	22000	22000	22000	22000
Kabelzug je Ader	€/m	20	20	20	20
Rohr je Ader	€/m	25	25	25	25
	€/m	240	240	240	240
HS-Prüfung je System	€/Sys.	60.000	60.000	60.000	60.000
Monitoring-System	€	150.000	150.000	150.000	150.000
Gesamtkosten für 1 Kabelsystem, 6 km	Mio. €	<b>7.871</b>	<b>9.321</b>	<b>10.071</b>	<b>5164</b>
längenbez. Kosten für 1 Kabelsystem $K'_{sys}$	€/km	<b>1312</b>	<b>1553</b>	<b>1678</b>	<b>861</b>

Kosten für Leitermaterial: Cu: 8,11 €/kg; Al: 2,12 €/kg (Boerse.de: 21.03.2023)

Tab. 9.1: Kosten der betrachteten Kabelsysteme

Die Kosten für den Kabelgraben hängen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Als auf die Grabenbreite bezogene Kosten werden für Bereiche außerhalb der Siedlungsgebiete 200 €/m/m angesetzt. Für städtische Bereiche (mit Oberflächenwiederherstellung etc.) wird eine Größe von 600 €/m/m und für die tiefe Trasse der zwei Dreifachsysteme in Abschnitt 5.7 von 1000 €/m/m gewählt. Um nach den Kostenerhöhungen der letzten Zeit auf der sicheren Seite zu rechnen, übersteigen beide Ansätze vorliegende Erfahrungswerte. Die Kosten für eine thermische Stabilisierung in Kabelnähe (z.B. mit Magerbeton) werden wie in der nachstehenden Tabelle 8.2 angesetzt.

Für die Anordnung 1 sind zur Verringerung des Magnetfeldes pauschal acht Kompensationsleiter (isolierte Aluminiumleiter großen Querschnitts) mit  $K'_{Komp} = 240$  €/m (vergl. [B, Salzburg]) und

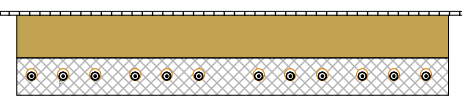
bei Anordnung 2 für den besonders hohen Aufwand bei den Muffengruben je Muffengruppe 100 T€ zusätzlich berücksichtigt.

Es wird eine Verkabelungslänge von  $l_0 = 6$  km betrachtet. Bei einer mittleren Lieferlänge von 1000 m lassen sich damit zwei Cross-Bonding-Hauptabschnitte mit insgesamt fünf Muffengruppen realisieren.

thermische Stabilisierung 1,0 W/(Km)	€/m <sup>3</sup>	150
thermische Stabilisierung 1,5 W/(Km)	€/m <sup>3</sup>	200
thermische Stabilisierung 3,0 W/(Km)	€/m <sup>3</sup>	680
Rohrfüllung 2,5 W/(Km)	€/m <sup>3</sup>	450

Tab. 9.2: Kosten für Verfüllmaterialien

In den beiden folgenden Tabellen sind die Daten für beiden betrachteten Anordnungen zusammengestellt. Bei Anordnung 1 in Tabelle 9.3 handelt es sich die in Abschnitt 5.5 diskutierte Einebenanordnung in einem breitem Kabelgraben. Da dieser Kabelgraben sicherlich nur außerhalb von Siedlungsgebieten realisiert werden kann, wurden für die „grüne Wiese“ verhältnismäßig niedrige Grabenkosten von 200 € pro Meter Grabenbreite angenommen. Die sich hierfür ergebenden Grabenkosten betragen 3460 €/m.

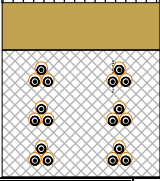
<b>Anordnung 1</b> <b>(Land, flach, 4 Systeme)</b> <b>9,20mx1,75m</b>		
Spez. Grabenkosten	€/m	200
Grabenbreite	m	9,20
Grabentiefe	m	1,75
Tiefe Stabilisierung	m	0,75
Volumen thermische Stabil.	m <sup>3</sup> /m	6,90
Kosten Stabilisierung	€/m	1380
8 Kompensationsleiter	€/m	240
Kosten Graben	€/m	1840
<b>Summe Graben K'Graben</b>	<b>€/m</b>	<b>3460</b>

Tab. 9.3: Kosten des Kabelgrabens für die Einebenanordnung nach Abschnitt 5.5  
Grabenbreite (Sohle) 9,20 m

Mit der Anordnung 2 wird die Vertikalanordnung von zwei Kabel-Dreifachsystemen aus Abschnitt 5.7 diskutiert. Da hier noch eine Installation bei Querung von Ortschaften denkbar ist, werden für den 3,0 m breiten und 3,5 m tiefen Graben weitaus höhere Grabenkosten von 1000 € pro Meter Grabenbreite veranschlagt. Es folgen Grabenkosten von 4585 €/m.

Zusätzlich zu den berechneten Grabenkosten wird ein Aufwand von  $K'_{HDD} = 100$  € pro m und pro Kabel für HDD-Bohrungen über 10 % der Trassenlänge zur Unterquerung von Bahnen, Straßen etc. berücksichtigt. Für lange HDD-Bohrungen oder Bohrpressverfahren zur Unterquerung z.B. von Autobahnen werden pauschal  $K_{MT} = 2,0$  Mio. € in Ansatz gebracht. Für große Flussunterquerungen sind ggfs. Düker vorzusehen, die sehr kostenaufwendig sind: zu einem aktuellen Projekt mit einem 400 m langen Düker DN2600 sind dem Verfasser Kosten von mehr als 20 Mio. € benannt worden. Die Übergangsstationen für vier Kabelsysteme werden

jeweils mit  $K_{\text{ÜBW}} = 4,0 \text{ Mio. €}$  und für sechs Kabelsysteme mit  $K_{\text{ÜBW}} = 6,0 \text{ Mio. €}$  berücksichtigt.

