

Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim 380-kV-Ersatzneubauprojekt

Juraleitung

**Ltg.-Abschnitt B-Nord Sittling – Ludersheim\_West  
(LH-08-B171)**

**Planfeststellungsunterlage**

**Materialband MB 05  
Thermische und elektrotechnische  
Beeinflussungsberechnung**

Antragsteller:



**TenneT TSO GmbH**

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

Bearbeitung:



**sta-fem GmbH**

Josef-Fehler-Str 57

46397 Bocholt

<b>Aufgestellt:</b>	TenneT TSO GmbH	Bayreuth, den
	i.V. gez.: Julia Gotzler	
	i.V. gez.: Andreas Junginger	27.11.2024
<b>Bearbeitung:</b>	sta-fem GmbH	
	i.A. gez.: Dr.-Ing. Jörg Stammen	
<b>Anlagen zum Dokument</b>		
<b>Änderungs- historie:</b>	Änderung:	Änderungsdatum:



## Studie:

„Elektrische, magnetische und thermische  
Eigenschaften des Erdkabelabschnitts B-  
Nord des 380 kV- Ersatzneubauprojekts  
Raitersaich-Ludersheim-Sittling-Altheim“

Neukirchen-Vluyn und Aschaffenburg im Dezember 2024

sta-fem GmbH  
Josef-Fehler-Str 57  
46397 Bocholt  
[info@sta-fem.de](mailto:info@sta-fem.de)

**Inhalt**

1	Einleitung und Problemstellung .....	10
2	Beschreibung der Kabelanlage.....	13
2.1	Grabenprofile.....	13
2.2	Phasenreihenfolge.....	15
2.3	Strombelastungsprofil:.....	16
2.4	Schirmbehandlung: .....	16
2.5	Aufbau und Materialparameter der Kabel .....	16
2.6	Millikenleiter und oxidierte Leiter .....	19
2.7	Materialparameter der technischen Kabelumgebung .....	22
2.8	Bodeneigenschaften.....	26
3	Berechnungen der elektrischen Eigenschaften.....	29
3.1	Optimierung der Cross-Bonding-Muffenstandorte .....	29
3.2	Nachbildung des Kabelsystems in ATP-EMTP .....	31
3.3	Berechnung der elektrischen Beanspruchungen im Normalbetrieb .....	32
3.3.1	Berechnung der Stromaufteilungen.....	32
3.3.2	Berechnung der Induktionsspannungen .....	40
3.4	Berechnung der elektrischen Beanspruchungen bei Netzfehlern .....	43
3.4.1	Schirmspannungen bei einem dreipoligen Kurzschluss.....	44
3.4.2	Schirmspannungen bei einem einpoligen Erdkurzschluss .....	45
4	Berechnung der magnetischen Eigenschaften.....	48
4.1	Analytische Berechnung der magnetischen Flussdichte .....	49
4.2	Berechnungsergebnisse .....	50
5	Berechnung der thermischen Eigenschaften .....	61
5.1	Unterquerung der Bahnhofstraße (Querung Q1) .....	61
5.2	Offene Verlegung, Cross-Bonding-Abschnitt 1, ST 0+900 .....	69
5.3	Offene Verlegung, Cross-Bonding-Abschnitt 2, ST 1+350 .....	73
5.4	Offene Verlegung, Cross-Bonding-Abschnitt 3, ST 2+720 .....	76
5.5	Thermische Beeinflussung einer Trinkwasserleitung.....	80
6	Zusammenfassung.....	81
6.1	Elektrische Eigenschaften.....	81
6.2	Magnetische Eigenschaften .....	82

6.3	Thermische Eigenschaften.....	82
7	Anhang .....	83
7.1	Schrifttum .....	83
7.2	Über die Autoren .....	85

**Abbildungsverzeichnis**

Abb. 1: Trassenverlauf der 380-kV-Leitung zwischen der Schaltanlage Isar und dem Umspannwerk Altheim [Ten2023a].....	10
Abb. 2: Regelgrabenprofil mit 45°-Böschung und 12 erdverlegten 380 kV-Kabeladern [Swe2023a].....	13
Abb. 3: Einleiter-Hochspannungskabel [Nex2001] .....	17
Abb. 4: Reduzierung der Stromverdrängung durch Ringteilungen, analog zur Segmentbildung beim Millikenleiter.....	21
Abb. 5: Kabel mit der Mantelfläche $A_{\text{Kabel}}$ im zylindrischen Rohr mit der Fläche $A_{\text{Rohr}}$ [Boe2006].....	24
Abb. 6: Abmessungen der Bettung und Rückfüllung im Regelgraben [Swe2023a].....	25
Abb. 7: Verteilung der induzierten Schirmspannungen längs des Kabelabschnittes bei der aktuellen Planung, CB-Muffenstandorte: 0+750 m und 1+760 m.....	30
Abb. 8: Verteilung der induzierten Schirmspannungen längs des Kabelabschnittes bei idealen CB-Muffenstandorten: 0+930 m und 1+860 m .....	30
Abb. 9: Verteilung der induzierten Schirmspannungen längs des Kabelabschnittes bei optimierten CB-Muffenstandorten: 1+000 m und 1+930 m .....	31
Abb. 10: Aufteilung der Leiterströme auf die Teilsysteme mit der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis .....	33
Abb. 11: Induzierte Schirmströme bei der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte.....	33
Abb. 12: Induzierte Schirmströme bei der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte.....	34
Abb. 13: Aufteilung der Leiterströme auf die Teilsysteme mit der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis .....	34
Abb. 14: Induzierte Schirmströme bei der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte.....	35
Abb. 15: Induzierte Schirmströme bei der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte.....	35
Abb. 16: Aufteilung der Leiterströme auf die Teilsysteme mit der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis .....	36
Abb. 17: Induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte.....	36
Abb. 18: Induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte.....	37

Abb. 19: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei der Vor-last von 3200 A pro Stromkreis .....	40
Abb. 20: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei der Vor-last von 3200 A pro Stromkreis .....	41
Abb. 21: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis .....	41
Abb. 22: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei der Dau-erlast von 3600 A pro Stromkreis .....	42
Abb. 23: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis.....	42
Abb. 24: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis .....	43
Abb. 25: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei einem dreipoligen Kurzschluss.....	44
Abb. 26: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei einem dreipoligen Kurzschluss .....	45
Abb. 27: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei einem einpoligen Erdkurzschluss .....	46
Abb. 28: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei einem einpoligen Erdkurzschluss .....	46
Abb. 29: Skizze zur Veranschaulichung von Gleichung 4.2.....	50
Abb. 30: Verteilung der magnetischen Flussdichte bei Station 0+600, CB I .....	58
Abb. 31: Verteilung der magnetischen Flussdichte bei Station 1+890, CB II .....	59
Abb. 32: Verteilung der magnetischen Flussdichte bei Station 2+520, CB III.....	59
Abb. 33: Längsschnitt der geplanten Unterquerung Q1 [Swe2023] .....	61
Abb. 34: Geotechnischer Schnitt der geplanten Unterquerung Q1 [Spa2023] .....	62
Abb. 35: FEM-Modell der Querung Q1 .....	62
Abb. 36: FEM-Modell der Querung Q1, Ausschnitt im Bereich einer Kabelader.....	63
Abb. 37: Temperaturverteilung der HDD Q1 bei der größten Überdeckung.....	64
Abb. 38: Temperaturabtastung, HDD Q1 in Höhe der Leiterachsen .....	64
Abb. 39: Temperaturverteilung in der HDD Q1 bei Abweichung zweier Bohrungen um 10 % von der Tiefenlage.....	66
Abb. 40: Temperaturabtastung, HDD Q1 in Höhe der Leiterachsen, mit Bohrtoleranz.....	67
Abb. 41: Temperaturverlauf des Systems 3 mit der heißesten Ader beim Sprung auf 4000 ...	68
Abb. 42: Bodenprofil bei Station 0+900 [Spa2023a].....	69

Abb. 43: FEM-Modell des Regelgrabens mit Bodenprofil MH-BS 19 .....	70
Abb. 44: Temperaturverteilung bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB I.....	70
Abb. 45: Temperaturverteilung in Höhe der Leiterachsen bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB I.....	71
Abb. 46: Temperaturverläufe der Leiter im System3 .....	72
Abb. 47: Bodenprofil bei Station 1+350 [Spa2023a].....	73
Abb. 48: Temperaturverteilung bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB II.....	74
Abb. 49: Temperaturverteilung in Höhe der Leiterachsen bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB II.....	75
Abb. 50: Bodenprofil bei Station 2+640 [Spa2023a].....	77
Abb. 51: Temperaturverteilung bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB III .....	77
Abb. 52: Temperaturverteilung in Höhe der Leiterachsen bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB III .....	78



## Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Phasen-, System- und Stromkreisabstände bei diversen Legetiefen [Ten2023].....	14
Tab. 2: Phasen- System- und Stromkreisabstände bei geschlossener Verlegung [Ten2023] ..	15
Tab. 3: Aufbauelemente, Materialien und Abmessungen des 380-kV-Kabels .....	18
Tab. 4: Analytisch berechnete Größen zum Skin- und Proximity-Effekt, $I = 1800$ A (je Ader) .....	20
Tab. 5: Unterteilung des Leiters zum Erzielen der Skin- und Proximity-Effektfaktoren in Tab. 4.....	21
Tab. 6: Homogenbereiche des Bodens im Bereich der Juraleitung, Querung Q1, [Spa2023], * = Literaturwerte.....	27
Tab. 7: Homogenbereiche des Bodens im Bereich der Juraleitung, offene Verlegung, [Spa2023], *=Literaturwerte .....	28
Tab. 8: Leiterströme und induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte .....	38
Tab. 9: Leiterströme und induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte.....	39
Tab. 10: Maximal erreichte magnetische Flussdichten für 0,2 m und 1,0 m oberhalb der GOK, sowie für eine um 10 cm verringerte Legetiefe.....	57
Tab. 11:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, HDD Q1 .....	65
Tab. 12:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, HDD Q1 mit Bohrtoleranzen .....	67
Tab. 13:Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, HDD Q1 .....	68
Tab. 14:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB I, Sandbettung mittlerer Qualität .....	71
Tab. 15:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB I, Sandbettung einfacher Qualität .....	72
Tab. 16:Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, Regelgraben CB I.....	73
Tab. 17:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB II.....	75
Tab. 18:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB II, Sandbettung einfacher Qualität .....	75
Tab. 19:Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, Regelgraben CB II.....	76
Tab. 20:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB III .....	78
Tab. 21:Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB III, Sandbettung einfacher Qualität .....	79
Tab. 22:Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, Regelgraben CB III .....	79

## 1 Einleitung und Problemstellung

Die Integration der erzeugten Leistung aus erneuerbaren Energien erfordert einen umfassenden Netzausbau in Bayern. Das Raitersaich-Ludersheim-Sittling-Altheim 380-kV-Ersatzneubau-projekt ist, als Ersatzneubau auf der 380 kV-Spannungsebene einschließlich Rückbau der 220 kV-Bestandsleitung aus den 1940er Jahren, ein Teil der Leitungsausbauprojekte in Bayern.

Das Ersatzneubauprojekt wird in die Abschnitte A-Ost (westlich von Ludersheim – Übergabemast an Regierungsbezirksgrenze Mittelfranken/Oberpfalz) und B-Nord Regierungsbezirksgrenze Mittelfranken/Oberpfalz – Übergabemast Regierungsbezirksgrenze Oberpfalz/Niederbayern) unterteilt. Abb. 1 gibt einen Überblick über die gesamte Juraleitung, in denen auch die Abschnitte A-Ost und B-Nord enthalten sind:



Abb. 1: Trassenverlauf der 380-kV-Leitung zwischen der Schaltanlage Isar und dem Umspannwerk Altheim [Ten2023a]

Im Abschnitt B-Nord des Ersatzneubauprojekts ist eine Zwischenverkabelung vorgesehen: Der Abschnitt B-Nord wird geplant mit einer 380 kV-Teil-Erdverkabelung mit circa 2,7 km

Länge, inkl. zweier Kabelübergangsanlagen und eine geschlossene Querung im HDD-Verfahren.

Die 380 kV-Leitung wird in Form von zwei Stromkreisen realisiert. Um den Übergang zwischen Freileitungen und Erdkabeln zu ermöglichen, sind zwei Kabelübergangsanlagen (KÜA) vorgesehen. An jedes Freileitungssystem der 380-kV-Höchstspannungsfreileitung werden zudem zwei parallel geschaltete Drehstromkabelsysteme angeschlossen, so dass sich insgesamt 12 Kabeladern (vier Drehstromkabelsysteme mit je drei Adern) im Boden befinden werden [Swe2023].

Aufgrund der magnetisch unsymmetrischen, flachen Legeanordnung der Kabeladern wird sich eine von Leiter zu Leiter unterschiedliche Stromaufteilung einstellen, woraus dann auch unterschiedlich große Verlustleistungsbeläge der Kabeladern resultieren.

Die daraus ergebenden Einflüsse auf die elektrischen, thermischen und magnetischen Eigenschaften der Erdkabelverbindung werden in der vorliegenden Studie im Detail untersucht:

### **Elektrische Eigenschaften:**

Im Rahmen der Studie sollen die elektrischen Eigenschaften des Kabelabschnitts sowohl im Regelbetrieb als auch im Fehlerfall untersucht werden. Die Ergebnisse dieser elektrischen Untersuchungen werden Aufschluss darüber geben, ob alle relevanten technischen Grenzwerte bei der geplanten Schirmbehandlung eingehalten werden können. Hierbei werden mögliche Optimierungsmöglichkeiten oder zusätzliche Maßnahmen in Betracht gezogen.

Die wichtigsten Aspekte der Untersuchung der elektrischen Eigenschaften lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Optimierung der Muffenstandorte,
- Berechnung der elektrischen Beanspruchungen im Normal- und (n-1)-Betrieb und
- Berechnung der elektrischen Beanspruchungen bei Netzfehlern.

Im Zuge dieser Studie wird die Analyse mit Hilfe des universellen Schaltungssimulationsprogrammes **ATP-EMTP** (**E**lectro**M**agnetic **T**ransients **P**rogram, Version **A**lternative **T**ransients **P**rogramm) durchgeführt [ATP].

Das Hauptziel der elektrischen Untersuchung besteht darin, ein tiefgreifendes Verständnis für die elektrischen Eigenschaften der geplanten Erdkabelverbindung zu erlangen und sicherzustellen, dass sämtliche Anforderungen und Standards erfüllt werden.

### **Thermische und magnetische Eigenschaften:**

In der vorliegenden Studie werden die Ergebnisse Temperatur- und Magnetfeldberechnungen der Kabelanbindung präsentiert. Es werden die unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten der Bodenbereiche sowie austrocknende und nichtaustrocknende Bereiche (z.B. unterhalb des Grundwasserspiegels) berücksichtigt.

Die Trasse wird vorzugsweise in offener Bauweise realisiert werden. Nach dem aktuellen Stand der Planung ist eine Unterdükerung im Spülbohrverfahren vorgesehen. Die Bereiche größerer

Überdeckung bewirken größere thermische Widerstände oberhalb der Kabelanlage, weshalb die Bereiche geschlossener Bauweise bezüglich der Kabelbelastbarkeit zu untersuchen sind.

Im Bereich offener Verlegung sind die Bereiche größerer Legetiefe und/oder Bereiche mit thermisch ungünstigen Bodenprofilen (Homogenbereiche geringer Wärmeleitfähigkeit) zu untersuchen.

Auf der Grundlage der Berechnungsergebnisse der elektrischen Eigenschaften, insbesondere der Leiterstromaufteilungen und der Schirmströme, werden die Temperatur- und Magnetfelder der Kabelanlage berechnet. Hierzu werden die Leiterströme und die aufgrund des nicht idealen Cross-Bondings resultierenden Schirmströme in ein Finite-Elemente-Modell übernommen. Die Schirmströme werden nach einer magnetisch-thermisch gekoppelten Berechnung an die Betriebstemperaturen der Schirme angepasst.

Im Wesentlichen gilt es bezüglich magnetischer und thermischer Felder zwei Rahmenbedingungen einzuhalten:

- Auch wenn der Bereich oberhalb der Kabelanlage nicht für den dauerhaften Aufenthalt für Menschen vorgesehen ist, soll der gesetzliche Grenzwert [BIM2013] für die Magnetischen Flussdichte von  $100 \mu\text{T}$  in einer Höhe von 0,2 m oberhalb der GOK (GOK – Geländeoberkante) eingehalten werden.
- Die Leitertemperatur der Kabeladern darf eine Temperatur von  $90^\circ\text{C}$  nicht überschreiten, da bei geringen Überschreitungen mit einer verkürzten Lebensdauer des Betriebsmittels zu rechnen ist. Größere und längerfristige Überschreitungen führen zur Zerstörung der Isolierung und somit zum Ausfall des Betriebsmittels.

Für die Berechnung der Magnetfelder und der Temperaturverteilungen kommt der vom Autor speziell für Problemstellungen der Energiekabeltechnik entwickelte Finite-Elemente Simulator „sta-fem“ [Sta2001] zum Einsatz, welcher auch das nichtlineare Verhalten von Materialparametern, wie zum Beispiel temperaturabhängige elektrische Leiterwiderstände, Konvektion und Strahlung im Luftspalt zwischen Kabel und Schutzrohr sowie partielle Bodenaustrocknungen berücksichtigt.

## 2 Beschreibung der Kabelanlage

Die Eigenschaften einer Kabelanlage hängen wesentlich von der Ausführung der Anlage wie Leitermaterial, Leiter- und Schirmquerschnitt, Legeabstände und -tiefen, Schirmbehandlung, Phasenreihenfolge, etc. ab. Von großer Bedeutung für die Belastbarkeit ist ebenfalls die Umgebung, wie zum Beispiel eine Verlegung der Kabeladern in PE-Rohren (PE-Polyethylen) oder in einer thermischen Stabilisierung (z.B. Magerbeton oder Sandbettung) sowie die thermischen Eigenschaften des umgebenden Erdreichs.

Gleichbleibende Eigenschaften der Anlage entlang der Trasse werden in diesem Abschnitt beschrieben. Variierende Eigenschaften, wie z.B. Bodenprofile, werden im jeweiligen Kapitel des untersuchten Querschnitts betrachtet.

### 2.1 Grabenprofile

#### Regelgraben:

Das Regelgrabenprofil mit 45°-Böschung (siehe Abb. 2) beruht auf den Vorgaben der TenneT und wurde für das Vorhaben geeignet angepasst (siehe z.B. angepasster Stromkreisabstand). Die Standard-Legetiefe im Regelgraben beträgt 1,6 m. Der Tiefbau unterliegt Bautoleranzen, weshalb im Sinne einer konservativen Berechnung für die Belastbarkeitsberechnung eine Legetiefe von 1,8 m (Nennlegetiefe +0,2 m) angenommen werden soll. Für Magnetfelder soll, ebenfalls im Sinne einer konservativen Berechnung eine Minderlegetiefe von 1,5 m (Nennlegetiefe -0,1 m) vorausgesetzt werden.

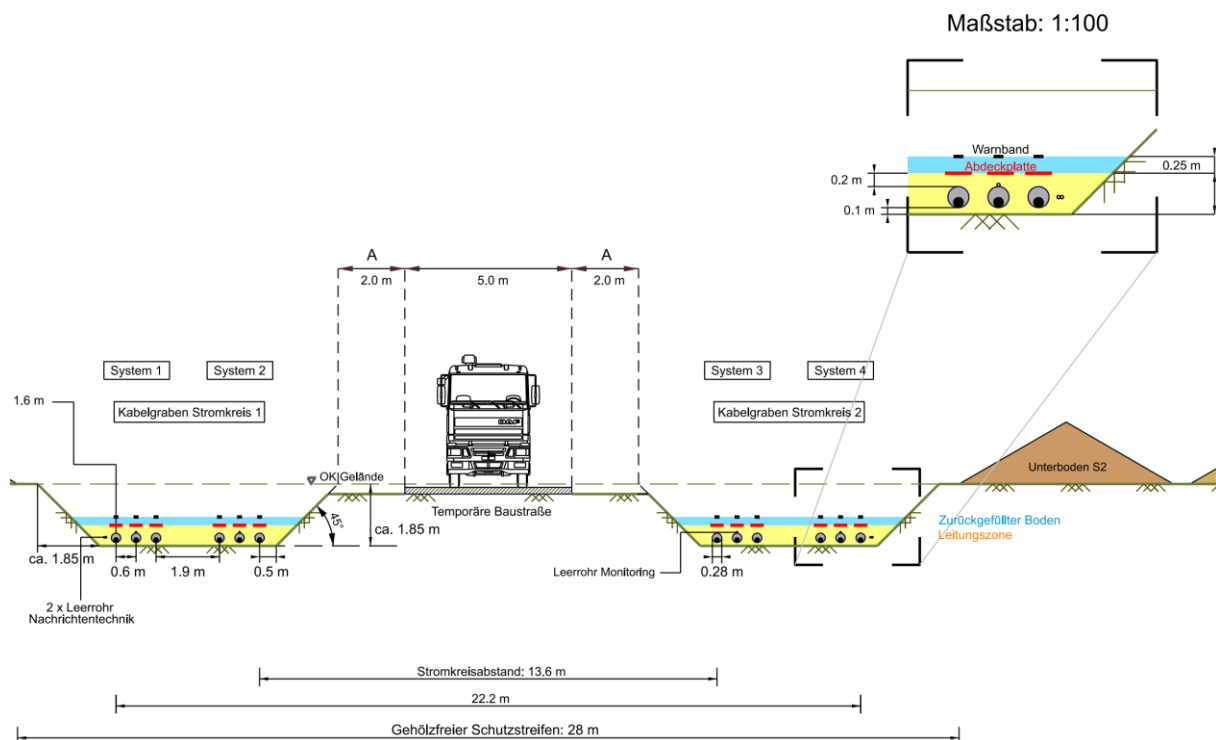


Abb. 2: Regelgrabenprofil mit 45°-Böschung und 12 erdverlegten 380 kV-Kabeladern [Swe2023a]

Zu unterscheiden sind im Regelgraben die folgenden drei Abstandsarten. Die genannten Abstände beziehen sich auf eine Legetiefe von 1,6 m:

- **Phasenabstand:** Aderachsabstand zwischen zwei Kabeladern innerhalb eines Dreileiter-systems, hier **0,6 m**.
- **Systemabstand:** Aderachsabstand zwischen der rechten Kabelader von System 1 und der linken von System 2 (bzw. der rechten Kabelader von System 3 und der linken von System 4 oder der rechten Kabelader von System 5 und der linken von System 6), hier: **1,9 m**. Die beiden benachbarten Systeme hängen in Parallelschaltung am selben Freileitungssystem und liegen im selben Kabelgraben.
- **Stromkreisabstand:** Aderachsabstand zwischen den benachbarten Adern von Stromkreis 1 und 2, bzw. von Stromkreis 2 und 3 also der Abstand zwischen der rechten Ader im mittleren Kabelgraben und der linken Ader im rechten Graben. Der Stromkreisabstand beträgt hier projektspezifisch **13,6 m**.

Für größere Legetiefen werden die Abstände zur Verringerung der gegenseitigen Erwärmung aufgeweitet. Standardmäßig gelten die Abstände in der nachfolgenden Tabelle:

Nennlegetiefe (m) (+0,2/-0,1 m Toleranz)	Achsabstand der Schutzrohre im System (m)	Abstand der Kabelsysteme (Achse-Achse der Schutzrohre) (m)	Kabelstromkreisabstand (m)			Trassenbreite (m)		
			bei 90° Graben	bei 60° Graben	bei 45° Graben	bei 90° Graben	bei 60° Graben	bei 45° Graben
1,6	0,6	1,9	11,7	12,5	14,1	20,3	21,1	22,7
1,9	0,75	2,5	11,7	12,9	14,7	22,7	23,9	25,7
2,2	0,95	2,7	11,7	13,3	15,3	24,7	26,3	28,3
2,5	1,1	3,2	11,7	13,7	15,9	26,9	28,9	31,1
2,8	1,3	3,6	11,7	13,9	16,5	29,3	31,5	34,1
3,1	1,55	4	11,7	14,3	17,1	32,1	34,7	37,5
3,4	1,75	4,4	11,7	14,7	17,7	34,5	37,5	40,5
3,7	1,95	4,9	11,7	15,1	18,3	37,1	40,5	43,7

**Tab. 1: Phasen-, System- und Stromkreisabstände bei diversen Legetiefen [Ten2023]**

Im Bereich geschlossener Verlegung (Spülbohrungen oder Pressungen) gelten folgende Abstände:

Bohrtiefe (m)	Ausführung		
	Phasen- und Systemabstand (m)	Stromkreisabstand (m)	Trassenbreite (m)
4	4	7	47
4,5	4	7	47
5	4	7	47
6	4	7	47
7	4,6	7	53
8	5,3	7	60
9	6,2	7	69
10	7	7	77

Tab. 2: Phasen- System- und Stromkreisabstände bei geschlossener Verlegung [Ten2023]

## 2.2 Phasenreihenfolge

Die beiden Teilsysteme in einem Stromkreis sollen parallelgeschaltet sein. Abweichend von der in der Literatur zu findenden üblichen Phasenfolge L1, L2, L3 - L3, L2, L1 - L1, L2, L3 - L3, L2, L1 kommt hier die Phasenfolge L1, L2, L3 - L1, L2, L3 - L1, L2, L3 - L1, L2, L3 zum Einsatz. Aufgrund dieser Phasenfolge und der magnetisch unsymmetrischen Flachverlegung der Einleiterkabel wird sich eine ungleichmäßige Stromaufteilung der beiden parallelgeschalteten Systeme ergeben.

Diese Phasenfolge wurde gewählt, weil sich bei ihr an der Erdoberfläche und darüber die kleinste magnetische Induktion ergeben, die magnetischen Emissionen also minimiert. Die Minimierung des Magnetfeldes durch Verwenden der oben genannten Phasenreihenfolge wird auch in [Oed2011] bestätigt.

Falls in zitierten Abbildungen dieser Studie eine andere Phasenreihenfolge als L1 L2 L3 zu erkennen ist, gilt: Da die Leitungen in der Flachverlegung unterschiedliche Flächen aufspannen, ergeben sich unterschiedliche Induktivitätsbelege. Um annähernd gleiche Induktivitätsbeläge zu erhalten, werden die Phasen regelmäßig zyklisch vertauscht, um mit einer sogenannten mittleren Betriebsinduktivität zu erhalten. Gemäß der Phasenlageplanung ist in der Leitung ein Phasentausch vor einem UW berücksichtigt. Der Schirmverbindungsplan stellt folglich nur einen Ausschnitt in Bezug auf das implementierte Kabelsystem dar. Grundlegend für die Stromaufteilung und das emittierte Magnetfeld ist nur, dass die Phasenfolge beim benachbarten System in derselben Folge wiederholt wird (xyz-xyz). Selbst ein antizyklisches Vertauschen der Reihenfolge (linksdrehendes System, z.B.: xzy-xzy) resultiert im selben (spiegelbildlich angeordneten) Magnetfeld, solange die Nachbarsysteme dieselbe Phasenfolge aufweisen.



### ***2.3 Strombelastungsprofil:***

Die 380 kV-Zwischenverkabelung ist für 3 600 A Dauerstrom (Belastungsgrad  $m = 1$ ) auszuliegen, so dass bei dieser elektrischen Belastung die maximale Betriebstemperatur am wärmsten Kabel von 90 °C nicht überschritten wird.

Als zweite Anforderung soll nach einer Vorlast von 3.200 A Dauerstrom ( $m = 1$ ) eine temporäre Überlast von konstanten 4 000 A für mindestens 12 Stunden möglich sein, ohne dass die maximale Betriebstemperatur der Kabel überschritten wird [Ten2023].

### ***2.4 Schirmbehandlung:***

Da die Zwischenverkabelung annähernd 3 km lang ist, scheidet eine einseitige Erdung aufgrund der Länge aus. Je Zwischenverkabelungsabschnitt wird ein Cross-Bonding-Hauptabschnitt geplant. Der Cross-Bonding-Hauptabschnitt besteht aus drei Unterabschnitten mit unterschiedlichen Längen. An den Cross-Bonding-Verbindung-Muffen (CB-Muffen) werden die Kabelschirme jeder Ader aufgetrennt, gegeneinander isoliert und durch Mantelspannungsbegrenzer (SVL = Sheath Voltage Limiter) geschützt. Dabei wird ein Auskreuzen der Schirme der jeweiligen, angrenzenden Unterabschnitte ausgeführt. Eine zyklische Verdrillung der Kabelleiter innerhalb eines Hauptabschnittes ist nicht vorgesehen. Die optimalen Standorte der CB-Muffen werden im Rahmen dieser Studie ermittelt. Die optimierten Standorte der CB-Muffen sind in Kapitel 3.1 zu finden.

### ***2.5 Aufbau und Materialparameter der Kabel***

Bei den eingesetzten Kabeln handelt es sich um ein einadriges 400 kV-Hochspannungskabel mit einem RMS-Kupferleiter (RMS- Rundleiter, mehrdrähtig, segmentiert, auch Millikenleiter genannt) mit einem Leiterquerschnitt von 3200 mm<sup>2</sup>. Die folgende Abbildung zeigt den typischen Aufbau eines solchen einadrigen Hochspannungskabels.



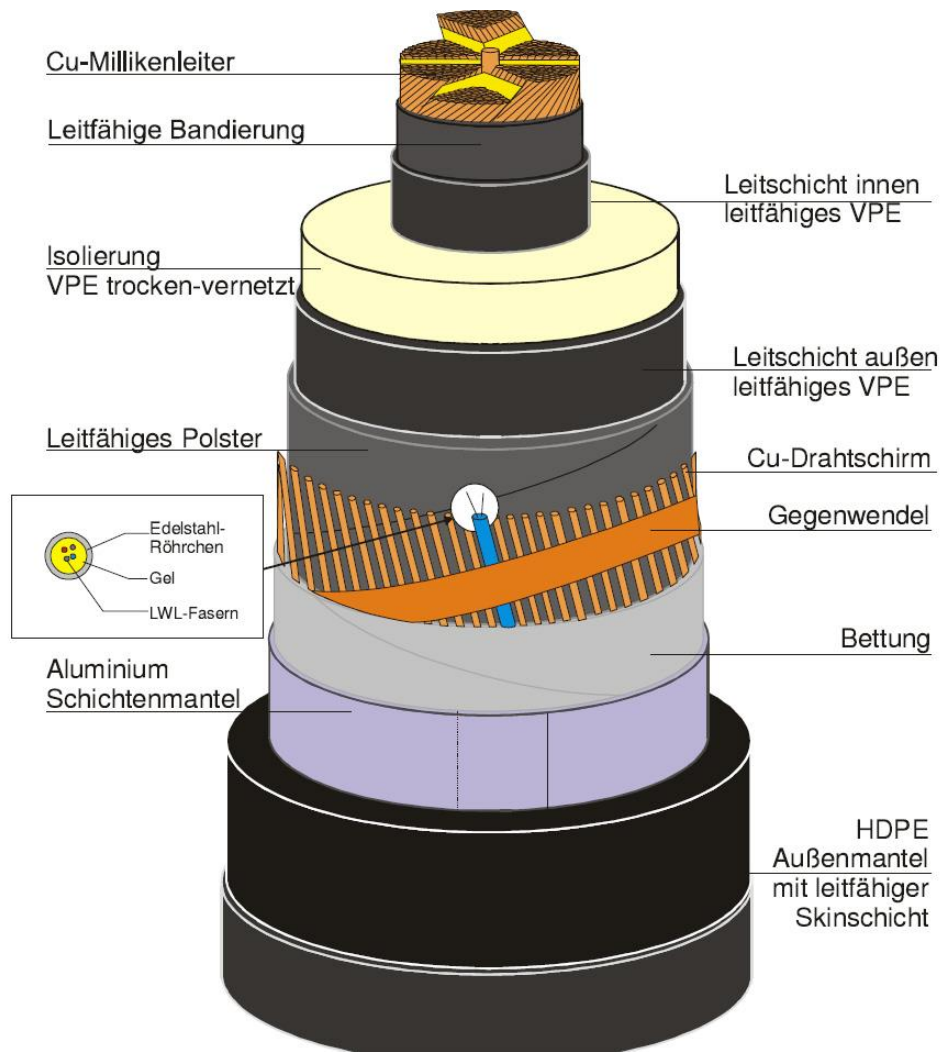


Abb. 3: Einleiter-Hochspannungskabel [Nex2001]

Die folgenden Angaben beruhen auf den Spezifikationen des Kabelherstellers Nexans sowie auf die Vorgaben der TenneT:

- Leiterdurchmesser 71 mm, Kabel mit Millikenleiter ( $f = 0,8082$ ),
- Wandstärke der Isolierung: 26,2 mm,
- Kapazität pro Einzelkabel: 255 pF/m,
- Schirmquerschnitt beträgt 250 mm<sup>2</sup> aus gleichmäßig verteilten Kupferdrähten
- Kabelaußendurchmesser: 154,5 mm

Für genaue thermische Belastbarkeitsberechnungen muss ein möglichst vollständiger Aufbau des Kabels modelliert werden. Hierfür wurden folgende Annahmen verwendet:

Aufbauelement	Material / <u>D</u> urchmesser bzw. <u>W</u> andstärke
Millikenleiter	3200 mm <sup>2</sup> -Kupfer, D = 71 mm
Leiterglättung	VPE mit Ruß/Graphit, W=2 mm, D = 75 mm
Isolierung	VPE, W = 26,8 mm, D = 128,6 mm
äußere Leitschicht	VPE mit Ruß/Graphit, W = 1,7 mm, D = 132 mm
Bänder	Vlies, W = 1,5 mm, D = 135 mm
Schirmdrähte	Kupfer, D <sub>Draht</sub> = 2,03 mm, D = 139,06 mm Schirmquerschnitt 250 mm <sup>2</sup>
Bettung	Vlies, W = 1,5 mm, D = 142,06 mm
Bänder	Aluminium, W=0,2 mm, D = 142,46 mm
Mantel	High Density Polyethylen, W = 6 mm, D = 154,5 mm

**Tab. 3: Aufbauelemente, Materialien und Abmessungen des 380-kV-Kabels**

Die wesentlichen Abmessungen sind aufgrund der geforderten technischen Eigenschaften des Kabels vorgegeben: So zum Beispiel muss aufgrund der vorgegebenen Spannungshöhe die Isolierung eine bestimmte Wandstärke aufweisen. Abweichungen im Kabeldesign von unterschiedlichen Herstellern sind daher marginal und haben einen nur geringfügigen Einfluss auf die Leitertemperatur. Erfahrungsgemäß verursachen unterschiedliche Kabeldesigns bei Kabeln mit gleichem Leiterquerschnitt und gleicher Strombelastung Leitertemperaturunterschiede von unter einem Kelvin, so dass die hier ermittelten Ergebnisse auch mit sehr guter Genauigkeit auch für die Kabeldesigns anderer Hersteller gelten.

