

Zwischenverkabelung der 380/132/65-kV- Leitungsverbindung Mörel – Ulrichen

Machbarkeitsstudie

Auftraggeber: Swissgrid AG, Laufenberg

Bearbeitung: Prof. Dr.-Ing. habil. H. Brakelmann, BCC Cable Consulting,
Rheinberg
Dipl.-Ing. Shuan Ghaderi, S&P Consult GmbH Bochum

Rheinberg/Bochum, September 2014

Inhalt

Zusammenfassung	5
1 Ausgangslage und Problemstellung	10
2 Auswahl der Trassenvarianten	12
2.1 Grundlegende Aspekte bei der Trassenfindung	12
2.2 Binnaquerung mittels Rohrvortrieb.....	16
2.3 Binnaquerung mittels Tunnelbau	19
2.4 Binnaquerung mittels Brücke	23
3 Anforderungen an die Stromtragfähigkeit.....	29
4 Berechnungsverfahren und Bodeneigenschaften.....	32
5 Mögliche Kabelanordnungen	36
5.1 Offener Kabelgraben: Minimierung der Grabentiefe: Kabelsysteme in Einebenenordnung	37
5.1.1 Erforderliche Trassenbreite	42
5.1.2 Magnetfelder	43
5.2 Phase-splitting-Anordnungen	45
5.2.1 Offener Kabelgraben mit verringerter Grabenbreite: Horizontale Zweiebenenordnung mit phase-splitting	46
5.2.2 Offener Kabelgraben mit minimaler Grabenbreite: Vertikale Kabelanordnung mit phase- splitting	52
5.2.3 Phase-splitting-Anordnungen im Leitungskanal: Offener Kabelgraben oder halboffenes/geschlossenes Bohrverfahren	53
5.3 Verlegung in Luft (Bereich Umspannwerke)	56
5.4 Kabel im Leitungsgang.....	58
5.4.1 Einhaltung des Magnetfeld-Grenzwerts im Leitungsgang	59
5.4.2 Abmessungen des Leitungsgangs in den Muffenbereichen	66
5.4.3 Kabelbelastbarkeiten im Leitungsgang	67
5.4.4 Verlustarme Magnetfeldschirmung	71
5.4.5 Magnetfeld außerhalb des Leitungsgangs	72
5.5 Einzelbohrungen	72
5.6 Binnaquerung mit Fußgängerbrücke.....	76

6	Reparatur einer fehlerhaften Kabellänge.....	80
7	Zuverlässigkeit	83
8	Schirmbehandlung.....	87
9	Übergangsfelder.....	90
10	Schutzkonzept bei Zwischenverkabelungen.....	94
10.1	Schutz gegen Überspannungen.....	94
10.2	Schutz gegen Überströme	95
11	Betrieb des Reservekabels in „heißer Redundanz“	97
12	Bauliche Ausführungen.....	98
12.1	Offene Bauweise	98
12.2	Halboffene Bauweise	99
12.3	Geschlossene Bauweise	100
12.3.1	Mikrotunnelbau / Pilotrohr-Vortrieb	101
12.3.2	Spülbohrverfahren (HDD-Verfahren)	102
12.3.3	Rohrvortrieb mit Schildmaschine	104
12.3.4	Stollenbau mit Tunnelbohrmaschine.....	110
12.3.5	Bergmännischer Stollenbau	112
12.4	Ersteinschätzung der geologischen Verhältnisse	113
13	Linienführung und technische Auslegung.....	116
13.1	Trassenvariante 1.....	118
13.2	Trassenvariante 2.....	122
13.3	Trassenvariante 3.....	124
14	Wirtschaftlichkeit	126
14.1	Investitionskosten.....	126
14.1.1	Investitionskosten Kabel	126
14.1.2	Baukosten	130
14.2	Betriebskosten.....	133
14.2.1	Verluste und Verlustkosten	133
14.2.2	Gesamte Investitions- und Vollkosten.....	137
14.2.3	Verlustoptimierte Freileitung	140

15	Ökologische Bewertung	143
16	Terminplanung	147
17	Gasisolierte Leitungen (GIL)	149
18	Bewertungsschema des BFE	152
19	Anhänge	153
	Angang 1 - Technischer Vergleich von Freileitung und Kabel	153
	Anhang 2 – Geologische Karten	166
20	Schrifttum	170

Änderungen gegenüber Version 09/2014

Index	Änderungen	Datum
1	S. 27 → alte Abb. 10 gestrichen (Inhalte in Abb. 9 bereits enthalten) → die Nummerierung der folgenden Abbildungen entsprechend jeweils -1	22.04.2016
2	S.121 →Abb. 84 neu (Hintergrundsplan aktualisiert)	22.04.2016
3	S.123 →Abb. 85 neu (Hintergrundsplan aktualisiert)	22.04.2016
4	S.125 →Abb. 86 neu (Hintergrundsplan aktualisiert)	22.04.2016

Zusammenfassung

Den Urteilen des Schweizer Bundesverwaltungsgerichts vom 3.1.2013 und des Bundesgerichts vom 11.9.2013 folgend, werden in der vorliegenden Studie für das Gebiet Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt Möglichkeiten einer Zwischen-verkabelung der 380/220/132-kV-Verbindung Chippis-Ulrichen untersucht.

Der Planungsauftrag für die vorliegende Studie lautet, für den vorgesehenen Endausbau der Verbindung Mörel-Ulrichen mit zwei 380-kV-Freileitungssystemen, einem 65-kV-System und mit Leerrohren für ein gegebenenfalls später noch zu verkabelndes 132-kV-Bahnstromsystem, optimierte Varianten realisierbarer Zwischenverkabelungen zu ermitteln. Parallel zum Kabelabschnitt muss eine separate SBB-Freileitung vorgesehen werden.

Hierzu waren die folgenden Schritte erforderlich:

- a) Identifikation möglicher Standorte für die Übergangsbauwerke und deren Optimierung im Hinblick auf Platzbedarf und Umweltbeeinträchtigungen
- b) Ermittlung möglicher Linienführungen für die Kabeltrasse und Identifikation der infrage kommenden Bauverfahren
- c) Optimierte Auslegung der Kabelanlagen so, dass alle Anforderungen im Hinblick auf Übertragungsvermögen, Netzverhalten, Beeinflussungsarmut (thermisch, magnetisch/NISV), Zuverlässigkeit, Betriebsverhalten und Sicherheit erfüllt werden
- d) Ermittlung der Umweltbeeinträchtigungen (Zufahrtswege, Rodungen, optische Beeinträchtigungen, Boden, Hydrologie etc.)
- e) Ermittlung aller Kosten, Vergleich mit der Freileitungsvariante; Bewertung nach BfE-Schema.

Im Rahmen der bautechnischen Untersuchungen wurden auf dem Abschnitt zwischen den Unterwerken Mörel und Ernen verschiedene in Frage kommenden Trassenverläufe für eine Kabelverlegung betrachtet und hinsichtlich der bautechnischen Umsetzung und der zu erwartenden Investitionskosten näher untersucht. Neben Betrachtung von Trassenvarianten mit einer Zwischenverkabelung wurden auch die Möglichkeiten einer Vollverkabelung geprüft, um im Rahmen der Studie die Vorteile einer vollständigen Verkabelung zwischen zwei Unterwerken zu berücksichtigen.

Ein besonderes Erschwernis für die Kabelverlegung stellt die Querung der Binna dar, welche durch einen stark eingeschnittenen Flusstal geprägt. Für die Binnaquerung wurden sowohl Bauverfahren in geschlossener Bauweise als auch Brückenlösungen betrachtet.

Eine weitere Besonderheit im Untersuchungsgebiet ist ein Wasserstollen, welcher einen guten baulichen Zustand aufweist und im Falle einer Vollverkabelung auf einer Länge von ca. 3 km zu einem Leitungsgang ausgebaut werden kann. Um den Wasserstollen nutzen zu können ist allerdings eine ca. 512 m lange Steilstrecke zwischen dem Unterwerk Mörel und dem Anfangspunkt des Wasserstollens im Lägundwald zu überbrücken. Angesichts eines Gefälles von ca. 53% bildet dieser Trassenabschnitt eine besondere technische Herausforderung.

Aus der Gesamtheit der analysierten Trassen resultierten drei Vorzugsvarianten:

- Variante 1: Vollverkabelung zwischen den Unterwerken (UW) Mörel und Ernen unter Nutzung eines bestehenden Wasserstollens
- Variante 2: Zwischenverkabelung von Übergangsbauwerk Ze Millere bis Ernen
- Variante 3: Zwischenverkabelung von Übergangsbauwerk Viertel bis Ernen

Weitere Varianten möglicher Linienführungen wurden untersucht, die aber aus bautechnischen und wirtschaftlichen Gründen verworfen werden mussten.

Generell werden bei der Kabelverlegung sowohl unterschiedliche Varianten der offenen Bauweise als auch grabenlose unterirdische Bauverfahren untersucht und ausführlich erläutert. Hierbei spielen bei der offenen Verlegung die Fragen des Trassenbedarfs (Trassenbreite in Bauphase und Betrieb), der Trassentiefe (Aufwand beim Grabenaushub), aber auch die Fragen der thermischen und magnetischen Beeinflussungen eine besondere Rolle. Abhängig von diesen Aspekten und unter Kostenaspekten optimiert werden bei den drei Trassenvarianten diejenigen Abschnitte identifiziert, die auch unter den bautechnischen Vorgaben und Einschränkungen zu Topologie (z.B. Geländeneigung) und Landschaftsschutz realisierbar sind.

Realisierungen in geschlossener Bauweise als begehbare Leitungsgang, erstellt im Bohrverfahren oder – bei besonders schwierigen Verhältnissen wie extremen Steigungen im Bereich UW Mörel – erweisen sich bei den gegebenen Bodenverhältnissen als sehr kostenintensiv. Große Vorteile sind sowohl unter den Aspekten der geringen Umweltbeeinflussung wie auch unter den betrieblichen Aspekten (Zugänglichkeit, gute thermische Bedingungen etc.) gegeben.

Für alle Ausführungsformen der drei Trassenvarianten werden die Investitionskosten, die Betriebskosten sowie die für eine Betriebsdauer von 80 Jahren gegebenen Vollkosten detailliert beschrieben.

Zur Einhaltung der Forderung, dass die Kabelanlage eine mit der Freileitungsanlage vergleichbare Zuverlässigkeit (Verfügbarkeit) aufweisen soll, wurde zusätzliche Redundanz mit einem Reservekabel pro 380-kV-Kabel-Doppelsystem verfolgt (PowerTubes-Prinzip). Dabei sind zur Sicherung des Personals bei Reparatur- oder Wartungsarbeiten im Leitungsgang Sondermaßnahmen in Form von Kompensationsleitern vorgesehen. Kombiniert mit einer verlustmindernden Schaltungsmaßnahme sorgen

diese bei Betreten des Leitungsgangs für die Einhaltung des Magnetfeld-Grenzwerts. Die statistischen Auswirkungen (Verminderung der Nichtverfügbarkeitszeiten) dieser Maßnahmen wird ausführlich dargestellt, ebenso wie die Aspekte der Behandlung der Kabelschirme und der Durchführung von Kabelreparaturen im Fehlerfall.

Der Übergang von der Freileitung auf die Kabelanlage wird bei allen drei Trassenvarianten auf der einen Seite innerhalb des UW Ernen vorgenommen. Auf der anderen Seite ist es bei der Trassenvariante 1 das UW Mörel, während bei den beiden anderen Trassenvarianten ein Übergangsfeld auf freiem Gelände errichtet werden muss. Ausführungsformen hierzu werden aufgezeigt. Bei einer Freiluftausführung werden sich optische Beeinträchtigungen durch ein Feld mit dem Abspannmast bzw. dem Abspannportal und mit 14 Kabelendverschlüssen und 14 Überspannungsableitern bei einem Flächenbedarf von etwa 1600 m² nicht vermeiden lassen. Alternativ wird eine unterirdische Kompaktanlage mit sehr geringem Platzbedarf beschrieben, bei der oberirdisch neben dem Abspannmast/-portal nur sechs Durchführungen und sechs Überspannungsableitern zu sehen sind. Allerdings enthält die gekapselte Anlage in geringen Mengen eine Stickstoff/Schwefelhexafluorid-(SF₆)-Mischung als Isoliergas.

Die Frage eines vorteilhaften Betriebs der Reservekabel in sog. „heißer Redundanz“ wird diskutiert, ebenso wie Probleme möglicherweise auftretender innerer wie äußerer Überspannungen, wozu eine ausführliche Studie gefertigt wurde. Dabei zeigt sich, dass diese Überspannungsprobleme bei geeignetem Einsatz von Überspannungsableitern beherrschbar sind. Die Notwendigkeit einer Kompensation zur Blindleistungsbegrenzung oder zur Spannungsstabilisierung sind wegen der geringen Trassenlänge und der Einbindung der Kabelanlage in eine große Freileitungsstrecke nicht gegeben.

Der ökologische Vergleich der drei Zwischenverkabelungsvarianten mit der reinen Freileitungsausführung zeigt im Rahmen einer ausführlichen Ökostudie zunächst auf, dass bei der Anlagenerstellung der erforderliche Energieaufwand sowie die Menge der emittierten Schadstoffe bei den Kabelvarianten weitaus höher sind als bei der reinen Freileitungsvariante. Allerdings wird die Lebenszyklus-Gesamtbilanz von Energieaufwand und Emissionen beherrscht durch die Betriebsphase, wobei die Kabelvarianten bei dieser Gesamtbetrachtung wegen der geringeren Energieverluste spürbar günstiger abschneiden. Die Verhältnisse können bei der reinen Freileitungsvariante durch Einsatz einer verlustoptimierten Beseilung spürbar verbessert werden, was am Beispiel einer Auslegung mit Zweierbündeln mit 2x1000 mm²-Seilen aufgezeigt wird.