<b>Anordnung 2</b> <b>(Stadt, vertikal, 6 Systeme)</b> <b>3,05mx2,70m</b>		
	Spez. Grabenkosten	€/m
Grabenbreite	m	3,0
Grabentiefe	m	3,5
Tiefe Stabilisierung	m	2,5
Volumen thermische Stabil.	m³/m	7,50
Kosten Stabilisierung	€/m	1500
Kosten Graben	€/m	3000
Zusatzkosten 5 Muffengruppen	€/m	85
<b>Summe Graben <math>K'_{\text{Graben}}</math></b>	<b>€/m</b>	<b>4585</b>

Tab. 9.4: Kosten des Kabelgrabens für sechs Kabelsysteme in vertikaler Anordnung nach Abschnitt 5.7

Zusätzlich zu den berechneten Grabenkosten wird je 6 km Kabeltrasse ein Aufwand von  $K'_{\text{HDD}} = 100 \text{ € pro m}$  und pro Kabel für HDD-Bohrungen über 10 % der Trassenlänge zur Unterquerung von Bahnen, Straßen etc. berücksichtigt. Für lange HDD-Bohrungen oder Bohrpressverfahren zur Unterquerung z.B. von Autobahnen werden pauschal  $K_{\text{MT}} = 2,0 \text{ Mio. €}$  in Ansatz gebracht. Für große Flussunterquerungen sind ggfs. Düker vorzusehen, die sehr kostenaufwendig sind: zu einem aktuellen Projekt mit einem 400 m langen Düker DN2600 sind dem Verfasser Kosten von mehr als 20 Mio. € benannt worden. Die Übergangsstationen für vier Kabelsysteme werden jeweils mit  $K_{\text{ÜBW}} = 4,0 \text{ Mio. €}$  und für sechs Kabelsysteme mit  $K_{\text{ÜBW}} = 6,0 \text{ Mio. €}$  veranschlagt.

Damit ergeben sich die Investitionskosten für eine  $l_0 = 6000 \text{ m}$  lange Verkabelung mit vier bzw. sechs Kabelsystemen zu

$$K'_{\text{Inv}} = l_0 (n_{\text{Sys}} K'_{\text{Sys}} + K'_{\text{Graben}} + 0,1 \cdot 3 \cdot n_{\text{Sys}} K'_{\text{HDD}}) + K_{\text{MT}} + 2 \cdot K_{\text{ÜBW}}.$$

Diese Investitionskosten sind in der Tabelle 9.6 für unterschiedliche Anordnungen zusammengestellt. Nicht berücksichtigt sind beispielsweise die Kosten der Demontage der bestehenden Leitung, da diese Kosten im Vergleich sowohl der Verkabelung wie auch der Freileitung zugerechnet werden. Auch Kosten für Entschädigungen, Ersatzmaßnahmen und Projektmanagement wurden nicht erfasst. Dasselbe gilt für Restwerte und Rückbaukosten.

Laut dem deutschen Netzentwicklungsplan NEP 2030 werden die Kosten für die Generalerneuerung einer 380-kV-Doppelleitung auf bestehender 220-kV- oder 380-kV-Trasse (inkl. Rückbau) mit 2,8 Mio. €/km als Gesamt-Projektkosten veranschlagt. Im neuen Entwurf zum NEP 2037/2045 sind dies bereits 4,5 Mio. €/km. Für die geplante 220-kV-Leitung werden von eva Kosten in Höhe von 2,8 Mio. €/km (nur Errichtung) in Ansatz gebracht. Für die betrachtete, 6 km lange Trasse sind demnach Investitionskosten von

- **16,8 Mio. €**



anzusetzen und mit den Kosten der Verkabelung zu vergleichen.

<b>220 kV Investitionskosten</b> <b><math>l_0 = 6,0</math> km</b>		<b>Cu 2500</b> <b>RMS/90</b>	<b>Cu 3200</b> <b>RMS/90</b>	<b>Cu 3500</b> <b>RMS/90</b>	<b>Al 4000</b> <b>RMS/90</b>
Anordnung 1 nach Tab. 9.3	€	<b>63.965.524</b>	<b>69.763.346</b>	<b>72.762.412</b>	<b>53.135.752</b>
Anordnung 2 nach Tab. 9.4	€	<b>90.818.286</b>	<b>99.515.018</b>	<b>104.013.618</b>	<b>74.573.628</b>
längenbezogene Kosten:					
Anordnung 1 nach Tab. 9.3	€/km	10.660.921	11.627.224	12.127.069	8.855.959
Anordnung 2 nach Tab. 9.4	€/km	15.136.381	16.585.836	17.335.603	12.428.938

Tab. 9.6: Investitionskosten der betrachteten vier/sechs Kabelsysteme in unterschiedlichen Anordnungen; **Freileitung: 16,8 Mio. €/6 km**  
Kosten für Leitermaterial: Cu: 8,11 €/kg; Al: 2,12 €/kg (Boerse.de: 21.03.2023)

Demnach verursacht eine 6 km lange Verkabelung mit den Anordnungen 1 und 2 und dem erforderlichen Kupferleiterquerschnitt von  $3500 \text{ mm}^2$  zusätzliche Investitionskosten von etwa 56...87 Mio. €.

## 9.1 Verluste

In der nachstehenden Tabelle sind die beiden interessierenden Anordnungen mit vier bzw. mit sechs Kabelsystemen ( $3500 \text{ mm}^2$  Cu) sowie das Freileitungsdoppelsystem die Kenngrößen zur Berechnung der Verlustkosten zusammengestellt. Dabei wurde von einem Betrachtungszeitraum von 40 Jahren ausgegangen.

Zunächst wird aus dem höchsten Betriebsstrom je Leitung von 2400 A für eine Volllaststundenzahl von 3000 h/a ein Strom-Mittelwertfaktor von 0,27 festgelegt. Dieser Wert wird in [12] aus langjährigen Messungen an einer 380-kV-Leitung und einer 220-kV-Leitung in Österreich abgeleitet. Er entspricht einem Tageslastfaktor von  $m = 0,70$ . Bei Berücksichtigung der Systemanzahl (4 bzw. 6 bei den Kabeln und 2 bei der Freileitung) ergeben sich die Strommittelwerte je Leiter (-bündel) und die entsprechenden stromabhängigen Verluste. Die dielektrischen Verluste der Kabel werden mit einem statistischen Mittelwert des diel. Verlustfaktors von  $\tan \delta = 0,5 \cdot 10^{-3}$  berechnet und ergeben, zusammen mit den stromabhängigen Verlusten, die Gesamtverluste je Kabelsystem (pro Länge bzw. pro 6 km). Mit den hieraus folgenden Jahresverlusten folgen die jährlichen Verlustkosten für die 6 km-Strecke.

Die Abzinsung der über 40 Jahre jährlich anfallenden Verlustkosten nach der Barwertmethode liefert schließlich die sogenannten kapitalisierten Verlustkosten.