Im Folgenden werden die Materialdaten der einzelnen Aufbauelemente des Kabels angegeben.

#### Leiter:

Kupfer,  $\lambda = 372 \text{ W/mK}$ ,  $c = 389 \text{ Ws/kgK}$ ,  $\rho = 8900 \text{ kg/m}^3$ ,  $\kappa = 55,56 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$

Die elektrische Leitfähigkeit ist entsprechend dem Füllfaktor (hier  $f = 0,8082$ ) zu korrigieren.

Anmerkung: die elektrische Leitfähigkeit von Kupfer wird in der Literatur meistens zu  $\kappa = 56 - 58 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$  angegeben. Um deckungsgleich mit dem nach [VDE228] garantierten Widerstandswert von  $0,0072 \Omega/\text{km}$  für einen Kupferquerschnitt von  $2500 \text{ mm}^2$  zu sein, bzw. einem garantierten Widerstandswert von  $0,0056 \Omega/\text{km}$  (siehe auch Ten2023) für einen Kupferquerschnitt von  $3200 \text{ mm}^2$ , wurde ein entsprechend geringere spezifische elektrische Leitfähigkeit von  $\kappa = 55,8 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$  verwendet. Mit dem Füllfaktor ergibt sich:  $\kappa = 45,10 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$ . Die Stromverdrängungserscheinungen sind in diesem reinen Material-Größenwert noch nicht berücksichtigt; die Stromverdrängung wird vom FEM-Programm berechnet (siehe Abschnitt 2.6).

Dielektrikum / Leitschichten:

VPE,  $\lambda = 0,2857 \text{ W/mK}$ ,  $c = 2300 \text{ Ws/kgK}$ ,  $\rho = 930 \text{ kg/m}^3$ .

Quellbänder:

Quellvlies,  $\lambda = 0,166 \text{ W/mK}$ ,  $c = 1700 \text{ Ws/kgK}$ ,  $\rho = 2680 \text{ kg/m}^3$ .

Schirm:

Kupferdrähte,  $\lambda = 372 \text{ W/mK}$ ,  $c = 389 \text{ Ws/kgK}$ ,  $\rho = 8900 \text{ kg/m}^3$ ,  $\kappa = 58 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$

Die elektrische Leitfähigkeit der Schirmmaterialien ist entsprechend dem Füllfaktor (hier  $f = 0,49$ ) zu korrigieren.

Bänder:

Laminierte Aluminiumbänder,  $\lambda = 237 \text{ W/mK}$ ,  $c = 897 \text{ Ws/kgK}$ ,  $\rho = 2707 \text{ kg/m}^3$ ,  $\kappa = 35 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{/}$ .

Mantel:

PE,  $\lambda = 0,2857 \text{ W/mK}$ ,  $c = 2300 \text{ Ws/kgK}$ ,  $\rho = 930 \text{ kg/m}^3$

## 2.6 Millikenleiter und oxidierte Leiter

Der Aufbau des elektrischen Leiters bedarf noch weiterer Erläuterungen: Zur Reduzierung der Stromverdrängungseffekte werden die einzelnen Drähte elektrischer Leiter größeren Durchmessers (ab etwa  $1000 \text{ mm}^2$ ) in mehrere voneinander isolierte Sektoren unterteilt. Innerhalb eines Sektors wechselt der einzelne Draht seine Position von innen nach außen und wieder zurück. Diese Art der Verseilung wird Millikenleiter genannt. Eine weitere Möglichkeit, die Stromverdrängung zu reduzieren, besteht darin die einzelnen Drähte voneinander zu isolieren. Dies kann durch Oxidation oder durch Ummanteln der Leiterdrähte realisiert werden. In der Norm IEC 60287 [IEC2006] wird die Stromverdrängung durch die Faktoren Stromverdrängungsfaktoren  $k_s$  und  $k_p$  spezifiziert; das „S“ steht für den Skineffekt und „P“ für den Proximity-Effekt (Stromverdrängung durch benachbarte Kabel).

Nach Vorgaben der TenneT werden folgende Stromverdrängungsfaktoren  $k_s$  und  $k_p$  für den oxidierten Leiter verwendet:

- Oxidierter Leiter (Millikenleiter mit voneinander isolierten Leiterdrähten):

$$k_s = 0,35, k_p = 0,2$$

Anhand dieser Vorgaben lässt sich der Wechselstromwiderstandsbelag  $R_{AC}$  des Leiters nach der Norm IEC 60287 [IEC2006] berechnen:

$$R_{AC} = R_{DC} \cdot [1 + y_s + y_p] \quad (2.1)$$

Der Skineffektfaktor berechnet sich mit Hilfe des  $k_s$ -Faktors wie folgt:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4}; x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{DC}} \cdot 10^{-7} \cdot k_s \quad (2.2)$$

Die Gleichungen für den Proximityfaktor variieren mit der Kabelanordnung. Als Beispiel sei hier die Gleichung zur Berechnung eines flach verlegten Drehstromsystems mit drei Leitern angegeben:

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \cdot \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 \cdot \left( 0,312 \cdot \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} + 0,27} \right) \quad (2.3)$$

Der, der obigen Gleichungen zugrunde liegende Faktor  $x_p^2$ , berechnet sich zu

$$x_p^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{DC}} \cdot 10^{-7} \cdot k_p \quad (2.4)$$

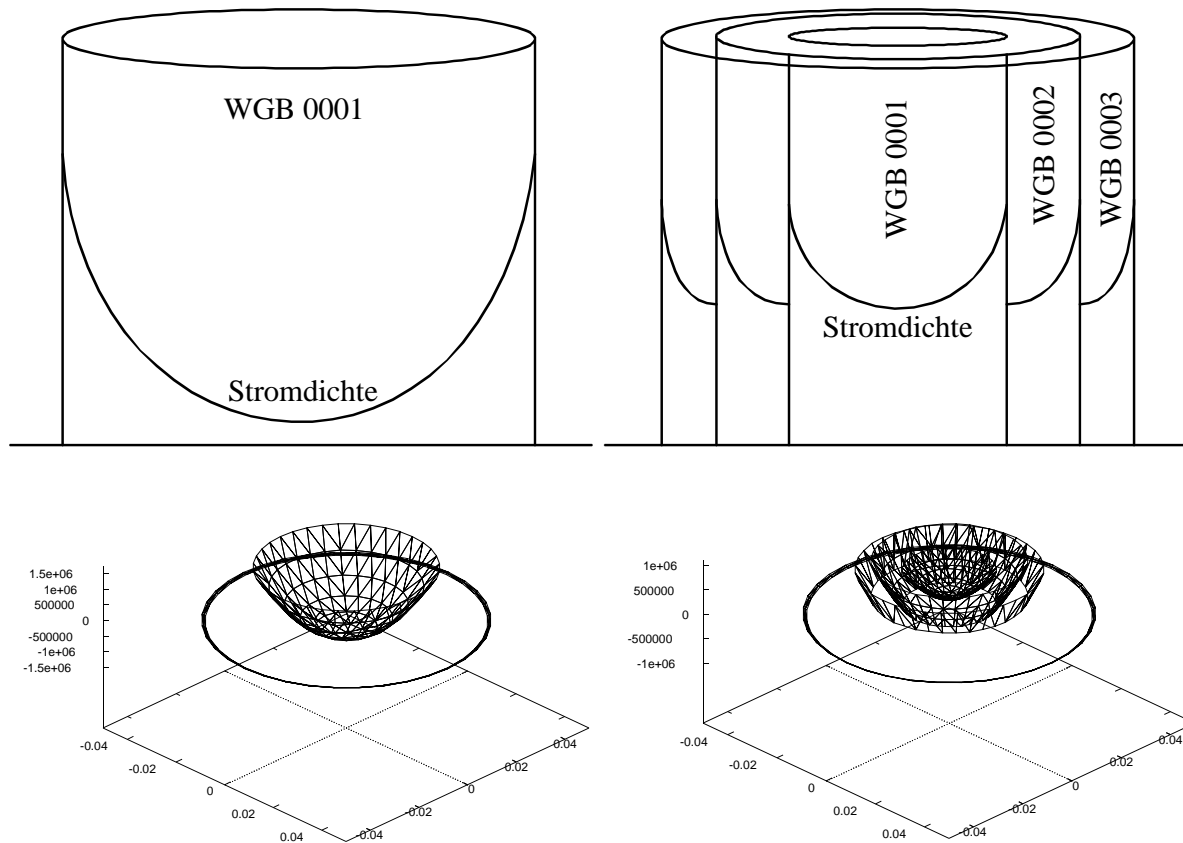
Mit diesen Vorgaben ergeben sich bei Raumtemperatur (20 °C) für den oxidierten Leiter am Beispiel eines 2500 mm<sup>2</sup>- und 3200 mm<sup>2</sup>-Leites folgende Größen:

Oxidierter Leiter	$y_s$	$y_p$	$R_{AC} / \mu\Omega/m$	$P'_{Leiter} / W/m$
2500 mm <sup>2</sup>	0,1682	0,00243	8,429	27,31
3200 mm <sup>2</sup>	0,2538	0,00447	7,078	22,93

**Tab. 4: Analytisch berechnete Größen zum Skin- und Proximity-Effekt,  $I = 1800$  A (je Ader)**

In der obigen Tabelle wurde ein Strom von 1800 A verwendet, da die thermische Grenzlast in [Ten2021] zu 3600 A für zwei Kabel definiert ist. Die Berechnungsergebnisse sind jedoch auch für alle andere Stromstärken gültig, genauer gesagt, einfach mittels Dreisatz übertragbar, da die Stromverdrängungseffekt nicht von der Stromstärke sondern von der Frequenz abhängen.

Man kann den Übergangswiderständen im Millikenleiter in einem zweidimensionalen FEM-Programm Rechnung tragen, in dem man den kreisförmigen Leiter in Ringe (sogenannte Wirbelgebiete - WGB) unterteilt, die voneinander isoliert sind und prägt eine konstante Stromdichte ein, die sich nur innerhalb des einzelnen Rings inhomogen verteilen darf. Die folgende Skizze verdeutlicht das Prinzip:



**Abb. 4: Reduzierung der Stromverdrängung durch Ringteilungen, analog zur Segmentbildung beim Millikenleiter**

Die Leiterradien und Anzahl notwendiger Unterteilungen wurden iterativ so ermittelt, dass sich dieselben Leiterradien wie nach der IEC-Norm ergeben. Um eine entsprechende Reduzierung der Stromverdrängung zu erreichen, sind beim oxidierten Leiter vier Teile (ein Kreis, drei Ringe) notwendig:

Oxidierter Leiter	Kreisradius/mm	Ringradius/mm	Ringradius/mm	Leiterradius/mm
3200 mm <sup>2</sup>	14,45	20,45	28,15	35,5

**Tab. 5: Unterteilung des Leiters zum Erzielen der Skin- und Proximity-Effektfaktoren in Tab. 4**

Laut Auskunft von Kabelherstellern wird der 3200 mm<sup>2</sup>-Leiter ausschließlich als oxidiertes Leiter hergestellt, um die Vorteile des großen Leiterquerschnitts ausschöpfen zu können. Daher wird der 3200 mm<sup>2</sup>-Leiter ausschließlich mit oxidierten Leiterdrähten bzw. Einzeldrahtisolierung angenommen.

## 2.7 Materialparameter der technischen Kabelumgebung

Im Folgenden werden die Materialdaten der technischen Umgebung des Kabels angegeben.

### Kabelschutzrohre:

Es werden Rohre aus hochdichtem Polyethylen (HD-PE) angenommen,  $\lambda = 0,40 \text{ W/mK}$ ,  $c = 1680 \text{ Ws/kgK}$ ,  $\rho = 963 \text{ kg/m}^3$ .

Für die offene Verlegung werden Rohre mit einem Außendurchmesser von 280 mm und einer Wandstärke von 16,5 mm angenommen (entspricht SDR 17). Die geringe Wandstärke ergibt einen Innendurchmesser, der um mehr als der Faktor 1,5 größer ist als der Kabeldurchmesser, was ein leichtes Einziehen der Kabeladern erlaubt.

Die geschlossene Verlegung bedeutet größere Überdeckungen, so dass die Rohre, aufgrund des auf ihr lastenden Erdreichs, druckstabil sein müssen, was durch eine größere Wandstärke erreicht wird. Es werden Rohre mit einem Außendurchmesser von 315 mm und einer Wandstärke von 28,6 mm angenommen (entspricht SDR 11).

### Luftspalte:

Die Kabel werden bei geschlossener Verlegung in Schutzrohre eingezogen. Die dabei verbleibenden Ringspalte werden als mit Luft gefüllt angenommen. Der Wärmeübergang in Luft wird dominiert von Konvektion und Strahlung, so dass der Wärmeübergang in frei beweglicher Luft um ein Vielfaches größer ist als der Wärmeübergang mittels Wärmeleitung in stehender Luft.

Die äquivalente Wärmeleitfähigkeit des Luftspalts liegt typischerweise im Bereich von 0,35 W/(m K) bis 0,40 W/(m K).

Im FEM-Programm wird für den Wärmeübergang im Luftspalt das Modell nach [VDI2013] verwendet. Das Modell ist im FEM-Programm implementiert und iteriert automatisch die äquivalente Wärmeleitfähigkeit der Luft in Abhängigkeit der Kabeloberflächentemperatur und der Rohrrinnenwandtemperatur:

Die meisten Stoffwerte von Luft sind stark temperaturabhängig. Deshalb wurden auf der Grundlage von Stoffwertetabellen in [VDI2013] Interpolationsgleichungen für die kinematische Viskosität  $\nu$ , die Dichte  $\rho$  und Wärmeleitfähigkeit der ruhenden Luft  $\lambda$  aufgestellt  $\vartheta_0 = 20^\circ\text{C}$ :

$$\nu = 15,3 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}} + 0,1 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{K} \cdot \text{s}} (\vartheta - \vartheta_0) \quad (2.5)$$

$$\rho = 1,189 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} - 0,036 \frac{\text{kg}}{\text{K} \cdot \text{m}^3} (\vartheta - \vartheta_0) \text{ und} \quad (2.6)$$

$$\lambda = 0,02587 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}} + 72,5 \cdot 10^{-6} \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}^2} (\vartheta - \vartheta_0). \quad (2.7)$$

Die Wärmekapazität von Luft ist nahezu temperaturunabhängig und beträgt:

$$c_p = 1007 \frac{\text{Ws}}{\text{Kg} \cdot \text{K}}. \quad (2.8)$$

Die folgenden Berechnungsgleichungen wurden [Boe2006 und VDI2013] entnommen.

Im ersten Schritt wird die Temperaturleitfähigkeit berechnet

$$a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c_p}, \quad (2.9)$$

um daraus die Prandtl-Zahl zu bestimmen:

$$\text{Pr} = \frac{\nu}{a}. \quad (2.10)$$

Danach wird die Grashof-Zahl ermittelt:

$$\text{Gr} = \frac{g \cdot L^3 \cdot (\vartheta_{\text{Kabel}} - \vartheta_{\text{MP}})}{\nu^2} \quad (2.11)$$

mit  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$  der Erdbeschleunigung und  $L$  der charakteristischen Länge (hier Umfang) des Kabels im PE-Rohr.

Das Produkt aus Grashof-Zahl und Prandtl-Zahl ergibt die Rayleigh-Zahl

$$\text{Ra} = \text{Pr} \cdot \text{Gr}. \quad (2.12)$$

Mit den bisher bestimmten Kennzahlen wird die Nusselt-Zahl für das waagerechte Kabel [VDI2013, F2] bestimmt:

$$\text{Nu} = \left( 0,752 + 0,387 \cdot (\text{Ra} \cdot f_3(\text{Pr}))^{1/6} \right)^2 \quad (2.13)$$

mit

$$f_3(\text{Pr}) = \left( 1 + \left( \frac{0,559}{\text{Pr}} \right)^{9/16} \right)^{-16/9}. \quad (2.14)$$

Aus der Nusselt-Zahl kann schlussendlich der Wärmeübergangskoeffizient für freie Konvektion berechnet:

$$\alpha_K = \frac{\text{Nu} \cdot \lambda}{L} \quad (2.15)$$

Zur Konvektion kommt der Wärmeübergang durch Strahlung. Die durch Strahlung übertragene Wärmeleistung berechnet sich allgemein zu:

$$\dot{q}_S = C_{12} \cdot (T_{\text{Kabel}}^4 - T_{\text{MP}}^4) \quad (2.16)$$

Es handelt sich hier um absolute Temperaturen. Es gilt:  $T = \vartheta + 273,15 \text{ K}$ . Der Faktor  $C_{12}$  setzt sich aus den Emissionskoeffizienten  $\varepsilon$  der beteiligten Strahler, der Stefan-Boltzmann-Konstante  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}^4}$  und der Einstrahlzahl, die von der Geometrie der Anordnung (den sogenannten Sichtfaktoren) abhängt, zusammen.

Für ein zylindrisches Kabel in einem zylindrischen Rohr ergibt sich nach [Boe2006]:

$$C_{12} = \frac{\sigma}{\frac{1}{\varepsilon_{\text{Kabel}}} + \frac{A_{\text{Kabel}}}{A_{\text{MP}}} \cdot \left( \frac{1}{\varepsilon_{\text{MP}}} - 1 \right)} \quad (2.17)$$

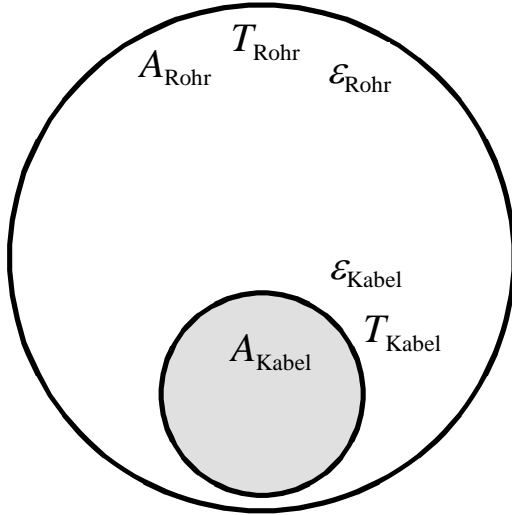


Abb. 5: Kabel mit der Mantelfläche  $A_{\text{Kabel}}$  im zylindrischen Rohr mit der Fläche  $A_{\text{Rohr}}$  [Boe2006]

Die Gleichungen (2.16) und (2.17) ergeben:

$$\dot{q}_s = \frac{\sigma}{\frac{1}{\varepsilon_{\text{Kabel}}} + \frac{A_{\text{Kabel}}}{A_{\text{Rohr}}} \cdot \left( \frac{1}{\varepsilon_{\text{Rohr}}} - 1 \right)} \cdot (T_{\text{Kabel}}^4 - T_{\text{Rohr}}^4) \quad (2.18)$$

Durch Anwendung der dritten binomischen Gleichung ergibt sich

$$q_s = \frac{\sigma}{\frac{1}{\varepsilon_{\text{Kabel}}} + \frac{A_{\text{Kabel}}}{\varphi \cdot A_{\text{Rohr}}} \cdot \left( \frac{1}{\varepsilon_{\text{Rohr}}} - 1 \right)} \cdot (T_{\text{Kabel}}^2 + T_{\text{Rohr}}^2) \cdot (T_{\text{Kabel}} + T_{\text{Rohr}}) \cdot (T_{\text{Kabel}} - T_{\text{Rohr}}) \quad (2.18a)$$

Nimmt man für den Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha_s$

$$\alpha_s = \frac{\sigma}{\frac{1}{\varepsilon_{\text{Kabel}}} + \frac{A_{\text{Kabel}}}{A_{\text{Rohr}}} \cdot \left( \frac{1}{\varepsilon_{\text{MP}}} - 1 \right)} \cdot (T_{\text{Kabel}}^2 + T_{\text{Rohr}}^2) \cdot (T_{\text{Kabel}} + T_{\text{Rohr}}) \quad (2.19)$$

an, so lässt sich der Wärmeübergang zusammenfassen zu:

$$\dot{q} = (\alpha_K + \alpha_s) \cdot (\vartheta_{\text{Kabel}} - \vartheta_{\text{Rohr}}) \quad (2.20)$$

Anmerkung: bei der Differenzbildung gilt:  $(\vartheta_{\text{Kabel}} - \vartheta_{\text{Rohr}}) = (T_{\text{Kabel}} - T_{\text{Rohr}})$ .



Mit den obigen Gleichungen wird beginnend mit beliebigen Startwerten für  $\alpha_K$  und  $\alpha_S$  mittels FEM eine Temperaturverteilung berechnet. Danach werden die Wandtemperaturen des Rohres sowie die Kabeloberflächentemperaturen ausgelesen und neue Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha_K$  und  $\alpha_S$  berechnet. Die Berechnung der Temperaturverteilung wird solange iteriert, bis sich die Wärmeübergangskoeffizienten innerhalb einer Fehlertoleranz nicht mehr ändern.

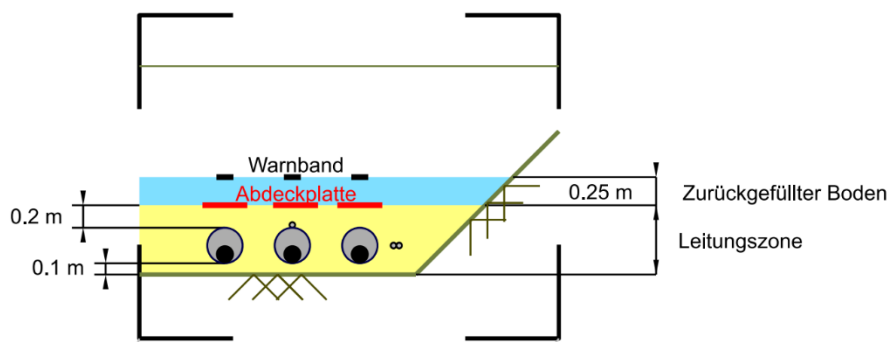
Im Fall des unbelüfteten PE-Rohres werden die Wärmeübergangskoeffizienten mittels der Gleichung

$$\lambda_{\text{äquivalent}} = (\alpha_K + \alpha_S) \cdot r_{\text{Kabel}} \cdot \ln \left( \frac{r_{\text{Rohr}}}{r_{\text{Kabel}}} \right) \quad (2.21)$$

in eine äquivalente, temperaturabhängige Wärmeleitfähigkeit des Luftspalts umgerechnet.

#### Bettung/ thermische Stabilisierung:

Bei offener Verlegung werden die Schutzrohre in ein Bettungsmaterial (Sandbettung) gelegt. Die Bettung beginnt 10 cm unterhalb der Unterkante der Schutzrohre und endet 20 cm oberhalb der Oberkante der Schutzrohre. Mit einem Durchmesser des Schutzrohres von 280 mm ergibt sich so eine Mächtigkeit der Bettung von rund 60 cm (vergleiche Abb. 6).



**Abb. 6: Abmessungen der Bettung und Rückfüllung im Regelgraben [Swe2023a]**

Nach [Ten2023] sind folgende Sandqualitäten anzunehmen:

- Bettungssand mittlerer Qualität
  - Thermischer Widerstand feucht 0,67 Km/W.
  - Thermischer Widerstand trockene Sand-Kies-Mischung 1,4 Km/W.
  - Kritische Übertemperatur bei Vollast für Austrocknung 15 K.

- Spezieller Bettungssand hoher Qualität
  - Thermischer Widerstand feuchter Spezialsand 0,5 Km/W.
  - Thermischer Widerstand trockener Spezialsand 1,0 Km/W.
  - Kritische Übertemperatur bei Volllast für Austrocknung 35 K.

Ist die Belastbarkeit auch mit einem Bettungssand mittlerer Qualität anstelle einer Bettung hoher Qualität zu erreichen, ist bevorzugt das günstigere Bettungsmaterial, also die mittlere Qualität, einzusetzen. Zwecks Kostenoptimierung wird ebenfalls geprüft, ob auch ein Sand einfacher Qualität (sogenannter VDE-Sand: thermischer Widerstand feucht 1,00 Km/W, trocken 2,5 Km/W) ausreicht. Liefert jedoch der Sand einfacher Qualität bei einem der untersuchten Querschnitte nicht die gewünschte Belastbarkeit, so wird dessen Einsatz verworfen, da auf der Trasse nur ein Bettungsmaterial zum Einsatz kommen soll.

Bezüglich der Bettungsmächtigkeit ist anzumerken, dass die Sandbettung mittlerer und hoher Qualität meistens bessere Wärmeleitfähigkeiten und zum Teil auch höhere Austrocknungstemperaturen aufweisen als das Umgebungssubstrat. Eine mächtigere Sandbettung (also 0,8 m statt 0,6 m) ist somit thermisch günstiger und resultiert in geringeren Leitertemperaturen.

Die thermische Grenzbelastung (vergleiche Abschnitt 2.3) stellt eine Dauerlast von 3600 A mit einem Belastungsgrad von  $m = 1,0$  dar. Die Übertemperatur, bei der Bodenaustrocknung einsetzt, berechnet sich nach [HS1999] zu 15 K. Bei einer ungestörten Bodentemperatur von 15 °C entspricht dies einer Grenztemperatur von 30 °C, bei der Bodenaustrocknung einsetzt.

Beim Bettungssand hoher Qualität wird nach [Ten2023] die kritische Übertemperatur für Austrocknung 35 K unabhängig vom Belastungsgrad vorgegeben. Bei einer ungestörten Bodentemperatur von 15 °C entspricht dies einer Grenztemperatur von 50 °C.

## **2.8 Bodeneigenschaften**

Ist nichts über den Boden bekannt, so ist nach [VDE1995, S. 7] der Wärmewiderstand des feuchten Bodens zu 1,0 m K/W anzunehmen. Dies entspricht einer Wärmeleitfähigkeit von 1,0 W/(m K). Der thermische Widerstand des ausgetrockneten Bodens ist nach [VDE1995, S. 7] zu 2,5 m K/W anzunehmen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 0,4 W/(m K) entspricht.

Dies sind konservative Größenwerte und führen in der Regel zu Belastbarkeitsaussagen, die deutlich unterhalb der tatsächlichen Belastbarkeit der Kabelanlage liegen, da Böden oftmals höhere Wärmeleitfähigkeiten, bzw. geringere Wärmewiderstände, aufweisen. Die Bestimmung der tatsächlichen Eigenschaften des in der Regel inhomogenen Bodens ist aufwändig und kann nur mit Hilfe eines geotechnischen Gutachtens erfolgen. Im Rahmen eines solchen Gutachtens werden entlang der Trasse Kleinramm- und Schneckenbohrungen durchgeführt, um die unterschiedlichen Bodenarten in Abhängigkeit der Tiefe zu ermitteln. Oftmals werden in gleichen Tiefenlagen gleichartige Böden mit geringer Varianz vorgefunden, die zu sogenannten Homogenbereichen zusammengefasst werden.

Im günstigsten Fall werden bei der Analyse des Bodens auch Wärmeleitfähigkeitsmessungen an den Bodenproben bei natürlichem Wassergehalt aus den unterschiedlichen Schichten vorgenommen, so dass das Bodenprofil bei der numerischen Berechnung mit abgebildet werden kann.

Im Rahmen des Vorhabens wurden geotechnische Untersuchungen durch die Dr. Spang GmbH [Spa2023] erstellt und auch Wärmeleitfähigkeitsmessungen vorgenommen. Es konnten vier Homogenbereiche identifiziert werden. Die folgenden Tabellen geben die für die Homogenbereiche gemessenen Wärmeleitfähigkeiten bei natürlichem Wassergehalt und im ausgetrockneten Zustand wieder. Die Querung Q1 wurde zu Beginn der Planung untersucht. Zu diesem Zeitpunkt lagen nur wenige Wärmeleitfähigkeitsmessungen vor. Da die Messungen in der Regel mit einer zehnpromtigen Messunsicherheit behaftet sind, wurden die Wärmeleitfähigkeiten in Tab. 6 für die Belastbarkeitsberechnung um 10 Prozent reduziert (siehe in Klammern gesetzte Werte).

Lagen für eine Schicht keine Messergebnisse vor, wurden die Messergebnisse aus demselben Homogenbereich einer anderen Bodenprobe, oder Literaturwerte genommen. Die folgende Tabelle zeigt die Wärmeleitfähigkeiten für die Querung Q1:

Homogenbereiche für Q1	Wärmeleitfähigkeit feucht/ W/(m K) (abzüglich 10 %)	Wärmeleitfähigkeit, trocken/ W/(m K) (abzüglich 10 %)
Mutterboden	1,26*	0,25*
sandiger Boden	2,706 (2,435)	1,508 (1,357)
schluffiger Ton	1,456 (1,31)	1,382 (1,244)
Tonstein/ Mergelstein	1,290 (1,161)	1,244 (1,120)

**Tab. 6: Homogenbereiche des Bodens im Bereich der Juraleitung, Querung Q1, [Spa2023], \* = Literaturwerte**

Zum Zeitpunkt der Untersuchung der offenen Verlegung, lagen eine Vielzahl von gemessenen Bodenproben vor. Für die offene Verlegung wurde daher keine Messunsicherheit abgezogen, sondern im Sinne einer konservativen Rechnung aus allen Messungen immer die kleinste gemessene Wärmeleitfähigkeit des jeweiligen Homogenbereichs angenommen.

Homogenbereiche für Regelgraben	Wärmeleitfähigkeit feucht/ W/(m K) (abzüglich 10 %)	Wärmeleitfähigkeit, trocken/ W/(m K) (abzüglich 10 %)
Mutterboden	1,26*	0,25*
Auelehm	1,147	1,032
Terrassensand	2,221	0,643
Verwitterungston	1,067	0,792
Ton/Tonmergelstein	1,161	1,120

**Tab. 7: Homogenbereiche des Bodens im Bereich der Juraleitung, offene Verlegung, [Spa2023], \*=Literaturwerte**

### 3 Berechnungen der elektrischen Eigenschaften

#### 3.1 Optimierung der Cross-Bonding-Muffenstandorte

Um die Schirmverluste bei Einleiterkabeln größerer Übertragungsleistungen zu reduzieren, erfordert es eine spezielle Behandlung der Kabelschirme. In der geplanten Kabeltrasse ist das Konzept des Schirmdurchkreuzens (Cross-Bonding) vorgesehen. Beim Cross-Bonding werden die Schirme an beiden Enden des Zwischenverkabelungsabschnittes starr geerdet und auf der Strecke die einzelnen Kabelschirme ausgekreuzt. Die Auskreuzung findet an den Muffenstandorten statt und soll den Cross-Bonding-Abschnitt üblicherweise in eine durch drei teilbare Anzahl von Unterabschnitten teilen. Idealerweise sollen diese Unterabschnitte elektrisch gleichwertig sein, wobei die induzierten Spannungen in den Kabelschirmen möglichst auf null addiert werden, um die elektrischen Ströme und somit die Verluste zu minimieren.

In realen Kabeltrassen gestaltet sich jedoch eine exakte Aufteilung eines Cross-Bonding-Hauptabschnitts in drei elektrisch gleichlange Unterabschnitte aufgrund von Verlegungsunsymmetrien, unterschiedlichen Grabenprofilen und weiteren geografischen Einschränkungen als nicht durchführbar.