Die Betrachtung der niederfrequenten elektromagnetischen Felder ergibt Folgendes:

Der Grenzwert des elektrischen Feldes wird von der Freileitung entlang der gesamten Trasse eingehalten. Bei den Kabelanlagen tritt außerhalb der Kabel kein (wesentliches) elektrisches Feld auf.

Die magnetischen Induktionen (oder magn. Flussdichten) der Kabelanlagen wie auch der Freileitung bleiben bei allen hier betrachteten Varianten unterhalb der gesetzlichen Grenzwerte. Bei der offenen Bauweise (Kabelgraben) kann das Magnetfeld direkt oberhalb des Kabelgrabens spürbar höher sein

als das Magnetfeld unterhalb der Freileitung. Allerdings wird der für sensible Bereiche gegebene Grenzwert von 1 μT bereits wenige Meter (z.B. rd. 7 m bei Einebenenordnung) neben der Kabelanlage unterschritten. Bei der geschlossenen Bauweise treten selbst bei geringer Tiefe des Leitungsgangs direkt über diesem nur wenige μT auf.

In der Studie wird die Machbarkeit aller drei Verkabelungsvarianten nachgewiesen. Bei der abwägenden Bewertung dieser Varianten untereinander und im Vergleich mit der reinen Freileitungslösung werden – zunächst noch ungeachtet der Kosten – die Fragen der optischen Beeinträchtigungen, der Umweltbeeinträchtigungen und der Nachhaltigkeit (s. oben) im Vordergrund stehen.

Hinsichtlich der optischen Beeinträchtigungen stellt die Trassenvariante 1 die günstigste Lösung dar, da die gesamte, laut Gerichtsurteilen zu diskutierende Strecke von der 380-kV-Freileitung freigehalten wird. Bei den beiden anderen Varianten gilt dies nicht vollständig, und es kommen optische Beeinträchtigungen im Bereich eines Übergangsfeldes hinzu. Bei allen Kabelvarianten wird der Vorteil geringerer optischer Beeinträchtigungen dadurch getrübt, dass in allen Fällen eine Freileitung für die SBB-Leitung über die gesamte Strecke zu errichten ist.

Beim Kostenvergleich erweisen sich die Kabelvarianten als weitaus kostenintensiver als die reine Freileitungslösung. So stehen bei der weitestgehenden Kabelvariante den Vollkosten der Kabelanlage von 190 Mio. CHF Kosten der Freileitung von 64,8 Mio. CHF, also Mehrkosten in Höhe von 125,2 Mio. CHF gegenüber. Der Investitionskostenfaktor beträgt 8,87, und der Vollkostenfaktor liegt bei 2,93.

Spürbar geringere, aber immer noch sehr hohe Kosten ergeben sich bei der nur rd. 3 km langen Kabelvariante 3 mit Vollkosten der Kabelanlage von 95,0 Mio. CHF gegenüber Vollkosten der Freileitung von 21,6 Mio. CHF, also mit Mehrkosten in Höhe von 76,3 Mio. CHF. Der Investitionskostenfaktor beträgt hier 13,42, und der Vollkostenfaktor liegt bei 4,40. Diese erhöhten Kostenfaktoren erklären sich dadurch, dass bei der Kabelvariante 1 über eine Strecke von nahezu 3 km ein bereits vorhandener Wasserstollen als Bauwerk genutzt werden kann.

Allgemein lässt sich feststellen, dass wegen der topologisch und geologisch vorgegebenen, äußerst schwierigen Randbedingungen, die über große Strecken sehr aufwendige Realisierung unterirdischer Leitungsgänge in felsigem Boden erzwingen, die Kostenfaktoren der Zwischenverkabelung sehr hoch ausfallen.

Wie schon in anderen Studien erkennt man auch an diesen Beispielen, dass die Bewertung einer Zwischenverkabelung im Vergleich mit der Freileitungslösung immer fallweise, in Abhängigkeit von den konkreten Parametern, vorgenommen werden muss.

Fazit:

- A) Die Machbarkeit einer Zwischenverkabelung der 380/220/132-kV-Verbindung Chippis-Ulrichen im Gebiet Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt wird in der vorliegenden Studie anhand dreier realisierbarer Trassenvarianten nachgewiesen.
- B) Aufwand und Realisierungsdauer sind bei den Verkabelungsvarianten sehr hoch. So ergeben sich Mehrkosten (Vollkosten) zwischen 76 Mio. CHF und 139 Mio. CHF (Vollkostenfaktoren 3,9...5,9). Die Realisierungsdauer liegt, je nach Variante mit ca. 3-4 Jahren spürbar über der Realisierungsdauer der reinen Freileitungslösung mit ca. 1 Jahr.
- C) Damit ist auf der Basis der vorliegenden Daten eine Grundsatzentscheidung zu fällen, bei der im Wesentlichen die Fragen der Umweltbeeinträchtigungen bzw. der Nachhaltigkeit, der Kosten sowie der Realisierungsdauer gegeneinander abzuwägen sind.

1 Ausgangslage und Problemstellung

In der vorliegenden Studie sollen Möglichkeiten einer Zwischenverkabelung der 380/132/65-kV-Verbindung Mörel-Ulrichen untersucht werden. Die Ausgangslage zu dieser Studie wird von Swissgrid in [1] wie folgt erläutert:

„Die einfache Gesellschaft Gommerleitung (heute bestehend aus Swissgrid und SBB) plant seit 2001 den Neubau und die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Freileitung zwischen Mörel und Ulrichen inklusive einer neuen 132-kV-Bahnstromschleife. Der entsprechende Planerauftrag wurde damals an Atel Netz AG erteilt und ging später mit dem gleichbleibenden Projektteam auf Alpiq EnerTrans AG über.

Der ursprüngliche Plan sprach von einer neuen Leitung mit 2x380kV für das 50-Hz-Übertragungsnetz und 1x132kV für das SBB-Bahnstromübertragungsnetz. Auf dieser Basis wurde ein Vorprojekt erarbeitet, das damals als erstes Projekt überhaupt dem BFE zur Behandlung im Rahmen des neuen Sachplanverfahrens des Bundes eingereicht wurde. Gestützt auf den Antrag des UVEK beschloss der Bundesrat am 20.8.2002 die Festsetzung eines entsprechenden Freileitungskorridors, der grundsätzlich am süd-östlichen Talhang mehrheitlich über Waldgebiet verläuft.

Am 20.12.2007 wurde das Detailprojekt dem ESTI zur Plangenehmigung eingereicht. Aufgrund der Stellungnahmen ergaben sich verschiedene Änderungen, die mit einem Änderungsossier 01 am 9.3.2009 eingereicht wurden. Die wichtigste Änderung nebst landschaftlichen Verbesserungen war der zusätzliche Einbezug eines 65-kV-Stranges der Valgrid als Ersatzmaßnahme. Am 26.4.2010 überwies das ESTI das Projekt mit den bestehenden Einsprachen und den Enteignungsbegehren an das BFE.

Im Rahmen der Einspracheverhandlungen ergab sich mit der Änderung „Grengiols Süd“ eine letzte Anpassung. Mit allen einsprechenden Gemeinden zwischen Mörel und Ernen konnten bilaterale Vereinbarungen abgeschlossen werden, die zum Rückzug ihrer Einsprachen führten. Alle übrigen Einsprachen wurden vom BFE mit dem Plangenehmigungsentscheid vom 30.6.2011 abgewiesen.

Gegen diesen Entscheid gingen beim Bundesverwaltungsgericht drei Rekurse ein, die mit dem summarischen Urteil vom 3.1.2013 abgeschlossen wurden. Darin weist das Gericht das BFE als Vorinstanz an, eine Kabelstudie an einen unabhängigen, international anerkannten Experten zu vergeben und basierend auf dem Ergebnis den ursprünglichen Entscheid allenfalls zu revidieren. Nach dem Rekurs von swissgrid/SBB ans Bundesgericht hat dieses mit seinem Urteil vom 11.9.2013 den Abschnitt für eine Verkabelungsstudie auf das Gebiet Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt (blau markiert auf Beilage 1) stark eingeschränkt. Im Rahmen dieser Studie soll losgelöst vom festgesetzten Leitungskorridor die Möglichkeit einer Verkabelung der Gommerleitung auf dem bezeichneten Abschnitt untersucht werden.

Die Resonanzproblematik im Bahnstromnetz, welche die Verkabelungsmöglichkeiten drastisch einschränkt und maßgebend ist für die technische und betriebliche Machbarkeit 380/132/65-kV-Gommerleitung der Verkabelung der Bahnstromschleife, wird derzeit im Rahmen eines externen Gutachtens im Auftrag des BAV geprüft. Zusätzlich wird in einer separaten Studie (nicht Bestandteil des vorliegenden Auftrages) ein individuelles Freileitungstrasse für die 132-kV-Bahnstromleitung untersucht. Diese Studie wird integraler Bestandteil der Abwägung und Beurteilung der Zulässigkeit einer Freileitungslösung für die Bahnstromschleife vor dem Hintergrund der Resonanzproblematik.

In der Verkabelungsstudie für die 380-kV-Leitung ist jedoch sicherzustellen, dass eine allfällige Verkabelung des 132-kV-Leitungsstranges der SBB baulich machbar und in das Projekt integrierbar wäre.“

In der Zwischenzeit ist das externe Gutachten im Auftrag des BAV abgeschlossen [2]. Dieses bestätigt die Ergebnisse der SBB-Studie vollumfänglich. Danach sind beim aktuellen technischen Stand der Lokomotiven keine zusätzlichen Verkabelungen der SBB-Übertragungsleitungen zulässig.

Damit lautet der Planungsauftrag für die vorliegende Studie, optimierte Varianten realisierbarer Zwischenverkabelungen für den vorgesehenen Endausbau der Verbindung Mörel – Ulrichen mit zwei 380-kV-Systemen, einem 65-kV-System und mit Leerrohren für ein gegebenenfalls später noch zu verkabelndes 132-kV-Bahnstromsystem zu ermitteln. Parallel zum Kabelabschnitt muss eine separate SBB-Freileitung vorgesehen werden.

Für die vorliegende Studie sind die folgenden Schritte erforderlich:

- a) Identifikation möglicher Standorte für die Übergangsbauwerke und deren Optimierung im Hinblick auf Platzbedarf und Umweltbeeinträchtigungen
- b) Ermittlung möglicher Linienführungen für die Kabeltrasse und Identifikation der infragekommenen Bauverfahren
- c) Optimierte Auslegung der Kabelanlagen so, dass alle Anforderungen im Hinblick auf Übertragungsvermögen, Netzverhalten, Beeinflussungsarmut (thermisch, magnetisch/NISV), Zuverlässigkeit, Betriebsverhalten und Sicherheit erfüllt werden
- d) Ermittlung der Umweltbeeinträchtigungen (Zufahrtswege, Rodungen, optische Beeinträchtigungen, Boden, Hydrologie etc.)
- e) Ermittlung aller Kosten, Vergleich mit der Freileitungsvariante; Bewertung nach BfE-Schema.

2 Auswahl der Trassenvarianten

Im Rahmen der bautechnischen Untersuchungen wurden auf dem Abschnitt zwischen den Unterwerken Mörel und Ernen verschiedene in Frage kommenden Trassenverläufe für eine Kabelverlegung betrachtet und hinsichtlich der bautechnischen Umsetzung und der zu erwartenden Investitionskosten näher untersucht. Bei der Kabelverlegung wurden sowohl die offene Bauweise als auch grabenlose unterirdische Bauverfahren untersucht, welche in Abschnitt 12 näher erläutert werden.

2.1 Grundlegende Aspekte bei der Trassenfindung

Wichtige technische Entscheidungskriterien bei der Trassenwahl sind insbesondere:

- Topografie bzw. der Gefällesituation aus topografischen Karten und 3-D Geländemodell
- Art und Schutzbedürftigkeit der Oberflächen (Bebauung, Baumbestand, Vegetation etc.)
- Baugrundsituation aus Geologischen Karten / bestehende Baugrunduntersuchungsberichte im Projektgebiet [3] (vgl. Abschnitt 12.4)
- Zugänglichkeit bzw. Andienbarkeit der Baustelle
- Mögliche Standorte von Übergangsbauwerken, Muffenbauwerken, Belüftungsschächte etc.

Neben der Auswertung aller verfügbaren Unterlagen, wurden die relevanten Abschnitte im Projektgebiet im Rahmen einer Ortsbegehung gesichtet. Für die aus technischer Sicht realisierbaren Varianten wurden zusätzlich wirtschaftliche und ökologische Aspekte bei der Trassenfindung berücksichtigt.

Die ersten betrachteten Trassenvarianten sind in Abbildung 1 dargestellt.