<b>220 kV Verlustkosten</b>		<b>Anordnung 1 4xCu 3500 RMS/90</b>	<b>Anordnung 2 6xCu 3500 RMS/90</b>	<b>OHL 565/72</b>
Widerstandsbelag $R'_{40}$	mΩ/km	7,4	7,4	14,9
max. Strom $I_{\max}$ je Leitung	A	2.520	2400	2400
Strom-Mittelwertfaktor (für 3000 Vollaststunden/a)		0,270	0,270	0,270
Strommittelwert je Leiter (-Bündel)	A	340	227	680
stromabhängige Verluste je System	W/km	2.569	1.142	20.710
dielektr. Verluste je Ader	W/m	0,750	0,750	0,274
dielektr. Verluste/System	W/km	2.250	2.250	822
$P'_{\text{ges}}$ je System	W/km	4.819	4.819	21.532
$P_{\text{ges}}$ für 6 km 4/6 Systeme	kW	115,7	122,1	258,4
Jahresverluste 6 km	MWh	1.013,2	1.069,7	2.263,5
Kosten pro kWh	€/kWh	0,100	0,100	0,100
jährliche Verlustkosten	€	101,3	107,0	226.349
Barwertfaktor 40 a, $p = 3,0 \%$		23,115	23,115	23,115
<b>kap. Verlustkosten</b>	<b>€</b>	<b>2.342.054</b>	<b>2.472.562</b>	<b>5.232.050</b>

Tab. 9.7: Verlustkosten der betrachteten 4 Kabelsysteme und 2 Freileitungssysteme (OHL)

## 9.2 Gesamtkosten

Die Addition der Investitionskosten in Tab. 9.6 und der Verlustkosten in Tab. 9.7 liefert die sog. Vollkosten in der nachstehenden Tab. 9.8.

<b>220 kV Vollkosten</b>		<b>Anordnung 1 4xCu 3500 RMS/90</b>	<b>OHL 2*3*4x565/72</b>
Anordnung 1; Tab. 9.3	Mio.€	<b>75,104</b>	22,032
Anordnung 2; Tab. 9.4	Mio.€	<b>106,486</b>	22,032

Tab. 9.8: Vollkosten der betrachteten 4 bzw. 6 Kabelsysteme und 2 Freileitungssysteme der betrachteten Anordnungen; Trassenlänge 6,0 km

Nicht berücksichtigt sind hierbei insbesondere für die Anordnung 2 (Durchquerung von Ortschaften) die anfallenden, erheblichen Mehrkosten wegen der erforderlichen Umverlegung (oder Unterquerung) der vorhandenen Infrastruktur.

Ebenso sind in den Kosten für Verkabelung und Freileitungsbau folgende Kostenblöcke nicht berücksichtigt:

- Kosten für Rückbau der bestehenden Freileitung
- Kosten für Grundstücksablösen, Ernteaussfälle
- Kosten für Projektmanagement, Behördenverfahren
- Kosten für mögliche Ausgleichsmaßnahmen

Diese Kosten sind nicht berücksichtigt, weil sie für beide Projektvarianten gleichermaßen anfallen werden. Tatsächlich ist davon auszugehen, dass diese Kosten für ein Kabelprojekt ungleich höher ausfallen werden. Dies wird im nächsten Abschnitt am Beispiel der Vollverkabelung weiter ausgeführt.

Werden die entsprechenden Kabelkosten auf die Freileitungskosten bezogen, so erhält man die Investitionskostenfaktoren bzw. die Vollkostenfaktoren nach Tab. 9.9. Demnach ist bei vier Kabelsystemen von einem Investitionskostenfaktor von etwas mehr als 4 und bei sechs Kabelsystemen von rd. 6 auszugehen. Dies könnte insoweit realistisch sein, als dass eine Verkabelung des Anlagenbetreibers Amprión über etwa 3,5 km in Raesfeld, Deutschland, mit vier 380-kV-Kabelsystemen zu einem Investitionskostenfaktor von rd. sechs geführt hatte [Gehlen, 2015].

<b>220 kV Kostenfaktoren</b>		<b>4/6 x Cu 3500 RMS/90</b>	<b>OHL 4x565/72</b>
<b>Investitionskostenfaktor</b>			
Anordnung 1; Tab. 9.3		<b>4,33</b>	1,00
Anordnung 2; Tab. 9.4		<b>6,19</b>	1,00
<b>Vollkostenfaktor</b>			
Anordnung 1; Tab. 9.3		<b>3,41</b>	1,00
Anordnung 2; Tab. 9.4		<b>4,83</b>	1,00

Tab. 9.9: Kostenfaktoren der betrachteten 4 bzw. 6 Kabelsysteme und 2 Freileitungssysteme in unterschiedlichen Anordnungen; Trassenlänge 6,0 km

Die Vollkostenfaktoren werden rechnerisch gegenüber den Investitionskosten durch die Berücksichtigung der Verlustkosten vermindert. Zu beachten ist allerdings, dass ab einer gewissen Gesamtlänge der Verkabelungen eine Blindstromkompensation vorgenommen werden muss. Die hierbei eingesetzten Kompensationsspulen sind stark verlustbehaftet, so dass die Energiebilanz für die Kabel erheblich verschlechtert werden kann.

Zu erwähnen ist hier noch die Frage der Lebensdauer der Betriebsmittel: Während bei der Freileitung im Allgemeinen von rd. 80 Jahren ausgegangen wird, ist eine entsprechende Aussage zu den VPE-isolierten Kabeln schwierig. Zu den Kabeln mit heutigem Qualitätsniveau von Fertigung, Montage und Prüfung liegen naturgemäß noch keine jahrzehntelangen Erfahrungen vor, und Alterungsergebnisse aus Laborprüfungen können nicht ohne weiteres extrapoliert werden. Vorsichtshalber wird daher meist mit einer Mindest-Lebensdauer von 40 Jahren argumentiert. Dies würde allerdings eine Re-Investition bei den Kabeln während der Lebensdauer der Freileitung mit entsprechenden Mehrkosten bedeuten, - die hier nicht berücksichtigt sind.

Mit der Forderung, dass die Verkabelung keine Einschränkungen der betrieblichen Möglichkeiten der Freileitung bewirken darf, verbleiben lediglich die Anordnungen 1 und 2. Bei Anordnung 1 handelt es sich um eine mehr als 9 m breite Kabeltrasse, so dass hiermit nur Verkabelungen außerhalb von Ortschaften möglich sein werden. Lediglich Varianten wie Anordnung 2 mit sechs Kabelsystemen und mit sehr schmaler Legegeometrie eröffnen – unter günstigen Verhältnissen - die Möglichkeit einer Verkabelung auch innerhalb von Ortschaften. Hier ergeben sich jedoch die Nachteile tiefer Kabelgräben, sehr großer Muffenbereiche, größerer Übergangsfelder, erhöhten Aufwandes und vor allem auch spürbar höherer Kosten. Die weiter erhöhten kapazitiven Ströme dürften sich bei der diskutierten Verkabelung von 6 km Länge noch nicht kritisch auswirken, würden sich aber bei größeren Längen durch Kompensationsmaßnahmen mit weiteren Investitionskosten und stark erhöhten Verlusten auswirken.

### 9.3 Grobabschätzung der Investitionskosten einer Vollverkabelung

Im vorliegenden Abschnitt soll eine – nicht detaillierte, sondern recht grobe – Abschätzung der Investitionskosten einer Vollverkabelung der rd. 71 km langen Trasse und ein Vergleich mit der generalerneuerten Freileitungstrasse vorgenommen werden. Hierbei werden die in den Umspannwerken entstehenden, unterschiedlichen Kosten beider Systemvarianten außer Acht gelassen.