Die Gesamtlänge des Erdkabelabschnitts Mühlhausen zwischen den KA\_MUHS und KA\_MUHN beträgt ungefähr 2,74 km. Gemäß der aktuellen Vorplanung waren die folgenden zwei Cross-Bonding-Muffenstandorte vorgesehen:

- CB-Muffe 1 an der Station 0+750
- CB-Muffe 2 an der Station 1+760

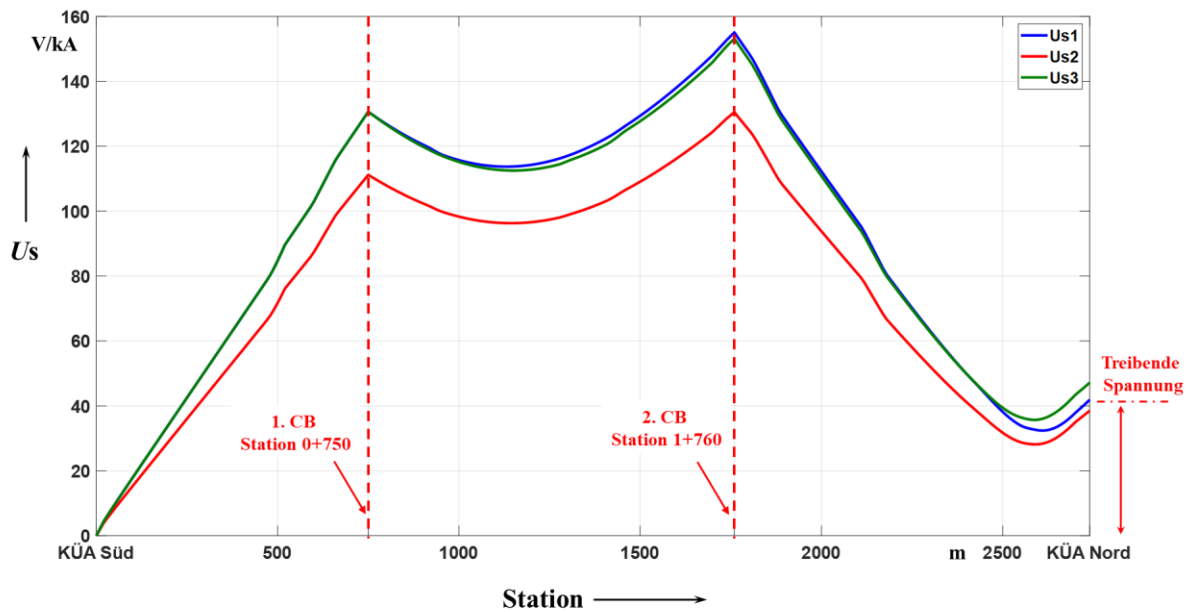
Im Rahmen dieser Studie wurden die optimalen Muffenstandorte ermittelt und an die örtlichen Gegebenheiten angepasst. Die endgültigen Muffenstandorte werden zu

- CB-Muffe 1 an der Station 1+000 und
- CB-Muffe 2 an der Station 1+930

festgelegt.

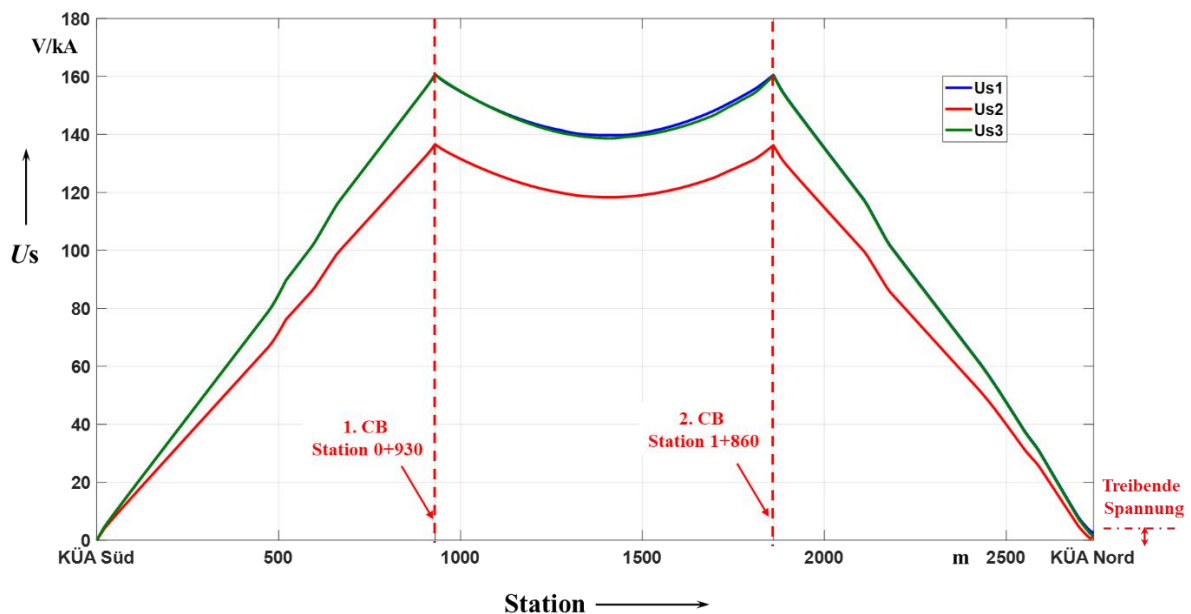
Das Verfahren zur Standortbestimmung wird im Folgenden beschrieben: Um die optimale Position der Cross-Bonding-Muffenstandorte zu bewerten, werden die nicht kompensierten oder verbleibenden Schirmspannungen ermittelt. Hierbei wird angenommen, dass die Schirme nur auf der Seite der KA\_MUHS mit der lokalen Erdungsanlage starr geerdet sind, während sie auf der anderen Seite, bei der KA\_MUHN, nicht geerdet sind. Durch die einwirkenden Leiterströme entstehen induzierte Spannungen in den Schirmen. Diese induzierten Schirmspannungen an der KA\_MUHN können als treibende Spannungen für Schirmströme betrachtet werden, wenn die Schirme wie im Normalbetrieb wieder starr geerdet sind. Dadurch dienen sie als Indikator zur Beurteilung der optimalen oder ungünstigen Positionen der Muffenstandorte. Bei einem idealen Fall mit vollständig symmetrischen Aufbauten sollten diese Spannungen nahezu null betragen.

Für die aktuellen Muffenstandorte zeigt Abb. 7 die räumliche Verteilung der induzierten Schirmspannungen eines Kabelsystems bei einem Leiterstrom von 1,0 kA. An der KA\_MUHN betragen die nicht kompensierten Schirmspannungen etwa 47,2 V/kA.



**Abb. 7: Verteilung der induzierten Schirmspannungen längs des Kabelabschnittes bei der aktuellen Planung, CB-Muffenstandorte: 0+750 m und 1+760 m**

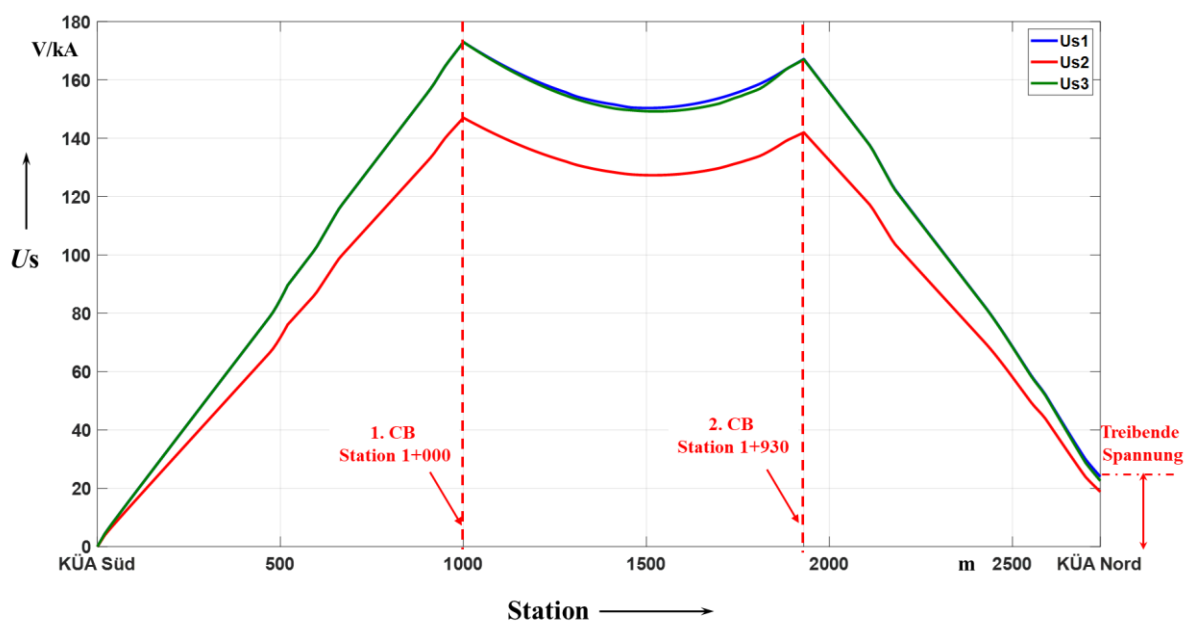
Auf Grundlage der Verlegungsdaten werden die theoretisch idealen Muffenstandorte ermittelt, die sich an der Station 0+930 sowie an der Station 1+860 befinden. Die resultierenden Schirmspannungen entlang der Trasse sind in Abb. 8 veranschaulicht. Es wird deutlich, dass die maximal treibende Spannung von ca. 31,1 V/kA auf etwa 2,5 V/kA reduziert wird. Es ist ebenfalls wichtig zu beachten, dass aufgrund der Unsymmetrie durch die Flachverlegung eine vollständige Kompensation der Schirmspannungen nicht möglich ist.



**Abb. 8: Verteilung der induzierten Schirmspannungen längs des Kabelabschnittes bei idealen CB-Muffenstandorten: 0+930 m und 1+860 m**

Die Betrachtung von Abb. 7 und Abb. 8 verdeutlicht, dass eine leichte Verschiebung der beiden CB-Muffen in Richtung KA\_MUHN möglich ist, um die Schirmströme bzw. die Schirmverluste weiter zu reduzieren.

Unter Berücksichtigung geografischer und technischer Rahmenbedingungen wird eine realistische optimierte Variante mit der CB-Muffe 1 an der Station 1+000 und der CB-Muffe 2 an der Station 1+930 als optimierte Lösung vorgeschlagen. Die resultierenden Schirmspannungen entlang der Trasse sind in Abb. 9 illustriert. Die maximale induzierte Spannung beträgt etwa 23,9 V/kA, im Vergleich zu 31,1 V/kA bei der aktuellen Planung und 2,5 V/kA bei idealen Positionen. Nach Rücksprache mit dem Auftraggeber wird diese Variante für die weiterführenden elektrischen und thermischen Untersuchungen übernommen.



**Abb. 9: Verteilung der induzierten Schirmspannungen längs des Kabelabschnittes bei optimierten CB-Muffenstandorten: 1+000 m und 1+930 m**

### 3.2 Nachbildung des Kabelsystems in ATP-EMTP

Der Umfang des modellierten elektrischen Netzes richtet sich nach den zu untersuchenden elektrischen Phänomenen. Für die stationäre Betrachtung genügt es, die Kabelanlage detailliert zu modellieren. Andere Netzkomponenten, wie Netzeinspeisungen, Erdungsanlagen sowie die Mantelspannungsbegrenzer (Sheath Voltage Limiter, SVL), werden nicht explizit im Modell berücksichtigt.

Die Kabelanlage wird unter Verwendung des im ATP-EMTP integrierten Hilfsprogramms CABLE PARAMETER (CP) modelliert [ATP]. Die Abmessungen des Kabels sowie die elektrischen Eigenschaften von Leiter, Schirm, VPE-Isolierung und PE-Außenmantel sind bereits in Tab. 1 aufgeführt.

Da die Trasse überwiegend gerade verläuft und nur geringfügige Richtungsänderungen aufweist, werden die Unterabschnitte jeweils durch eine physische Kabel-länge modelliert. Jeder Unterabschnitt wird dann mit den geometrischen Mittelwerten der Abstände modelliert. Der spezifische Erdwiderstand wird mit  $100 \Omega \cdot \text{m}$  angenommen [Oed2011].

Für die Berechnung der elektrischen Beanspruchungen im Regelbetrieb und im Fehlerfall werden die Zustandsgrößen des Netzes hinreichend genau durch "ruhende" Effektivwertzeiger beschrieben. Die Kabel werden daher als mehrpolige  $\pi$ -Glieder modelliert. Dynamische Übergangszustände werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

### ***3.3 Berechnung der elektrischen Beanspruchungen im Normalbetrieb***

Für sämtliche Unterabschnitte wurden Untersuchungen zur Stromverteilung zwischen den Teilsystemen der zwei Stromkreise sowie zur Höhe der induzierten Spannungen und Ströme in den Kabelschirmen durchgeführt.

Gemäß der Stromstärkeanforderung für Kabelanlagen ab dem Planungsstand von Mai 2021 sind die folgenden drei Lastfälle zu untersuchen:

- Dauerlast von 3.600 A pro Stromkreis,
- Vorlast von 3.200 A pro Stromkreis und
- Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis

#### **3.3.1 Berechnung der Stromaufteilungen**

Bei der Verwendung von Cross-Bonding ist es nicht möglich, den Schirmstrom innerhalb eines Hauptabschnitts vollständig zu unterdrücken. Dies resultiert aus der Abstimmungsproblematik, die durch unterschiedliche Längen der Unterabschnitte sowie durch die Unsymmetrie der Flachverlegung entsteht. Die Verteilung der Leiterströme sowie die induzierten Schirmströme für drei vorgegebene Lastfälle, 3200 A, 3600 A und 4000 A, sind in diesem Abschnitt dargestellt. Um die Auswirkungen der Optimierung der Muffenstandorte zu verdeutlichen, werden die Schirmströme sowohl mit als auch ohne Optimierung gezeigt. Es ist zu beachten, dass die Optimierung der Muffenstandorte nur einen geringfügigen Einfluss auf die Verteilung der Leiterströme hat.



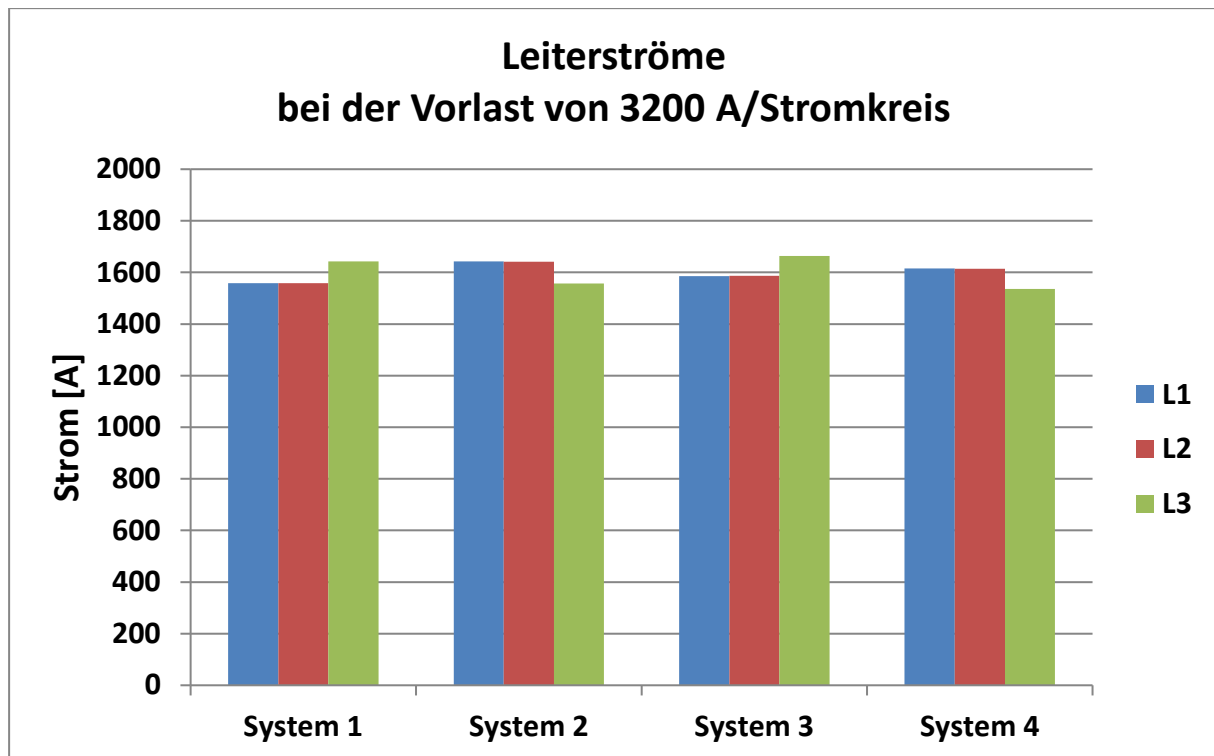


Abb. 10: Aufteilung der Leiterströme auf die Teilsysteme mit der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis

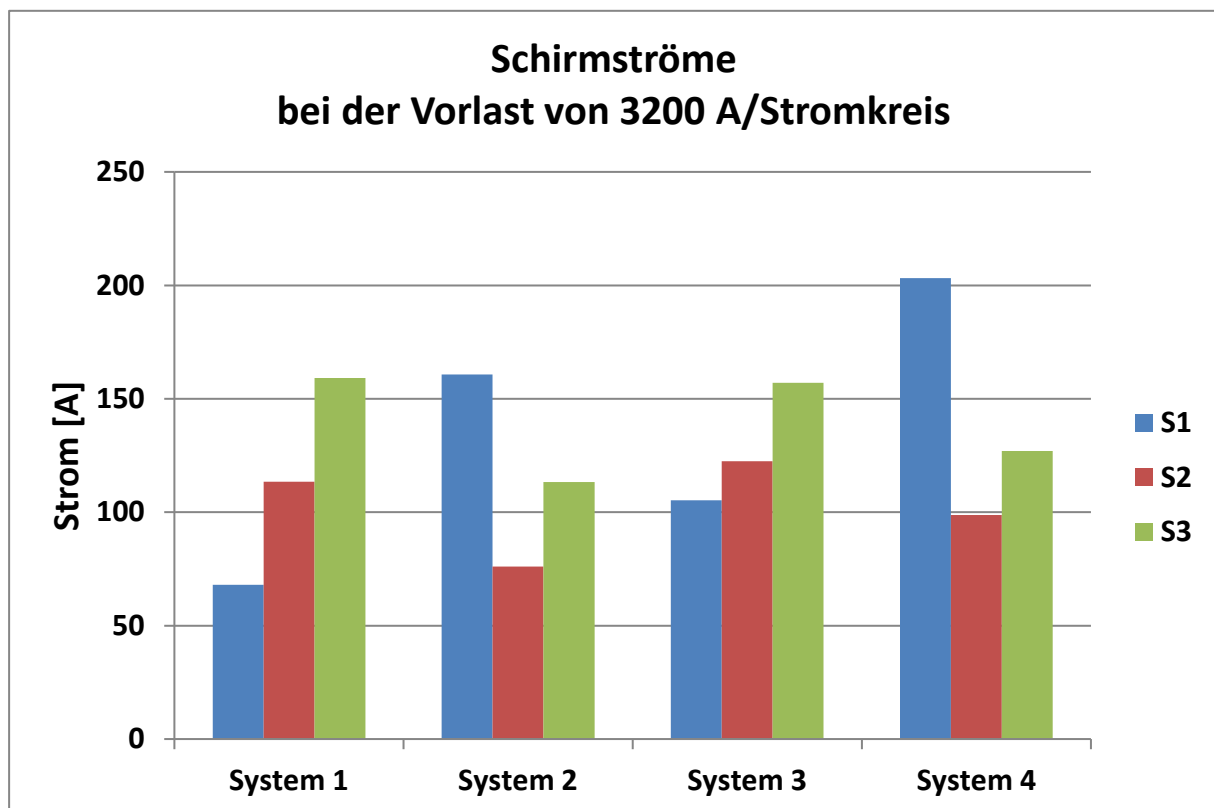


Abb. 11: Induzierte Schirmströme bei der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte

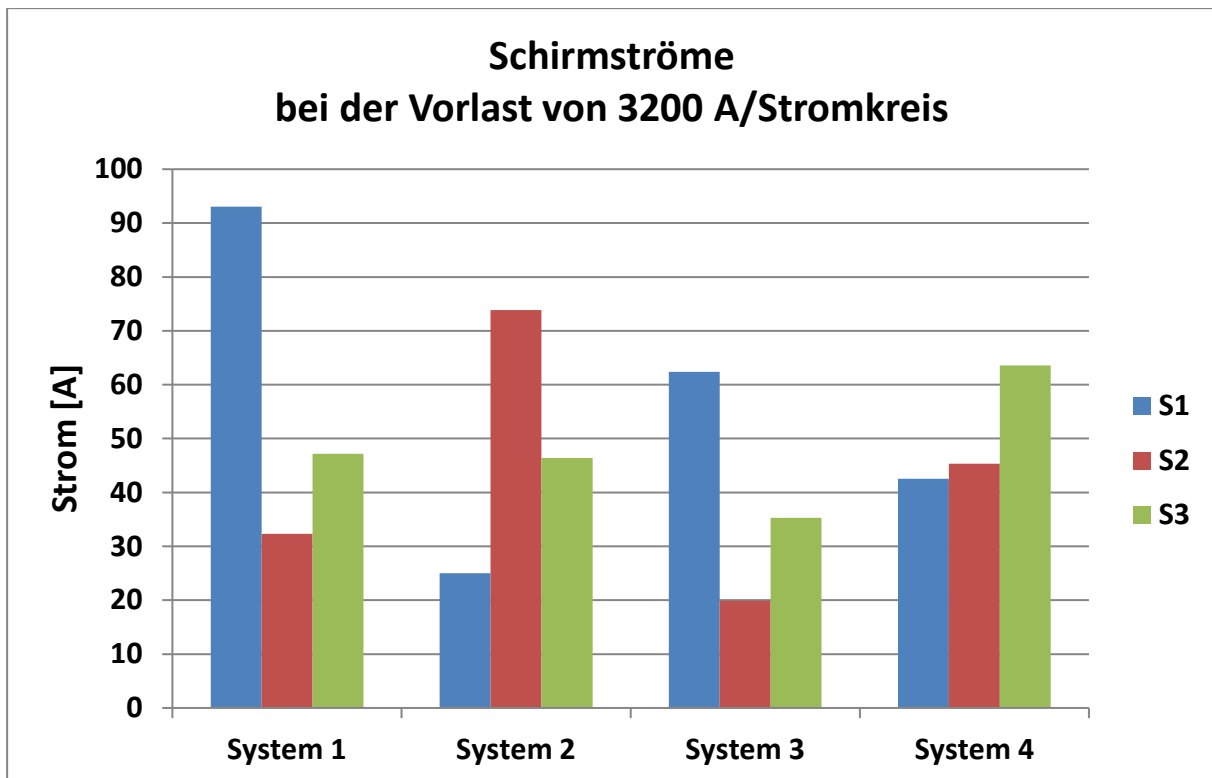


Abb. 12: Induzierte Schirmströme bei der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte

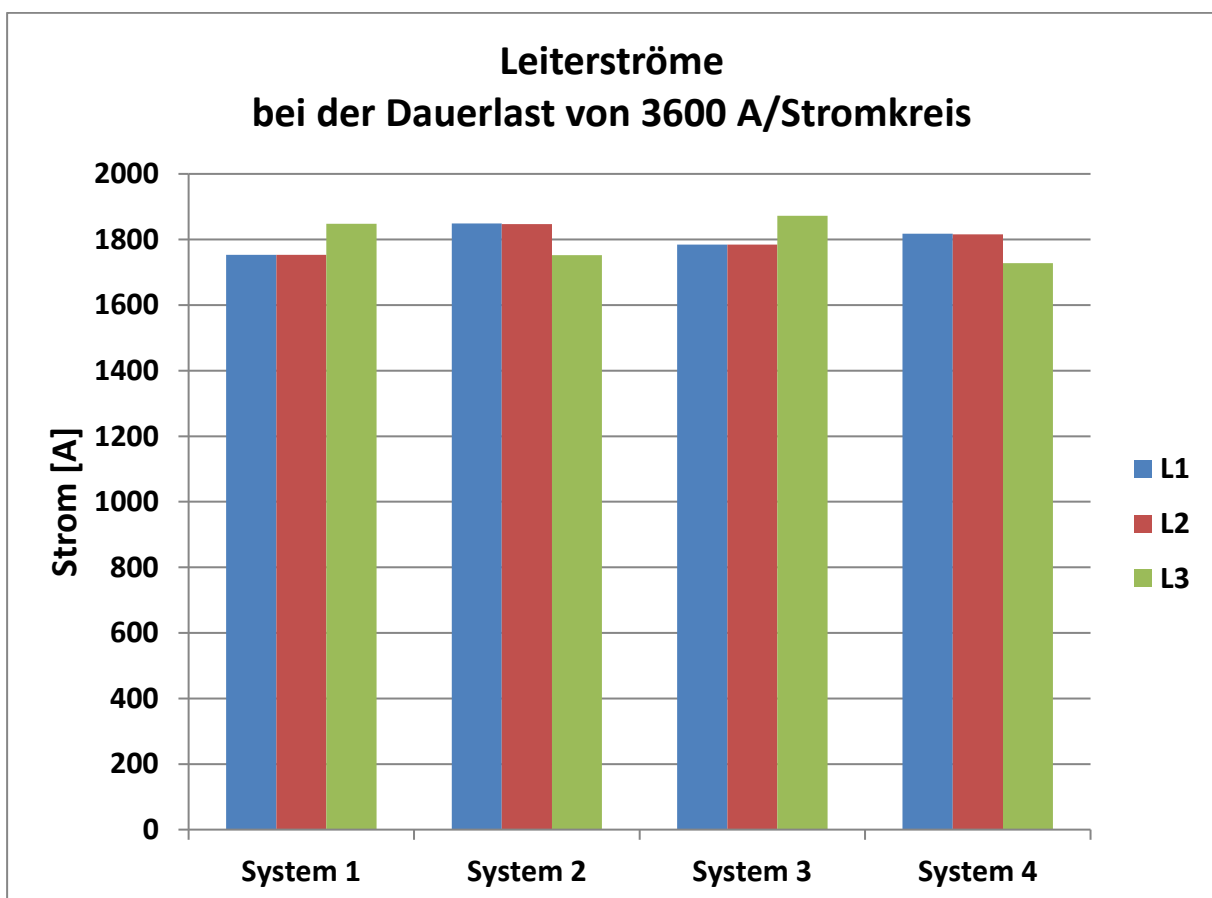


Abb. 13: Aufteilung der Leiterströme auf die Teilsysteme mit der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis

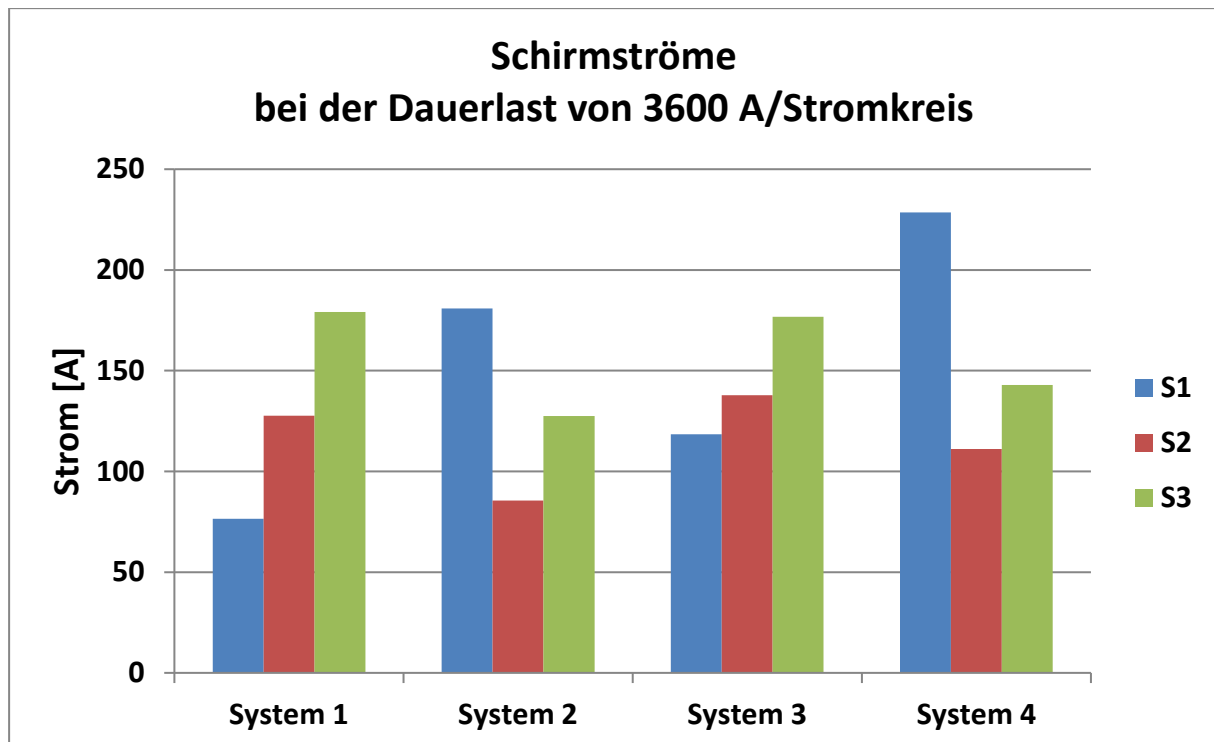


Abb. 14: Induzierte Schirmströme bei der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte

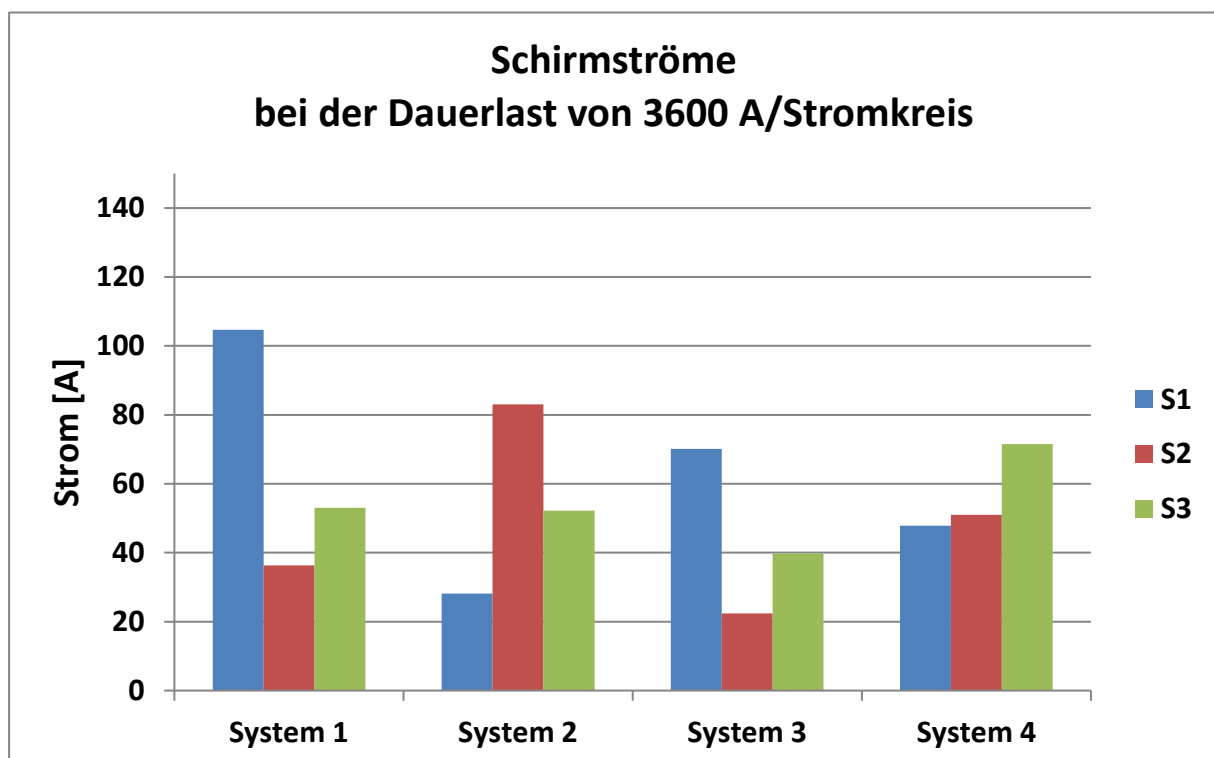


Abb. 15: Induzierte Schirmströme bei der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte

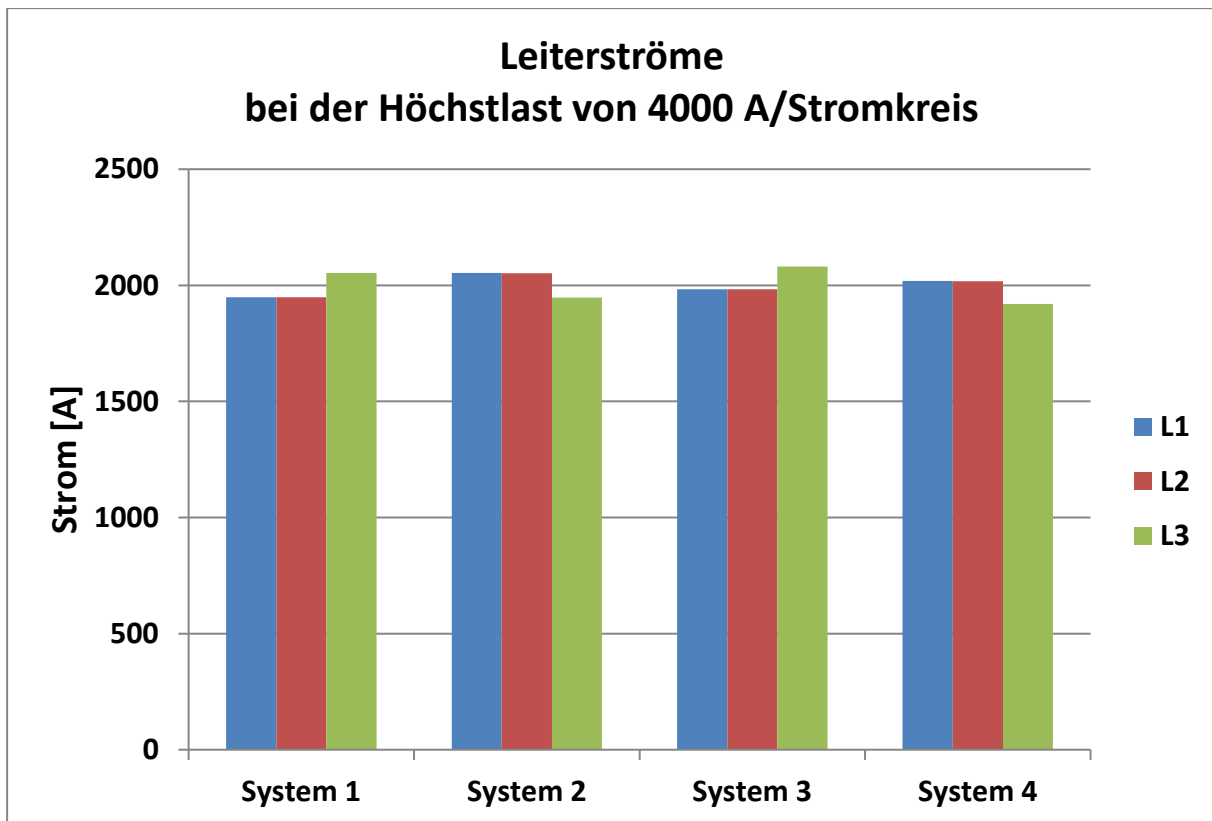


Abb. 16: Aufteilung der Leiterströme auf die Teilsysteme mit der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis

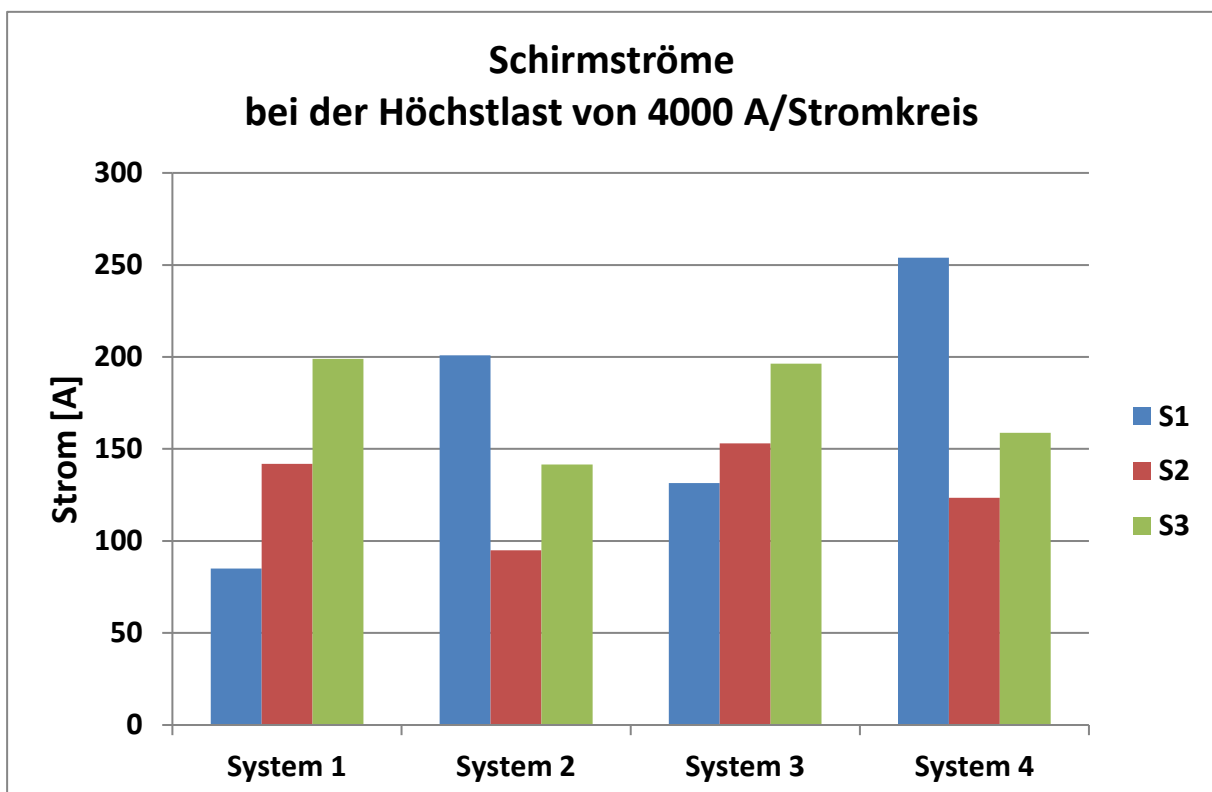
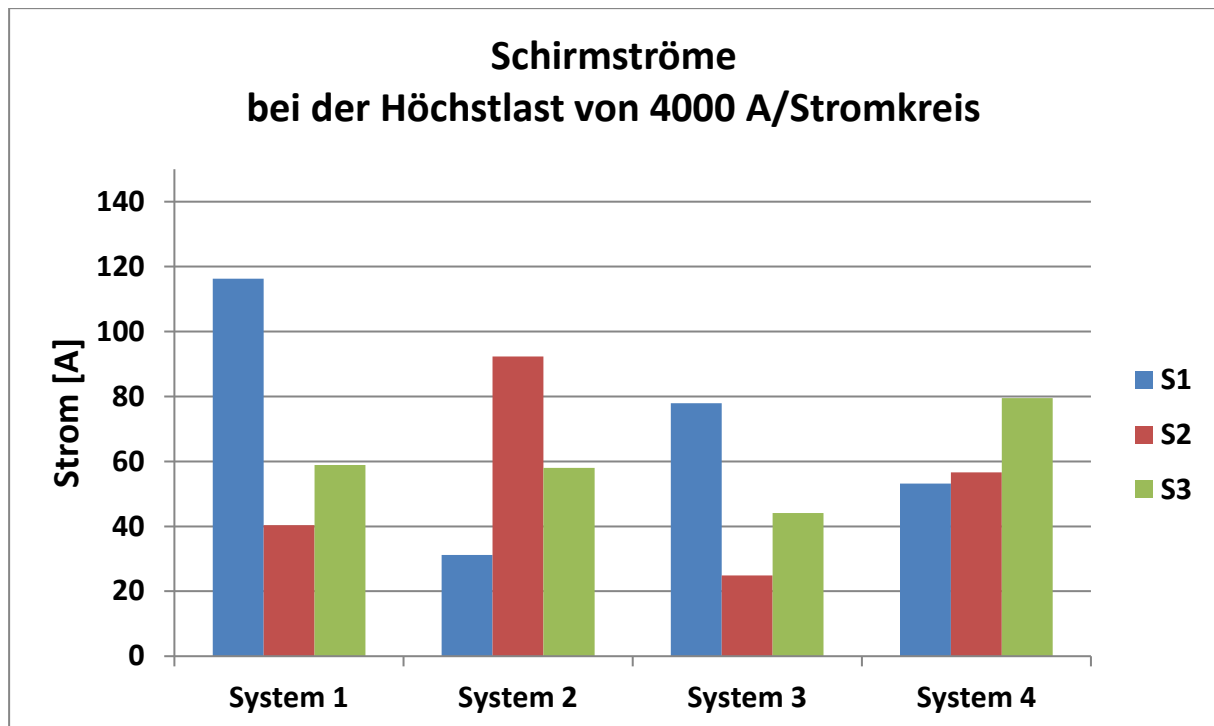


Abb. 17: Induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte



**Abb. 18: Induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte**

Für die Berechnung der Magnetfelder sind sowohl der Betrag als auch die Phasenlage der Schirmströme entscheidend. Die vollständigen Ergebnisse, bestehend aus Leiterströmen und Schirmströmen bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis, sind in Tab. 8 für den Fall ohne Optimierung und in Tab. 9 mit Optimierung der Muffenstandorte dargestellt. Für andere Betriebsströme können die Werte einfach proportional umgerechnet werden, zum Beispiel mit den Faktoren 3200/4000 oder 3600/4000.

		Unterabschnitt 1		Unterabschnitt 2		Unterabschnitt 3	
		Betrag [A]	Winkel [Deg]	Betrag [A]	Winkel [Deg]	Betrag [A]	Winkel [Deg]
System 1	L1	1947,94	1,79	1947,94	1,79	1947,94	1,79
	L2	1948,17	-120,96	1948,17	-120,96	1948,17	-120,96
	L3	2053,34	120,22	2053,34	120,22	2053,34	120,22
	S1	84,99	0,70	199,03	155,97	141,82	-129,36
	S2	141,82	-129,36	84,99	0,70	199,03	155,97
	S3	199,03	155,97	141,82	-129,36	84,99	0,70
System 2	L1	2053,91	-1,70	2053,91	-1,70	2053,91	-1,70
	L2	2052,36	-119,09	2052,36	-119,09	2052,36	-119,09
	L3	1946,69	119,77	1946,69	119,77	1946,69	119,77
	S1	200,94	12,32	141,59	129,20	95,01	-78,40
	S2	95,01	-78,40	200,94	12,32	141,59	129,20
	S3	141,59	129,20	95,01	-78,40	200,94	12,32
System 3	L1	1982,76	1,85	1982,76	1,85	1982,76	1,85
	L2	1983,11	-120,94	1983,11	-120,94	1983,11	-120,94
	L3	2080,39	120,18	2080,39	120,18	2080,39	120,18
	S1	131,52	-4,72	196,31	153,71	153,07	-120,39
	S2	153,07	-120,39	131,52	-4,72	196,31	153,71
	S3	196,31	153,71	153,07	-120,39	131,52	-4,72
System 4	L1	2019,29	-1,82	2019,29	-1,82	2019,29	-1,82
	L2	2017,42	-119,08	2017,42	-119,08	2017,42	-119,08
	L3	1919,63	119,81	1919,63	119,81	1919,63	119,81
	S1	253,89	1,53	158,76	117,62	123,53	-88,62
	S2	123,53	-88,62	253,89	1,53	158,76	117,62
	S3	158,76	117,62	123,53	-88,62	253,89	1,53

**Tab. 8: Leiterströme und induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis ohne Optimierung der Muffenstandorte**

		Unterabschnitt 1		Unterabschnitt 2		Unterabschnitt 3	
		Betrag [A]	Winkel [Deg]	Betrag [A]	Winkel [Deg]	Betrag [A]	Winkel [Deg]
System 1	L1	1.948,24	1,81	1.948,24	1,81	1.948,24	1,81
	L2	1.948,43	-120,96	1.948,43	-120,96	1.948,43	-120,96
	L3	2.054,02	120,22	2.054,02	120,22	2.054,02	120,22
	S1	116,29	-174,58	58,93	-133,29	40,40	140,32
	S2	40,40	140,32	116,29	-174,58	58,93	-133,29
	S3	58,93	-133,29	40,40	140,32	116,29	-174,58
System 2	L1	2.053,65	-1,72	2.053,65	-1,72	2.053,65	-1,72
	L2	2.052,10	-119,09	2.052,10	-119,09	2.052,10	-119,09
	L3	1.946,01	119,76	1.946,01	119,76	1.946,01	119,76
	S1	31,23	104,06	58,02	-17,70	92,30	30,38
	S2	92,30	30,38	31,23	104,06	58,02	-17,70
	S3	58,02	-17,70	92,30	30,38	31,23	104,06
System 3	L1	1.984,15	1,83	1.984,15	1,83	1.984,15	1,83
	L2	1.989,69	-120,71	1.989,69	-120,71	1.989,69	-120,71
	L3	2.092,50	120,12	2.092,50	120,12	2.092,50	120,12
	S1	77,97	-160,57	44,15	-126,79	24,87	164,71
	S2	24,87	164,71	77,97	-160,57	44,15	-126,79
	S3	44,15	-126,79	24,87	164,71	77,97	-160,57
System 4	L1	2.017,87	-1,80	2.017,87	-1,80	2.017,87	-1,80
	L2	2.010,62	-119,29	2.010,62	-119,29	2.010,62	-119,29
	L3	1.907,51	119,87	1.907,51	119,87	1.907,51	119,87
	S1	53,16	7,46	79,49	-4,39	56,67	23,57
	S2	56,67	23,57	53,16	7,46	79,49	-4,39
	S3	79,49	-4,39	56,67	23,57	53,16	7,46

**Tab. 9: Leiterströme und induzierte Schirmströme bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis mit Optimierung der Muffenstandorte**

### 3.3.2 Berechnung der Induktionsspannungen

Die durch drei Lastfälle, 3200 A, 3600 A und 4000 A, induzierten Schirmspannungen gegen Bezugserde an den nicht geerdeten Schirmtrennstellen sind in den Abbildungen Abb. 19 bis Abb. 28 dargestellt:

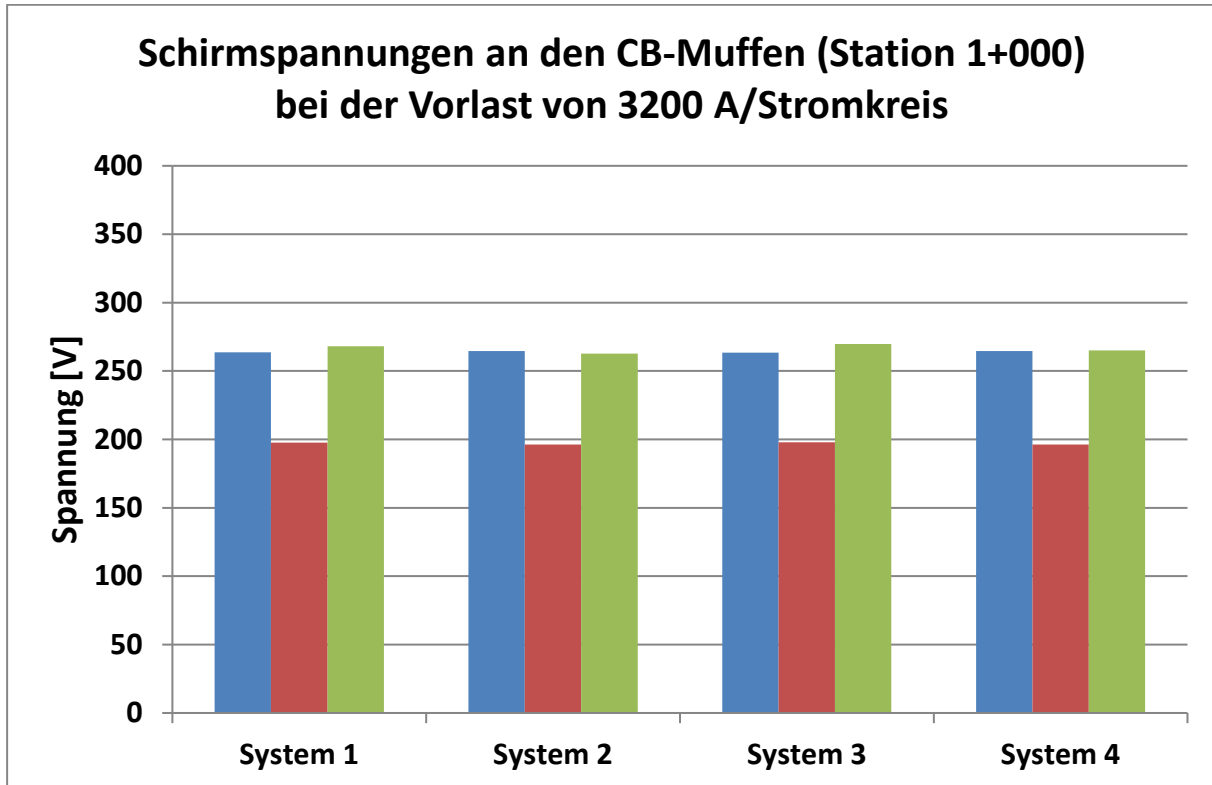


Abb. 19: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis



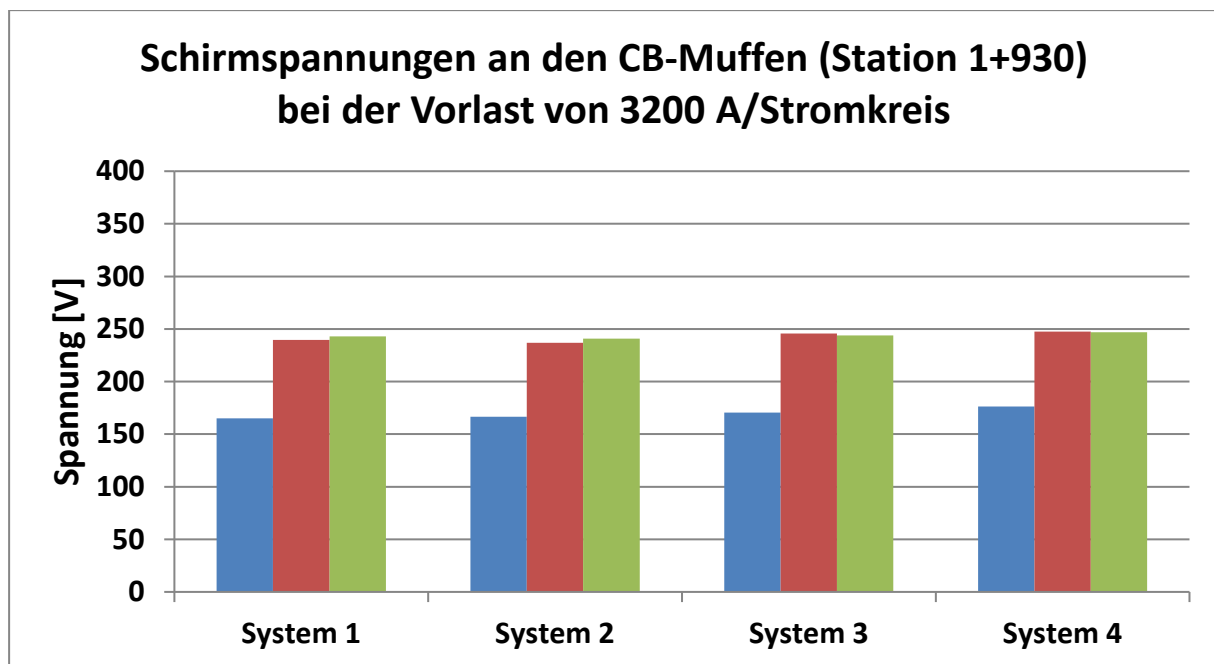


Abb. 20: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei der Vorlast von 3200 A pro Stromkreis

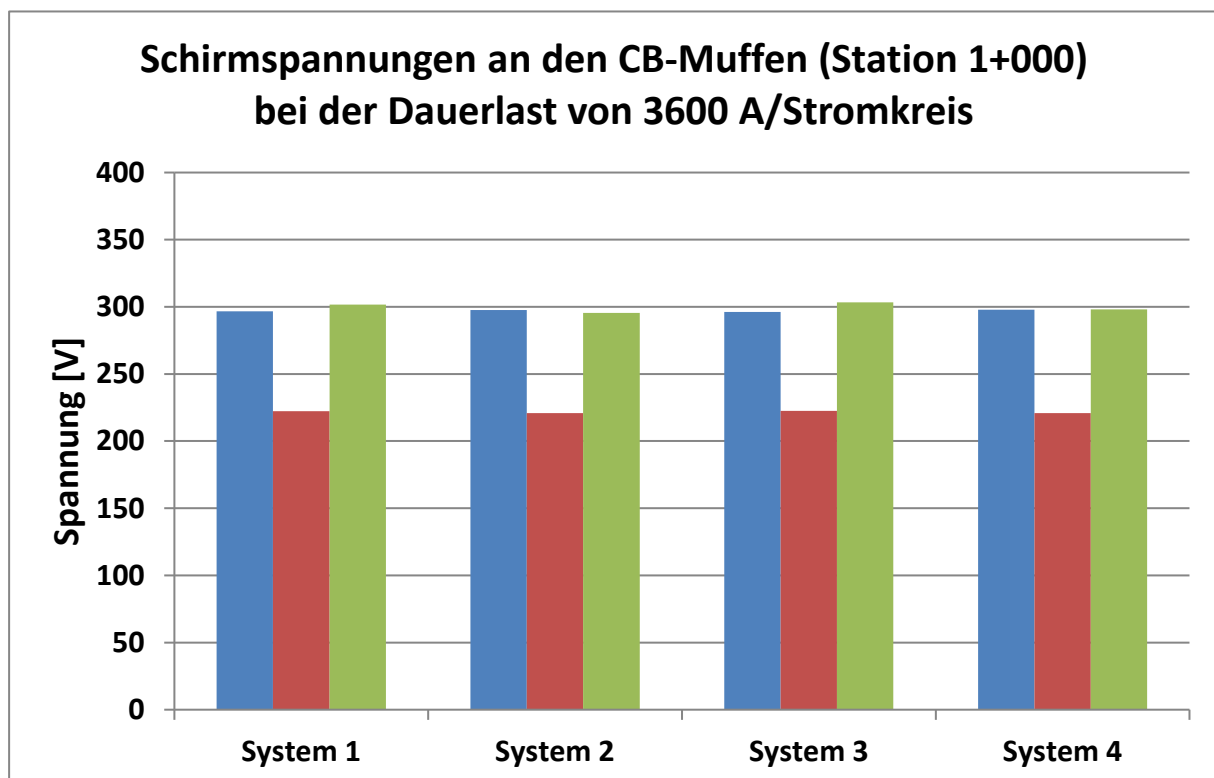


Abb. 21: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis

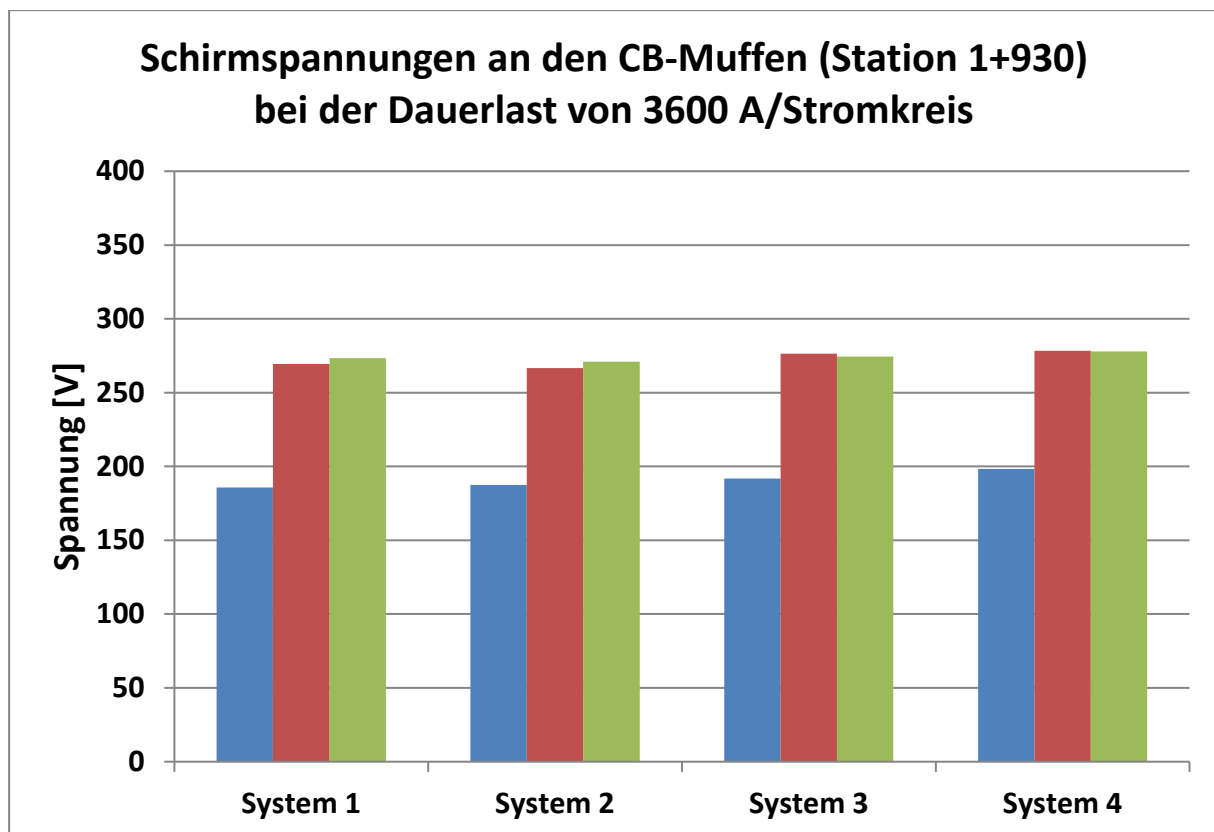


Abb. 22: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei der Dauerlast von 3600 A pro Stromkreis

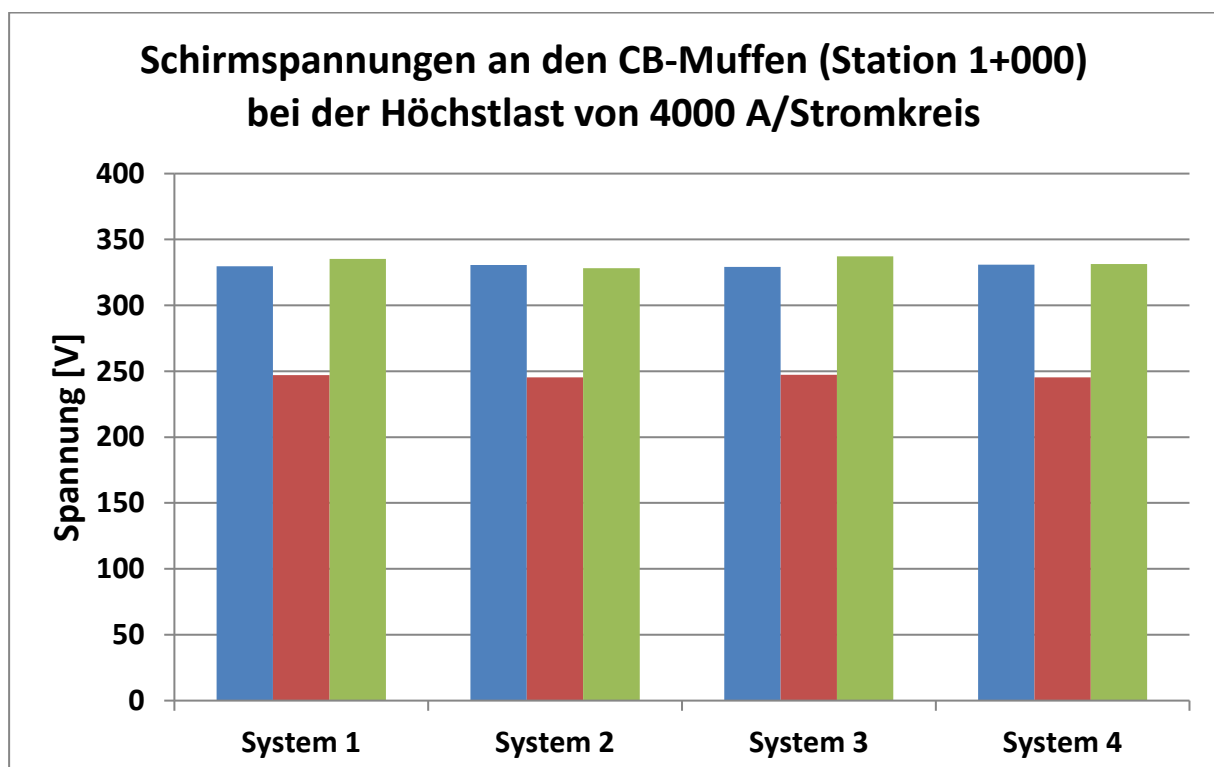
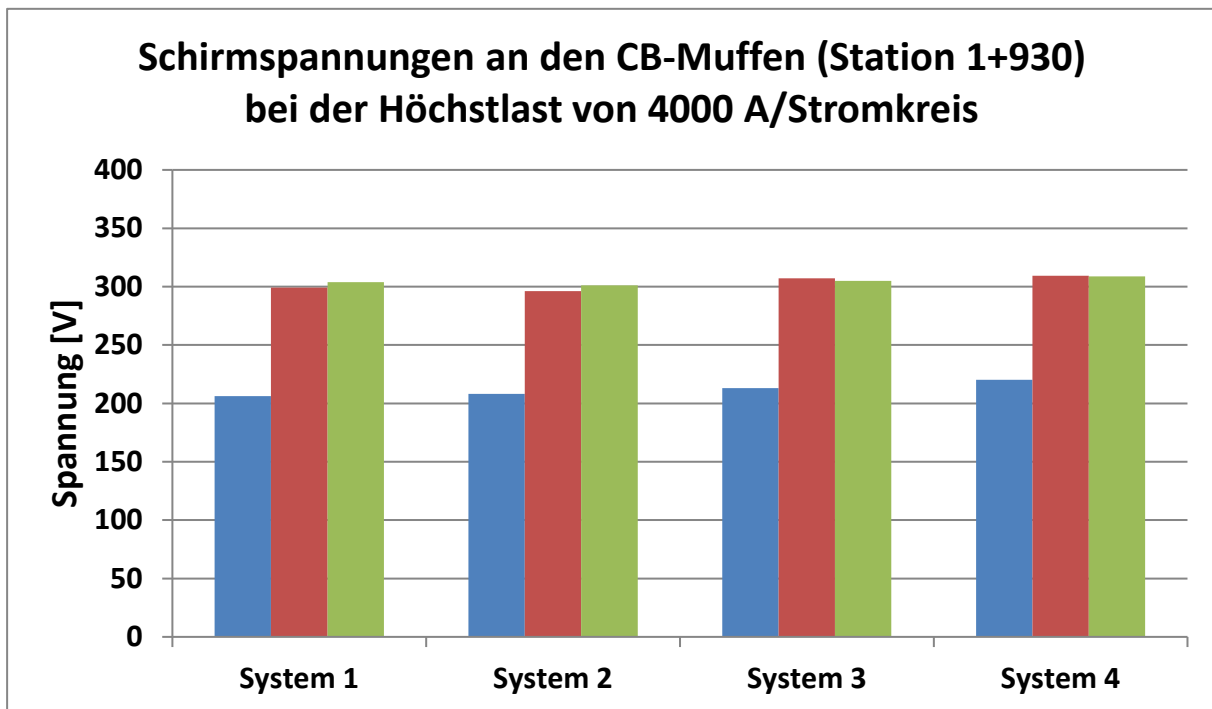


Abb. 23: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis



**Abb. 24: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei der Höchstlast von 4000 A pro Stromkreis**

Die Ergebnisse in Abb. 19 bis Abb. 24 zeigen, dass die maximalen induzierten Schirmspannungen für alle betrachteten Lastfälle an den CB-Muffenstandorten den Grenzwert für den Berührungsschutz (50 V - 80 V) überschreiten. Dennoch liegen sie immer noch unterhalb der maximal zulässigen Grenze von 1000 V.

Hierzu ist anzumerken, dass die maximal zulässige Spannung in Höhe von 1 kV als Grenzwert für Fachpersonal mit Schutzausrüstung von der TenneT vorgegeben wird. Aufgrund der Höhe der ermittelten Schirmspannungen sollte besondere Aufmerksamkeit auf den Berührungsschutz im Bereich der CB-Muffenstellen, Endverschlüsse und ihrer Zuleitungen gelegt werden.