Im Falle einer Vollverkabelung vom Unterwerk Mörel bis zum Unterwerk Ernen (bei Z'Brigg) bietet es sich aus wirtschaftlicher Sicht an, einen ca. 3 km langen bestehenden Wasserstollen bis Egga zu nutzen (s. Abbildung 2), welcher sich in einem noch guten baulichen Zustand befindet und für die Installation der erforderlichen Kabelkonfiguration geeignet ist (s. Abbildung 2). Zur Nutzung des Wasserstollens ist ein Höhenunterschied von 240 m zwischen dem Unterwerk Mörel (730 m üNN) und dem Anfangspunkt des Wasserstollens im Lägundwald (970 m üNN) zu überbrücken. Ein mögliches Bauverfahren für die Kabelverlegung in diesem sehr steilen Abschnitt ist der bergmännische Stollenbau, während die Rohrblockverlegung und auch der Rohrvortrieb aufgrund des Gefälles von über 50% nicht einsetzbar sind. Generell ist der steile Anstieg aus technischer Sicht auch als Freileitung realisierbar. Allerdings würden die dann gut einsehbaren Masten und Leitungen den Berghang zwischen Mörel und dem Lägundwald stark dominieren. Eine besondere technische Schwierigkeit wäre zudem die Herstellung des Übergangs von der Freileitung auf die im Wasserstollen zu führenden Kabeln. Diese Option wurde daher im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

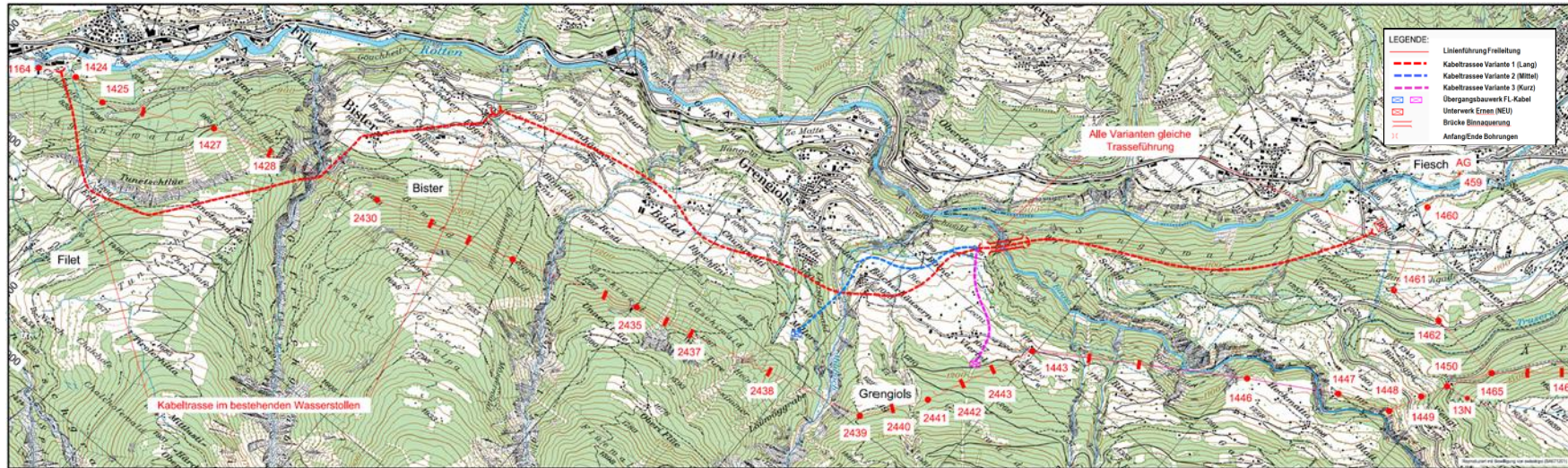


Abbildung 1: Skizzierung möglicher Trassenverläufe im Falle einer Vollverkabelung (rot) und Zwischenverkabelung mit Übergangsbauwerken bei Ze Millere (blau) und Viertel (magenta)

Die Fortsetzung der Kabeltrasse nach dem Wasserstollen ab Egga kann in offener oder geschlossener Bauweise erfolgen. Im weiteren Trassenverlauf sind der Milibach und insbesondere die Binna zu queren, welche z.T. durch stark eingeschnittene Flusstäler geprägt sind. Im Zuge der Trassenuntersuchung wurden Unterquerungen in geschlossener Bauweise und im Fall der Binna auch Brückenlösungen betrachtet. Für die Rohrblockverlegung wurden Trassenverläufe mit möglichst geringem Gefälle gesucht.

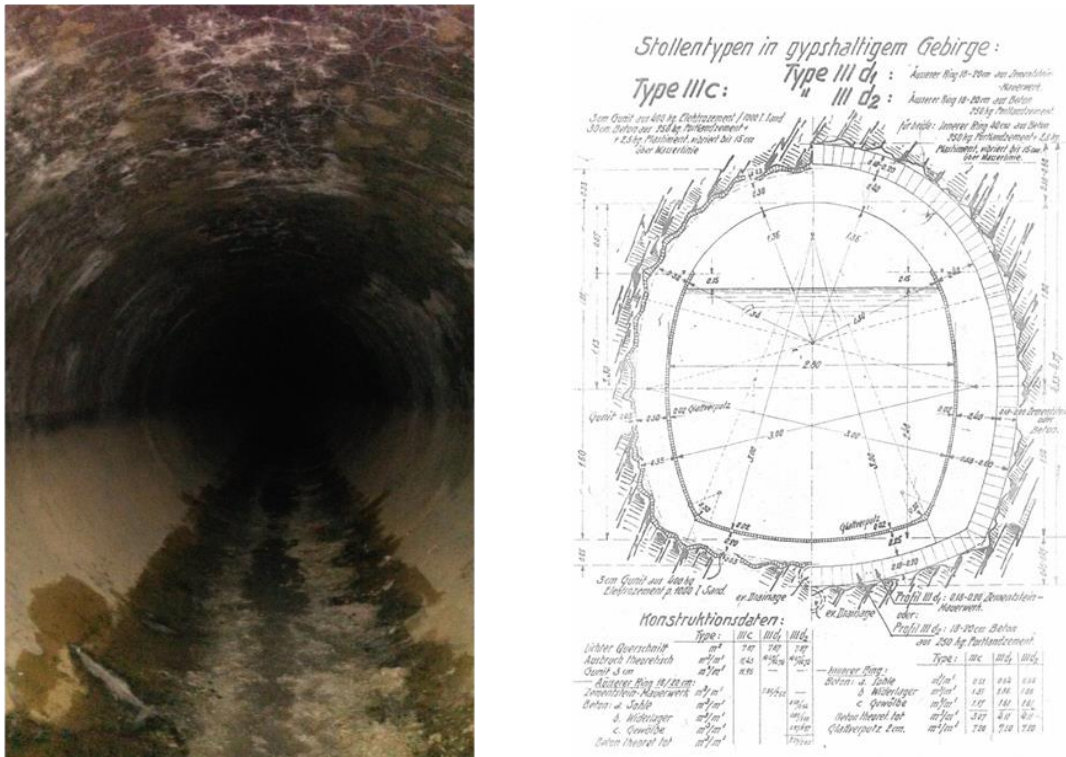


Abbildung 2: Wasserstollen Links: Foto aus der Ortsbesichtigung 2014 / Rechts: Historische Bauwerkszeichnung

Für den Abschnitt zwischen der Binna und dem Unterwerk Ernen wurden mögliche Trassenverläufe sowohl für den Kabelrohrblock als auch für eine geschlossene Bauweise betrachtet.

Die Überwindung des Senggwaldes mittels Kabelrohrblock wäre technisch machbar, muss aber aus Gründen des Landschaftsschutzes verworfen werden. Das ganze Gebiet ist eingestuft als kantonale Landschaftsschutzzone. Ein Kabelrohrblock erfordert insbesondere im Bereich des Waldes eine breite Schneise, die von allen Seiten gut einsehbar wäre. Zudem müsste der Rohrblock im Bereich Bin-nachra verschiedene geschützte Trockenwiesen- und Trockenrasenzonen durchqueren. Nach Stellungnahme der Gemeinde Ernen wäre eine solche Variante auch politisch nicht durchsetzbar.

Vor diesem Hintergrund wurde für den Trassenanschnitt von der Binna bis zum Unterwerk Ernen generell ein in geschlossener Bauweise herzustellender Leitungsgang DN 3600 [4] angesetzt. Ein wich-

tiger Aspekt bei der Trassenwahl sind hier die möglichen Standorte von Belüftungsschächten zwischen Leitungsgang und Geländeoberfläche. Die Überdeckungen über dem Leitungsgang sollten hier aus Kostengründen möglichst gering sein.

Im Falle einer Zwischenverkabelung sind verschiedene Standorte für den Übergang zwischen Freileitung und Kabelstrecke möglich. Ausgehend von der Linienführung der geplanten Freileitungstrasse bieten sich hierfür insbesondere die Standorte Ze Millere und Viertel an (s. Abbildung 1). Der Standort Ze Millere, ein von Waldflächen umgebendes Wiesengelände oberhalb des Milibaches in einer Höhe von ca. 1150 üNN, zeichnet sich durch eine geringe Einsehbarkeit und einen Luftlinienabstand von nur rd. 200 m zur geplanten Freileitungstrasse aus (s. Abbildung 1).



Abbildung 3: Ze Millere – Blick nach Süden / Foto aus der Ortsbesichtigung 02/2014

Der Standort Viertel liegt am Rande des Gasiwaldes in einer Höhe von ca. 1141 m üNN mit einem Luftlinienabstand von nur rd. 100 m zur geplanten Freileitungstrasse. Viertel liegt näher an Ernen, so dass der Verkabelungsabschnitt bis zum UW Ernen kürzer gehalten werden kann, als vom Standort Ze Millere aus. Ein oberirdisches Übergangsbauwerk wäre insbesondere von Norden aus betrachtet besser sichtbar als bei dem Standort Ze Millere, dafür ist aufgrund der bestehenden Straßenverbindung nach Bächernhäusern eine bessere Andienbarkeit der Baustelle möglich.

Nachfolgend wird der Auswahlvorgang bis zu den resultierenden Vorzugstrassen (s. Abschnitt 13) dargestellt und erläutert. Die Trassenuntersuchungen werden für eine Vollverkabelung vom UW Mörel bis UW Ernen sowie für Zwischenverkabelungen von Ze Millere bzw. Viertel bis UW Ernen vorgenommen. Aufgrund der Wirtschaftlichkeit bzw. fehlender technisch gleichwertiger Alternativen wird

generell für die Steilstrecke Mörel-Wasserstollen ein Stollenbau und für den Wasserstollen der Ausbau zum Leitungsgang zugrunde gelegt. Bei den übrigen Trassenabschnitten werden alle technisch sinnvollen Bauverfahren und Trassenverläufe betrachtet.

An dieser Stelle ist zu ergänzen, dass zur Umgehung der topografisch bedingten Erschwernisse, wie die Steilstrecke vom UW Mörel bis zum Wasserstollen und der Binnaquerung, auch eine auf der nördlichen Talseite des Rottens verlaufende Trassenvariante betrachtet wurde. Diese rechtsufrige Trasse ist durch einen relativ tief eingeschnittenen, kurvigen und schmalen Tal mit mehreren Ortschaften geprägt, in dem sowohl die Furkastraße mit überregionaler Bedeutung als auch die Bahntrasse Matterhorn-Gotthard verläuft. Angesichts der sehr eingeschränkten Platzsituation sind eine Rohrblockverlegung und auch ein Rohrvortrieb mit einem Bedarf von ca. 8-10 Vortriebsgruben nicht oder nur mit erheblichen Verkehrsbeeinträchtigungen möglich. Hinzu kommt ein Geländesprung von rd. 100 m bei Unterdeisch, der mit einer Rohrblockverlegung oder einem Rohrvortrieb kaum zu überwinden ist. Als technisch realisierbare Variante bietet sich eine Tunnellösung über die gesamte Trasse vom UW Mörel bis zum UW Ernen an. Der Tunnel wäre rd. 800 m kürzer als die Vollverkabelungstrasse in Abbildung 1. Allerdings sind die Baukosten durch das Fehlen kostengünstigerer Bauverfahren und der fehlenden Nutzung des bestehenden Wasserstollens gemäß einer ersten Abschätzung um ca. 40% höher. Die rechtsufrige Trassenvariante wurde daher allein aus wirtschaftlichen Gründen nicht weiter verfolgt.

2.2 Binnaquerung mittels Rohrvortrieb

In Abbildung 4 sieht die Vollverkabelungsvariante (rot) neben dem Stollenbau für die Steilstrecke Mörel-Wasserstollen (TP1-TP2) und der Nutzung des Wasserstollens als Leitungsgang (TP2-TP3) eine rd. 2361 m lange Rohrblockverlegung vom Wasserstollen bis TP4 vor.

Die Unterquerung der Binna (TP4-TP5) wurde mittels Rohrvortrieb in einer gekrümmten Raumkurve geplant. Für den Abschnitt von TP5 bis zum Unterwerk Ernen (TP6) ist sowohl eine durchgehende Tunnelstrecke als auch der Rohrvortrieb mit einer erforderlichen Zwischenbaugrube dargestellt.

Die Zwischenverkabelungsabschnitte verlaufen von den Übergangsbauwerken Ze Millere und Viertel im Rohrblock bis zum Trassenpunkt TP4 und entsprechen ab dort der Vollverkabelungsvariante.

Bewertung

Am Längenprofil des Rohrblockabschnitts ist u.a. im Bereich des Milibaches mit einem starken Gefällewechsel und Steigungen bis zu 60% zu rechnen. Zudem durchquert der Kabelrohrblock vor dem Miligraben die geschützte archäologische Zone „Chastelwald“, was eine zusätzliche Bohrung erfordern würde.

Bei dem Zwischenverkabelungsabschnitt „Ze Millere“ kann durch die Wahl des Trassenverlaufs ein Gefällewechsel vermieden werden und das Gefälle auf 40% reduziert werden. Bei der Variante „Vier-

tel“ kann das Gefälle sogar auf 20% reduziert werden, so dass geringere Erschwernisse bei der Rohrblockverlegung zu erwarten sind. Allerdings entsteht ein nicht optimaler Trassenverlauf mit einer Abwinkelung von rd. 90° bei TP4.