Allerdings sind bei einer Kabelstrecke dieser Länge an beiden Kabelenden Kompensationseinrichtungen vorzusehen, die unter den Aspekten des kapazitiven Verschiebungsstroms wie auch der Netzstabilität unumgänglich sind. Diese Kompensationsspulen werden an den Trassenenden fest mit den Kabelleitern und der Erde verbunden.

Nach dem deutschen Netzentwicklungsplan (1. Entwurf) 2037/2045 werden die Kosten einer solchen Blindstromkompensation nachfolgend mit 0,020 Mio. €/MVar je Kabelsystem bewertet. Daraus folgen Gesamtkosten von 6,4 Mio.€ je Kabelsystem. Diese Kompensationsspulen weisen erhebliche Zusatzverluste auf, die mit etwa 0,2 % der Blindleistung anzusetzen sind, die für ein Kabelsystem über 71 km rd. 320 MVar beträgt. Daraus folgen für diese Strecke rd. 640 kW bzw. rd. 9 kW/km Zusatzverluste, wodurch die Gesamtverluste der Kabelanlage gegenüber den obenstehenden Berechnungen um einen Faktor von 2,5...3 angehoben werden.

Die Trasse durchquert in ihrem Verlauf rd. 20 Ortschaften, deren mittlerer (Mitten-)Abstand demnach rd. 3,5 km beträgt. Setzt man für die Durchquerung einer Ortschaft (mit Anordnung 2, d.h. mit 2x3 Kabelsystemen) eine mittlere Länge von 1,5 km an, so verbleiben für die Anordnung 1 in ländlichem Bereich 21 Abschnitte mit rd. 2,0 km Länge.

Bei jedem Wechsel von Anordnung 1 auf Anordnung 2 (d.h. Übergang Landtrasse/Ortsdurchquerung) muss ein Übergang von 4 auf 6 Kabelsysteme vorgenommen werden. Dies erfordert jeweils ein Übergangsfeld, in dem sich die 12 Kabelendverschlüsse der Anordnung 1 und die 18 Kabelendverschlüsse der Anordnung gegenüberstehen und über Sammelschienen miteinander verbunden werden. Das Prinzip ist in Abb. 9.1 dargestellt. In jeder Phase sind die 2 Leiter jedes Doppelsystems zunächst auf eine Sammelschiene und von dieser auf die 3 Leiter des entsprechenden Dreifachsystems zu führen (hierdurch möglicherweise erzeugte Überspannungen wurden noch nicht untersucht). Hier ergibt sich demnach beidseitig jeder zu durchquerenden Ortschaft der Platzbedarf für ein solches Übergangsfeld (geschätzt: 400 m<sup>2</sup>) mit entsprechender optischer Beeinträchtigung sowie Platzbedarf und Zusatzkosten, die zu jeweils 0,5 Mio. € angenommen werden.

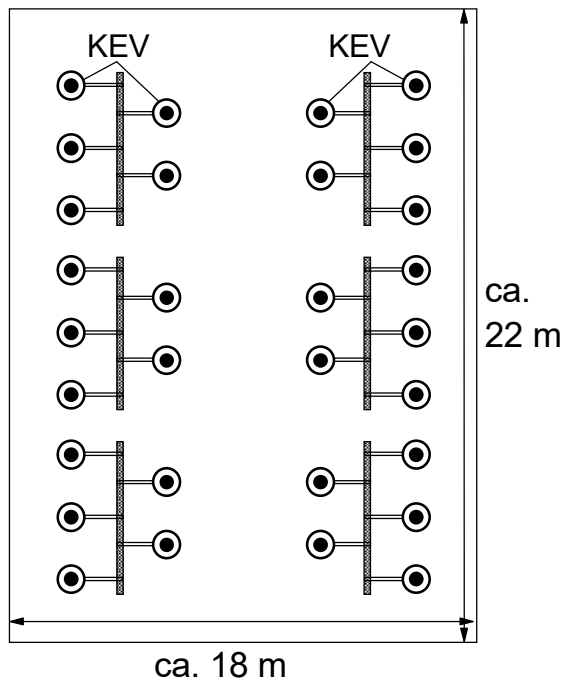


Abb. 9.1: Prinzipbild eines Übergangs von einem Kabel-Doppelsystem (12 Kabel, innen liegend) auf ein Kabel-Dreifachsystem (18 Kabel, außenliegend)

Mit den beschriebenen Ansätzen ergeben sich die folgenden Investitionskosten:

- a) je 2 km-Abschnitt mit Anordnung 1 Gesamtkosten von 22.991.788 € und
- b) je 1,5 km langer Ortsdurchquerung mit Anordnung 2 Gesamtkosten von 38.246.44 €.

Hinzu kommen Kosten für die Kompensationsanlage von 14,8 Mio. € für Anordnung 1 (4 Systeme, 41 km) bzw. von 16,2 Mio. € für Anordnung 2 (6 Systeme, 30 km), - insgesamt also 45,7 Mio. €.

Auf der 71 km langen Trasse finden sich eine größere Anzahl von Bereichen, die nicht mit einem offenen Kabelgraben gequert werden können und für die ein HDD-Verfahren nicht ausreicht. Dies sind beispielsweise besonders ausgedehnter Infrastrukturen wie Autobahnen oder Gewerbebereiche, aber auch ein Flusslauf mit daneben geführter Bahnlinie, oder besonders schwierige räumliche Verhältnisse wie z.B. der steile Abstieg vom Pfänder ins Tal. Die einzige hier verbleibende Möglichkeit ist das Einbringen aller Kabel in einen gemeinsamen, begehbaren und mit gesteuertem Rohrvortrieb erstellten Leitungsgang. Das Prinzip wurde zuvor schon erläutert. Aktuelle Kosten liegen etwa bei 7.500 €/Bohrungsmeter für die Erstellung des Leitungsgangs, zzgl. rd. 2,0 Mio. € für Start- und Zielschacht, rd. 0,8 Mio. € für die Baustelleneinrichtung sowie rd. 0,5 Mio. € für die Innenausrüstung einschl. Einrichtung und baulicher Maßnahmen einer Zwangsbelüftung. Wird eine solche Maßnahme mit der Maximallänge der Bohrung von 800 m realisiert, so ergeben sich Kosten von etwa 9,3 Mio. €.

Nach Besichtigung der Trasse erscheint mindestens in zehn Bereichen eine solche Baumaßnahme erforderlich, so dass neben den berücksichtigten Kosten für Unterquerungen durch HDD überschlägig weitere rd. 100 Mio. € berücksichtigt.