### ***3.4 Berechnung der elektrischen Beanspruchungen bei Netzfehlern***

Sollten Netzfehler auftreten, können zeitweilige Überspannungen und Überströme entstehen, die eine entscheidende Rolle bei der Auslegung der Kurzzeitfestigkeit der Kabelaufbauelemente sowie der Dimensionierung der Bemessungsspannung der Mantelspannungsbegrenzer (SVL) spielen. Die Art der Schirmbehandlung und die Gestaltung des Netzes beeinflussen, ob der dreipolige oder einpolige Kurzschluss die stärksten Belastungen verursacht. Aus diesem Grund werden beide Fehlerarten eingehend untersucht.

Die maximalen Fehlerströme, die im ungünstigsten Fall über die gesamte Länge des Kabels fließen können, wurden durch eine Kurzschlussrechnung von TenneT ermittelt. Dabei werden der maximale dreipolige und einpolige Kurzschlussstrom angegeben:

- Dreipoliger Fehler: 63 kA
- Einpoliger Fehler: 18 kA

Diese Fehlerströme sind für einen Stromkreis, der aus zwei Kabelsystemen besteht, gültig.

Ein 400-kV-Kabel weist üblicherweise die folgenden Kurzschlussbelastbarkeiten auf:

- Leiter: mehr als 63 kA für 1 Sekunde
- Schirm: mehr als 30 kA für 1 Sekunde

Die thermische Belastung der Kabelaufbauelemente durch Kurzschlüsse ist daher normalerweise nicht kritisch. Der Fokus liegt daher im Weiteren auf den Spannungsbeanspruchungen.

### 3.4.1 Schirmspannungen bei einem dreipoligen Kurzschluss

In der Analyse der Schirmspannungen im dreipoligen Kurzschlussfall wird angenommen, dass der Kurzschluss im Stromkreis 1 auftritt, während der andere intakte Stromkreis mit einer Dauerlast von 3600 A weiterhin in Betrieb ist. Die maximalen Schirmspannungen gegen Erde, die infolge dieser Bedingungen an den nicht geerdeten Schirmtrennstellen entstehen, sind in Abb. 25 und Abb. 26 veranschaulicht.

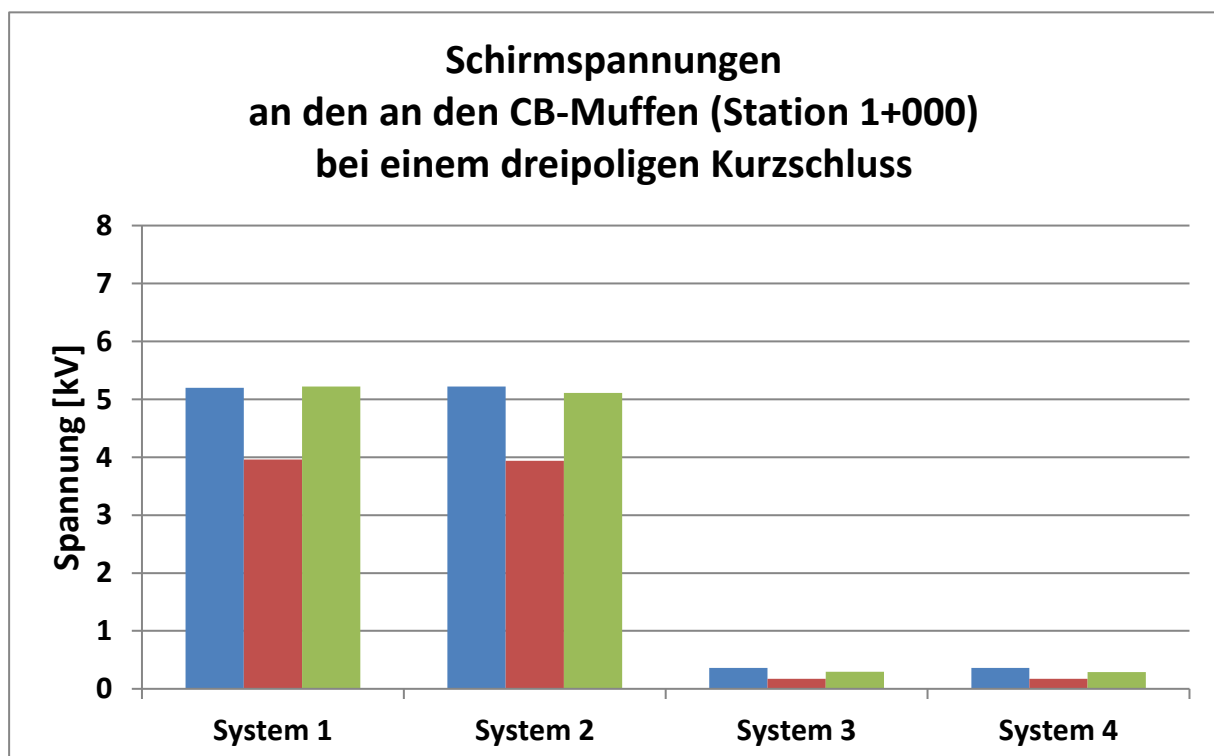


Abb. 25: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei einem dreipoligen Kurzschluss.

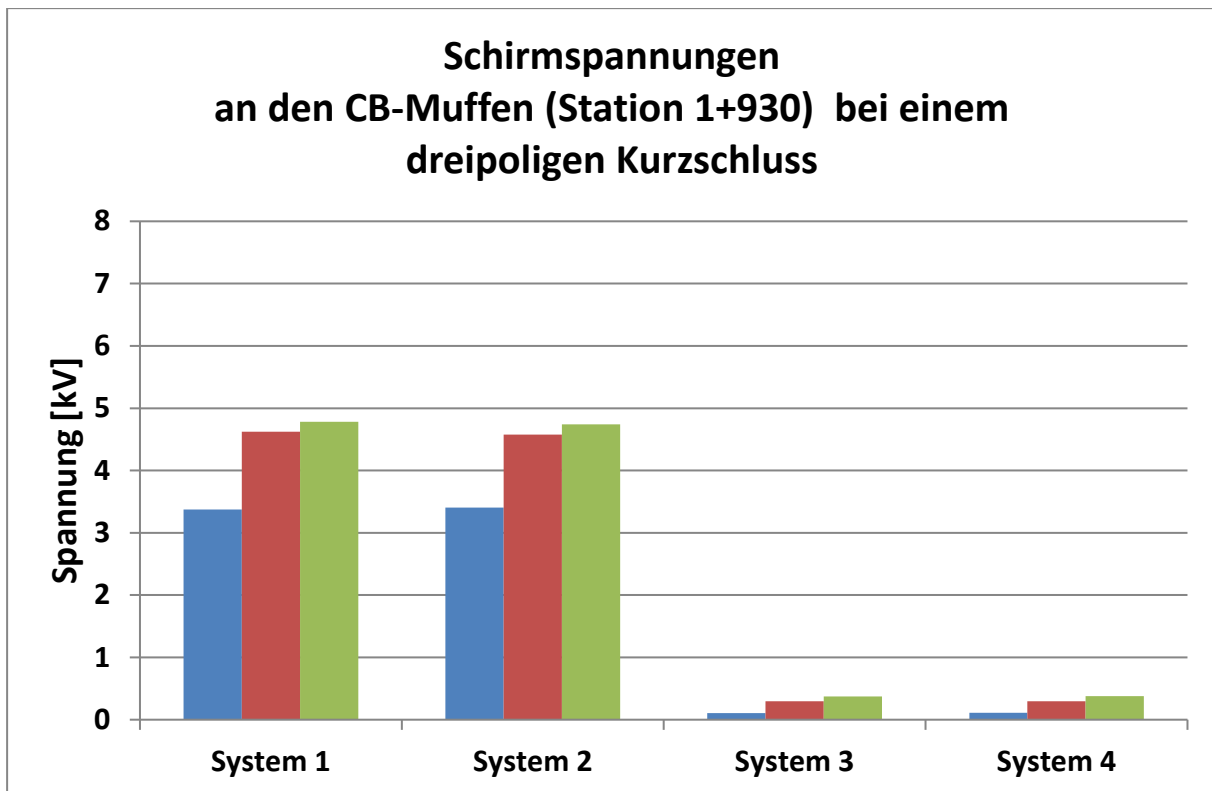


Abb. 26: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei einem dreipoligen Kurzschluss

### 3.4.2 Schirmspannungen bei einem einpoligen Erdkurzschluss

In der Analyse der Schirmspannungen im einpoligen Erdkurzschluss wird angenommen, dass der Kurzschluss im Stromkreis 1 auftritt; der andere intakte Stromkreis mit einer Last von 3600 A ist weiterhin in Betrieb. Die maximalen Schirmspannungen gegen Erde, die infolge dieser Bedingungen an den nicht geerdeten Schirmtrennstellen entstehen, sind in Abb. 27 und Abb. 28 veranschaulicht.

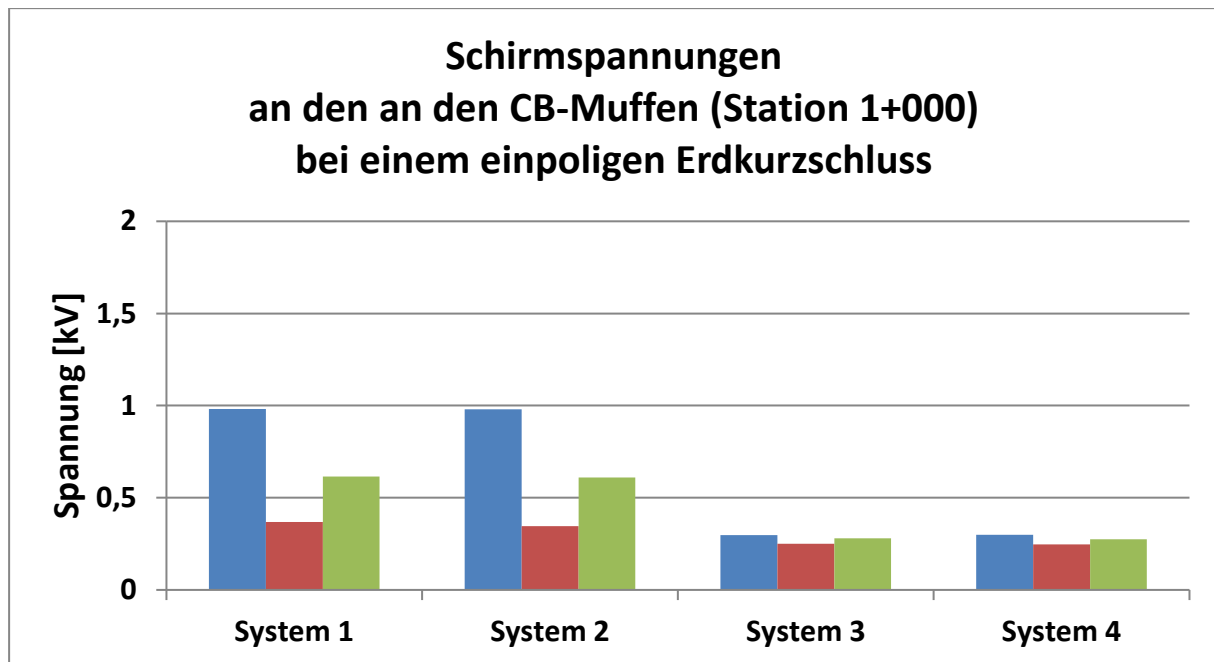


Abb. 27: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+000) bei einem einpoligen Erdkurzschluss

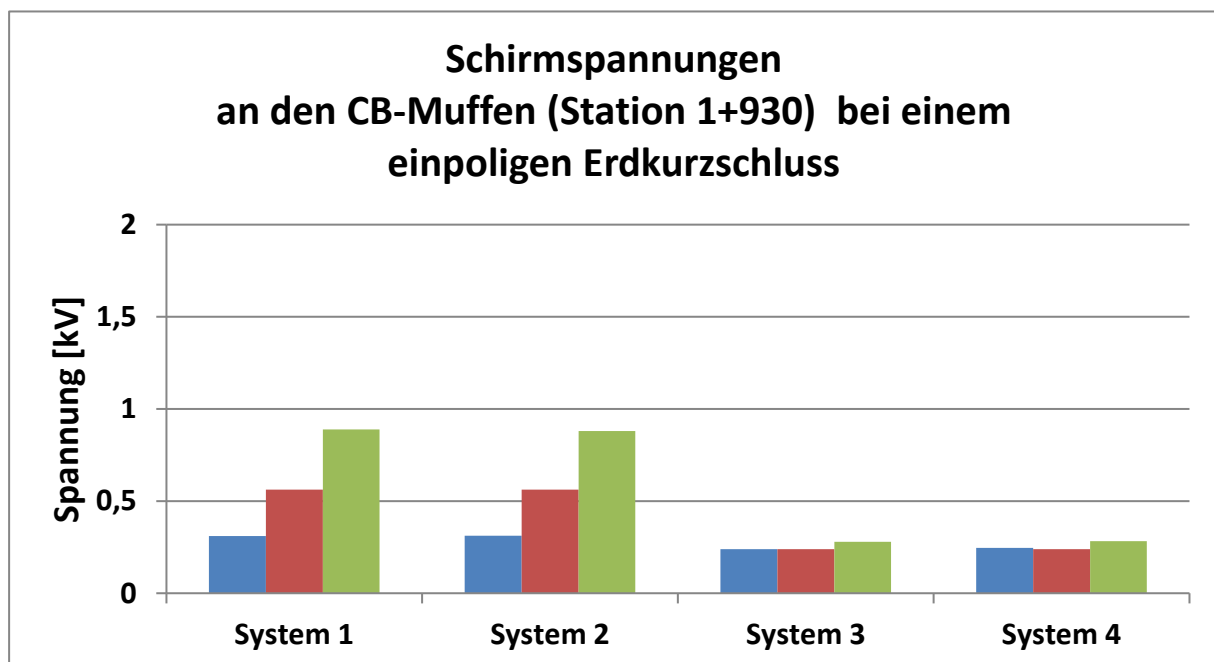


Abb. 28: Induzierte Schirmspannungen gegen Bezugserde an den CB-Muffen (Station 1+930) bei einem einpoligen Erdkurzschluss

Die Ergebnisse der Netzfehlersimulationen zeigen, dass die Schirmspannungen für alle Unterabschnitte sowohl bei dreipoligen als auch bei einpoligen Kurzschlüssen unter 6 kV liegen. Somit stellen sie keine kritischen Beanspruchungen der Kabelaußenisolierung sowie der Muf-

fentrennstellen-Isolierung dar. Die verwendeten Mantelspannungsbegrenzer mit einer Bemessungsspannung von 12 kV sind daher ausreichend dimensioniert.

Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass ein dreipoliger Kurzschluss eine höhere Schirmspannung als ein einpoliger Kurzschluss erzeugt. Dies liegt daran, dass der Großteil des Erdschlussstroms durch die betroffenen Kabelschirme zurückfließt und einen Teil des durch den Leiterstrom verursachten Magnetfelds kompensiert.

Der einpolige Erdkurzschlussstrom wird entsprechend dem Verhältnis der Nullimpedanz auf alle Kabelschirme aufgeteilt, was zu einer weiteren Abschwächung der thermischen Kurzschlussbelastungen an jedem einzelnen Kabel führt. Infolgedessen sind keine kritischen kurzschlussthermischen Belastungen der Kabelschirme zu erwarten.

## 4 Berechnung der magnetischen Eigenschaften

Zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch magnetische Felder hat der Gesetzgeber Anforderungen in der sechszwanzigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) festgesetzt [BIM2013].

In der Neufassung der 26. BImSchV von 2013 [BIM2013] wird für ortsfeste Anlagen mit einer Spannung von mehr als 2000 V ein Grenzwert der magnetischen Flussdichte (auch magnetische Induktion genannt) von 100  $\mu\text{T}$  festgelegt (siehe §3a in Verbindung mit Anhang 1 der 26. BImSchV).

Dieser Grenzwert muss nur im Einwirkungsbereich der Kabelanlage an Orten, die zum dauerhaften oder nicht nur zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind (sog. maßgebliche Immissionsorte) eingehalten werden.

Für das hier vorliegende Netzanschlussystem ist festzuhalten, dass keine Immissionsorte des dauerhaften oder vorübergehenden Aufenthalts von Menschen im Einwirkungsbereich vorhanden sind. Jedoch wird im Sinne eines Vorsorgewerts angestrebt, den Grenzwert von 100  $\mu\text{T}$  in 0,2 m oberhalb der GOK einzuhalten.

Der Regelgraben [Swe2023a] ist so ausgestaltet, dass es beim Einhalten bestimmter Rahmenbedingungen, z.B. einer Minderlegetiefe von 1,5 m, statt 1,6 m, zu magnetischen Emissionen kommt, die in einer Höhe von 0,2 m oberhalb der GOK unterhalb von 100  $\mu\text{T}$  liegen.

Bei der geplanten Kabelanlage gibt es zwei Besonderheiten zu beachten.

- Erstens: An einem Freileitungsseil sind zwei Kabeladern angeschlossen, welche somit als parallelgeschaltet gelten. Aufgrund der auf Abstand und flach verlegten Kabeladern spannen diese unterschiedlich große Flächen auf und weisen somit unterschiedliche Induktivitätsbeläge auf. Daraus resultieren unterschiedlich große Ströme auf den Kabeladern. Die Stromverteilung wurde im Abschnitt 3 berechnet.
- Zweitens: Die von den stromdurchflossenen Leitern ausgehenden Magnetfelder induzieren Spannungen in die Kabelschirme. Sind die Kabelschirme beidseitig geerdet, bilden die Schirme geschlossene Leiterschleifen und die induzierten Spannungen treiben einen Schirmstrom. Durch Auskreuzen der Kabelschirme werden die Schirmströme reduziert. Die Optimierung der Muffenpositionen wurde in Abschnitt 3 durchgeführt. Soll nicht jede Muffe an einem anderen Standort gelegt werden, verbleiben aufgrund der unterschiedlichen Induktivitätsbeläge unvermeidbare Restströme auf den Schirmen.

Daraus ergeben sich zwei Konsequenzen: Da ein System immer das energetische Minimum einnimmt, ergibt sich durch die ungleichmäßige Leiterstromverteilung ein geringeres Magnetfeld im Vergleich zu zwei nicht parallelgeschalteten Kabeladern, die jeweils 2000 A führen würden.

Die Schirmströme werden durch das Magnetfeld der Leiterströme verursacht. Die hierzu benötigte Energie wird dem treibenden Magnetfeld entzogen (vergleiche Lenz'sche Regel: das Mag-



netfeld der induzierten Ströme ist dem induzierenden Magnetfeld entgegengerichtet). Schirmströme bewirken also eine Schwächung des Magnetfeldes. Vernachlässigt man diese, werden die magnetischen Emissionen zu groß berechnet.

In dieser Studie wurden die Magnetfelder mit Hilfe des Linienleiterverfahrens und des Biot-Savart-Gesetzes analytisch berechnet und mit Hilfe der FEM-Software verifiziert.

#### 4.1 Analytische Berechnung der magnetischen Flussdichte

Im einfachsten Fall (Magnetfeld eines einzelnen stromdurchflossenen Leiters) berechnet sich die magnetische Flussdichte nach dem Biot-Savart-Gesetz und der Materialgleichung zu:

$$\vec{H} = \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r} \cdot \vec{e}_\alpha; \vec{B} = \mu_0 \cdot \mu_r \cdot \vec{H} \Rightarrow \vec{B} = \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r} \cdot \vec{e}_\alpha \quad (4.1)$$

mit der magnetischen Flussdichte  $B$ ,  $\mu_0$  der Permeabilität des Vakuums, der Stromstärke  $I$ , der Kreiszahl  $\pi$ , dem Abstand  $r$  zum Leiter.  $\mu_r$  gibt die relative Permeabilität des jeweiligen Materials an, in dem sich das magnetische Feld ausbreitet. Für nichtmagnetische Materialien, wie Luft, Erdreich, Meeresboden, Wasser etc. ist  $\mu_r = 1$  anzunehmen.

Bei dieser Art der Berechnung werden die elektrischen Leiter als Linienleiter (unendlich dünn) angenommen. Die Schirmströme werden durch eine komplexe Addition zu den Leiterströmen berücksichtigt.

Das Magnetfeld ist ein vektorielles Wirbelfeld (hat also einen Betrag und eine Richtung), dessen Feldlinien sich kreisförmig um den Leiter schließen. Die Richtung wird durch den Azimutwinkel-Einheitsvektor  $\vec{e}_\alpha$  ausgedrückt.

Im Fall von Wechselströmen sind der Strom  $\underline{I}$  und die magnetische Flussdichte  $\underline{B}$  als komplexe Größen, mit einem Betrag und einer Phasenlage, anzunehmen (erkennbar an dem Unterstrich).

Wie man anhand von Gleichung 4.1 leicht erkennt, hängt das Magnetfeld weder vom Leiterquerschnitt noch von Wasser- oder Leitertemperaturen, Bodenwärmeleitfähigkeiten, etc. ab, weshalb hier eine einfachere Modellierung der Umgebung als im thermischen Teil vorgenommen werden kann. Die magnetische Flussdichte  $\underline{B}$  verhält sich proportional zur Stromstärke  $\underline{I}$ . Die magnetische Flussdichte hängt antiproportional vom Abstand  $r$  zur Kabelanlage als Feldquelle ab.

Bei mehreren Adern, wie hier vorliegend, müssen die Einzelfelder zu einem Gesamtfeld überlagert werden. Das zylindrische Koordinatensystem ist nur für rotationsymmetrische Anordnungen, also bei einem einzelnen Leiter, zweckdienlich, weshalb die Koordinaten bei mehreren Leitern in kartesische Koordinaten umgerechnet werden müssen, um anschließend die x- und y-Komponenten zu überlagern. Es ergibt sich für das Magnetfeld am Aufpunkt  $(x_p, y_p)$ :

$$\underline{\vec{B}}(x_p, y_p) = \sum_{i=1}^n \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot \underline{I}_i}{2 \cdot \pi \cdot r_i} \cdot \begin{pmatrix} -\sin \alpha_i \\ \cos \alpha_i \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

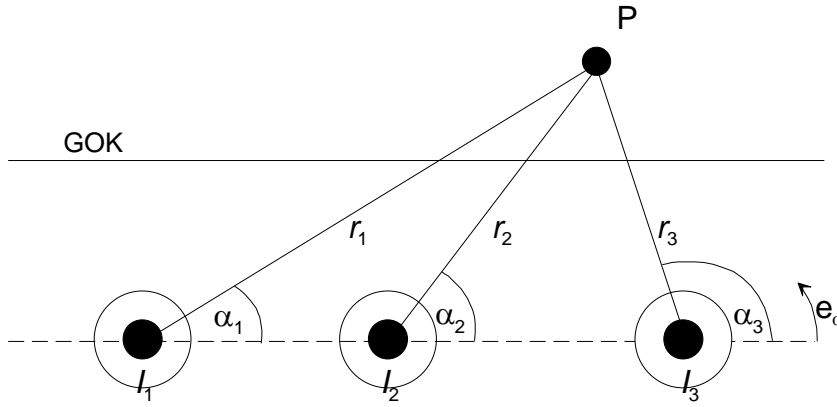


Abb. 29: Skizze zur Veranschaulichung von Gleichung 4.2

Da die Ströme unterschiedliche Phasenlagen haben, werden Sie als komplexe Effektivwertzeiger mit Betrag und Phase (bzw. mit Real und Imaginärteil) definiert. Dementsprechend ergibt sich ein Vektor aus komplexen Effektivwertzeigern für die Magnetische Flussdichte

$$\vec{B}(x_P, y_P) = \begin{pmatrix} \underline{B}_x \\ \underline{B}_y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} B_x \cdot e^{j\varphi_x} \\ B_y \cdot e^{j\varphi_y} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} B_{x,Re} + jB_{x,Im} \\ B_{y,Re} + jB_{y,Im} \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Um daraus den interessierenden Betrag der Flussdichte am Aufpunkt zu erhalten, muss die euklidische Norm gebildet werden, indem mit dem konjugiert komplexen Vektor multipliziert wird:

$$\left| \vec{B}(x_P, y_P) \right|^2 = \begin{pmatrix} B_{x,Re} + jB_{x,Im} \\ B_{y,Re} + jB_{y,Im} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} B_{x,Re} - jB_{x,Im} \\ B_{y,Re} - jB_{y,Im} \end{pmatrix} = B_{x,Re}^2 + B_{x,Im}^2 + B_{y,Re}^2 + B_{y,Im}^2 \quad (4.4)$$

Um vom Betragsquadrat zum Betrag der Flussdichte zu gelangen, muss im letzten Schritt die Wurzel gezogen werden. Es ergibt sich:

$$B = \sqrt{B_{x,Re}^2 + B_{x,Im}^2 + B_{y,Re}^2 + B_{y,Im}^2} \quad (4.5)$$

Mit Hilfe der obigen Gleichungen und der Geometriedaten der Kabelanlage, wie Legetiefe und Abstände, lässt sich die magnetische Flussdichte im Außenraum einfach berechnen.

## 4.2 Berechnungsergebnisse

Im Rahmen dieser Studie wurden alle Stationen [Swe2024] bezüglich der Phasenabstände solange iterativ optimiert, dass alle aufgeführten Stationen eine maximale magnetische Flussdichte von weniger als 100 µT in einer Höhe von 0,2 m oberhalb der GOK aufweisen.

Das oben beschriebene Berechnungsprogramm wurde so erweitert, dass es die Ortsangaben Station für Station aus der Trassierungstabelle [Swe2024] einliest und die Verteilung der magnetischen Flussdichte für jeden Querschnitt berechnet. Um nicht hunderte von Diagrammen sichten zu müssen, wird für jede Station die maximal erreichte Flussdichte ausgegeben.

In der Tab. 10 werden für den Zwischenverkabelungsabschnitt B-Nord die maximal erreichten Flussdichten für die beiden Höhen 0,2 m und 1,0 m oberhalb der GOK angegeben. Zusätzlich wurden die maximal erreichten Flussdichten in einer Höhe von 0,2 m oberhalb der GOK berechnet, wenn alle Kabel 10 cm weniger Legetiefe aufweisen.

Es wurde die Stromaufteilung bei den optimierten Muffenstandorten, Station 1+000 und 1+930, (siehe Abschnitt 3.1) verwendet:

	Laufende Nr. im	STATION	B_Max/ $\mu$ T	B_Max/ $\mu$ T	B_Max/ $\mu$ T
	CB-Ab- schnitt		0,1 m über GOK	0,2 m über GOK	1,0 m über GOK
KÜA KA-MUHS		0	--	--	--
Betriebsgelände		10	--	--	--
Betriebsgelände	1	20	155,09	144.9959	89,08
Betriebsgelände	2	30	105,69	96.0928	50,76
	3	40	96,80	88.1138	47,12
	4	50	96,68	87.7788	46,96
	5	60	97,23	88.4574	46,52
	6	70	91,44	82.2131	38,93
	7	80	81,55	73.2662	37,01
	8	90	79,87	72.9074	40,83
	9	100	82,23	74.8898	41,56
	10	110	82,89	75.1914	40,99
	11	120	81,06	74.0975	42,00
	12	130	82,51	75.1025	41,57
	13	140	85,98	78.0452	42,58
	14	150	82,99	75.4437	41,59
	15	160	84,02	76.1964	41,52
	16	170	85,42	77.7504	42,92
	17	180	83,01	75.4762	41,49
	18	190	77,97	71.2348	40,19
	19	200	85,52	77.6837	42,76
	20	210	82,83	75.2223	41,63
	21	220	85,18	77.3011	42,15
	22	230	80,61	73.4441	40,88
	23	240	79,69	72.4524	40,60
	24	250	85,25	77.3420	42,07
	25	260	80,66	73.3883	40,66
	26	270	81,72	74.6537	42,14
	27	280	80,60	73.3058	40,73
	28	290	82,31	75.1525	42,22

	29	300	78,47	71.6595	40,42
	30	310	81,56	74.2686	41,21
	31	320	79,40	72.2525	40,17
	32	330	75,00	68.7563	39,51
	33	340	82,27	74.4823	40,96
	34	350	77,36	70.8013	40,23
	35	360	79,31	72.0765	40,06
	36	370	78,05	71.0618	39,57
	37	380	78,41	71.3123	39,51
	38	390	83,04	75.5994	41,90
	39	400	80,98	73.8331	41,22
	40	410	79,07	72.1388	40,44
	41	420	84,87	77.2776	42,75
	42	430	73,86	67.5019	38,19
	43	440	81,77	74.2602	40,41
	44	450	80,17	73.2348	41,25
	45	460	74,54	68.3134	39,21
	46	470	75,56	68.7950	38,67
	47	480	74,71	68.4437	39,14
	48	490	86,48	78.5393	42,95
	49	500	79,57	72.5748	40,82
	50	510	85,25	77.3279	42,24
	51	520	89,98	81.5097	43,88
	52	530	75,90	70.2184	42,19
	53	540	93,51	89.4005	64,02
	54	550	97,17	93.1821	68,16
	55	560	98,63	95.1119	72,36
	56	570	96,27	92.9813	71,65
	57	580	99,18	96.2145	76,90
	58	590	100,16	97.2749	78,39
	59	600	101,49	98.5664	79,45
	60	610	97,97	95.2134	77,37
	61	620	57,31	56.1335	48,09
	62	630	74,22	72.5492	61,12
	63	640	79,61	77.7232	64,99
	64	650	94,99	92.4183	75,65
	65	660	99,36	96.5360	78,02
	66	670	100,49	97.6163	78,78
	67	680	100,15	97.2567	78,28
	68	690	99,44	96.3780	76,35
	69	700	96,28	92.8203	70,42
	70	710	91,46	87.5325	63,14
	71	720	95,34	86.9862	48,62
	72	730	85,18	78.0227	44,88
	73	740	83,81	76.1820	41,92
	74	750	84,34	76.5247	41,74

	75	760	85,43	77.6391	42,57
	76	770	86,91	78.9755	43,27
	77	780	83,22	75.7208	41,81
	78	790	83,61	75.9886	41,70
	79	800	85,18	77.3858	42,43
	80	810	80,14	73.0133	40,64
	81	820	86,85	78.8214	43,00
	82	830	81,52	74.2014	41,07
	83	840	84,10	76.2909	41,74
	84	850	85,56	77.7155	42,55
	85	860	84,32	76.6878	42,29
	86	870	84,71	77.0130	42,38
	87	880	84,25	76.5802	42,06
	88	890	80,25	73.0317	40,41
	89	900	78,35	71.5520	40,33
	90	910	90,28	82.7193	46,95
	91	920	83,29	75.3490	42,42
	92	930	74,58	69.5910	43,10
	93	940	72,96	68.0173	42,37
	94	950	85,72	79.2928	46,86
	95	960	91,10	83.5138	47,46
	96	970	85,32	77.4821	42,58
	97	980	94,57	84.9017	42,46
MG1	98	990	96,36	87.1906	45,14
	1	1000	93,38	84,90	45,69
	2	1010	84,27	76,70	42,44
	3	1020	85,81	78,10	43,27
	4	1030	81,60	74,34	41,53
	5	1040	83,68	76,12	42,05
	6	1050	86,58	78,78	43,52
	7	1060	87,88	79,82	43,66
	8	1070	88,76	80,58	43,99
	9	1080	87,95	79,87	43,70
	10	1090	87,72	79,68	43,60
	11	1100	87,15	79,21	43,49
	12	1110	86,55	78,59	43,10
	13	1120	85,50	77,76	42,96
	14	1130	85,96	78,28	43,37
	15	1140	83,67	76,23	42,65
	16	1150	84,05	76,54	42,48
	17	1160	88,26	80,21	43,93
	18	1170	85,41	77,59	42,62
	19	1180	87,73	79,77	43,81
	20	1190	88,90	80,83	44,29
	21	1200	86,47	78,77	43,65
	22	1210	88,28	80,26	44,05

	23	1220	89,82	81,57	44,50
	24	1230	86,93	79,01	43,33
	25	1240	87,85	79,64	43,25
	26	1250	81,70	74,52	41,67
	27	1260	82,22	75,06	42,20
	28	1270	83,75	76,19	42,15
	29	1280	88,10	80,08	43,83
	30	1290	91,40	84,01	48,76
	31	1300	87,21	80,29	45,95
	32	1310	83,65	76,12	42,17
	33	1320	85,52	77,57	42,15
	34	1330	85,75	77,95	43,01
	35	1340	89,34	81,06	44,11
	36	1350	87,43	79,47	43,64
	37	1360	83,23	75,77	42,29
	38	1370	84,75	77,04	42,53
	39	1380	87,09	78,98	43,02
	40	1390	84,30	76,66	42,54
	41	1400	84,41	76,77	42,41
	42	1410	88,49	80,40	43,98
	43	1420	79,93	72,82	41,75
	44	1430	91,35	84,23	48,48
	45	1440	66,01	61,54	38,27
	46	1450	92,51	84,39	45,59
	47	1460	89,09	81,06	45,90
	48	1470	85,90	78,27	43,53
	49	1480	86,97	78,95	43,63
	50	1490	87,37	79,26	43,15
	51	1500	82,80	75,53	42,25
	52	1510	84,16	76,54	42,27
	53	1520	85,40	77,73	42,97
	54	1530	86,41	78,49	43,30
	55	1540	90,35	81,97	44,50
	56	1550	84,24	76,72	42,51
	57	1560	86,17	78,24	42,85
	58	1570	88,81	80,63	43,97
	59	1580	85,82	77,94	43,11
	60	1590	79,56	72,55	41,00
	61	1600	87,92	79,96	43,98
	62	1610	83,96	76,34	42,17
	63	1620	84,41	76,89	42,72
	64	1630	86,37	78,34	42,68
	65	1640	82,40	74,99	41,64
	66	1650	83,49	75,98	42,07
	67	1660	89,25	80,78	44,36
	68	1670	82,02	74,84	41,87