Bei der Unterquerung der Binna mittels Rohrvortrieb, besteht die Problematik, dass die Start- und Zielbaugruben ca. 100 m höher liegen als der zu unterquerende Fluss. Um entsprechend tiefe und damit unwirtschaftliche Start- und Zielbaugruben zu vermeiden, kann der Vortrieb mit einem gekrümmten Verlauf durchgeführt werden. In diesem Fall ist jedoch zu beachten, dass der Vortrieb von der Startbaugrube aus mittels Druckleitungen versorgt wird und folglich ein enormer hydrostatischer Druck mit erheblichen Spannungen auf Maschinen und Rohrverbindungen entsteht. Unabhängig von den verfahrenstechnischen Erschwernissen entsteht beim gekrümmten Vortrieb ein Unterbogen mit dem Risiko von Wassereinstau.

Beim Trassenabschnitt TP5->TP6 unterhalb des Senggwaldes erlaubt die gewählte Tunneltrasse einen relativ kurzen, geradlinigen Verlauf. Allerdings kann ein erforderlicher Belüftungsschacht in Trassenmitte aufgrund der Überdeckung von rd. 130 m nur mit großem Aufwand hergestellt werden. Im Falle eines Rohrvortriebs ist aus wirtschaftlichen Aspekten nach ca. 1000 m eine Zwischenbaugrube vorzusehen, wo gleichzeitig eine Belüftungseinrichtung installiert werden kann. Der Geländeverlauf erzwingt jedoch einen relativ steilen Rohrvortrieb, bei dem die Grenzbereiche von 15-20% erreicht werden.

Tabelle 1: Vor Binnaquerung mittels Rohrvortrieb: Trassenschnitte und Bauverfahren

	Trassenabschnitte	Länge [km]	Bauverfahren	Bemerkungen
Vollverkabelung	TP1 -> TP2 (Mörel-Wasserstollen)	515 m	Stollenbau	
	TP2 -> TP3 (Wasserstollen)	2950 m	Ausbau zu Leitungsgang	
	TP3 -> TP4	2361 m	Rohrblock	Gefälle bis 60%
	TP4 -> TP5	683 m	Rohrvortrieb	Sifon-Effekt
	TP5 -> TP6	ca. 2000 m	Rohrvortrieb/ Tunnelbau	Gefälle bis 15% Vortriebsgrube im Senggwald erford.
Zwischenverkabelung „Ze Millere“	TP1 -> TP7	4860 m	Freileitung	
	TP7 -> TP4	1046 m	Rohrblock	Gefälle > 40%
	TP4 -> TP5 -> TP6	ca. 2683 m	s.o.	s.o.
Zwischenverkabelung „Viertel“	TP1 -> TP8	6130 m	Freileitung	große Trassenlänge
	TP8 -> TP4	670 m	Rohrblock	Gefälle > 20% große Trassenlänge
	TP4 -> TP5 -> TP6	ca. 2683 m	s.o.	s.o.

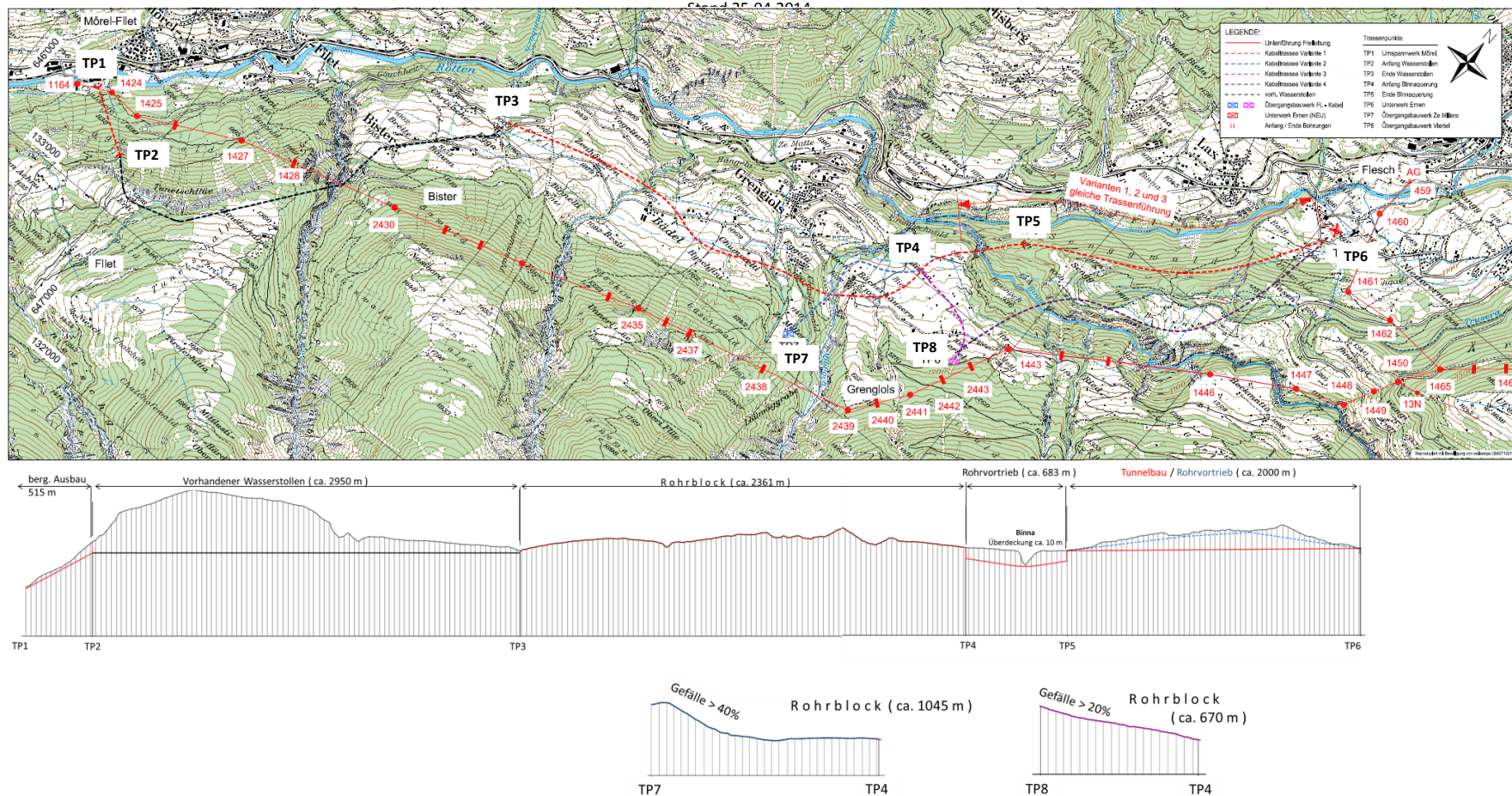


Abbildung 4: Binnaquerung mittels Rohrvortrieb - Übersicht über die Voll- und Zwischenverkabelungsvarianten

2.3 Binnaquerung mittels Tunnelbau

TP4 bei Bächernhäusern

Alternativ zu einer kurzen Unterquerung der Binna mittels Rohrvortrieb ist in Abbildung 5 die Unterquerung mittels Tunnelbau dargestellt, die ununterbrochen bis zum UW Ernen weitergeführt ist. Die Zwischenverkabelungsvariante „Ze Millere“ ist von TP6 nach TP4 als Vortriebsstrecke angelegt und entspricht zwischen TP4 und TP5 der Vollverkabelungsvariante. Die Zwischenverkabelungsvariante „Viertel“ ist vollständig abgekoppelt von der Vollverkabelungsvariante und verläuft als Tunnelstrecke von TP7 nach TP5.

Bewertung

Im Gegensatz zur Binnaquerung mittels Rohrvortrieb kann beim Tunnelbau auf eine Vortriebsbaugrube im Senggwald verzichtet werden. Es bleiben jedoch im Tunnelabschnitt die Probleme des Unterbogens und die geländebedingten großen Tiefen von Belüftungsschächten. Der Rohrvortrieb zwischen Ze Millere und TP4 wäre entweder durch eine sehr tiefe und kostenintensive Vortriebsgrube oder eine sehr steile, technisch kaum ausführbaren Vortriebsstrecke gekennzeichnet.

Tabelle 2: Binnaquerung mittels Tunnelbau: Trassenabschnitte und Bauverfahren

	Trassenabschnitte	Länge [km]	Bauverfahren	Bemerkungen
Vollverkabelung	TP1 -> TP2 (Mörel-Wasserstollen)	515 m	Stollenbau	
	TP2 -> TP3 (Wasserstollen)	2950 m	Ausbau zu Leitungsgang	
	TP3 -> TP4	2361 m	Rohrblock	Gefälle bis 60%
	TP4 -> TP5	3313 m	Tunnelbau	Sifon-Effekt Tiefe Belüftungsschacht > 150m
Zwischenverkabelung „Ze Millere“	TP1 -> TP7	4860 m	Freileitung	
	TP6 -> TP4	500 m	Vortrieb	Gefälle > 30%
	TP4 -> TP5	3313 m	Tunnelbau	Sifon-Effekt Tiefe Belüftungsschacht > 150m
Zwischenverkabelung „Viertel“	TP1 -> TP8	6130 m	Freileitung	große Trassenlänge
	TP7 -> TP5	2644 m	Tunnelbau	Sifon-Effekt Tiefe Belüftungsschacht > 200m

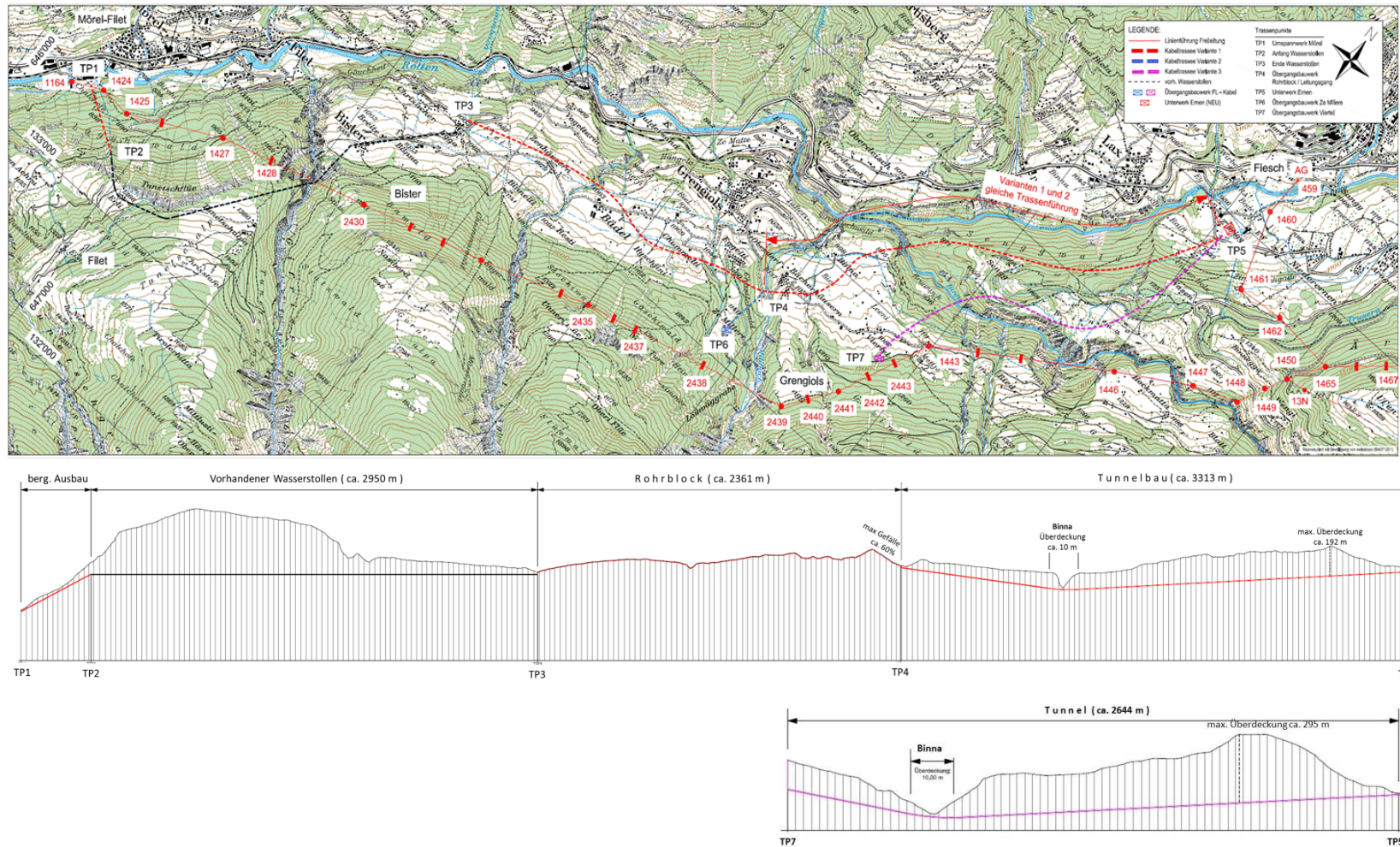


Abbildung 5: Binnaquerung mittels Tunnelbau - Übersicht über die Voll- und Zwischenverkabelungsvarianten

TP4 bei Eggelti

Zur Erzielung einer flacheren Geländeneigung beim Zwischenverkabelungsabschnitt „Ze Millere“ wurde der Trassenpunkt TP4 in Richtung Eggelti nach Süd-Westen verschoben, so dass ein gleichmäßiges Gefälle von ca. 18 % resultiert und dadurch auch eine Rohrblockverlegung ermöglicht wird.