Hinzu kommen, insbesondere bei allen Ortsdurchquerungen, aufwendige Umverlegungen der vorhandenen Infrastrukturen, wie z.B. Netze für Gas, Wasser, Abwasser, Telekommunikation

und Elektroenergie. Werden diese überschlägig ebenfalls mit weiteren rd. 100 Mio. € berücksichtigt, so folgen grob geschätzte Gesamtkosten für die Vollverkabelung von rd.

- 1.443 Mio. €.

Die reinen Errichtungskosten der Freileitungsvariante liegen mit  $71 \text{ km} \cdot 2,8 \text{ Mio. €/km}$  insgesamt bei rd.

- 199 Mio. €.

Das Investitionskostenverhältnis allein der Errichtungskosten liegt demnach bei rd. 7,25 und die Mehrkosten der Vollverkabelung bei rd.

- 1244 Mio. €.

Die Gesamtkosten für die Freileitung betragen lt. Auftraggeber rund 400 Mio. €. Eine Aufschlüsselung ist in der nachstehenden Tabelle vorgenommen. Nach Erfahrungen mit anderen Projekten wurden die Engineering-Kosten beim Kabel höher angesetzt als bei der Freileitung [37], was durch die wesentlich längeren Bauzeiten zu begründen ist. Auch die Kosten für Zusatzleistungen und Unvorhergesehenes wurden – wegen der teilweise hohen Unsicherheiten hinsichtlich Realisierbarkeit bzw. Aufwand der Verkabelung – recht hoch angesetzt.

Nach dieser Tabelle ergibt sich für die Vollverkabelung ein Kostenfaktor für die Gesamtinvestition von 6,65.

no.			Freileitung (OHL)	Kabel (UGC)
1	Errichtung	Mio. €	199	1443
2	Demontage	Mio. €	32	32
3	<i>Bausumme</i>	<i>Mio. €</i>	<i>231</i>	<i>1475</i>
4	Recht+Behörden, Entschädigungen, Wegerecht, Flurschäden etc.: 15 %	Mio. €	35	221
5	Engineering OHL: 5 %; UGC 10 % der Bausumme	Mio. €	12	148
6	<i>Summe 3...5</i>	<i>Mio. €</i>	<i>277</i>	<i>1844</i>
7	Zusatzleistungen, Unvorhergesehenes 20 % von (6)	Mio. €	55	369
8	<i>Summe 6+7</i>	<i>Mio. €</i>	<i>333</i>	<i>2213</i>
9	Preisgleitung/Inflation 3,0%/a bis 2029 (6a)	Mio. €	65	429
10	<b>Gesamtsumme</b>	<b>Mio. €</b>	<b>397</b>	<b>2642</b>

Tab. 9.10: Zusammenstellung zur Berechnung der gesamten Investitionskosten

## 10. Folgerungen

Die illwerke vkw AG, Bregenz (iva) planen zur Zeit die Generalerneuerung der 70,9 km langen, fast 100 Jahre alten 220-kV-Freileitung zwischen der Umspannanlage Bürs (UAB) und der Staatsgrenze nach Deutschland. Die Freileitung verläuft teilweise durch bebautes Gebiet. Einige Maste befinden sich in Schutzgebieten wie Wasserschutzgebieten, Natura 2000, in Biotopen, Großraumbiotopen oder Naturschutzgebieten. Generell verläuft die Leitung durch topografisch vielfältiges Gebiet wie Vorgebirge, Pfänderhang, Wald- und Wiesen, aber auch durch das dicht besiedelte Rheintal und den Walgau sowie durch Ortschaften mit Bebauung im unmittelbaren Nahbereich der Leitung. Um auf spätere Fragen und Anregungen betroffener Bevölkerungsteile kompetent eingehen zu können, wird in der vorliegenden Studie untersucht, inwieweit eine Verkabelung der Freileitung (vollständig oder als Teilverkabelung) unter technischen, betrieblichen, ökologischen und ökonomischen Aspekten realisierbar ist.

Vom Anlagenbetreiber werden die folgenden Randbedingungen für eine Verkabelung vorgegeben:

	<b>Randbedingungen</b>
1.	Die technischen Daten der Freileitung sind ebenfalls für eine Verkabelung heranzuziehen. Durch die Verkabelung darf es zu keinen betrieblichen Einschränkungen im Vergleich zur Freileitungslösung kommen.
2.	Nach 1. ist ein maximaler Betriebsstrom von 2x2.400 A sowie ein (n-1)-Strom von 1x4000 A zu übertragen.
3.	Die Ströme nach 2. sind als Dauerlasten aufzufassen.
4.	Bei einer Verkabelung soll es zu keinen höheren Magnetfeldern als bei der bestehenden Freileitung kommen, was auch für die Generalerneuerung durch Freileitungen gilt.
5.	Die Verkabelung muss dem Stand der Technik entsprechen, d.h. Errichtung und Betrieb müssen erprobt und erwiesen sein. Auch ihre erfolgreiche Verwendung als Kraftwerksdirektleitung muss nachgewiesen sein.
6.	Der Generalerneuerung erfolgt trassengleich. Eine Verkabelung muss so geplant werden, dass sie auf der bestehenden Trasse verlaufen kann.
7.	Anordnungen mit zusätzlichen Schaltgeräten/Schaltanlagen scheiden unter betrieblichen Aspekten und wegen fehlender Erprobung aus.
8.	Eine Verkabelung muss in einem angemessenen Zeit- und Kostenrahmen im Vergleich zur Freileitungslösung umsetzbar sein.

Die wesentlichen Anforderungen im Hinblick auf die Dimensionierung der Kabeltrassen sind hierbei die maximalen Lastströme von 2x2.400 A und 1x4000 A. Da es sich um eine Kraftwerksdirektleitung handelt, wird hierbei ein Belastungsgrad von  $m = 1,0$ , also sogenannte Dauerlast, vorausgesetzt, was für die Strombelastbarkeit der Kabel eine besondere Herausforderung darstellt. Der Einsatz als Kraftwerksdirektleitung erfordert neben der hohen Anforderung an den Belastungsgrad auch einen maximalen Anspruch an die Verfügbarkeit, da die an die Leitung angeschlossenen Pumpspeicherwerke im Schwarzstartfall und beim Netzwiederaufbau eingesetzt werden, wodurch die Leitung für das europäische Verbundnetz eine immense Wichtigkeit besitzt.

Sämtliche Anordnungen, bei denen zusätzliche Schaltgeräte oder Schaltanlagen auf der Trasse zur Erhöhung der Verfügbarkeit bzw. zur Reduktion des Platzbedarfs für die Kabeltrasse zum Einsatz kommen sollen, scheiden aus, weil deren Einsatz in Kabelanlagen nicht erprobt und erwiesen ist und zudem mit erhöhtem Betriebs- und Wartungsaufwand verbunden ist.