	69	1680	70,03	64,50	37,95
	70	1690	77,27	70,79	40,59
	71	1700	85,79	77,95	42,86
	72	1710	89,45	81,43	45,28
	73	1720	85,00	77,20	42,36
	74	1730	83,46	75,46	42,29
	75	1740	80,65	73,50	41,12
	76	1750	88,39	80,54	44,89
	77	1760	87,25	79,21	43,28
	78	1770	83,69	76,22	42,37
	79	1780	85,86	78,01	42,69
	80	1790	90,89	82,64	44,40
	81	1800	94,89	86,68	48,09
	82	1810	94,54	85,98	47,17
	83	1820	91,98	83,65	46,04
	84	1830	80,32	73,19	46,49
	85	1840	76,08	71,47	45,88
	86	1850	70,72	67,27	46,93
	87	1860	68,99	64,94	44,19
	88	1870	88,71	80,40	44,96
	89	1880	94,98	86,87	48,92
	90	1890	96,21	87,64	48,96
	91	1900	88,15	80,17	44,13
	92	1910	96,13	86,49	43,79
MG2	93	1920	86,15	78,61	43,26
	1	1930	73,59	67,74	39,32
	2	1940	86,63	78,77	43,35
	3	1950	86,88	79,02	43,51
	4	1960	85,47	77,71	42,93
	5	1970	86,72	78,79	43,28
	6	1980	87,04	79,09	43,49
	7	1990	87,84	79,83	43,70
	8	2000	88,67	80,58	44,10
	9	2010	88,38	80,30	43,94
	10	2020	88,90	80,73	44,01
	11	2030	88,36	80,26	43,85
	12	2040	88,60	80,42	44,00
	13	2050	84,78	77,16	42,59
	14	2060	82,53	75,15	41,91
	15	2070	85,89	78,04	42,97
	16	2080	86,96	78,94	43,22
	17	2090	87,91	79,83	43,70
	18	2100	88,39	80,25	43,89
	19	2110	87,99	79,91	43,60
	20	2120	93,63	85,32	47,66
	21	2130	83,52	76,34	42,96

	22	2140	77,82	72,36	43,79
	23	2150	67,72	64,27	44,18
	24	2160	66,53	63,19	43,67
	25	2170	90,34	83,70	49,28
	26	2180	93,89	85,13	45,76
	27	2190	85,74	78,23	45,26
	28	2200	90,13	81,78	44,37
	29	2210	89,79	81,51	44,33
	30	2220	87,04	79,09	43,22
	31	2230	86,46	78,52	43,04
	32	2240	84,53	76,95	42,67
	33	2250	87,05	79,11	43,45
	34	2260	88,32	80,21	43,79
	35	2270	86,83	78,93	43,46
	36	2280	88,04	80,04	44,12
	37	2290	83,53	76,08	42,44
	38	2300	82,16	74,83	41,77
	39	2310	86,12	78,36	43,45
	40	2320	83,41	75,89	42,11
	41	2330	83,68	76,16	42,32
	42	2340	89,25	80,96	43,99
	43	2350	88,44	80,27	43,76
	44	2360	86,62	78,66	43,28
	45	2370	84,58	76,89	42,50
	46	2380	85,98	78,09	42,94
	47	2390	86,03	78,13	42,94
	48	2400	82,43	75,05	41,86
	49	2410	83,49	76,07	42,29
	50	2420	87,86	79,77	43,76
	51	2430	88,42	80,20	43,76
	52	2440	87,30	79,60	44,26
	53	2450	90,57	82,47	45,27
	54	2460	94,45	86,02	47,00
	55	2470	90,77	83,18	46,71
	56	2480	84,79	78,08	45,07
	57	2490	82,49	76,01	44,83
	58	2500	85,24	78,67	45,91
	59	2510	83,20	75,71	41,93
	60	2520	96,64	89,10	51,08
	61	2530	87,09	79,00	46,96
	62	2540	89,61	81,52	48,06
	63	2550	92,87	84,99	46,81
	64	2560	83,79	76,20	42,01
	65	2570	81,15	73,73	40,60
	66	2580	91,17	82,85	44,72
	67	2590	93,06	84,35	44,59



	68	2600	95,05	86,29	46,01
	69	2610	91,91	83,50	44,45
	70	2620	79,32	73,23	44,74
	71	2630	75,72	71,12	45,65
	72	2640	79,01	74,09	47,06
	73	2650	46,34	43,78	29,68
	74	2660	78,60	72,94	42,97
	75	2670	86,98	79,31	42,85
	76	2680	95,38	86,39	48,76
	77	2690	91,75	83,20	43,84
	78	2700	96,17	87,63	45,86
	79	2710	94,77	85,45	42,40
	80	2720	87,69	79,39	39,49

**Tab. 10: Maximal erreichte magnetische Flussdichten für 0,2 m und 1,0 m oberhalb der GOK, sowie für eine um 10 cm verringerte Legetiefe**

Wie anhand der obigen Tabelle erkennbar ist, wurde die Trassierung so iteriert und optimiert, dass alle maximalen magnetischen Flussdichten unter  $100 \mu\text{T}$  liegen. Ausnahmen bilden die Stationen 10 bis 30. Diese liegen innerhalb des eingezäunten Betriebsgeländes und sind somit nicht relevant für die 26. BImSchV. Hier gilt die Unfallverhütungsvorschrift Nr. 15 der DGUV [DGUV2001] mit einem Grenzwert von  $425 \mu\text{T}$  für den Expositionsbereich 2.

Zieht man eine um 10 cm verringerte Legetiefe in Betracht, so liegen dennoch nahezu alle Stationen unter dem gesetzlichen Grenzwert von  $100 \mu\text{T}$ . Lediglich die Stationen 590, 600, 670 und 680 liegen im Nachkommabereich über dem Grenzwert, wenn die Toleranz von 10 cm voll ausgeschöpft werden. Es handelt sich hier um die Bereich vor und hinter der HDD, wo die Legeabstände aufgeweitet werden müssen, um die im Spülbohrverfahren eingebrachten Schutzrohre zu erreichen.

Es wurde untersucht, wieviel Minderlegetiefe möglich sind, um den Grenzwert zu unterschreiten:

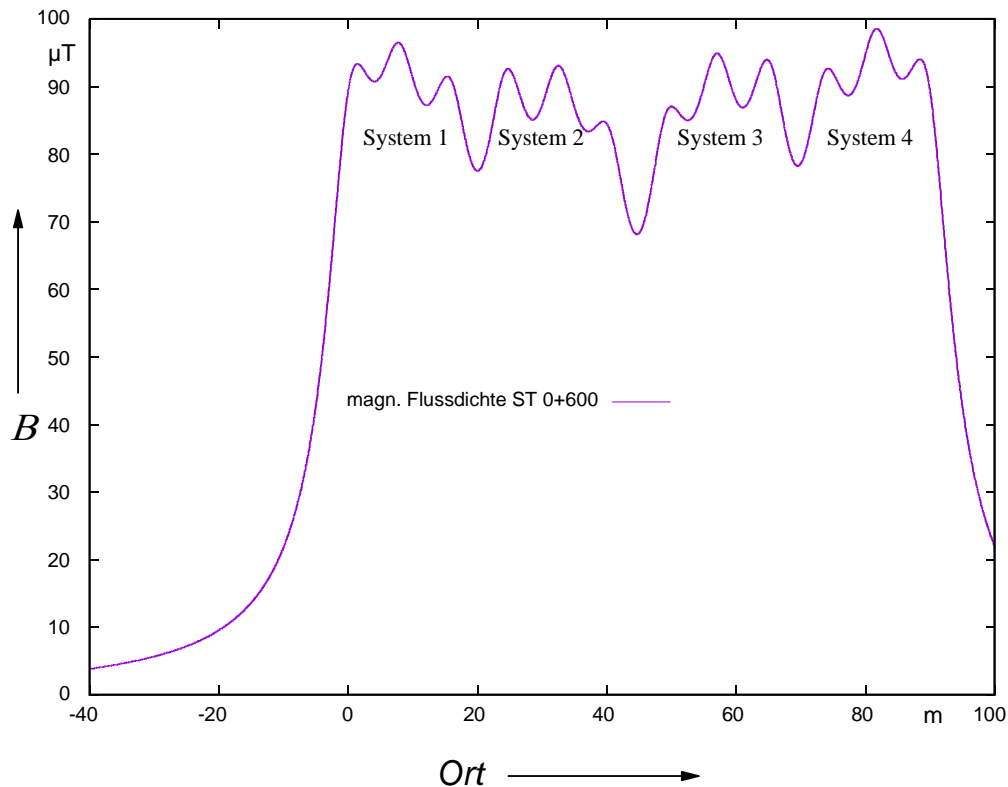
- Bei einer Minderlegetiefe von 9 cm verbleiben nur noch die Stationen 600 und 670 oberhalb von  $100 \mu\text{T}$ .
- Bei einer Minderlegetiefe von 8 cm verbleibt nur noch die Stationen 600 oberhalb von  $100 \mu\text{T}$ .
- Und schließlich Bei einer Minderlegetiefe von 4 cm fällt auch die Stationen 600 unter  $100 \mu\text{T}$ .

Es ist zu bedenken, dass hier der Betrag der Magnetischen Flussdichte in Form des sogenannten Ersatzwerts (mathematisch auch Vektornorm genannt) berechnet wurde. Die reale magnetische Flussdichte kann nicht größer als die Vektornorm werden, sondern wird etwas geringer als der Ersatzwert ausfallen.

Beispielhaft wird hier, pro Cross-Bonding-Abschnitt, die Station mit der höchsten magnetischen Flussdichte die Verteilung als Diagramm dargestellt. Dies ist für den Cross-Bonding-

Abschnitt I die Station 0+600 mit  $97,62 \mu\text{T}$ , für Cross-Bonding-Abschnitt II die Station 1+890 mit  $96,21 \mu\text{T}$  und für Cross-Bonding-Abschnitt III die Station 2+520 mit  $96,64 \mu\text{T}$ . Die Position  $x = 0,0$  entspricht der Position des ersten Leiters.

Wie im nachfolgenden Diagramm zu erkennen ist, bildet bei Station das System 4 das Maximum aus.



**Abb. 30: Verteilung der magnetischen Flussdichte bei Station 0+600, CB I**

Bei Station 1+890 bilden System 1 und 2 das Maximum aus:

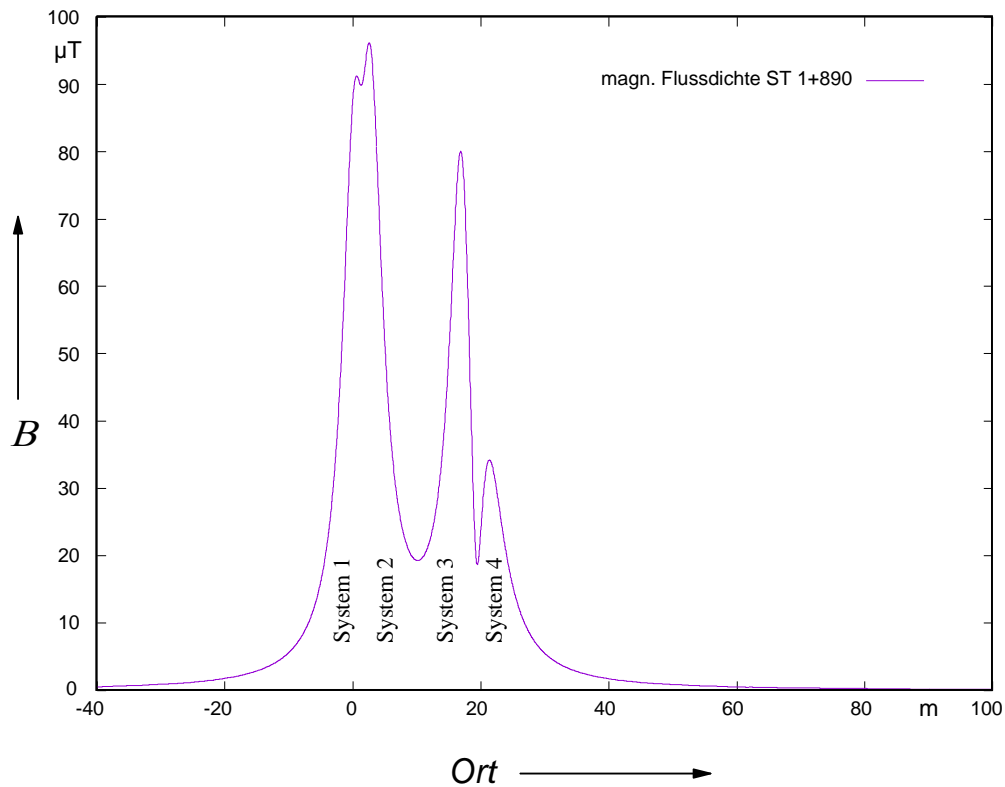


Abb. 31: Verteilung der magnetischen Flussdichte bei Station 1+890, CB II

Und bei Station 2+520 ist zu erkennen, dass das System 3 das Maximum ausbildet.

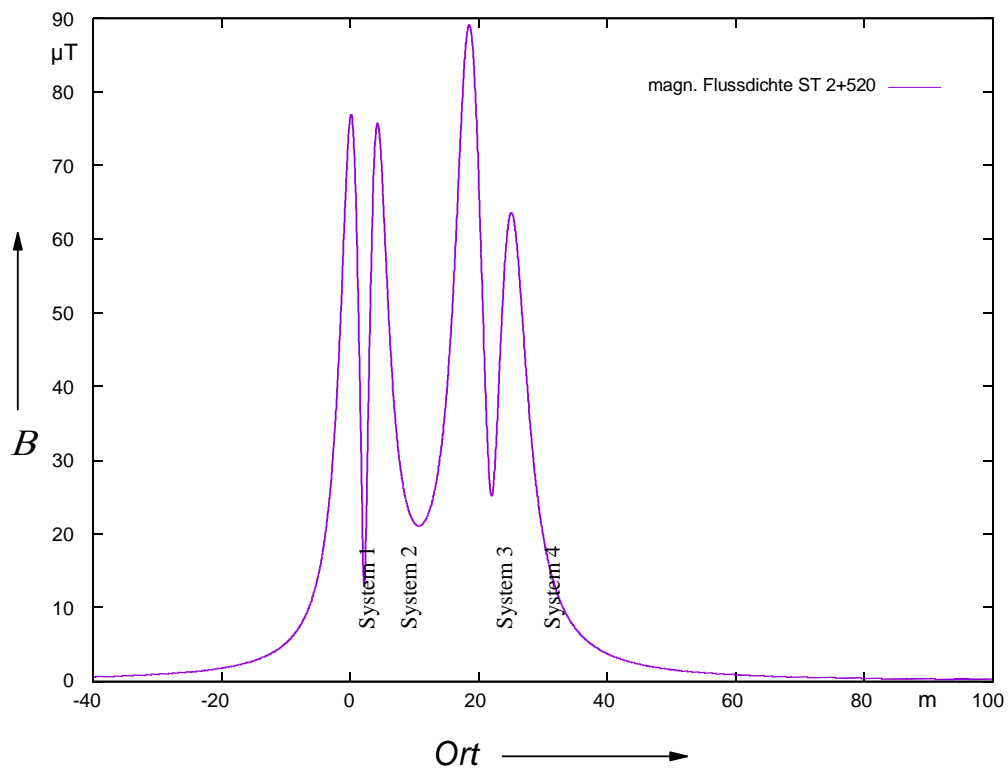


Abb. 32: Verteilung der magnetischen Flussdichte bei Station 2+520, CB III

Auch die Stationen mit den höchsten magnetischen Flussdichten halten den gesetzlichen Grenzwert von  $100\ \mu\text{T}$  bei Nennlegetiefe ein. Kleinräumige Überschreitungen vor und hinter Bereichen geschlossener Bauweise konnten im Rahmen der Optimierung beseitigt werden. In diesen Bereichen ist nur eine verringerte Toleranz (vier bis neun cm) bezüglich einer Minderlegetiefe möglich.

## 5 Berechnung der thermischen Eigenschaften

In diesem Bereich wird die Kabelanlage mittels thermischer Feldberechnung bezüglich ihrer Belastbarkeit geprüft. Dazu werden der Trassenverlauf und der geologische Schnitt analysiert und aus jedem Cross-Bonding-Abschnitt mindestens ein Querschnitt ausgewählt, welcher die größte Überdeckung oder das ungünstigste Bodenprofil aufweist.

### 5.1 Unterquerung der Bahnhofstraße (Querung Q1)

Der Abschnitt B-Nord enthält eine geschlossene Querung im HDD-Verfahren (HDD – Horizontal Directional Drilling). Die Querung betrifft die Bahnhofstraße mit einer maximalen Bohrtiefe von 5,99 m (siehe folgende Abbildung). Die Phasen- und Systemabstände betragen 4,0 m; der Stromkreisabstand beträgt 7,0 m.

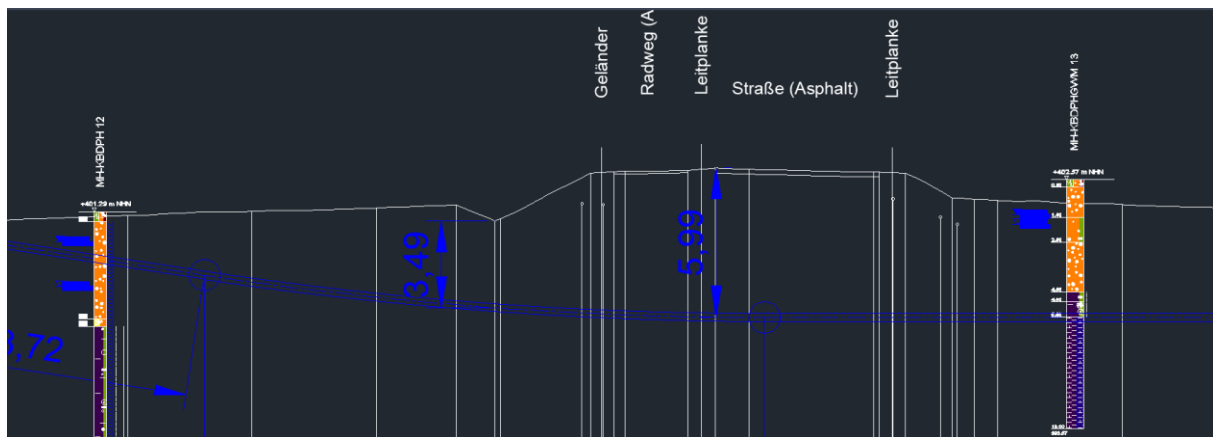
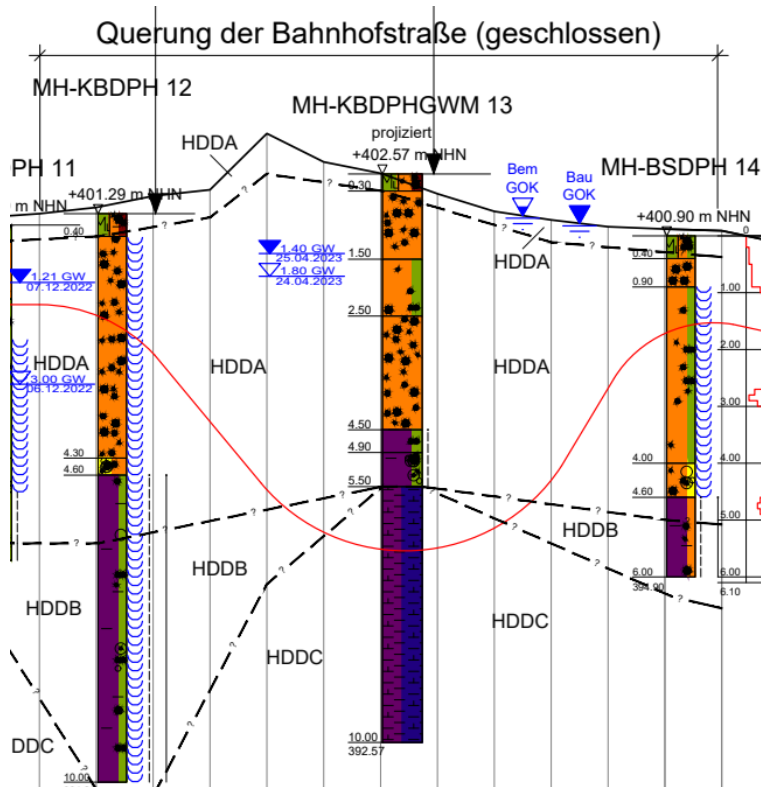


Abb. 33: Längsschnitt der geplanten Unterquerung Q1 [Swe2023]

In den Bereich der Querung wurden mehrere Bodenprofile erstellt, wovon die Bohrung MH-KDB PHGWM 13 (siehe Abb. 34) im Bereich der größten Legetiefe liegt. Dementsprechend wurde folgendes Bodenprofil in das FEM-Modell (FEM - Finite-Elemente-Methode) übernommen:

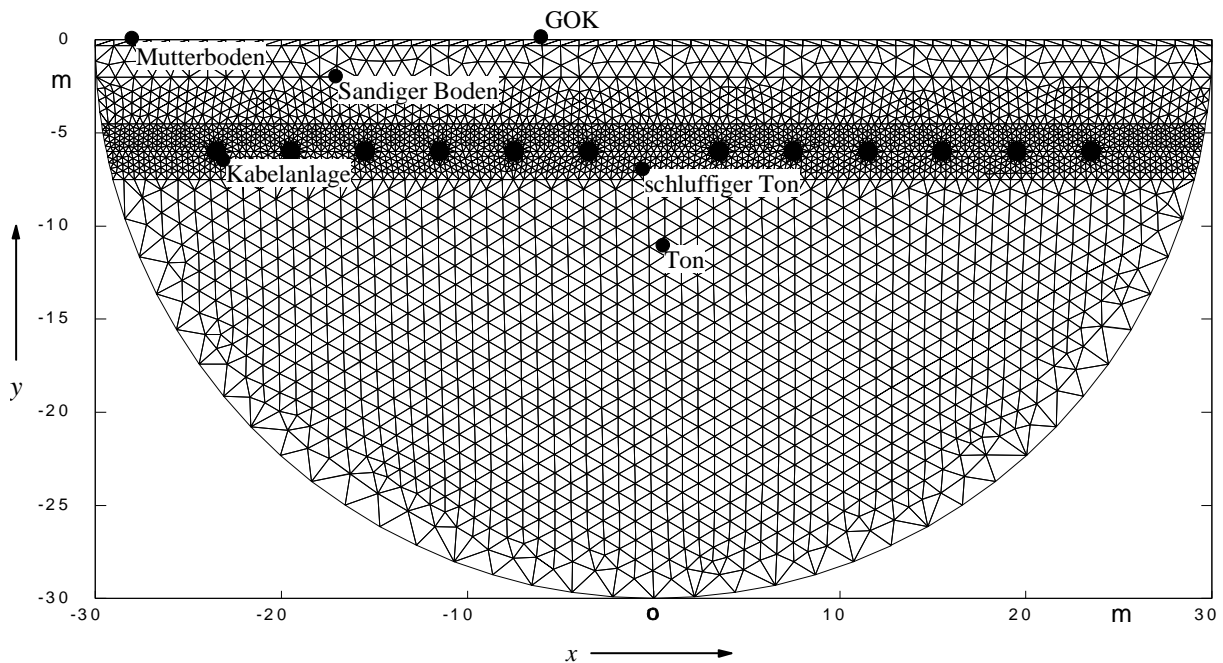
- Tiefe 0,0 m bis 0,3 m: Mutterboden, organisch
- Tiefe 0,3 m bis 4,5 m: sandiger Boden (ab 2,00 m nicht austrocknend)
- Tiefe 4,5 m bis 5,5 m: schluffiger Ton
- Tiefe ab 5,5 m: Tonstein

Die Wärmeleitfähigkeiten der Homogenbereiche können der Tab. 6 entnommen werden.

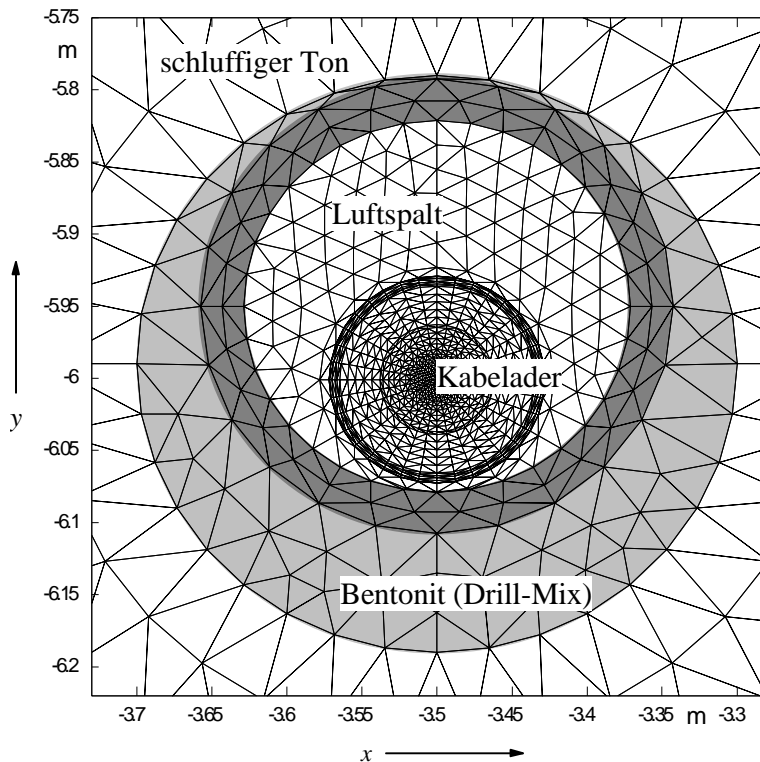


**Abb. 34: Geotechnischer Schnitt der geplanten Unterquerung Q1 [Spa2023]**

Die folgenden Abbildungen zeigen das FEM-Modell der Unterquerung Q1 bei maximaler Legetiefe:



**Abb. 35: FEM-Modell der Querung Q1**



**Abb. 36: FEM-Modell der Querung Q1, Ausschnitt im Bereich einer Kabelader**

Zum FEM-Modell ist anzumerken, dass die partielle Abdeckung der GOK mit Asphalt und dem zugehörigen Straßenunterbau (verdichtete mineralischem Baustoffe) nicht mitmodelliert wurde. In früheren Studien konnte in Vergleichssimulationen der Einfluss von Straßen oberhalb von Energiekabelanlagen nicht nachgewiesen werden. Auch eine diurnale Sonneneinstrahlung bewirkt nur einen zeitweiligen Temperaturanstieg von wenigen Zentimetern unterhalb der GOK. Daher wurde das FEM-Modell, wie in Abb. 35 dargestellt, simuliert.

Die heißeste Ader, L22, erreicht eine Leitertemperatur von 63,8 °C. Damit ist die Belastbarkeit bei der Querung Q1 gegeben und es verbleibt noch eine große thermische Reserve von gut 26 K.

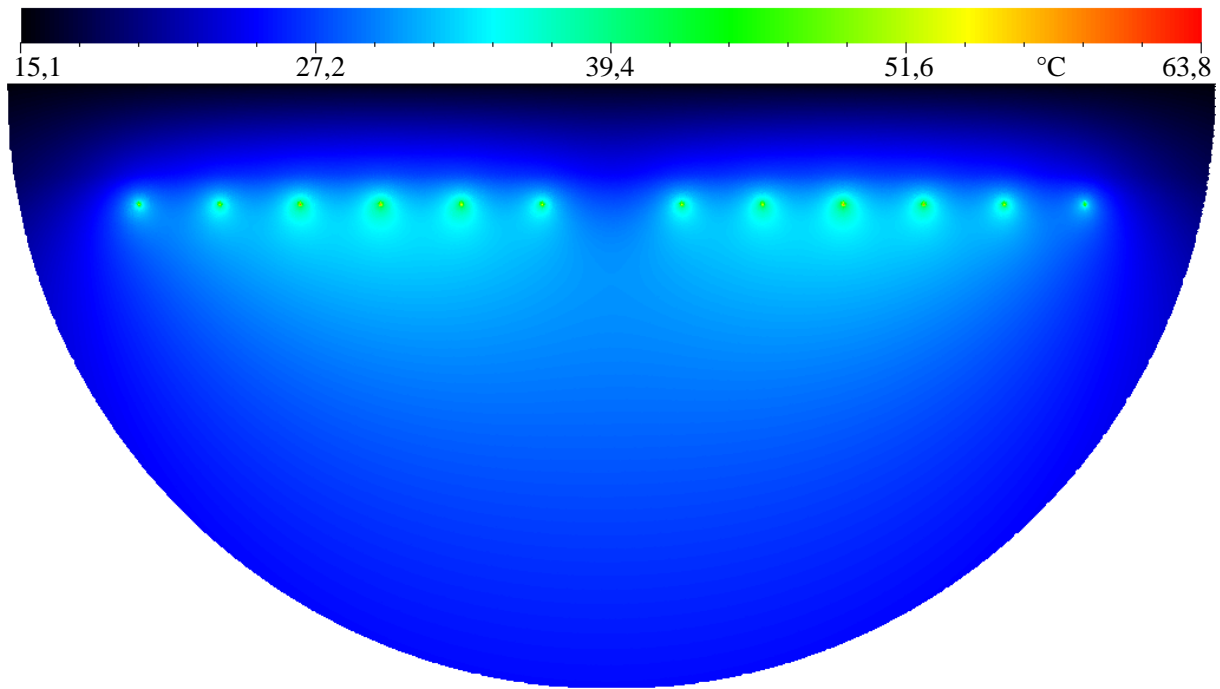


Abb. 37: Temperaturverteilung der HDD Q1 bei der größten Überdeckung

Für eine quantitative Auswertung wurde eine Linienabtastung in Höhe der Leiterachsen durchgeführt (siehe folgende Abbildung):

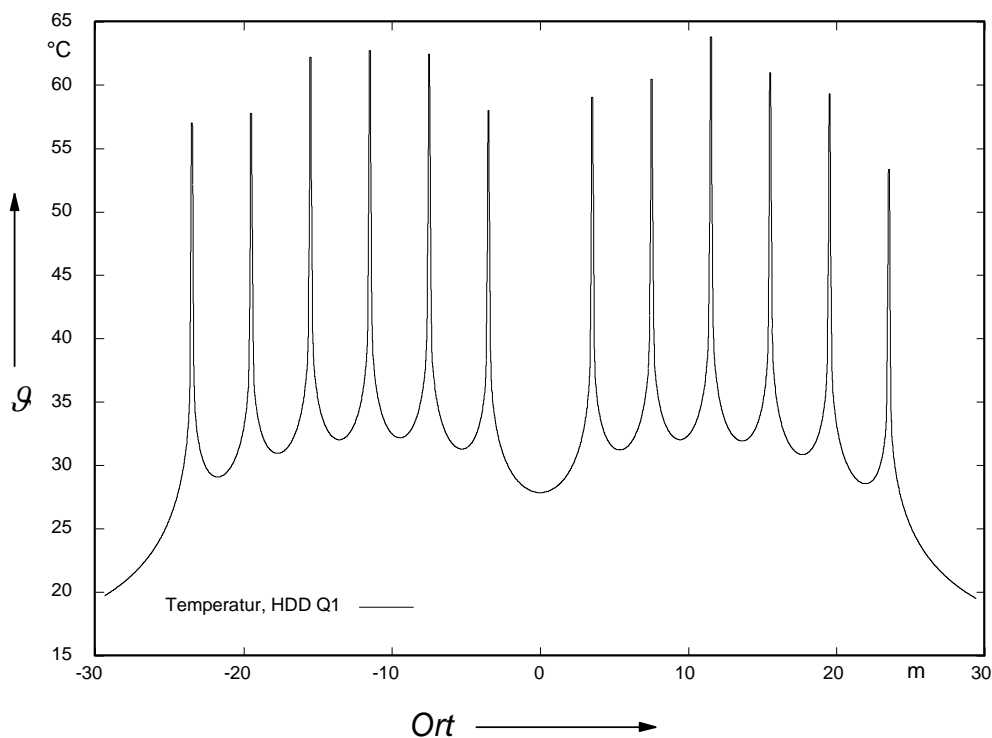


Abb. 38: Temperaturabtastung, HDD Q1 in Höhe der Leiterachsen

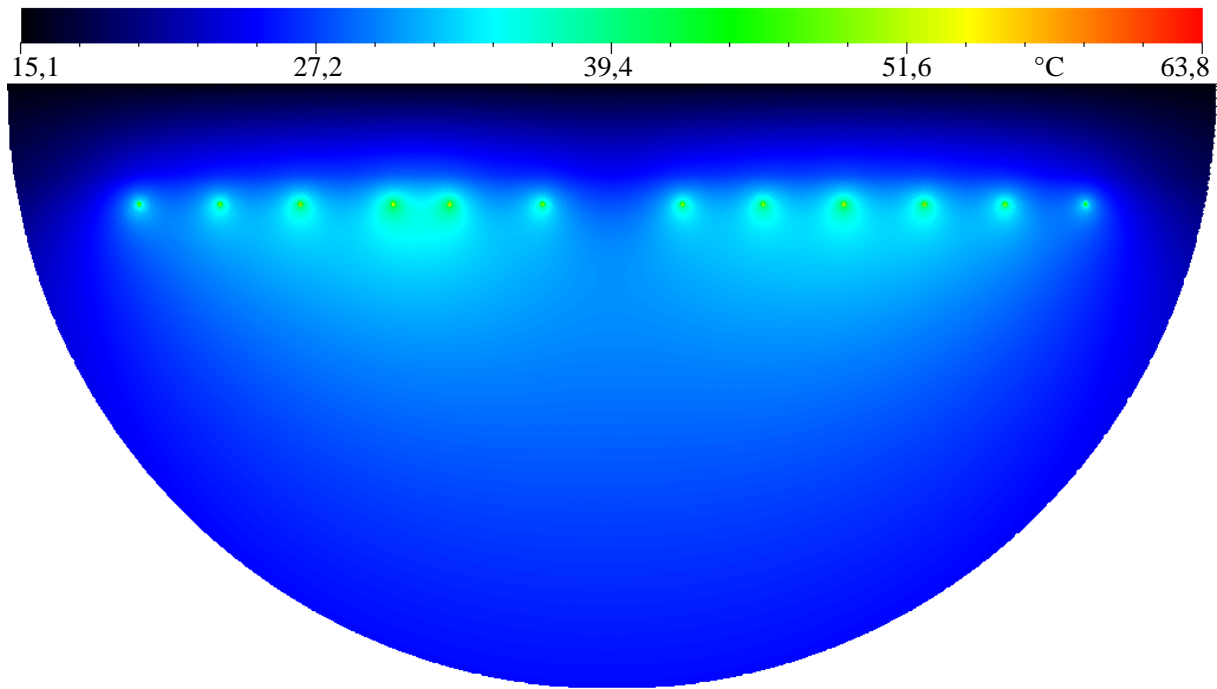


Die Tab. 11 gibt die berechneten Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast an. Die heißeste Ader ist L33:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
57,06 °C	57,79 °C	62,21 °C	62,75 °C	62,45 °C	58,00 °C
L31	L32	L33	L41	L42	L43
59,08 °C	60,47 °C	63,81 °C	61,01 °C	59,34 °C	53,36 °C

**Tab. 11: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, HDD Q1**

Die obigen Berechnungen wurden unter der Voraussetzung erstellt, dass die Bohrungen planmäßig erfolgen. Nach der DIN 18324 sowie den Borrichtlinien der DCA darf eine Abweichung von der Bohrachse um 10 % der Tiefenlage abweichen. Im schlimmsten anzunehmenden Fall entsteht bei einer Bohrung eine Achsverschiebung um 10 % der Tiefenlage horizontal nach rechts und bei der rechten Nachbarbohrung um 10 % der Tiefenlage horizontal nach links, so dass der Achsabstand der beiden Bohrungen um 20 % der Tiefenlage abnimmt. In diesem Fall würde der Achsabstand von 4,0 m auf  $4,0\text{ m} - 2 \cdot 0,6\text{ m} = 2,80\text{ m}$  abnehmen. Für diesen schlimmsten anzunehmenden Fall muss die Belastung ebenfalls gegeben sein. Um einen solchen Fall zu betrachten, wurde der Abstand der Ader L21 um 0,6 m nach rechts sowie die Ader L22 um 0,6 m nach links verschoben. Es wurde die zweit- und drittwärmste Ader genommen, weil sie beide über 62 °C liegen und damit die Nachbaradern wärmer als die Nachbaradern von L33 sind. Die folgende Abbildung zeigt die Temperaturverteilung bei der größten Überdeckung:



**Abb. 39: Temperaturverteilung in der HDD Q1 bei Abweichung zweier Bohrungen um 10 % von der Tiefenlage**

Deutlich ist der Unterschied im Bereich von L21 und L22 im Vergleich zur Abb. 37 zu erkennen, da eine stärkere gegenseitige Erwärmung als bei den übrigen Adern stattfindet. Die Leitertemperatur von L21 steigt von 62,75 °C auf 63,52 °C, also um 0,77 K, womit auch für den schlimmsten anzunehmenden Fall bei den Bohrtoleranzen die Belastbarkeit sehr gut gegeben ist.