Der Verlauf der Tunneltrasse von TP7 nach TP5 wurde weiter nach Süd-Osten gestreckt, um die Bina weiter im Oberlauf zu unterqueren, wo die Talbildung weniger ausgeprägt ist. Bei diesem Trassenverlauf ist ein gleichmäßiges Gefälle ohne die Notwendigkeit einer Dükerung bis zum Unterwerk Ernen möglich. Gleichzeitig erlaubt der Geländeverlauf Belüftungsschächte mit geringen Tiefen.

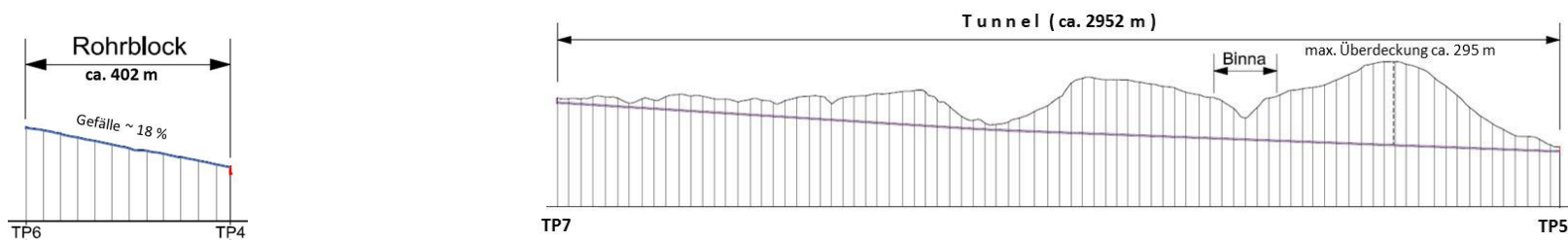
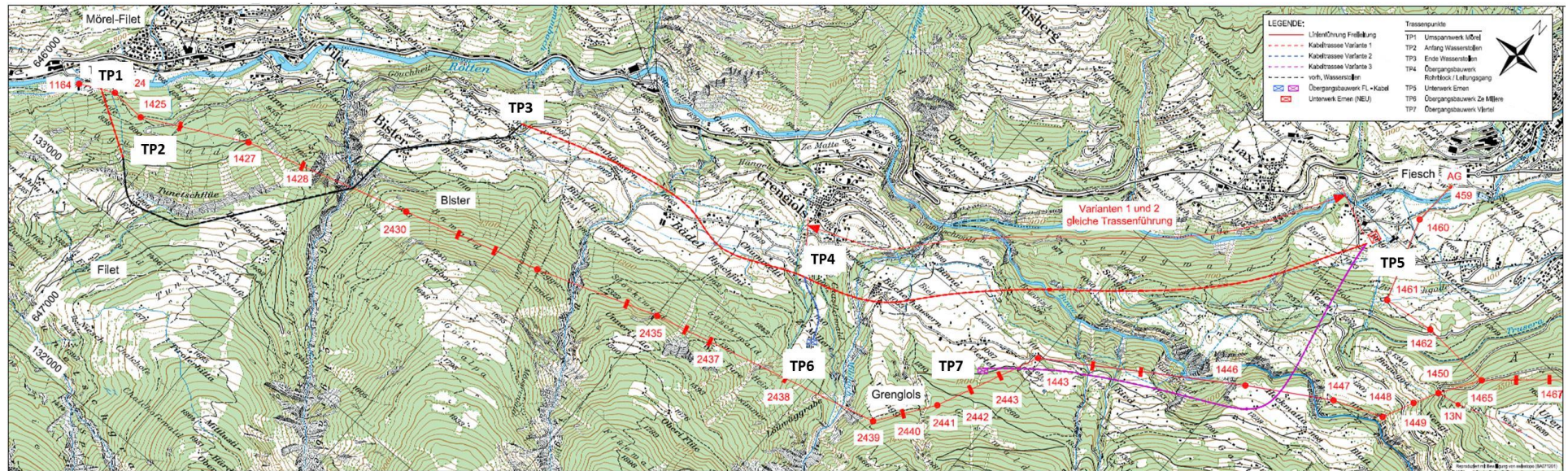


Abbildung 6: Übersicht über untersuchte und verworfene Trassenvarianten

2.4 Binnaquerung mittels Brücke

Alternativ zu einer Unterquerung der Binna wurde auch eine Brückenlösung über der Binna in Betracht gezogen, welche neue Gestaltungsoptionen bei der Trassenwahl zulässt. Der Studie bzw. der Entwurf für eine Kabelbrücke über der Binna wurde von der Frutiger AG erarbeitet [5].

Bei der Vollverkabelungsvariante wurde der Trassenverlauf im Abschnitt Rohrblock aufgrund bestehender und zu schützender Trockenwiesen nach Süden in Richtung Bädelschloß verschoben. Gleichzeitig wurde die Rohrblockstrecke von 2361 m auf 1773 m verkürzt und auf den durch einen relativ gleichmäßigen Geländeverlauf gekennzeichneten Abschnitt TP3 bis TP3.1 beschränkt. Für den hügeligen Abschnitt zwischen den Trassenpunkten TP3.1 und TP4 wird ein Rohrvortrieb mit einer Länge von ca. 491m vorgesehen.

Wird weiterhin von einer Unterquerung der Binna mittels Tunnelbau ausgegangen, kann ein Unterbogen, wie er bei Variante 1 entsteht (vgl. Abbildung 7 und Abbildung 8), durch eine Tunneltrasse von TP4 über Viertel bis TP5 am UW Ernen vermieden werden. Die Länge der Tunnelstrecke erhöht sich jedoch hierbei von 3605 m auf 4207 m.

Der Ansatz einer Brücke über der Binna ermöglicht durch den Wegfall des „Sifon-Problems“ deutlich kürzere Tunnelabschnitte (s. Varianten Brücke-1 und Brücke-2 in Abbildung 7 und Abbildung 8). Die durch den mehrfachen Wechsel der Bauverfahren bedingten Höhengsprünge im Verlauf der Trasse Brücke-1 konnte bei Variante Brücke-2 u.a. durch den Verzicht auf einen zweiten Rohrblockabschnitt vermieden werden. Die Variante Brücke-2 ist jedoch aufgrund der längeren Vortriebs- und Tunnelstrecke sowie der längeren Kabelbrücke wesentlich kostenintensiver. Darüber hinaus fehlen aufgrund der großen Überdeckung günstige Standorte für Belüftungsschächte.

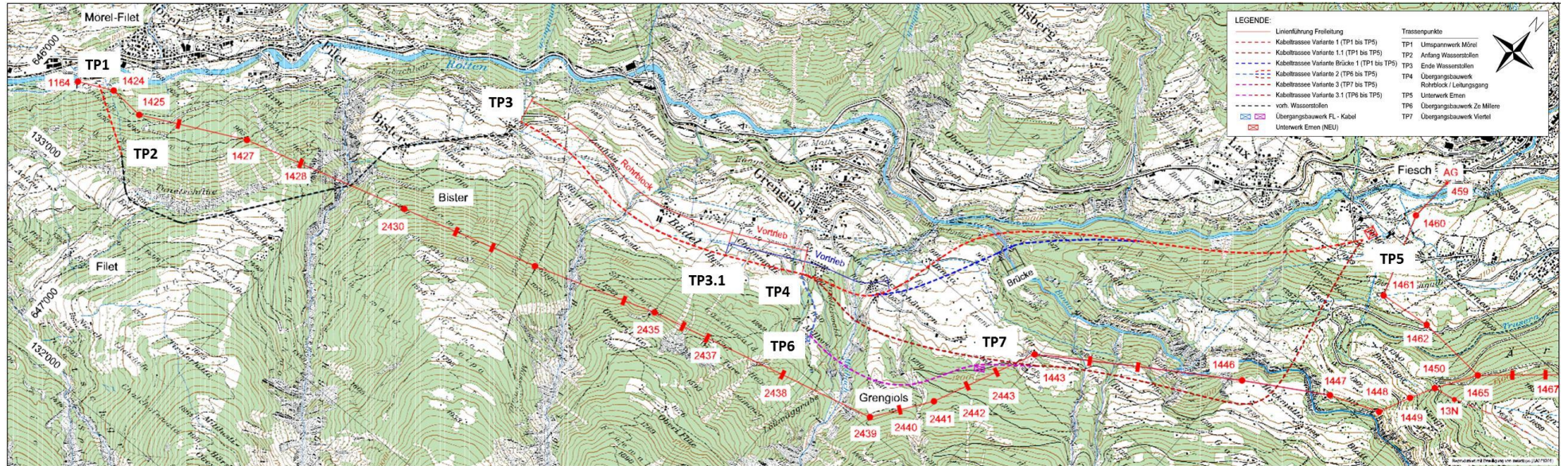


Abbildung 7: Lageplan mit untersuchten Trassenvarianten

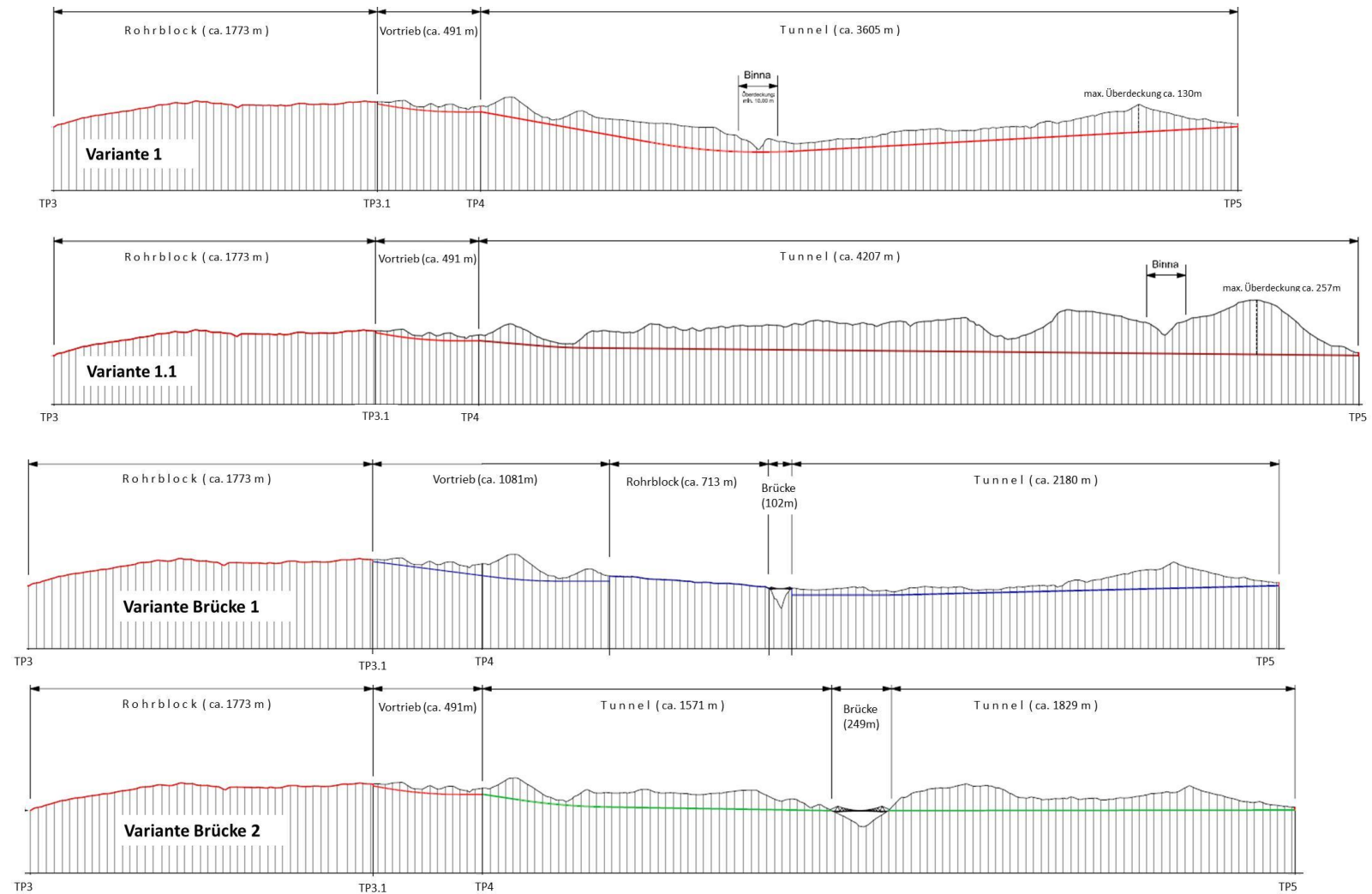


Abbildung 8: Längenprofile der untersuchten Trassenvarianten

Die Abbildung 9 zeigt eine hinsichtlich des Höhenverlaufs und der Trassenlänge optimierte Vollverkabelungsvariante. Der kostengünstige Rohrblockabschnitt wird in dem dafür geeigneten, relativ flach verlaufenden Abschnitt zwischen dem Ende des Wasserstollen bei Egga und TP3.1 süd-östlich von Bädél angesetzt. Es folgt ein Vortriebsabschnitt an, bei dem von einer Doppelstartbaugrube auf einer Wiese bei Bächerhäusern zwei Vortriebe zu den Zielbaugruben bei TP3.1 im Übergang zum Rohrblock und zur Zielbaugruben TP4 unmittelbar vor der Binna vorgesehen sind. Der Brückenstandort bei TP4 ermöglicht eine relativ kurze Brückenausführung, an dem sich auf der nördlichen Binnaseite ein Tunnelabschnitt anschließt. Dieser zeichnet sich sowohl durch einen relativ kurzen, als auch über weite Strecken relativ oberflächennahen Verlauf aus, der günstige Standorte für Belüftungsstollen bietet.