Die Untersuchungen weisen aus, dass bei einer Realisierung mit zwei Kabel-Doppelsystemen nur eine weite Einebenenanordnung nach Abb. 5.7 in Abschnitt 5 mit Kabeln mit extrem großen  $3500 \text{ mm}^2$ -Kupferleitern infrage kommen könnte („Anordnung 1“), die aber mit einer Grabenbreite (Sohle) von 9,20 m und einer in der Bauphase benötigten Trassenbreite von etwa 21 m keine Durchquerung von Ortschaften erlaubt.

Alternativ wurde für Ortsdurchquerungen eine „Anordnung 2“ mit sechs Kabelsystemen (wieder mit  $3500 \text{ mm}^2$ -Kupferleitern) nach Abb. 5.25 in Abschnitt 5 mit besonders schmaler Grabengeometrie untersucht. Hierbei zeigt sich, dass zwar die Anforderungen der Strombelastbarkeit erfüllt werden können, dass aber Probleme des Platzbedarfs die Realisierbarkeit stark infrage stellen: hierzu muss die Breite der vorhandenen Straße mit Gehwegen die erforderliche Bauphasen-Breite von ca. 9 m um mindestens 1...2 m übersteigen, so dass in der Bauphase beidseitige Passagewege für Anlieger/Fußgänger freigehalten werden können.

Die Grabenerstellung mit Leerrohrverlegung wird man sinnvollerweise in kurzen Bauabschnitten von z.B. 200 m Länge vornehmen. Nachteilig ist, dass es in jedem Straßenabschnitt zwei Bauphasen gibt, was die Realisierungsdauer und damit die Störung des Straßenverkehrs und der Anwohner erheblich vergrößert. Diese Anordnung setzt zudem voraus, dass bestehende Leitungen wie Wasser, Abwasser, Stromversorgung, Telekommunikation usw. im Vorfeld aus der Kabeltrasse entfernt bzw. verlegt werden, was mit erheblichem Kosten- und weiterem Zeitaufwand sowie Platzbedarf verbunden ist.

Fazit ist, dass schon unter dem Aspekt des Platzbedarfs eine Durchquerung von Ortschaften, d.h. das Verbleiben in der bestehenden Freileitungstrasse, auch mit diesen Varianten in vielen Fällen nicht möglich sein wird.

Lieferlängen von 1000...1500 m sollten bei Einsatz besonderer Kabelspulen mit einer verlängerten Längsachse (die beim Transport in Fahrtrichtung steht) möglich sein. Die damit in einem Abstand von etwa 1000...1500 m erforderlichen Muffengruben benötigen je Dreifachsystem eine Breite von ca. 5 m sowie eine Tiefe von ca. 2,5 m und sind 20...25 m lang. Zwei direkt hintereinander gesetzte Muffengruben der beiden Dreifachsysteme erstrecken sich damit über eine Länge von rd. 40...50 m. Falls sie nebeneinander, als gemeinsame Grube realisiert werden können, so ergibt dies eine 20...25 m lange, ca. 10 m breite Muffengrube. Arbeits- und Lagerflächen müssen hier in der Bauphase zusätzlich freigehalten werden. Da solche für die Baustelle freizuhaltenden Flächen in einer Ortschaft kaum zu finden sein werden, ist es realistischerweise auch hier das Fazit, dass unter dem Aspekt des Platzbedarfs eine Durchquerung von Ortschaften, d.h. das Verbleiben in der jetzt bestehenden Freileitungstrasse, nicht möglich sein wird.

Mögliche Anordnungen bei notwendigen Unterquerungen großer Infrastrukturen wie Autobahnen, Bahngleisen, Flüssen etc. müssen fallweise diskutiert werden. Abhängig z.B. von der maximalen Bohrungstiefe und den Bodeneigenschaften ist zu entscheiden, ob eine gemeinsame Verlegung mehrerer Kabel in einem Hüllrohr oder aber Einzelbohrungen für jedes Kabel/Schutzrohr vorzunehmen sind, wobei durch die Abstände der Bohrungen zueinander die geforderte Belastbarkeit der Kabel sichergestellt werden muss. Die vergrößerten Legetiefen solcher Querungen erfordern oft ein Auffächern der Rohranordnung mit vergrößerten Kabelabständen, so dass beispielsweise für 12 Kabel (bzw. 4 Kabelsysteme) eine Trassenbreite entstehen kann, die sogar die Breite des Freileitungsschutzstreifens überschreitet. Solche vergrößerten Abstände erhöhen wiederum das Magnetfeld der Anordnung, so dass zusätzliche Schirmungs- bzw. Kompensationsmaßnahmen erforderlich werden. Zudem müssen geeignete

Stellen zur Querung gefunden werden, was wiederum ein Verlassen der bestehenden Trasse bedeuten kann.

Ein Wettermonitoring (im aktuellen Freileitungsprojekt laut Auftraggeber nicht vorgesehen) erlaubt es bei der Freileitung in vielen Phasen des Jahres, stark erhöhte Strombelastbarkeiten zuzulassen. Diese Möglichkeit ist bei Kabeln praktisch nicht – oder nur in ganz geringem Umfang – gegeben

Es wurden mögliche Beeinträchtigungen entlang der Trasse bei Freileitungen und Kabeln diskutiert. Bei den Kabeln ist der Eingriff in den Boden erheblich, und es stellt sich daher die Frage, ob in den zu durchquerenden Naturschutzgebieten eine Kabeltrasse zugelassen werden kann.

Im Fall einer Teilverkabelung weisen die Übergangsbauwerke großen Platzbedarf auf und stellen in ihrem Umfeld eine erhebliche optische Beeinträchtigung dar.

Eine eigene durch einen entsprechenden Fachgutachter anzufertigende ökologische Betrachtung der Auswirkung der hier diskutierten Verkabelungsanordnungen auf die relevanten Schutzgüter im Vergleich zur geplanten Generalerneuerung der Freileitung würde Abhilfe schaffen, um ein vollständiges Bild zu erhalten, welches über die technischen, ökonomischen und betrieblichen Aspekte hinausgeht.

Das Magnetfeld der neuen Freileitung wird sich an den Bestandswerten der jetzigen Freileitung orientieren. Diese betragen im Regelspannfeld rd. 45  $\mu\text{T}$  in 1,0 m Höhe über dem Erdboden. Der Grenzwert von 200  $\mu\text{T}$  wird überall eingehalten.