Für eine quantitative Auswertung wurde wieder eine Linienabtastung in Höhe der Leiterachsen durchgeführt:

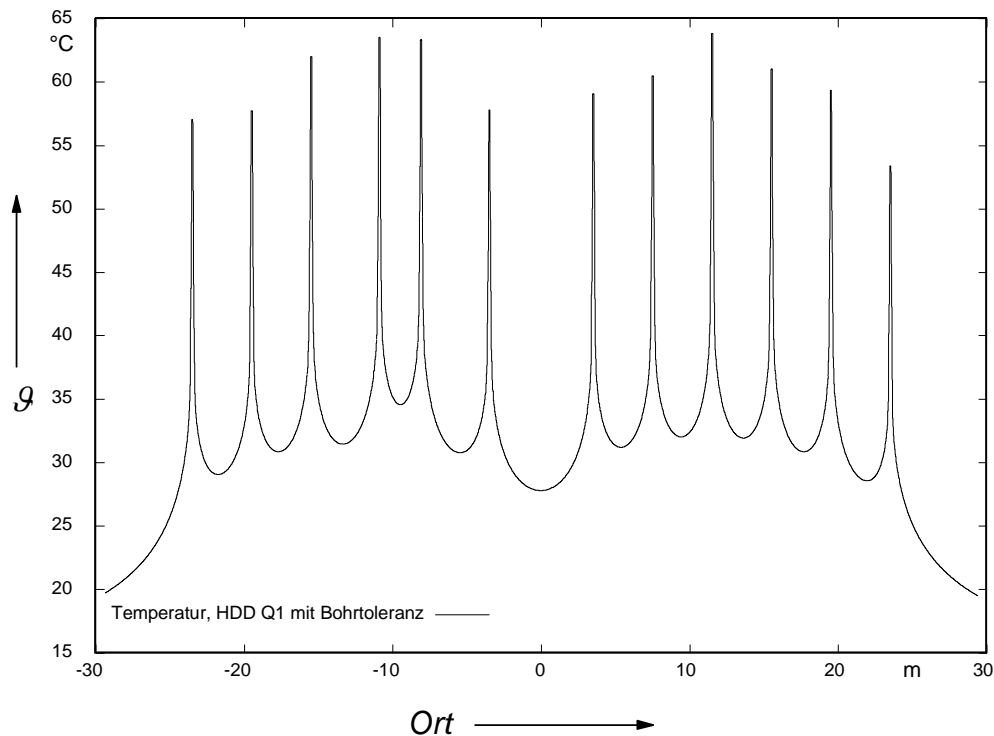


Abb. 40: Temperaturabtaugung, HDD Q1 in Höhe der Leiterachsen, mit Bohrtoleranz

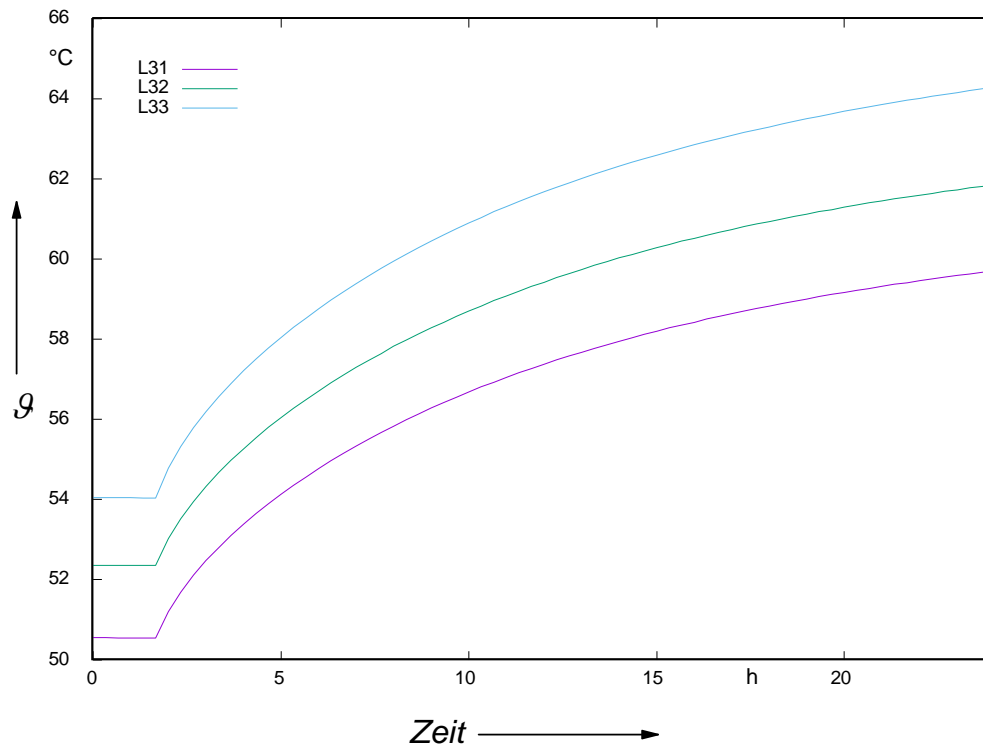
Die ermittelten Leitertemperaturen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
57,07	57,74	62,01	<b>63,52</b>	<b>63,33</b>	57,81
L31	L32	L33	L41	L42	L43
59,08	60,49	63,84	61,03	59,36	53,40

Tab. 12: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, HDD Q1 mit Bohrtoleranzen

Zum Schluss der Betrachtungen folgt die Belastung mit der dynamischen Last mit einem Sprung von 3200 A auf 4000 A. Hierzu wird ausgehend vom stationären Zustand mit 3200 A eine transiente Erwärmungsberechnung durchgeführt, um die Erwärmung im (n-1)-Fall mit 4000 A zu ermitteln.

Die folgende Abbildung zeigt am Beispiel des Systems 3, das System mit der heißesten Ader L33, den Temperaturverlauf in den Leitern:



**Abb. 41: Temperaturverlauf des Systems 3 mit der heißesten Ader beim Sprung auf 4000**

Zwölf Stunden Betrieb im (n-1)-Fall werden als unkritisch angesehen, da nach 12 Stunden die Leiter noch nicht die Temperaturen der thermischen Grenzlast erreicht haben. Ein deutlich längerer Betrieb des (n-1)-Falls als 12 Stunden ist also möglich. Die folgende Tabelle fasst die Leitertemperaturen vor dem Sprung bei 3200 A und 12 Stunden nach dem Sprung auf 4000 A zusammen:

	L11	L12	L13	L21	L22	L23
3200 A	48,38	50,06	52,81	53,28	53,84	49,76
4000 A	55,81	57,35	60,76	61,25	62,03	56,86
	L31	L32	L33	L41	L42	L43
3200 A	50,55	52,36	<b>54,04</b>	51,88	51,28	46,00
4000 A	57,95	60,03	<b>62,32</b>	59,51	50,25	52,74

**Tab. 13: Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, HDD Q1**

## 5.2 Offene Verlegung, Cross-Bonding-Abschnitt 1, ST 0+900

Nach der Querung wurden die Bereiche der offenen Verlegung untersucht. Für jeden Cross-Bonding-Abschnitt wurde das thermisch ungünstigste Bodenprofil herausgesucht, also jenes mit den kleinsten Wärmeleitfähigkeiten (siehe Tab. 7). Ebenfalls wurden in der Trassierungstabelle nach den größten Überdeckungen gesucht, weil dies einen größeren thermischen Widerstand zwischen GOK und Kabelanlage bedeutet.

Eine Station, die die oben genannten Kriterien erfüllt, ist die Station 0+900. Der linke Graben mit den Systemen 1 und 2 weist eine maximale Legetiefe von 1,84 m und der rechte Graben erreicht eine Legetiefe von 1,88 m. Der Phasenabstand beträgt 0,6 m bei allen Phasen; zwischen L42 und L43 wurde er auf 0,64 m aufgeweitet, um der dortigen Legetiefe von 1,88 m Rechnung zu tragen.

Gleichzeitig liegt hier aus thermischer Sicht ein ungünstiges Bodenprofil vor. Das nächstgelegene Bodenprofil ist das MH-BS 19, welches eine Auelehmschicht geringer Wärmeleitfähigkeit (1,174 W/(mK) / 1,032 W/(mK)) aufweist, die oberhalb der Kabelanlage liegt. Die Wärmeleistung muss also durch diese Schicht in Richtung GOK abgeführt werden.

### MH-BS 19

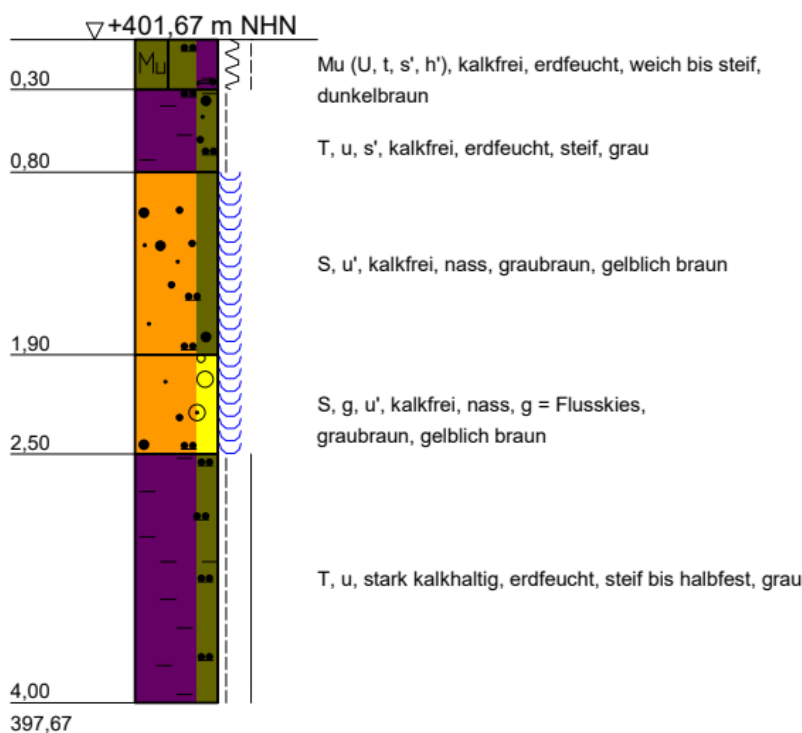


Abb. 42: Bodenprofil bei Station 0+900 [Spa2023a]

Dieser Bereich wird rechnerisch untersucht. Ist die Belastung hier gegeben, dann auch für den Rest des Cross-Bonding-Abschnitts. Die folgende Abbildung zeigt das FEM-Modell:

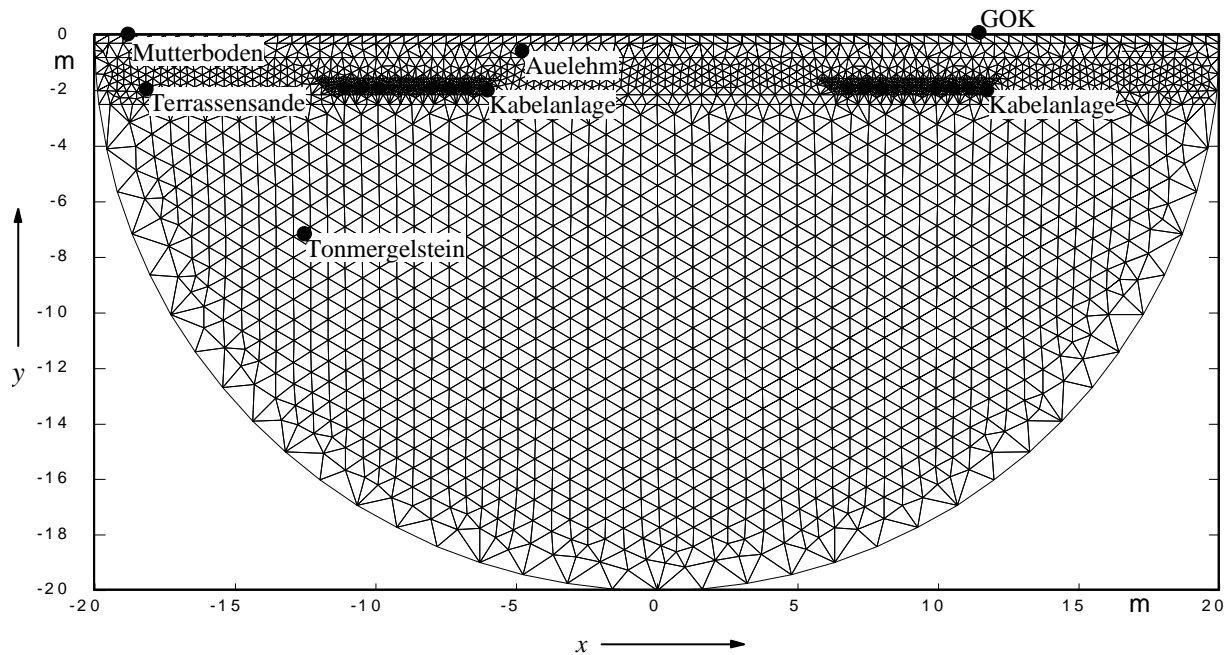


Abb. 43: FEM-Modell des Regelgrabens mit Bodenprofil MH-BS 19

Die folgende Abbildung zeigt die Temperaturverteilung bei Belastung mit thermischer Grenzlast (3600 A). Es wurde eine Sandbettung mittlerer Qualität angenommen.

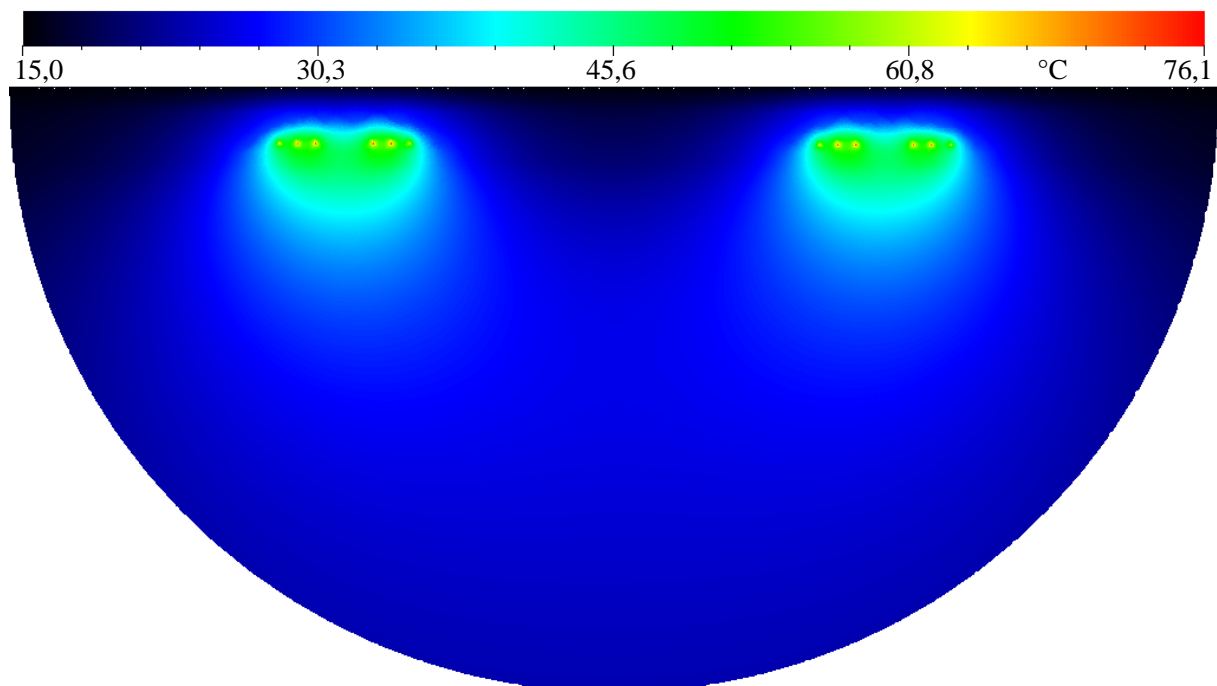


Abb. 44: Temperaturverteilung bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB I

Da der über der Kabelanlage gelagerte Auelehm im Fall des Austrocknens kaum seine Wärmeleitfähigkeit verringert, sind die Leitertemperaturen mit bis zu 76,1 °C deutlich unterhalb der

höchstzulässigen Leitertemperatur von 90 °C. Die Kabelanlage selbst liegt in einem Band des gut wärmeleitfähigen Terrassensands, was sich positiv auf die Wärmeleitfähigkeit auswirkt. Die Belastbarkeit ist somit gegeben.

Für die quantitative Auswertung der Leitertemperaturen wurde eine Linienabtastung in Höhe der Leiterachsen durchgeführt:

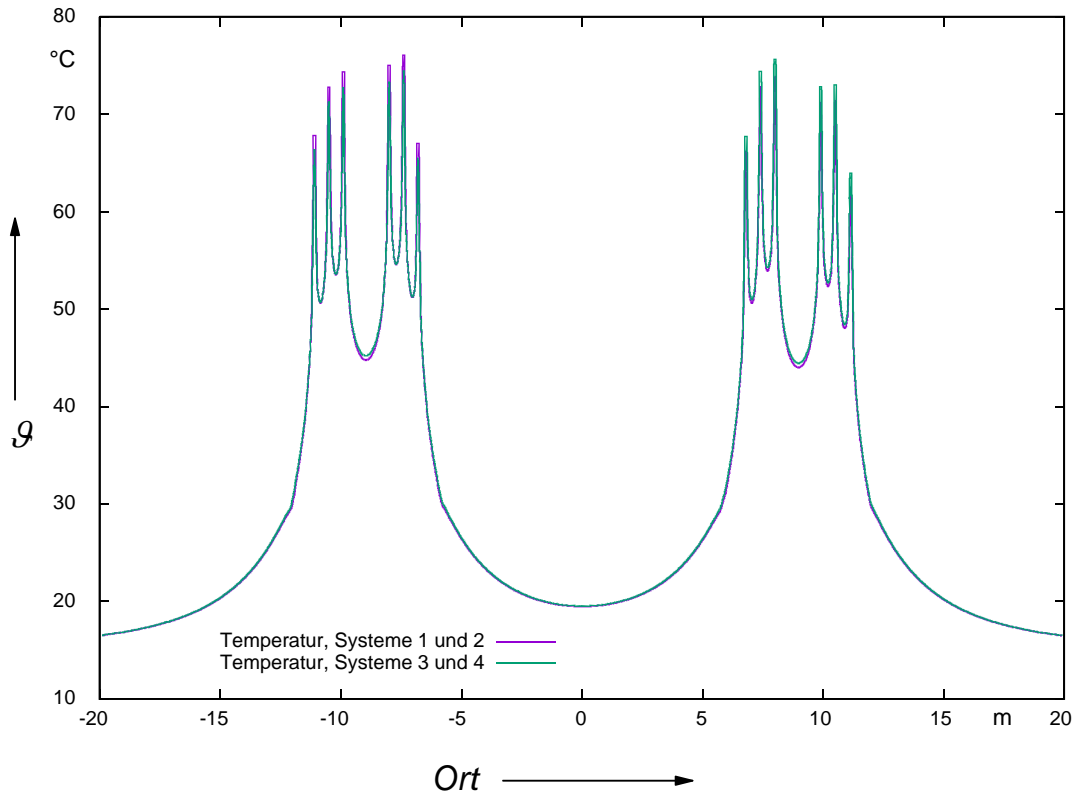


Abb. 45: Temperaturverteilung in Höhe der Leiterachsen bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB I

Die ausgelesenen Leitertemperaturen wurden in Tab. 14 zusammengefasst:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
67,83	72,72	74,35	75,05	<b>76,09</b>	67,01
L31	L32	L33	L41	L42	L43
67,96	74,38	75,63	72,84	73,04	64,94

Tab. 14: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB I, Sandbettung mittlerer Qualität

Bei offener Verlegung ist aufgrund anderer Abstände die Ader L22 geringfügig wärmer als die Ader L33, die bei der HDD die wärmste ist.

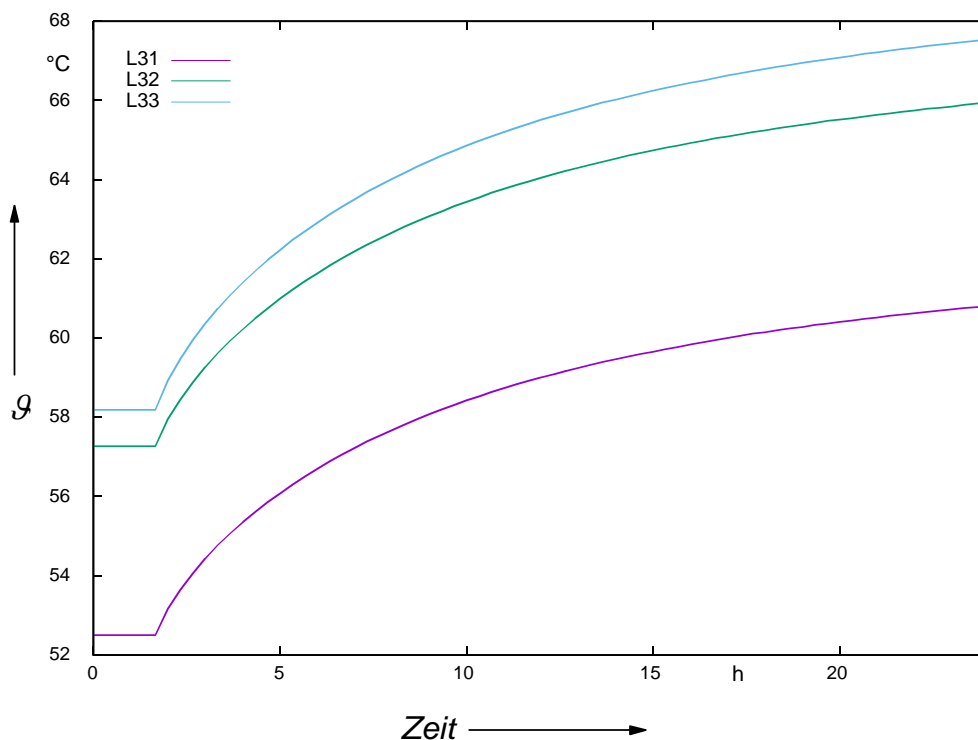
Da die Leitertemperaturen deutlich unterhalb von 90 °C liegen, wurde die Simulation mit einer Sandbettung einfacher Qualität (siehe Abschnitt 2.7: VDE-Sand mit einem thermischen Widerstand feucht 1,00 Km/W und trocken 2,5 Km/W) durchgeführt. Mit der Sandbettung einfacher Qualität wurden folgende Leitertemperaturen erreicht:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
75,28	80,54	82,04	82,69	<b>84,32</b>	73,72
L31	L32	L33	L41	L42	L43
74,80	82,51	83,54	79,92	80,81	70,23

**Tab. 15: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB I, Sandbettung einfacher Qualität**

Die Leitertemperaturen überschreiten bei dieser Station nicht die maximal zulässige Temperatur von 90 °C, so dass in diesem Bereich auch die Sandbettung einfacher Qualität genügen würde. Es wird sich allerdings zeigen, dass dies nicht für alle untersuchten Querschnitte gilt.

Zum Schluss der Betrachtungen wurde der dynamische Lastfall untersucht. Die Berechnungen wurden für eine Sandbettung mittlerer Qualität durchgeführt. Die Abb. 46 zeigt die Leitertemperaturverläufe des Systems 3, im dynamischen Fall das System mit der wärmsten Ader:



**Abb. 46: Temperaturverläufe der Leiter im System3**



Die erreichten Leitertemperaturen sind in Tab. 16 zusammengefasst:

	L11	L12	L13	L21	L22	L23
3200 A	52,26	55,77	56,95	57,28	58,15	51,74
4000 A	59,26	62,69	64,49	64,81	65,90	58,43
	L31	L32	L33	L41	L42	L43
3200 A	52,50	57,27	<b>58,18</b>	56,00	56,42	49,94
4000 A	59,47	64,54	<b>66,03</b>	63,24	63,80	56,32

Tab. 16: Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, Regelgraben CB I

Nach 12 Stunden erreicht die heißeste Ader eine Leitertemperatur von rund 66 °C und liegt damit, die Leitertemperaturen betreffend, deutlich unterhalb der thermischen Grenzlast. Die Anlage ist also deutlich länger als 12 Stunden im (n-1)-Fall zu betreiben.

### 5.3 Offene Verlegung, Cross-Bonding-Abschnitt 2, ST 1+350

Beim Cross-Bonding-Abschnitt II stellt sich das Bodenprofil MH-BS 28 mit seinem tonigen Unterboden als thermisch am ungünstigsten dar.

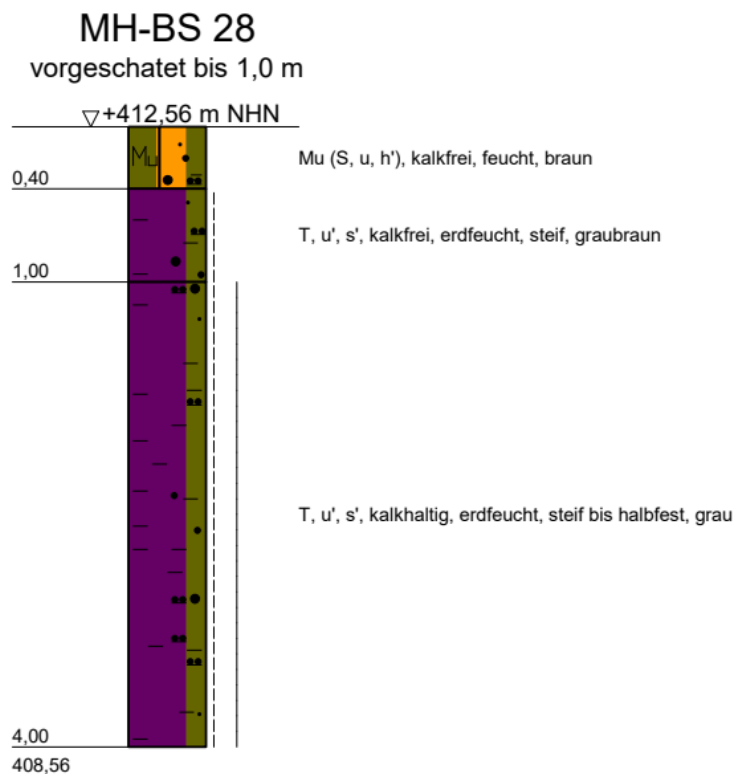
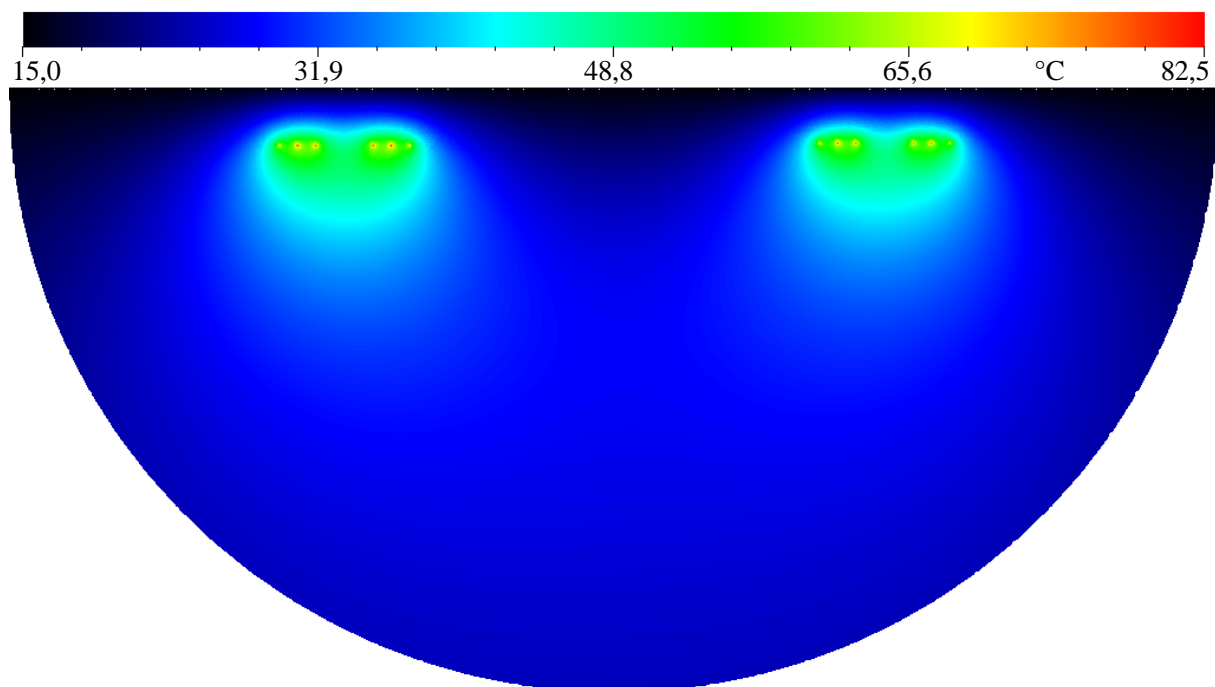


Abb. 47: Bodenprofil bei Station 1+350 [Spa2023a]

Die Legetiefen erreichen hier 1,88 m beim linken Graben und 1,80 m beim rechten Graben. Vom Regelgrabenprofil wurde wieder ein FEM-Modell mit den genannten Legetiefen und dem oben gezeigten Bodenprofil erstellt. Aufgrund der Ähnlichkeit zu Abb. 43 wird es hier nicht erneut gezeigt.