Es zeigt sich weiterhin, dass die Zwischenverkabelungsvarianten von Ze Millere und Viertel unter Ansatz von Tunnelabschnitten mit einem gemeinsamen Verlauf ab Viertel auch ohne Brücke aus technischer Sicht gut geeignete Varianten darstellen. Es kann durch eine Unterquerung der Binna weiter im Oberlauf ein gleichmäßiges Gefälle ohne Unterbogen realisiert werden. Gleichzeitig erlaubt die Topografie günstige Standorte für Belüftungsschächte.

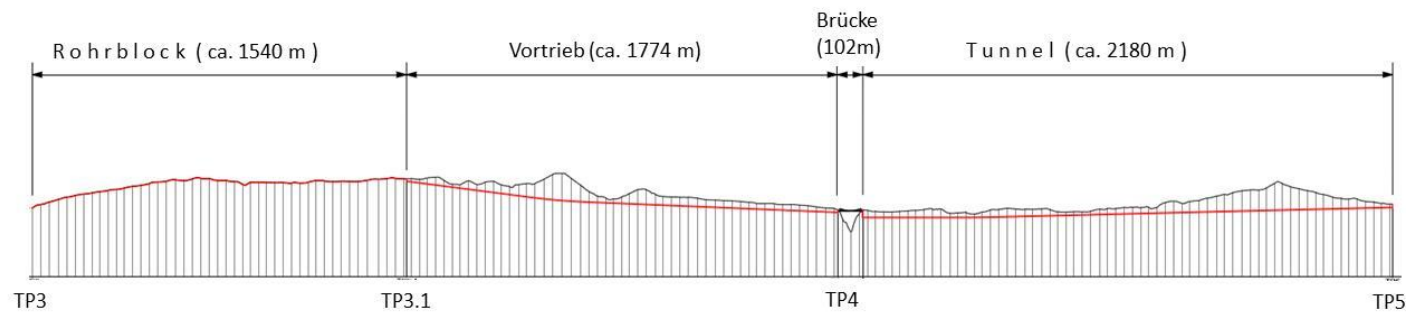
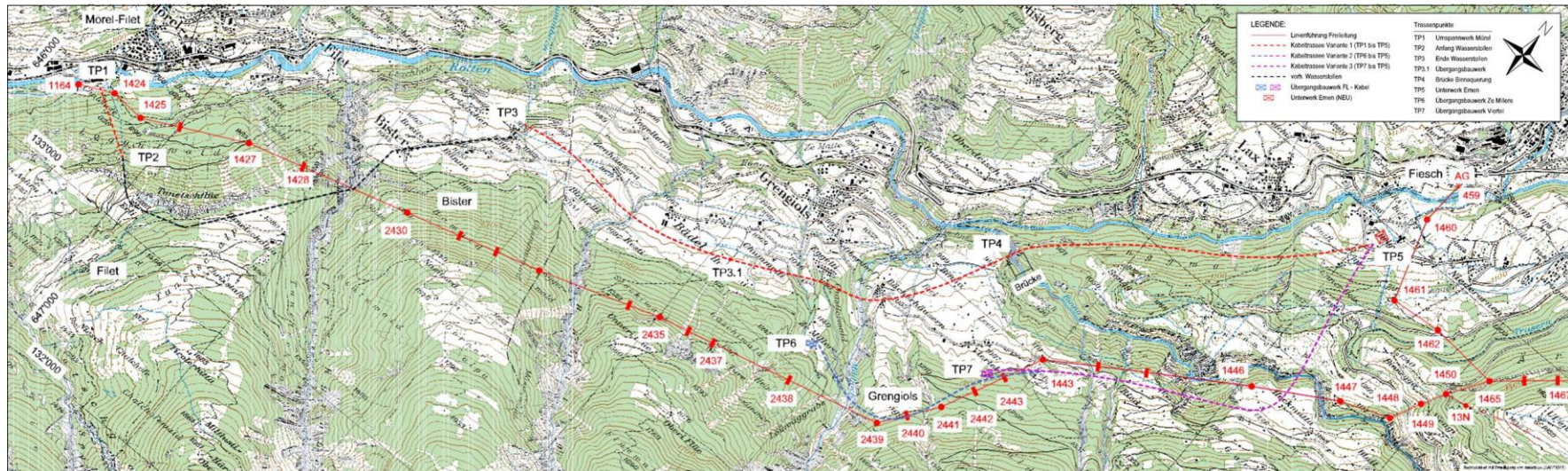


Abbildung 9: Lageplan und Längensprofil der angepassten Trassenvariante 1-1

Aus dem oben beschriebenen Auswahlprozess resultierten im Ergebnis folgende Vorzugsvarianten (Abbildung 7):

- **Variante 1:** Vollverkabelung zwischen den Unterwerken (UW) Mörel und Ernen unter Nutzung eines bestehenden Wasserstollens
- **Variante 2:** Zwischenverkabelung von Übergangsbauwerk Ze Millere bis Ernen
- **Variante 3:** Zwischenverkabelung von Übergangsbauwerk Viertel bis Ernen

Die Linienführung und technische Auslegung der Trassenvarianten 1 bis 3 sowie die resultierenden Baukosten werden in den Abschnitten 13 bzw. 14.1.2 näher beschrieben.

3 Anforderungen an die Stromtragfähigkeit

Die von Swissgrid geplanten 380-kV-Freileitungen weisen Zweierbündel 2*800/70 Aldrey mit thermischen Grenzströmen von

- 2.940 A unter Winterbedingungen und
- 2.240 A unter Sommerbedingungen (40°C Umgebungstemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit; Sonneneinstrahlung)

auf.

Diese Übertragungsströme werden vom Netzbetreiber auch für die Zwischenverkabelung gefordert mit der Begründung, dass in Zukunft auf der Trasse zeitweise mit Lastflüssen gerechnet werden muss, die diesen Grenzströmen entsprechen. Insbesondere aber stellt der Netzbetreiber wegen der im Zeichen der Energiewende bestehenden Unsicherheiten im Hinblick auf den künftigen Kraftwerks- und Netzausbau und die hiermit verbundenen Lastflüsse die Forderung, dass Zwischenverkabelungen nicht zu thermischen Engpässen führen dürfen.

Nach vorliegenden Erfahrungen z.B. in [6, 7, 8] werden zur langdauernden (für z.B. > 1 Woche) Übertragung von 2.940 A und auch von 2.240 A zwei Kabelsysteme erforderlich. Dies weisen auch die nachfolgenden Ergebnisse aus. Abbildung 10 zeigt die aus einem Höchststrom von 2.940 A folgende Realisierung der Zwischenverkabelung mit vier Kabelsystemen, von denen jedes in der ungünstigsten Netzsituation einen Strom von 1.470 A führen können muss.

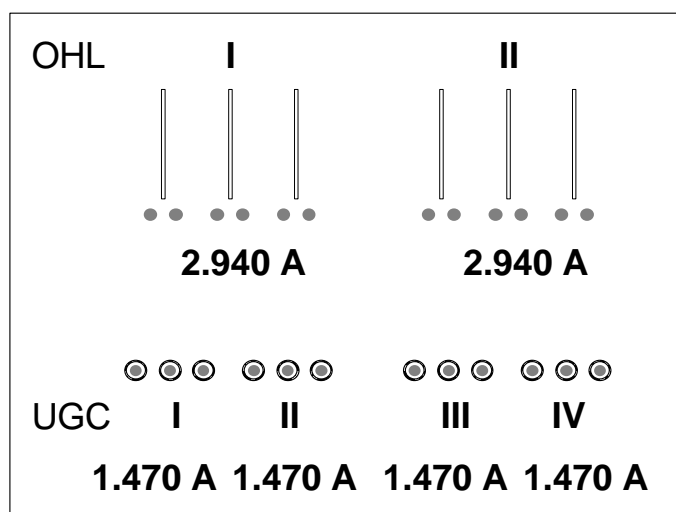


Abbildung 10: Übergang von zwei Freileitungssystemen (2*2.940 A) auf vier Kabelsysteme (4*1.470 A), OHL = overhead line UGC = underground cable

Die im 380-kV-Netz zu übertragende Leistung ist zeitlich variabel. Zum einen bestehen Abhängigkeiten vom Bedarf der Verbraucher, der sich mit der Tageszeit, dem Wochentag und der Jahreszeit ändert. Abbildung 11 zeigt exemplarisch den Lastgang einer 380-kV-Leitung über die Dauer von vier Tagen.

Die tageszeitlichen Schwankungen, die im Vergleich zu den thermischen Zeitkonstanten der Kabelanlage von kurzer Dauer sind, werden durch den sogenannten Belastungsgrad m nachgebildet. Es gilt:

$$m = \frac{1}{24 \text{ h} \cdot I_{\max}} \cdot \int_{0h}^{24h} I(t) dt$$

Der Belastungsgrad m ergibt sich aus der Fläche der täglichen Belastungskurve (schematisierter Stromverlauf nach Abbildung 11), dividiert durch das Rechteck der Volllastkurve. Für Dauerlast ist demnach $m = 1,0$. Als typische EVU-Last bezeichnet man eine Tagesbelastungskurve mit $m = 0,7$ [9].

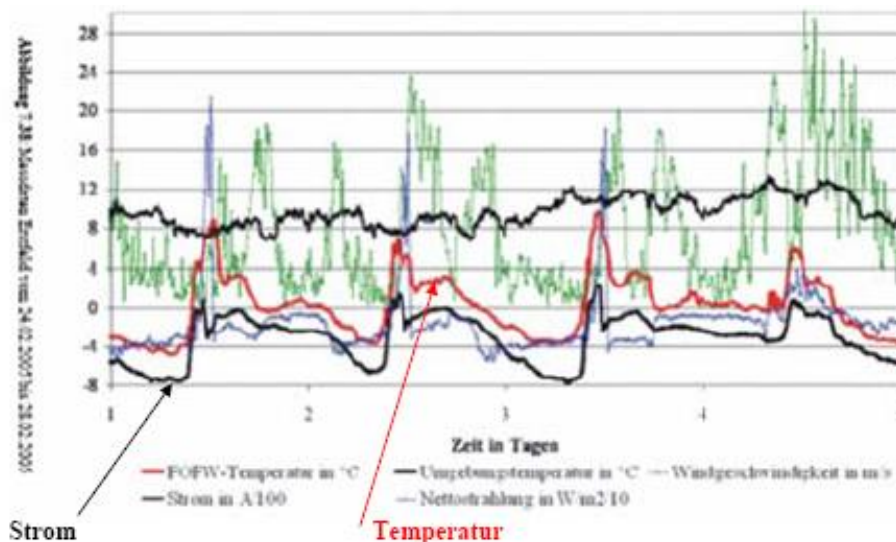


Abbildung 11: Aus [10]: Messdaten 380-kV-Freileitung Erstfeld vom 24.02.2005 bis 28.02.2005 (untere schwarze Kennlinie: Stromverlauf über 4 Tage (1 Raster = 100 A); rote Kennlinie: Temperatur des Freileitungsseils)

Neben diesen verbraucherseitig bestimmten Schwankungen ist aber gerade beim Ausbau des Höchstspannungsnetzes auch der Zubau der Erzeugungsleistungen im Bereich der Erneuerbaren Energien zu nennen, der gemäß der dena-Studien I und II zeitlich gestaffelt erfolgen wird. Demnach wird sich durch die Umstellung der Energieerzeugung hin zu regenerativen Energien und die damit verbundene Verlagerung der Orte der Energieerzeugung weg von den Verbrauchszentren das Lastprofil innerhalb des Verbundnetzes ebenfalls ändern.

Für die Kabelauslegung der 380-kV-Leitung Ganderkesee-St.Hülfe wurde ursprünglich mit einem Belastungsgrad von 0,7 gerechnet [9], dann auf Wunsch des Übertragungsnetzbetreibers mit einem höheren Wert von 0,85 [11]. Für die Kabelauslegung der 380-kV-Leitung Altenfeld-Redwitz (Südthürin-

genleitung) wurde von 50 Hertz mit einem Belastungsgrad von 0,80 gerechnet ([12]). Dem Verfasser ist bekannt, dass auch ein dritter großer Netzbetreiber in Deutschland für die fiktive Situation einer thermischen Vollausslastung der Freileitung die 380-kV-Zwischenverkabelung mit einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ auslegen lässt.

Wie schon diese Vergleiche zeigen, ist für die Auslegung der hier untersuchten 380-kV-Trasse die Wahl eines Belastungsgrades von $m = 0,80$ als konservativer und sicherer Ansatz zu sehen.

Zur regionalen Versorgung ist in den in Betracht kommenden Bereichen der Zwischenverkabelung zusätzlich ein 65-kV-Stromkreis mitzuführen, dessen Höchststrom mit

- 960 A

vorgegeben ist. Dieser Höchststrom ist geringer als die Stromtragfähigkeit der 65-kV-Freileitung. Er ist nach Vorgaben des Netzbetreibers Valgrid aus den gegebenen Netzbedingungen abgeleitet. Als Belastungsgrad wird für die Auslegung des 65-kV-Kabels, wie international für Hochspannungen < 220 kV üblich [9], eine Größe von $m = 0,70$ gewählt.

Zur Verlustberechnung über die gesamte Betriebsdauer wurden aus Netzbetrachtungen des Netzbetreibers und der SBB die folgenden Strom-Mittelwerte abgeleitet:

- 380 kV: $I_q = 1.200$ A,
- 65 kV: $I_q = 576$ A und
- SBB 132 kV: $I_q = 71$ A.