Die Kabelanordnung 1 erreicht direkt über dem Kabelgraben maximale magnetische Induktionen, welche diejenigen der Freileitung und sogar den Grenzwert von 100  $\mu\text{T}$  leicht überschreiten. Abhilfe können hier oberhalb der Kabel verlegte Kompensationsleiter schaffen, wodurch Reduktionen auf etwa 50  $\mu\text{T}$  erreichbar sein sollten [29]. Damit liegt die maximale magnetische Induktion aber immer noch höher als bei der Freileitung im Regelspannfeld (rd. 35  $\mu\text{T}$ ). Allerdings nehmen diese Induktionen seitlich neben dem Kabelgraben sehr rasch ab und unterschreiten schon in z.B. 5 m Abstand neben der Trasse Werte von 10  $\mu\text{T}$ . Bei der vertikal ausgerichteten Anordnung 2 beträgt die maximale magnetische Induktion direkt über den Kabeln nur 17  $\mu\text{T}$  und unterschreitet in 5 m Abstand neben der Trasse einen Wert von 3  $\mu\text{T}$ .

Die Ausfallstatistik zeigt, dass die Nichtverfügbarkeit der Anordnung 1 um einen Faktor von mehr als 12500 höher ist als beim Freileitungs-Doppelsystem. Bei der Anordnung 2 liegt dieser Faktor bei mehr als 28.000. Allerdings liegt der statistische Zeitabstand zu einem Totalausfall in der Größenordnung mehrerer 1000 Jahre. Es wird gezeigt, dass sich mit Reservekabeln Verbesserungen der Zuverlässigkeit einer Kabelanlage erzielen lassen. Allerdings sind hierbei einige Konsequenzen zu bedenken, die den Einsatz infrage stellen. Dies ist zum einen der zusätzliche Platzbedarf des Kabelgrabens und der Übergangsfelder. Für die extreme Häufung der Anordnung 2 (Ortsdurchquerung) scheidet diese Variante daher aus.

Zum anderen erhöhen sich hierdurch die Investitionskosten erheblich, - z.B. für zwei Reservekabel bei Anordnung 1 um rd. 20 %. Zudem müssen vom Anlagenbetreiber geschulte Montagetrupps vorgehalten werden, die zu einem raschen händischen Umschalten der Reservekabel in den Übergangsfeldern in der Lage sind. Außerdem erscheint es problematisch, ein jahrelang „ruhendes“ Reservekabel im Fehlerfall ungeprüft in Betrieb zu nehmen. Es kann also die Forderung gegeben sein, in gewissen Zeitabständen eine Spannungsprüfung der Reservekabel

oder ein regelmäßiges Umschalten der Kabel vorzunehmen. Dies müsste dann so geschehen, dass der Netzbetrieb der Kabelanlage nicht wesentlich gestört wird.

Der Kostenvergleich wurde für eine 6 km lange Verkabelung vorgenommen, wobei sich die Realisierungsmöglichkeiten auf die beiden Anordnungen 1 und 2 reduzieren. Es zeigt sich, dass die Verkabelung mit den Anordnungen 1 und 2 und dem erforderlichen Kupferleiterquerschnitt von 3500 mm<sup>2</sup> zusätzliche Investitionskosten von etwa 56...87 Mio. € verursacht. Überschlägig können also für eine Verkabelung Investitions-Mehrkosten von 10...15 Mio. € pro km veranschlagt werden.

Es ergeben sich für die beiden Anlagenvarianten Investitionskostenfaktoren zwischen 4,3 und 6,2 sowie Vollkostenfaktoren zwischen 3,4 und 4,8. Damit sind aber nur die reinen Errichtungskosten miteinander verglichen. Die Kosten für Rückbau der Freileitung, Grundablösen, Projektmanagement usw. müssen sowohl beim Freileitungsprojekt als auch beim Kabelprojekt noch hinzugerechnet werden. Ein Vergleich der so entstehenden Gesamtkosten wird abschließend für die Vollverkabelung vorgenommen.

Die berechneten, über 40 Jahre kapitalisierten Verlustkosten der Freileitung liegen etwa doppelt so hoch wie diejenigen der Kabel. Allerdings ist der Anteil der Verlustkosten an den Gesamtkosten sehr gering. Bei Verallgemeinerungen ist zudem zu beachten, dass ab einer gewissen Gesamtlänge der Verkabelungen eine Blindstromkompensation vorgenommen werden muss. Die hierbei eingesetzten Kompensationsspulen sind stark verlustbehaftet, so dass die Energiebilanz für die Kabel erheblich verschlechtert wird.

Der Vollständigkeit halber wurde eine grobe Abschätzung der gesamten Investitionskosten einer Vollverkabelung der rd. 71 km langen Trasse und ein Vergleich mit der generalerneuerten Freileitungstrasse vorgenommen. Aus dieser folgen Gesamt-Errichtungskosten für die Vollverkabelung von rd. 1.443 Mio. € und für die Generalerneuerung der Freileitung von 199 Mio. €. Das Investitionskostenverhältnis (nur Errichtung) liegt demnach bei rd. 7,3.

Der Vergleich der gesamten Investitionskosten unter Berücksichtigung aller Nebenkosten (wie Genehmigungsverfahren, Entschädigungen, Flurschäden, Engineering, Unvorhergesehenes, Preisgleitung bis 2029, u.a.) führt bei der Freileitung zu Gesamtkosten von 397 Mio. € und bei der Vollverkabelung von 2642 Mio. €. Der resultierende Investitionskostenfaktor ist 6,65.

Hinsichtlich des Zeitaufwandes ist davon auszugehen, dass die Realisierung der Verkabelung wegen der aufwendigen Erdarbeiten und der Kabelmontage (Muffen) spürbar länger dauern wird als die Generalerneuerung der Freileitung, die mit etwa zwei Jahren erwartet wird. Dies gilt insbesondere für die bei Ortsdurchquerungen mit Anordnung 2 vorgeschlagene Aufteilung in zwei Kabelgräben beidseits von Straßen und Wegen nicht zuletzt aufgrund der Erschließung der Trasse wegen Fremdleitungen und Einteilung in kurze Bauabschnitte zur Erhaltung des laufenden Verkehrs. Außerdem hängt die tatsächliche erforderliche Dauer davon ab, wie viele Bautrupps und Montagetrupps gleichzeitig eingesetzt werden können. Wegen der in jedem kurzen Bauabschnitt gegebenen zwei Bauphasen ist für jede betroffene Straße mit einer monatelangen Sperrung für den Durchgangsverkehr zu rechnen.

Als Fazit bleibt, dass bei der vorliegenden Trasse und mit den gegebenen, hohen Leistungs- und Verfügbarkeitsanforderungen Verkabelungen extrem problematisch sein werden: so wird eine Durchquerung von Ortschaften in der bestehenden Trasse in den meisten Fällen schon unter dem Aspekt des Platzbedarfs kaum möglich sein.

Für beide aus Sicht der Stromtragfähigkeit angeführten Anordnungen existieren keine Referenzprojekte für den Einsatz als Kraftwerksdirektleitung, so dass auch keine Erfahrungswerte aus dem Einsatz als Kraftwerksdirektleitungen vorliegen.