Die bei thermischer Grenzlast berechnete Temperaturverteilung ist in Abb. 48 zu sehen. Aufgrund der geringen Wärmeleitfähigkeit des tonigen Unterbodens erreichen die Leitertemperaturen bis 82,5 °C. Es verbleibt hier eine thermische Reserve von 7,5 Kelvin. Die Belastbarkeit ist somit gegeben.



**Abb. 48: Temperaturverteilung bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB II**

Für die quantitative Auswertung der Leitertemperaturen wurde eine Linienabtastung in Höhe der Leiterachsen durchgeführt:

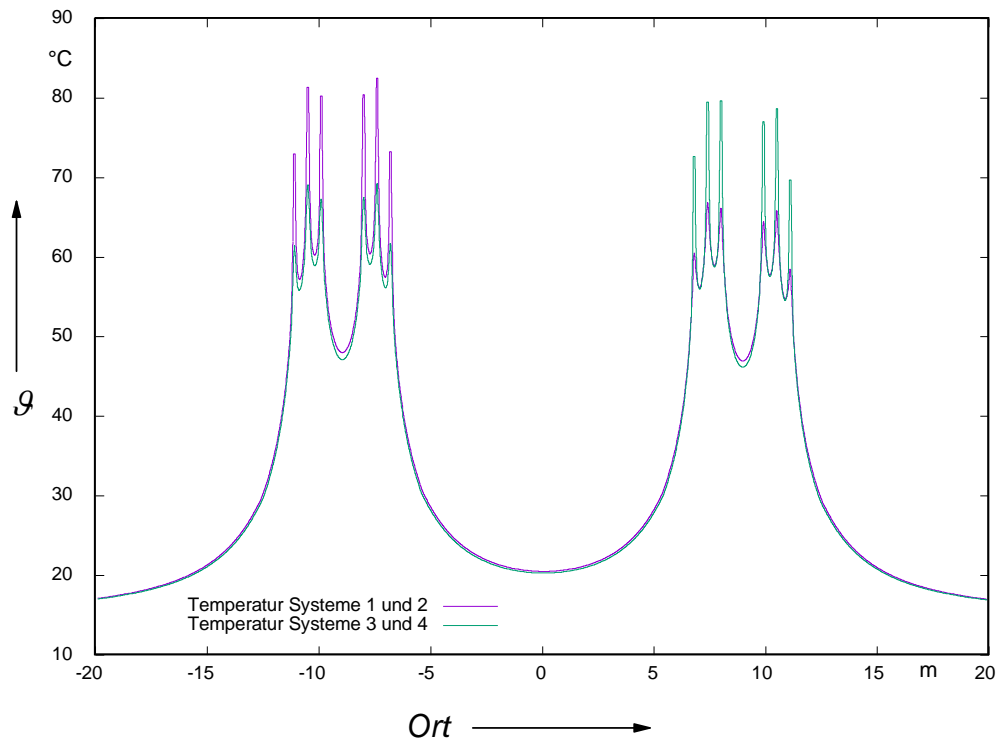


Abb. 49: Temperaturverteilung in Höhe der Leiterachsen bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB II

Die ermittelten Leitertemperaturen sind in Tab. 17 zusammengefasst:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
73,01	81,42	80,30	80,48	<b>82,55</b>	73,30
L31	L32	L33	L41	L42	L43
72,70	79,52	79,70	77,06	78,70	69,73

Tab. 17: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB II

Da die Leitertemperaturen unterhalb von 90 °C liegen wurde auch hier die Simulation mit einer Sandbettung einfacher Qualität durchgeführt. Mit der Sandbettung einfacher Qualität wurden die Leitertemperaturen in Tab. 18 erreicht:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
80,92	91,05	89,26	89,50	<b>92,18</b>	81,24
L31	L32	L33	L41	L42	L43
80,83	88,83	88,88	85,71	87,89	77,31

Tab. 18: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB II, Sandbettung einfacher Qualität

Da hier die Leitertemperaturen die Grenze von 90°C überschreiten, ist die Sandbettung einfacher Qualität nicht geeignet. Da nur ein Bettungsmaterial bei einer Zwischenverkabelung zum Einsatz kommen soll, ist die Sandbettung mittlerer Qualität auszuwählen.

Da der Terrassensand eine sehr gute Wärmeleitfähigkeit aufweist, könnte dieser, wenn der Aushub in hinreichender Menge vorliegt, nach Aufbereitung (sieben, um eine steinfreie Qualität zu gewährleisten) als Bettungsmaterial verwendet werden.

Zum Schluss wurde wieder die Belastbarkeit bei dynamischer Last untersucht. Es wurde eine Sandbettung mittlerer Qualität angenommen. Die Tab. 19 fasst die erreichten Leitertemperaturen zusammen:

	L11	L12	L13	L21	L22	L23
3200 A	59,66	65,59	65,97	65,87	<b>66,96</b>	60,62
4000 A	66,50	72,91	73,81	73,60	<b>74,93</b>	67,59
	L31	L32	L33	L41	L42	L43
3200 A	59,75	64,72	65,80	63,28	64,04	57,86
4000 A	66,85	72,04	73,93	70,67	71,46	64,49

**Tab. 19: Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, Regelgraben CB II**

Nach 12 Stunden erreicht die heißeste Ader (L22) eine Leitertemperatur von knapp 75 °C. und liegt damit deutlich unterhalb der zulässigen Leitertemperatur von 90°C. Die Anlage ist also länger als 12 Stunden im (n-1)-Fall zu betreiben.

#### **5.4 Offene Verlegung, Cross-Bonding-Abschnitt 3, ST 2+720**

Für den dritten Cross-Bonding-Abschnitt wurde die Station 2+720 ausgewählt, weil hier eine große Legetiefe erreicht wird. Beim linken Graben wird eine Legetiefe von 1,97 m erreicht und beim rechten Graben bei System 4 (L43) 3,13 m.

Hier befindet man sich bereits im Bereich vor der Kabelübergangsanlage im Bereich der Aufweitung. Der Phasenabstand beträgt 0,6 m, der Systemabstand 7,90 m.

Die hier genannten Legetiefe kommen durch die Bestands-GOK zustande. Die Überdeckung wird im Zuge der Bauausführung abgetragen, so dass die Überdeckung der Kabel in der Betriebsphase geringer als hier angenommen sein wird. Da zum aktuellen Zeitpunkt die zukünftige GOK noch nicht feststeht, wird hier im Sinne einer konservativen Rechnung mit der Bestands-GOK gerechnet. Geringere Überdeckungen werden dann zu geringeren Erwärmungen führen. Liefert die Berechnung mit der Bestands-GOK die geforderte Belastbarkeit, ist sie auch bei geringeren Überdeckungen sicher gegeben.

Das nächstgelegene Bodenprofil ist das Profil MH-BS 69, welches einen überwiegend sandigen Boden ausweist:

### MH-BS 69

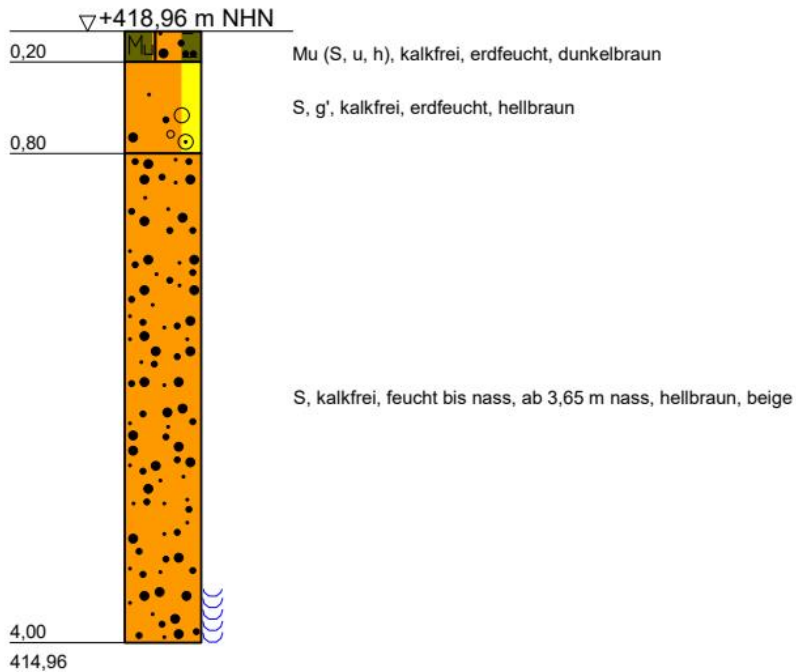


Abb. 50: Bodenprofil bei Station 2+640 [Spa2023a]

Die Abb. 51 zeigt die bei thermischer Grenzlast berechnete Temperaturverteilung.

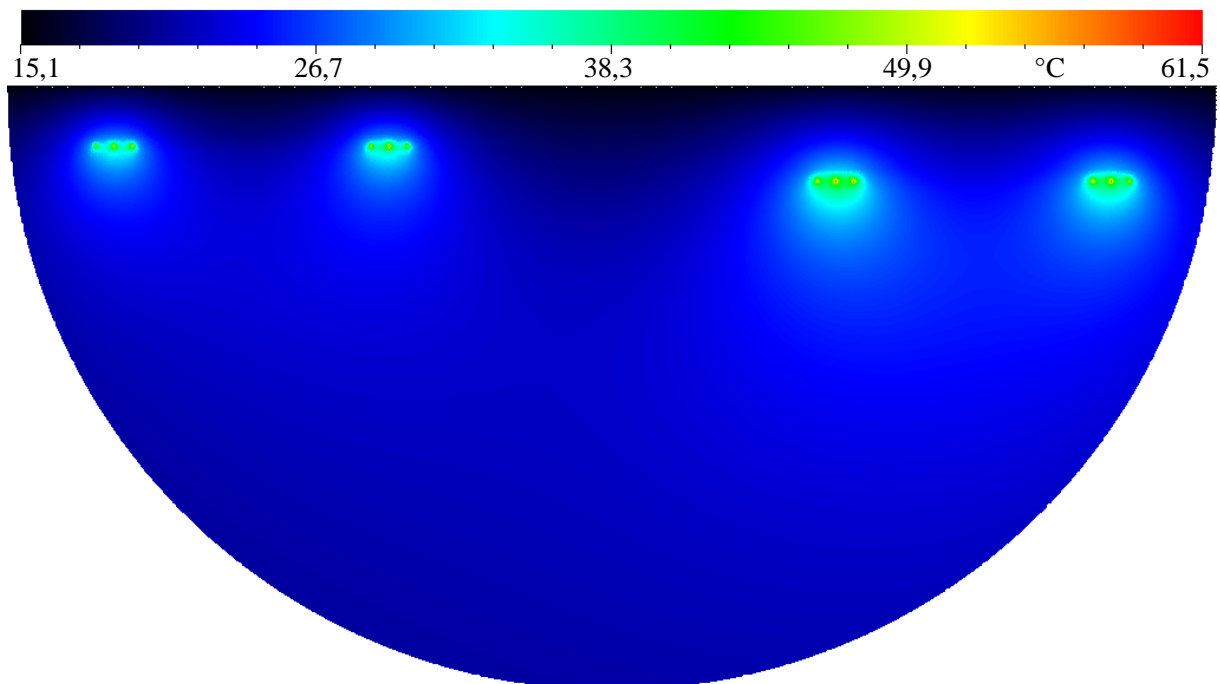


Abb. 51: Temperaturverteilung bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB III

Man erkennt, dass der Stromkreis 3/4 tiefer liegt als der Stromkreis 1/2. Mit einer Legetiefe von gut 3 m liegt er unterhalb der Grenze zur Bodenaustrocknung von 2,0 m. Die Leitertemperaturen erreichen bis zu 61,5 °C. Die Belastbarkeit ist somit trotz der größeren Legetiefe sehr gut gegeben, was an dem überwiegend sandigen und somit gut wärmeleitfähigen Boden und den größeren Systemabständen liegen dürfte. Damit ist auch die Belastbarkeit bei abgetragenen Geländeoberkanten garantiert.

Für die quantitative Auswertung der Leitertemperaturen wurde eine Linienabtastung in Höhe der Leiterachsen durchgeführt:

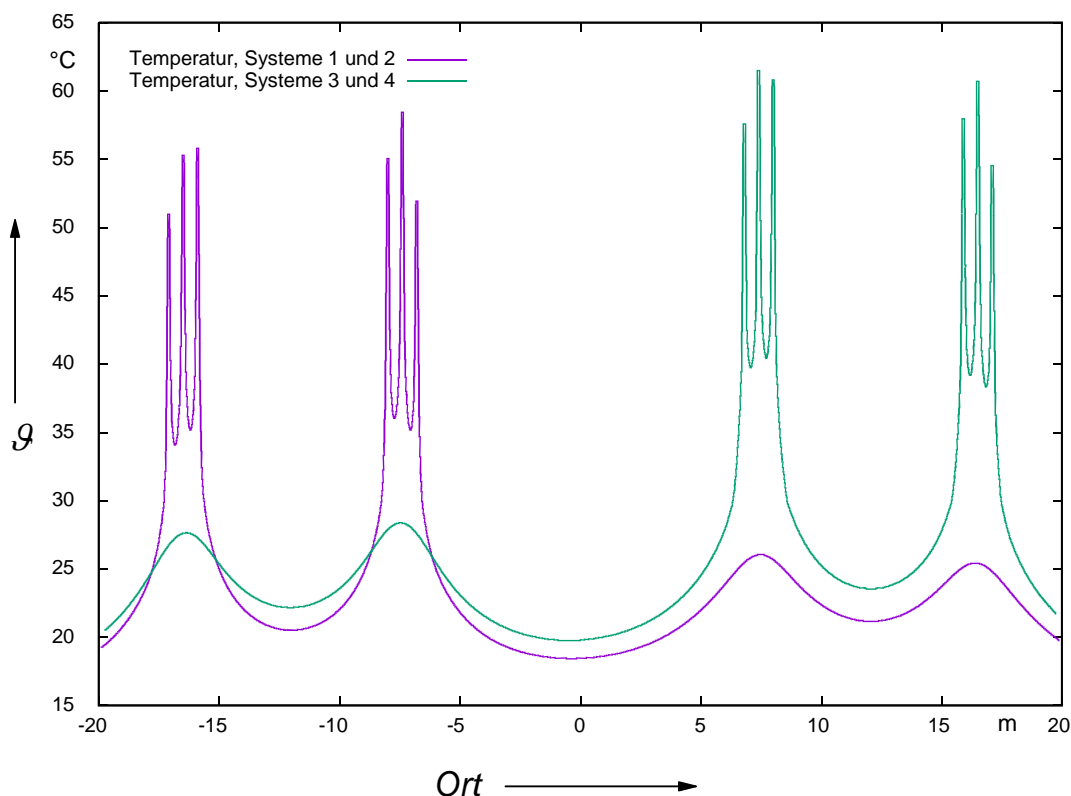


Abb. 52: Temperaturverteilung in Höhe der Leiterachsen bei Belastung mit thermischer Grenzlast, CB III

Die Leitertemperaturen sind in Tab. 20 zusammengestellt:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
50,96	55,28	55,81	55,06	58,42	51,91
L31	L32	L33	L41	L42	L43
57,57	<b>61,51</b>	60,81	57,96	60,96	54,53

Tab. 20: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB III

Aufgrund der größeren Legetiefe ist nun die Ader L32 die wärmste und erreicht eine Leiter-temperatur von 61,5 °C.

Auch hier wurde die Simulation wieder mit einer Sandbettung einfacher Qualität wiederholt. Mit der Sandbettung einfacher Qualität wurden die Leitertemperaturen in Tab. 21 erreicht:

L11	L12	L13	L21	L22	L23
56,66	62,09	63,03	61,57	65,95	57,84
L31	L32	L33	L41	L42	L43
63,78	<b>68,58</b>	67,73	64,44	67,72	60,32

**Tab. 21: Leitertemperaturen bei thermischer Grenzlast, 3600A, Regelgraben CB III, Sandbettung einfacher Qualität**

Auch wenn hier die Temperaturen unter 90 °C bleiben, wird die Sandbettung einfacher Qualität nicht empfohlen, da im Cross-Bonding-Bereich II (Bereiche mit Auelehm und tonigem Unterboden) eine Sandbettung mittlerer Qualität erforderlich ist.

Zum Schluss wurde wieder die Belastbarkeit bei dynamischer Last untersucht. Es wird von einer Sandbettung mittlerer Qualität ausgegangen. Die Tab. 22 fasst die erreichten Leitertemperaturen zusammen:

	L11	L12	L13	L21	L22	L23
3200 A	41,64	43,82	44,48	44,64	46,35	42,10
4000 A	48,09	50,38	51,95	51,96	53,72	48,49
	L31	L32	L33	L41	L42	L43
3200 A	46,80	49,22	<b>48,87</b>	46,91	48,38	43,94
4000 A	53,75	56,21	<b>56,51</b>	54,05	55,49	50,17

**Tab. 22: Leitertemperaturen bei dynamischer Last, 3200A/ 4000 A, Regelgraben CB III**

Nach 12 Stunden erreicht die heißeste Ader (L33) eine Leitertemperatur von 56,5 °C. und liegt damit deutlich unterhalb der zulässigen Leitertemperatur von 90°C. Die Anlage ist also länger als 12 Stunden im (n-1)-Fall zu betreiben.

### ***5.5 Thermische Beeinflussung einer Trinkwasserleitung***

Der mögliche Einfluss der geplanten Zwischenverkabelung auf eine vorhandene DN 250 Asbestzement-Wasserleitung konnte nicht untersucht werden, da die genaue finale Lage nach Umliegung zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch nicht bekannt ist. Eine Beeinflussung, sprich signifikante Erwärmung des Trinkwassers kann jedoch unabhängig von der Lage der Trinkwasserleitung aus folgenden Gründen mit großer Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden:

- Es handelt sich um eine Versorgungsleitung, bei der keine längeren Standzeiten des Wassers zu erwarten sind und durchfließendes Wasser ist der Kabelanlage als Wärmequelle zu kurz ausgesetzt, um eine solche Wärmemenge aufzunehmen, die zu einer signifikanten Temperaturerhöhung führen würde.
- Es werden große Mengen an Wärmeenergie benötigt, um die große Wärmekapazität des Wassers thermisch aufzuladen. Die Verlustleistungsabgabe der Kabelanlage ist zu gering, und überdies der Einflussbereich räumlich begrenzt, um durchfließendes Wasser signifikant zu erwärmen.

Ist die finale Lage der Wasserleitung und die Durchflussmenge bekannt, kann anhand der Wärmetauscher-Theorie die Erwärmung des Trinkwassers durch einen thermisch vorbelasteten Boden berechnet werden. Sollte sich der unwahrscheinliche Fall einer signifikanten Erwärmung ergeben, so kann die Trinkwasserleitung im Einflussbereich thermisch gedämmt werden, um so eine Erwärmung auszuschließen.



## 6 Zusammenfassung

Das Vorhaben „Raitersaich-Ludersheim-Sittling-Altheim 380-kV-Ersatzneubauprojekt“, als Ersatzneubau auf der 380 kV-Spannungsebene einschließlich Rückbau der 220 kV-Bestandsleitung aus den 1940er Jahren, stellt ein Teil der Leitungsausbauprojekte in Bayern dar. Im Abschnitt B-Nord (siehe Abb. 1) ist eine Erdverkabelung geplant.

Die elektrischen, thermischen und magnetischen Eigenschaften der Erdverkabelung B-Nord waren Gegenstand dieser Studie.

### 6.1 Elektrische Eigenschaften

Zuerst wurde die Stromverteilung auf den parallelgeschalteten Systemen 1 und 2 sowie 3 und 4 berechnet und die Positionen der Cross-Bonding Muffen optimiert. Unter Berücksichtigung geografischer und technischer Rahmenbedingungen wurde die erste CB-Muffe bei Station 1+000 und die zweite CB-Muffe bei Station 1+930 festgelegt.

Es wurden die elektrischen Beanspruchungen im Normalbetrieb untersucht. Die maximalen induzierten Schirmspannungen überschreiten für alle betrachteten Lastfälle an den CB-Muffenstandorten den Grenzwert für den Berührungsschutz (50 V bis 80 V). Dennoch liegen sie immer noch unterhalb der maximal zulässigen Grenze von 1000 V (siehe Erläuterung in Abschnitt 3.3.2).

Aufgrund der Höhe der ermittelten Schirmspannungen sollte besondere Aufmerksamkeit auf den Berührungsschutz im Bereich der CB-Muffenstellen, Endverschlüsse und ihrer Zuleitungen gelegt werden.

Die elektrischen Beanspruchungen bei Netzfehlern wurden ebenfalls untersucht: Die Ergebnisse der Netzfehlersimulationen zeigen, dass die Schirmspannungen für alle Unterabschnitte sowohl bei dreipoligen als auch bei einpoligen Kurzschlüssen unter 6 kV liegen. Somit stellen sie keine kritischen Beanspruchungen der Kabelaußenisolierung sowie der Muffentrennstellen-Isolierung dar. Die verwendeten Mantelspannungsbegrenzer mit einer Bemessungsspannung von 12 kV sind daher ausreichend dimensioniert.

Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass ein dreipoliger Kurzschluss höhere Schirmspannungen als ein einpoliger Kurzschluss erzeugt. Dies ist darin begründet, dass der Großteil des Erdschlussstroms durch die betroffenen Kabelschirme zurückfließt und einen Teil des durch den Leiterstrom verursachten Magnetfelds kompensiert. Der einpolige Erdschlussstrom wird entsprechend dem Verhältnis der Nullimpedanz auf alle Kabelschirme aufgeteilt, was zu einer weiteren Abschwächung der thermischen Kurzschlussbelastungen an jedem einzelnen Kabel führt. Infolgedessen sind keine kritischen kurzschluss thermischen Belastungen der Kabelschirme zu erwarten.

## 6.2 Magnetische Eigenschaften

Zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch magnetische Felder hat der Gesetzgeber Anforderungen in der sechszwanzigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) festgesetzt: Für ortsfeste Anlagen mit einer Spannung von mehr als 2000 V wird ein Grenzwert der magnetischen Flussdichte (auch magnetische Induktion genannt) von 100  $\mu\text{T}$  festgelegt. Dieser Grenzwert gilt im Einwirkungsbereich an Orten, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung. Hierzu ist anzumerken, dass sich im Einwirkungsbereich der hier untersuchten Anlage kein solcher Ort befindet.

Im Rahmen dieser Studie wurden alle Stationen [Swe2024] bezüglich der Phasenabstände solange iterativ optimiert, dass alle aufgeführten Stationen eine maximale magnetische Flussdichte von weniger als 100  $\mu\text{T}$  aufweisen. Die drei Stationen mit den höchsten magnetischen Flussdichten wurden hier eingehend betrachtet: Dies ist für den Cross-Bonding-Abschnitt I die Station 0+600, für Cross-Bonding-Abschnitt II die Station 1+890 und für Cross-Bonding-Abschnitt III die Station 2+520. Auch die Stationen mit den höchsten magnetischen Flussdichten halten den gesetzlichen Grenzwert von 100  $\mu\text{T}$  bei Nennlegetiefe ein; kleinräumige Überschreitungen vor und hinter Bereichen geschlossener Bauweise konnten im Rahmen der Optimierung beseitigt werden.

## 6.3 Thermische Eigenschaften

Die Kabelanlage wurde mittels thermischer Feldberechnung bezüglich ihrer Belastbarkeit geprüft. Untersucht wurde die Unterdükerung Q1 im Bereich maximaler Überdeckung bei einem Phasen und Systemabstand von 4,0 m. Es wurden Temperaturen von bis zu 63,8 °C erreicht. Hier ist die Belastbarkeit sehr gut gegeben. Auch Bohrtoleranzen von 10 % der Tiefenlage wurden berücksichtigt, welche zu keiner Einschränkung der Belastbarkeit führten. Die dynamische Belastbarkeit ist in diesem Bereich ebenfalls gegeben.

Bei den Bereichen offener Verlegung wurden drei Querschnitte mit größeren Legetiefen und thermisch ungünstigen Bodenprofilen untersucht.

In allen Fällen waren, sowohl bei thermischer Grenzlast als auch bei dynamischer Last, die Belastbarkeiten gegeben. In Bereichen, in denen Auelehme und/ oder tonige Unterböden anzutreffen sind (z.B. um Station 1+350), erreichen die Leitertemperaturen lokal über 80 °C. Aufgrund dieses Hot-Spots wird von einer Sandbettung einfacher Qualität abgeraten und eine Sandbettung mittlerer Qualität empfohlen. Alternativ kann, falls genügend Aushub vorhanden ist, gesiebter Terrassensand wegen seiner guten Wärmeleitfähigkeit wiederverwendet werden.

## 7 Anhang

### 7.1 Schrifttum

- [ATP] ATP Website, [www.emtp.org](http://www.emtp.org) und [www.eeug.org](http://www.eeug.org)
- [Bay2024] <https://www.br.de/nachrichten/bayern/zoff-um-juraleitung-masten-statt-erd-kabel-bei-ludersheim,UCIHL3o>, abgerufen am 20.08.2024
- [BIM2013] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz: „Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV“, neu gefasst durch Bek. v. 14.8.2013
- [Boe2006] Peter von Böckh: „Wärmeübertragung, Grundlagen und Praxis“, 2. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006
- [DGUV2001] DGUV: Deutsche gesetzliche Unfallversicherung Unfallverhütungsvorschrift Nr. 15 „Elektromagnetische Felder“, Berlin, 1. Juni 2001
- [Dong2012] T. Dong, „Modulares Analysesystem für Grundsatzuntersuchungen an langen Netzverbindungen mit Drehstrom-Hoch- und Höchstspannungskabeln“, Dissertation, Universität Duisburg-Essen, 2012
- [HS1999] Heinhold, Stubbe: „Kabel und Leitungen für Starkstrom“, Publics MCD Verlag, 5. Auflage 1999
- [IEC2006] International Electrotechnical Commission: Electric Cables - Calculation of the current ratings, Part 1-1: Current rating equations (100% load factor), Publication 60287-1-1, IEC Standard, 2006
- [Nex2001] Nexans: „HTC 2753-3T“, Kabeldatenblatt Nexans 380 kV 2500 mm<sup>2</sup>.pdf, 01.07.2011
- [Oed2011] D. Oeding e.a., „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Auflag. 7, 2011
- [Spa2023] Dr. Spang GmbH: „Objekt: Juraleitung A070 Abschnitt B-Nord, LOS 6, Mühlhausen, Querung Gemeindeverbindungsstraße, Trassen-km 0+530 bis 0+650“, Nürnberg, Juni 2023
- [Spa2023a] Dr. Spang GmbH: „Juraleitung A070 Abschnitt B Nord, Los 6, Erdkabel Mühlhausen Baugrundhauptuntersuchung“, Witten, Juni 2023
- [Swe2023] Sweco: „Zusammenstellung thermische und elektrotechnische Berechnungen“, internes Dokument, Juli 2023
- [Swe2023a] Sweco: „Unterlage 6.3, Regelgrabenprofil“, Bayreuth, Dezember 2023
- [Swe2024] Sweco: Trassierungsdaten in Excel-Tabelle „20240716\_Mühlhausen\_Abstand+Tiefe\_Station\_0-2740\_V2.xlsx“
- [Swe2024a] Sweco: P8801B240222\_LH (LH-Str.+Wald).pdf, 15.02.2024

- [Sta2001] J. Stammen, „Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen“, Dissertation Universität Duisburg, Shaker Verlag, 2001
- [Ten2023] TenneT: „TenneT - Berechnungen für 380 kV Zwischen-verkabelungsabschnitte“, Version 1.8, April 2023, Revision vom: 24.04.2023
- [Ten2023a] <https://www.tennet.eu/de/projekte/isar-altheim>, abgerufen am 16.08.2023
- [VDE1995] VDE 0276 Teil 1000: Starkstromkabel, Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren, VDE-Verlag, Berlin, Juni 1995
- [VDE2005] VDE 0228: „Leiter für Kabel und isolierte Leitungen (IEC 60228:2004); Deutsche Fassung EN 60228:2005 + Corrigendum:2005“, VDE-Verlag, Berlin, 2005
- [VDI2010] VDI: „VDI-RICHTLINIEN, VDI 4640, Thermische Nutzung des Untergrunds“, Beuth Verlag, Berlin, Juni 2010
- [VDI2013] VDI, “VDI-Wärmeatlas”, *VDI-Verlag*, 11. Auflage, Düsseldorf, 2013

## 7.2 Über die Autoren

### **Tao Dong:**

Dr.-Ing. Tao Dong, studierte Allgemeine Elektrotechnik an der Rheinischen Fachhochschule Köln mit dem Abschluss Diplom-Ingenieur (FH). Im Oktober 2012 wurde er von Prof. H. Brakelmann zum Dr.-Ing. mit Auszeichnung promoviert und für seine Dissertation „Modulares Analysesystem für Grundsatzuntersuchungen an langen Netzverbindungen mit Drehstrom-Hoch- und Höchstspannungskabeln“ mit dem Siemens-Energy-Thesis-Awards 2013 geehrt.

Seit 2012 arbeitet er als Spezialist für die Berechnung und Optimierung elektrischer Netze bei einer Firma für Netzleittechnik in Aschaffenburg. Sein Aufgabengebiet umfasst die Erforschung und Entwicklung von neuen Berechnungsverfahren für die computergestützte Analyse elektrischer Energieversorgungsnetze, Durchführung stationärer, dynamischer und transienter Netzberechnungen und Entwicklung von Software zum Lösen technischer Problemstellungen im Bereich elektrischer Energieübertragungstechnik.

Er ist Verfasser zahlreicher Studien, die sich mit den Untersuchungen von elektromagnetischen Eigenschaften realer Kabelanlagen befassen.

### **Jörg Stammen:**

Dr.-Ing. Jörg Stammen, studierte Elektrotechnik an der Gerhard-Mercator-Universität mit dem Abschluss Diplom-Ingenieur. Im Januar 2001 wurde er von Prof. H. Brakelmann mit der Note „sehr gut“ zum Dr.-Ing. promoviert. Das Thema seiner Dissertation lautet: „Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen“. Im Rahmen dieser Arbeit entstand ein neuer, für Energiekabelanlagen optimierter Simulator auf der Basis der Finite-Elemente-Methode.

Nach dreijähriger Arbeit als Gruppenleiter und stellvertretender Abteilungsleiter am Fraunhofer Institut kehrte er zur Universität Duisburg-Essen zurück, um die Forschungsarbeiten im Bereich der Energiekabeltechnik bei Herrn Prof. Brakelmann fortzuführen. Wesentliche Teile der öffentlich geförderten Projekte „Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen“ (BfN, FKZ 80682070) und „Innovative Konzepte für die Entwicklung der elektrischen Infrastruktur zur systemtechnischen Einbindung großer Kapazitäten erneuerbarer Energie“ (BMU, FKZ 0327606) wurden von ihm bearbeitet.

Seit der Pensionierung von Herrn Prof. Brakelmann im Jahr 2012 führt er die Arbeiten am Fachgebiet „Energietransport und -speicherung“ weiter.

Zusätzlich zu seinen Forschungsarbeiten im Fachgebiet Energietransport und -speicherung ist er als Dozent und Prüfer an der Universität Duisburg-Essen tätig und hält die Vorlesungen „Elektrotechnik“ sowie „Elektrische Maschinen“.

Er ist Verfasser zahlreicher Studien, die die Belastbarkeiten sowie die thermischen und magnetischen Felder von Kabelanlagen untersuchen und deren Optimierung, darunter auch viele Studien zum Thema 2 Kelvin-Kriterium von Seekabeltrassen in der Nord- und Ostsee.

Zu den von ihm beratenen Firmen gehören Hellenic Cables, NKT, TenneT Offshore, TenneT TSO, Transnet BW, Innogy, Avacon Netz GmbH, Uniper, Amprion, Bayernwerk, 50Hertz, Fichtner, Sweco, u.v.a.