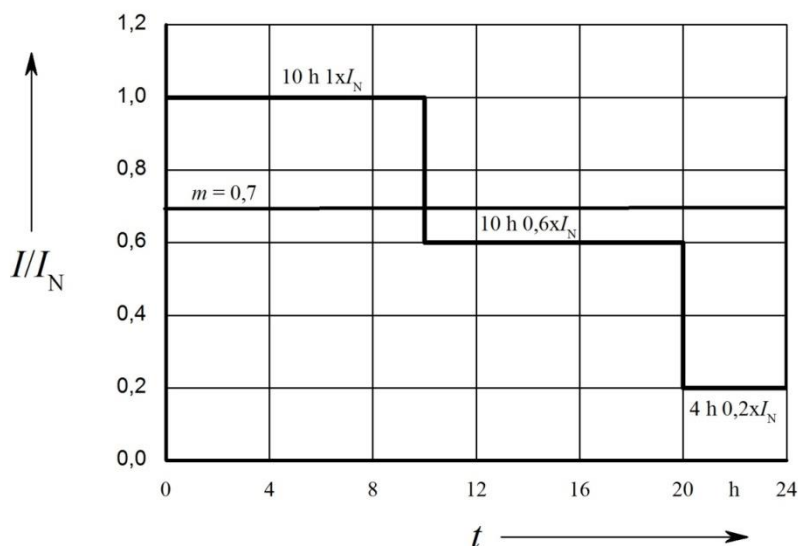


Abbildung 12: Beispiel eines Tageslastzyklus mit einem Belastungsgrad von $m = 0,7$

4 Berechnungsverfahren und Bodeneigenschaften

Im Folgenden werden Berechnungen der Kabelbelastbarkeiten sowie der Kabelerwärmungen ausgeführt. Dabei werden zur Berechnung der thermischen Ersatzelemente des Kabels Verfahren eingesetzt, wie sie in [13, 14, 15] beschrieben sind. Diese Verfahren arbeiten weitgehend auf der Basis der einschlägigen IEC-Publikationen, insbesondere [16, 17]. Bei darüber hinausgehenden Betrachtungen der stationären Temperaturfelder kam das vom Verfasser entwickelte Programm KATRAS [57, 18] zum Einsatz. Die transienten Erwärmungsvorgänge werden mit einem speziellen Finite-Elemente-Programm simuliert [19].

Dem umgebenden Boden werden Standard-Eigenschaften nach IEC/VDE (vergl. [16]) zugeordnet, nämlich:

- Wärmeleitfähigkeit des feuchten Bodens: $\lambda_F = 1,0 \text{ W/(K m)}$,
- Wärmeleitfähigkeit des trockenen Bodens: $\lambda_T = 0,4 \text{ W/(K m)}$,
- Grenzerwärmung für Bodenaustrocknung: $\Delta\theta_g = 21,7 \text{ K}$ und
- Belastungsgrad: $m = 0,80$.

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

Die Umgebungstemperatur des Bodens wird nachfolgend für normale Legetiefen von 1,3 m bis 2,0 m zu 15°C angenommen. Für Legetiefen von etwa 4 m...10 m kann von einer zeitkonstanten Bodentemperatur von etwa 11°C ausgegangen werden.

Bei der offenen Bauweise sind alle 380-kV-Kabel in Kunststoffrohren mit einem Außendurchmesser von 250 mm verlegt. Diese Verlegerohre der Kabel werden mit einer thermischen Stabilisierung umgeben. Mit dem Einsatz von z.B. Magerbeton soll eine Mindest-Wärmeleitfähigkeit von etwa 1,0 W/(K m) unter Betriebsbedingungen sichergestellt werden. Der Einsatz von Spezialbeton wie Power-Crete (Firma HeidelbergCement) in hot-spot-Bereichen ermöglicht eine wesentlich höhere Mindest-Wärmeleitfähigkeit von 3,0 W/(K m) [20].

Als Alternative zum Magerbeton, der erfahrungsgemäß im Laufe der Zeit aushärtet und dann nur schwer entfernbar ist, bietet die Firma HeidelbergCement inzwischen als rückbaubares Material „Powercrete premium mix“ an, das als „spatenfest“ bezeichnet wird und dessen Wärmeleitfähigkeit im feuchten Zustand bei etwa 3,0 W/(K m) und ausgetrocknet bei etwa 1,0 W/(K m) – also vergleichbar zum Magerbeton - liegt.

In den nachfolgenden Belastbarkeitsberechnungen sind Annahmen zu den Eigenschaften des Bodens außerhalb der thermischen Stabilisierung zu treffen. Hohe Belastbarkeiten ergeben sich insbesondere dann, wenn davon ausgegangen wird, dass sich während der zeitbegrenzten Dauer der anstehenden

Höchstlasten keine Bodenaustrocknung um den thermisch stabilisierten Bereich herum ausbildet. Dies entspricht einerseits dem in der IEC-Publikation 60287 vorgeschlagenen Rechenverfahren mit homogenem Boden außerhalb der thermischen Stabilisierung, und es ist physikalisch plausibel:

Falls überhaupt mit dem Auftreten dieser hohen Lasten, zudem zeitgleich auf beiden Freileitungssystemen, von $2 \times 2.940 \text{ A}$ im Winter und $2 \times 2.240 \text{ A}$ im Sommer gerechnet werden muss, so doch nur für Notbetriebssituationen des Netzes, die maximal einige Tage bis wenige Wochen gegeben sein können. Schon der thermische Ausbreitungsvorgang, der abgewartet werden muss, bis überhaupt kritische, eine Bodenaustrocknung einleitende Temperaturen außerhalb der thermischen Stabilisierung auftreten, benötigt viele Tage bis Wochen. Die erst anschließend denkbare, allmähliche Ausprägung ausgetrockneter Zonen in den thermisch belasteten Bodenbereichen benötigt jedoch nochmals eine im Vergleich zum Netznotbetrieb wesentlich längere Zeitspanne, die besonders ungünstige hydrogeologische Randbedingungen und Bodeneigenschaften voraussetzt und dann im Bereich von Monaten liegt.

Von den Kabellieferanten werden die Kabel bei Legung in thermischer Stabilisierung nach Kenntnis des Verfassers ohne Berücksichtigung einer zusätzlichen Bodenaustrocknung ausgelegt. Dieser international übliche Ansatz soll auch im Folgenden als zielführend gewählt werden.

Als Beispiel für die thermische Trägheit der Kabel und die zur Verfügung stehenden Zeitspannen zeigt Abbildung 13 das Erwärmungsverhalten eines 380-kV-Kabelsystems (Kupferleiterquerschnitt 2500 mm^2) für den Fall, dass nach dem Normalbetrieb eines Doppelsystems in Einebenenordnung mit 50 % seiner höchstzulässigen Last von (in diesem Beispiel) $2 \times 300 \text{ MVA}$ ($3 \times 500 \text{ A}$) ein Kabelsystem ausfällt und das verbleibende System die volle Nennlast des Doppelsystems übernehmen muss. In diesem extremen Beispiel wird das Kabelsystem mit mehr als 40 % seines Nennstroms überlastet, was etwa eine Verdopplung seiner Verluste und seiner stationären Erwärmung gegenüber seiner Nennlast bedeutet. Abbildung 14 zeigt die entsprechenden Temperaturverteilungen.

Es wird deutlich, dass Höchstspannungskabel – je nach Vorlast – zeitweilig große Überlastbarkeiten aufweisen und dass andererseits in einem Störfall ganz erhebliche Zeiten für Maßnahmen wie das Umschalten auf ein anderes Kabelsystem etc. zur Verfügung stehen.

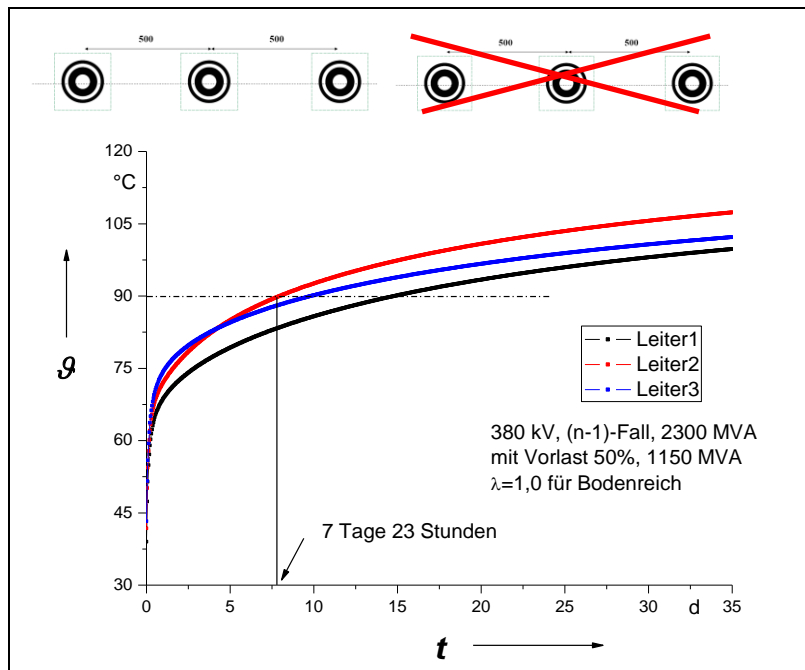


Abbildung 13: Verlauf der Leitertemperaturen in einem 380-kV-XLPE-Kabelsystem (Kupferleiterquerschnitt 2500 mm^2) nach vorangegangener Vollast in einem Doppelsystem und Ausfall des zweiten Kabelsystems Stromsprung von $2 \times 1'750 \text{ A}$ auf $1 \times 3'500 \text{ A}$ (Quelle: Zhang, Diss. Universität Duisburg)

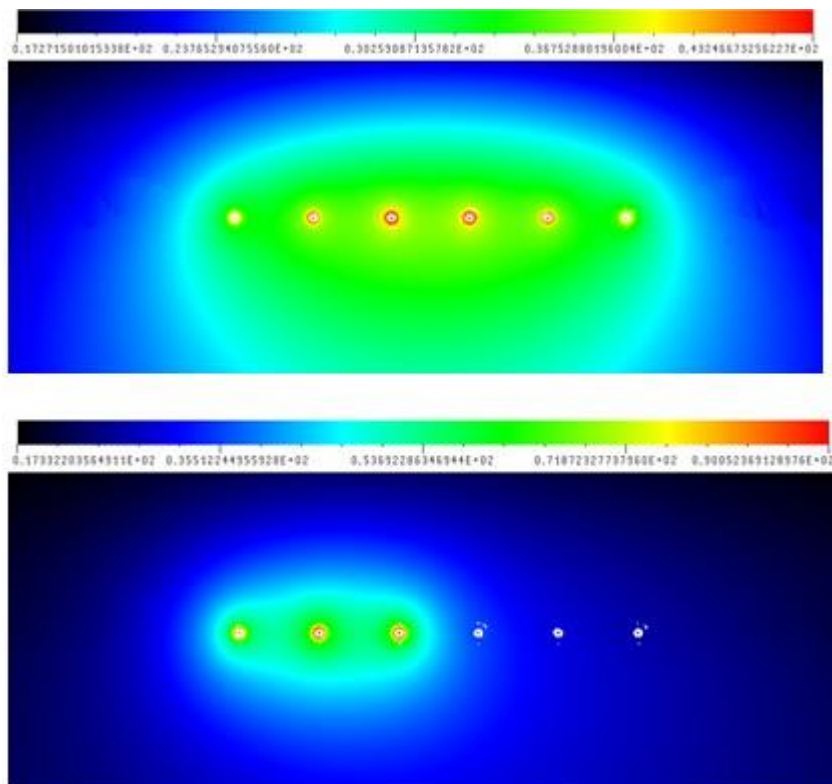


Abbildung 14: 380-kV-XLPE-Kabel-Doppelsystem ($2500 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) Normalbetrieb, Vorlast $2 \times 50\%$ von $2'300 \text{ MVA}$ nach ca. 8 Tagen tritt in der mittleren Kabelader des verbliebenen Kabelsystems die Grenztemperatur von 90°C auf (vergl. Abb. 14) (Quelle: Zhang, Diss. Universität Duisburg)

Die Bodenerwärmung außerhalb eines Leitungsgangs wird unter Berücksichtigung des Tageslastgangs, aber auch eines wöchentlichen und eines jährlichen Lastgangs bestimmt. Dies ist erforderlich, da die thermischen Zeitkonstanten der relativ tiefliegenden Leitungsgänge extrem hoch bei Monaten bis Jahren liegen [21, 22].

Damit ergibt sich die Wärmeabgabe des Leitungsgangs an seine Umgebung ortsabhängig als Funktion der lokal gegebenen Lufttemperatur im Leitungskanal. Das Gleiche gilt für die Kabeltemperaturen, die an jedem Ort des Leitungskanals für die dort gegebene Lufttemperatur mit Hilfe von KATRAS [57, 18] (konservativ, unter Annahme ruhender Luft) bestimmt werden.

Eine Luftströmung längs des Leitungskanals kann einerseits durch eine Zwangsumwälzung mit Hilfe von Lüftern erzwungen werden. Sie wird sich allerdings auch autark, schon bei geringen Höhenunterschieden zwischen Lufteinlass und –auslass (bzw. Tunnelanfang und –ende) wegen der Gewichtsdivergenz der beiden unterschiedlich warmen, vertikalen Luftsäulen als konvektive Strömung ausbilden. Das verwendete Rechenprogramm berechnet diesen temperaturabhängigen Thermosyphoneffekt (Kamineffekt) und leitet hieraus die resultierende Strömungsgeschwindigkeit ab. Die Lufterwärmung längs des Leitungsgangs wird, beginnend beim Lufteinlass (Tunnelanfang), abschnittsweise ermittelt, in dem die Differenz zwischen erzeugter Verlustleistung in den Kabeln und der vom Tunnel nach außen abgegebenen Verlustleistung als Wärmeleistung von der strömenden Luft aufgenommen wird und diese entsprechend ihrer Wärmekapazität erwärmt. Damit stellt sich im Bereich des Luftauslasses (Tunnelende) die höchste Lufttemperatur im Leitungsgang ein, die letztlich die Kabelbelastbarkeit bestimmt.