Insgesamt muss festgehalten werden, dass eine Verkabelung der Freileitung auf der bestehenden Trasse unter den gegebenen Randbedingungen und den vom Anlagenbetreiber hieraus abgeleiteten Anlagenparametern und gefordertem Stand der Technik nicht möglich ist bzw. dass es im Rahmen dieser Studie nicht möglich war, eine den Anforderungen entsprechende Anordnung zu finden. Eine Generalerneuerung der Freileitung ist daher für die gegebenen Anforderungen unter technischen, betrieblichen und ökonomischen Aspekten die beste verfügbare bzw. realisierbare Lösung.

## 11. Schrifttum

- |                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| [1] F. Kiessling e.a.               | Overhead Power Lines<br>Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2003   |
| [2] D. Oeding<br>B. Oswald          | Elektrische Kraftwerke und Netze<br>Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2004   |
| [3] H. Brakelmann<br>M. Pöller      | Machbarkeitsstudie für eine innovative und kosten-<br>optimierte Erdkablöslösung im Mühlviertel<br>Studie Rheinberg/Tübingen, Dezember 2019  |
| [4] DIN EN 50182:2001               | Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch<br>verseilten runden Drähten;<br>Deutsche Fassung der EN 50182:2001-12<br>Beuth-Verlag, Berlin, 2001  |
| [5] E. F. Peschke<br>v. Ohlshausen, | Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung<br><i>Pubilics MCD</i> , 1997  |
| [6] E. Dorison und et. al.          | High-voltage crosslinked polyethylene insulated cables in<br>the French national grid – experience in the field –<br>potential utilization at higher voltages,“ in <i>CIGRE</i> , Paris,<br>1994 |
| [7] E. A. Peschke und et. al.       | Erweiterung des Einsatzbereiches von VPE-Kabeln auf<br>500 kV durch technologische Fortschritte,“<br><i>Elektrizitätswirtschaft</i> , pp. 1818-1823, 1995.                                       |
| [8] G. Bahder und et. al.           | Physical model of electrical aging and breakdown of<br>extruded polymeric insulated power cables,“ <i>IEEE<br/>Transactions on PAS</i> , pp. 1379-1388, 1982.                                    |
| [9] F. Fischer e.a.                 | Freileitungen, Springer, 2001.   |
| [10] D. Oeding e.a.                 | Elektrische Kraftwerke und Netze<br>Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2004   |
| [11] IEC 60287                      | Calculation of the continuous current rating of cables<br>(100 % load factor); Cigre-Report, Mai 2009  |
| [12] B.R. Oswald                    | 380-kV-Salzburgleitung   |

- Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des  
Abschnittes Tauern-Salzach neu  
Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH, Wien  
Hannover, 2007
- [13] H. Brakelmann e.a. Special Sheath Bonding System for HVAC Cables  
Jicable, Versailles, June 2011, paper no. 0062
- [14] H. Brakelmann Transient Voltages Affecting Long Cables  
G. Balog e.a. Report CIGRE WG B-05,“ *Electra*, pp. 23-27, 2004.
- [15] H. Brakelmann Gommerleitung  
Studie für Swissgrid,
- [16] H. Brakelmann Umbau 220kV Leitung Beznau-Birr auf 380/220kV/Teil-  
verkabelung Riniken, 2009/2010/2012
- [17] H. Brakelmann e. a. Adaptive Monitor Program for Dynamic Thermal Rating  
of Power Cables, *Jicable07*, Versailles, 2007
- [18] C. Walter Anforderungen an die Trassierung von Hochspannungs-  
erdkabelanlagen,“ in *Kabelseminar Hannover*, 2018
- [19] IFK Verlegepflug für Kabel und Leitungen,“ 2019.  
[Online]. Available: <http://www.verlegepflug.at>.
- [20] Föckersberger Kabelpflug  
[Online]. Available: <http://www.foeck.com>
- [21] J. Brüggmann Wechselfspannungsbasierte bipolare Mehrphasensysteme  
Diss. Universität Duisburg-Essen, 2012
- [22] L. Heinhold Kabel und Leitungen für Starkstrom  
R. Stubbe Siemens AG, Berlin/München, 1969
- [23] VDE Starkstromkabel, Strombelastbarkeit, Allgemeines,  
Umrechnungsfaktoren, VDE 0276 Teil 1000,  
VDE-Verlag, Berlin, Juni 1995
- [24] H. Brakelmann Belastbarkeiten der Energiekabel  
- Berechnungsmethoden und Parameteranalysen  
VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
- [25] G.J. Anders Rating of electric power cables  
IEEE Press, New York, 1997
- [26] H. Brakelmann Energietechnik programmiert  
- Probleme,Lösungen, Programme -  
VDE-Verlag (1989) S. 1 - 266  
Cigre-Report, Mai 2009
- [27] H. Brakelmann CAE bei der Planung von Energiekabeltrassen  
Elektrizitätswirtschaft (1991), S. 384 - 393  
Cigre-Report, Mai 2009

- [28] H. Brakelmann  
L. Jarass  
Erdkabel für den Netzausbau  
Norderstedt: BoD-Verlag, 2019
- [29] H. Orton  
H. Brakelmann e.a.  
Impact of EMF on current ratings and cable systems  
Technical Brochure 659 of Cigré-WG B1-23, Paris, 2011
- [30] H. Brakelmann  
D.&R. Stein, V. Waschk  
Power-Tubes – Innovatives Kabel- und Installations-  
system; ew, H. 25-26, Dezember 2011, S. 74-81
- [33] H. Brakelmann  
Teilverkabelungen im voralpinen und alpinen Raum  
Studie für APG, Wien, September 2012  
[http://www.salzburg.gv.at/20006bek/380kVLeitung/UVE-C/01\\_UVE-FB%20Techn%20Alternative/](http://www.salzburg.gv.at/20006bek/380kVLeitung/UVE-C/01_UVE-FB%20Techn%20Alternative/)
- [34] ICNIRP  
Exposure to Static and Low Frequency Electromagnetic  
Fields, Biological Effects and Health Consequences (0-  
100 kHz) – Review of the Scientific Evidence and Health  
Consequences, International Commission on Non-  
Ionizing Radiation Protection, Munich, 2003.
- [35] CIGRE WG B1-10  
Update of Service Experience of HV Underground and  
Submarine Cable Systems, Cigre-Report, Mai 2009
- [36] L. Colla e.a.  
Return of experience of 380 kV XLPE landcable failures  
Jicable paper A.3.7, Versailles, 2011
- [37] E&Y  
Gutachten...zum Investitions- und Kostenvergleich  
Freileitung-Erdkabel auf der 110-kV-Spannungsebene im  
ländlichen Raum  
Studie für die OÖ-Landesholding GmbH, Linz, 2018
- [38] D. Stein  
Der begehbare Leitungsgang  
Verlag Ernst & Sohn, Berlin, 2002