5 Mögliche Kabelanordnungen

Nachfolgend soll zunächst ein Überblick über alle in Betracht zu ziehenden Legeanordnungen und Installationsvarianten der Zwischenverkabelung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Bauverfahren gegeben werden. Mit einer ausführlichen Diskussion der sich ergebenden Abmessungen der Bautrasse und des Kabelgrabens sowie der sich einstellenden Erwärmungen und Magnetfelder soll eine Basis geboten werden, um anschließend bei Beachtung der örtlichen topografischen, geologischen und sonstigen Verhältnisse die tatsächlich gegebenen Möglichkeiten der Bauverfahren und der Kabelinstallation und –bemessung problemorientiert diskutieren zu können.

Eine erste Analyse der Trassenverhältnisse lässt einige günstige, bei einfachen Bodenverhältnissen einsetzbare Bauverfahren von vornherein eliminieren, wie beispielsweise eine Pflugverlegung der Kabel oder auch ein halboffenes Bohrverfahren.

Infrage kommen die nachfolgend beschriebenen Kabelanordnungen und Bauverfahren:

a) Installation im offenen Kabelgraben; Blockverlegung

a1) Einebenenordnung für minimale Grabentiefe

a2) phase-splitting-Anordnungen für geringere Grabenbreite und vermindertes Magnetfeld

Die Legung der Kabel direkt in Erde ist spürbar kostengünstiger als ein Leitungsgang, der im Bohrverfahren oder bergmännisch bei schwierigen Bodenverhältnissen (Fels, Schiefer) erstellt werden muss und Haltevorrichtungen für die Kabel erfordert. Die Strombelastbarkeit ist geringer als bei den nachstehenden, belüfteten Kabelanordnungen.

b) Kabelanordnung frei in Luft (auf Gerüsten)

Solche Anordnungen werden über kurze Längen (ca. 100 m) auf dem Gelände der Unterwerke Mörel bzw. Ernen erforderlich.

c) Kabel im belüfteten Leitungsgang

Topographie und/oder Unzugänglichkeit des Geländes erzwingen in weiten Bereichen der Trassenvarianten ein grabenloses Bauverfahren. Bei Trassenvariante 1 (Vollverkabelung) kann über eine Länge von etwa 3 km ein bestehender, alter Wasserstollen genutzt werden.

Die Strombelastbarkeit der Kabel in Luft ist hoch, so dass bei einheitlichem Bauverfahren längs der Trasse der konstruktive Aufwand der Kabel vermindert werden könnte (kleinerer Leiterquerschnitt oder Aluminium- statt Kupferleitern).

5.1 Offener Kabelgraben: Minimierung der Grabentiefe: Kabelsysteme in Einebenenordnung

Im vorliegenden Abschnitt wird der Fall diskutiert, dass alle fünf Kabelsysteme entsprechend Abbildung 15 in derselben Ebene verlegt sind. Eine solche Anordnung zeichnet sich durch einen verhältnismäßig geringen Aufwand bei der Verlegung und vor allem durch eine minimale Legetiefe aus.

Nach Abbildung 15 ist eine die Kabel umgebende thermische Stabilisierung vorgesehen, die üblicherweise aus Magerbeton (oder korngestuftem Sanden) erstellt wird und auch bei hohen Kabeloberflächentemperaturen eine Mindest-Wärmeleitfähigkeit von $\lambda_{St} = 1,0 \text{ W/(K m)}$ sicherstellt. Alternativ kann hierzu das (allerdings recht kostenträchtige) Material PowerCrete betrachtet werden, das inzwischen bereits mehrfach in der Praxis, in hot-spot-Bereichen eingesetzt wurde und auch in vollständig trockenem Zustand eine sehr hohe Mindest-Wärmeleitfähigkeit von $\lambda_{St} = 3,0 \text{ W/(K m)}$ aufweist [20].

Die Oberkante der thermischen Stabilisierung liegt bei 1,0 m. Unterhalb und seitlich der Kabel (bzw. der Legerohre) beträgt die Ausdehnung der thermischen Stabilisierung etwa 150 mm.

Der Achsabstand der Kabeladern innerhalb eines Kabelsystems beträgt s_c (lichter Abstand Δs_c), der Achsabstand zwischen zwei Kabelsystemen innerhalb eines Doppelsystems ist s_s (lichter Abstand Δs_s), und der Achsabstand zwischen zwei Kabel-Doppelsystemen wird mit s_{DS} (lichter Abstand Δs_{DS}) bezeichnet. Die x-Koordinate wird nachfolgend immer über die Achse der am weitesten links liegenden Kabelader definiert. Die Achsabstände zwischen den Systemen „ s_c “ ergeben sich aufgrund von Optimierungsüberlegungen über die thermische und magnetische Auslegung. Aus baulichen Gründen (z.B. Verlegung, Reparatur, Demontage, Arbeitsrecht) kann es in bestimmten Fällen notwendig werden, diese Abstände zu vergrößern.

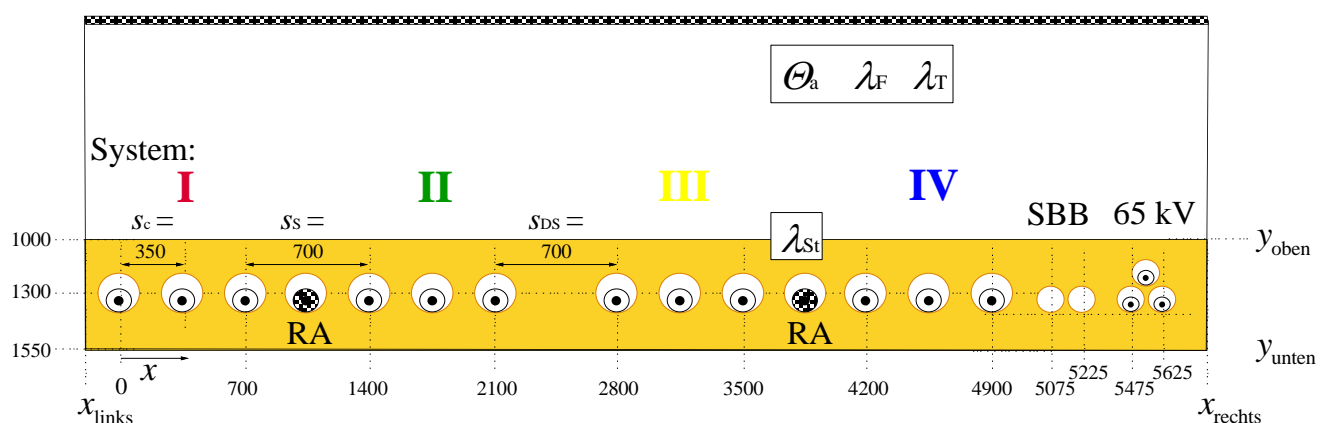


Abbildung 15: Einebenenordnung der fünf Kabelsysteme mit Auslegungsbeispiel (Erläuterungen siehe Text) Kunststoffrohre 250/15 (380 kV) und 150/10 (SBB und 65 kV); Kabel (N)2XS(FL)2Y 3x1x2500 RMS/180 380/220 kV und (z.B.) NA2XS(FL)2Y 3x1x2000 RE/50 65/37,5 kV;

RA = Reservekabel

Dem thermisch stabilisierten Bereich wird die Wärmeleitfähigkeit von λ_{St} zugeordnet und dem umgebenden Erdboden die Wärmeleitfähigkeiten λ_F bzw. λ_T für feuchten bzw. ausgetrockneten Boden sowie die ungestörte Bodentemperatur θ_a .

Zum besseren Verständnis der nachfolgenden Ergebnisdarstellungen sind die vier 380-kV-Kabelsysteme in der Abbildung 15 farbig mit römischen Ziffern gekennzeichnet. Jeweils in der Mittelachse der beiden Doppelsysteme ist ein Reservekabel („RA“) verlegt. Zwei Leerrohre für ein SBB-Kabelsystem liegen zwischen den 380-kV-Kabeln und dem gebündelt verlegten 65-kV-Kabelsystem.

Zu der Frage, ob man die Kabel direkt in den Boden bzw. in das Bettungsmaterial legt oder aber in Kunststoffrohre einzieht, listet die nachstehende Tabelle einige der Vor- und Nachteile auf. Nach Ansicht des Verfassers überwiegen die Vorteile der Rohrverlegung ganz eindeutig, insbesondere auch im Hinblick auf ein mögliches, späteres Einziehen der SBB-Kabel, so dass nachfolgend nur noch die Rohrverlegung berücksichtigt wird.

Tabelle 3: Vor- und Nachteile der Legung der Kabel in Rohren

Variante	Vorteile	Nachteile
Einziehen der Kabel in Kunststoffrohre	<ul style="list-style-type: none"> – Einfacher Austausch der Kabel möglich – Herstellung der Trasse in kurzen Abschnitten (z.B. 50...100 m) möglich – keine spätere Grabenöffnung für weiteren Kabelzug (z.B. SBB-Schleife) erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> – Maßnahmen für Zug- und Druckentlastung der Muffen erforderlich – leichte Verminderung der Kabelbelastbarkeit wegen Luftpolster – Mantelmessung und Lokalisierung von Mantelfehlern schwierig – Zusatzmaßnahmen bei Gefälle erforderlich
direkte Legung der Kabel in den Boden bzw. in das Bettungsmaterial	<ul style="list-style-type: none"> – gute Wärmeübertragung – Kabel sind fixiert – keine Zusatzkosten für Leerrohre – Mantelmessung bei Revision und allfälliger Beschädigung einfacher 	<ul style="list-style-type: none"> – für die Kabellegung muss die komplette Trasse zwischen den beiden Muffenstellen offengehalten und gesichert werden – bei Fehlern, Austauschen der Kabel etc. muss der Kabelgraben über dem Kabel wieder geöffnet werden – Bodensetzungen, Verschiebungen etc. wirken sich direkt auf die Kabel aus

Betrachtet wird die Einebenenordnung nach Abbildung 15, bei der die Kunststoffrohre zum Einziehen der 380-kV-Kabel in einer Legetiefe von $h = 1,35$ m verlegt sind. Die einzelnen Abstände sind: $s_c = 0,35$ m, $s_s = 0,70$ m und $s_{DS} = 0,70$ m. Die Breite der Grabensohle beträgt damit rd. 5,5 m. Die Abmessungen des thermisch stabilisierten Bereichs sind $x_l = -0,3$ m (links), $x_r = 5,9$ m (rechts),

$y_o = 1,0 \text{ m}$ (oben) sowie $y_u = 1,65 \text{ m}$ (unten). Der Materialbedarf zur thermischen Stabilisierung beträgt (bei senkrechten Grabenwänden) rd. $2,6 \text{ m}^3/\text{m}$.

Abbildung 16 zeigt für einen Belastungsgrad von $m = 0,8$ die Belastbarkeiten des Freileitungs-Doppelsystems („1“) sowie der beiden 380-kV-Kabel-Doppelsysteme mit den Bodenparametern (die sich so in den folgenden Abbildungen wiederholen):

Kennziffer 2, 3, 4: $\lambda_F / \lambda_T / \lambda_{St} = 1,0 / 1,0$ (bedeutet: keine partielle Bodenaustrocknung außerhalb der thermischen Stabilisierung aus Magerbeton)

Kennziffer 5: $\lambda_F / \lambda_T / \lambda_{St} = 1,0 / 3,0$ (bedeutet: keine partielle Bodenaustrocknung außerhalb der thermischen Stabilisierung aus Powercrete)

Bei den 380-kV-Kabeln ist die gesamte Übertragungsleistung aufgeteilt in die einzelnen Übertragungsleistungen der vier 380-kV-Kabelsysteme, die entsprechend Abbildung 16 farblich gekennzeichnet sind. Dieser farblichen Kennzeichnung ist auch die Zusammenschaltung der Kabelsysteme zu Doppelsystemen zu entnehmen. So bedeutet rot neben grün in Abbildung 16, dass nach Abbildung 15 das linke Kabelsystem mit dem unmittelbar benachbarten System parallelgeschaltet ist (wie rechts bei gelb mit blau).

Die im Folgenden angegebenen Phasenfolgen der Kabel-Doppelsysteme bedeuten folgendes:

Phasenfolge (PhF) 1/6//1/6: Kennziffern 2, 5	Phasenaufteilung in den Doppelsystemen mit $L1/L2/L3//L3/L2/L1$ -- $L1/L2/L3//L3/L2/L1$ In den meisten symmetrischen Kabelanordnungen erlaubt diese Phasenordnung eine gleichmäßige Stromaufteilung auf die Kabeladern
Phasenfolge (PhF) 1/6//6/1: Kennziffern 2, 5	Phasenaufteilung in den Doppelsystemen mit $L1/L2/L3//L3/L2/L1$ – $L3/L2/L1//L1/L2/L3$ Die Stromaufteilung wird ungleichmäßiger, und die Belastbarkeit vermindert sich.
Phasenfolge (PhF) 1/1//1/1: Kennziffer 4	Phasenaufteilung in den Doppelsystemen mit $L1/L2/L3//L1/L2/L3$ -- $L1/L2/L3//L1/L2/L3$ Die Stromaufteilung wird ungleichmäßiger, und die Belastbarkeit vermindert sich.

Der Abbildung 16 ist Folgendes zu entnehmen:

- a) Bei allen Varianten werden stationär die insgesamt $2 \cdot 2.940 \text{ A}$ Winterlast deutlich überschritten, wenn keine Bodenaustrocknung außerhalb der thermischen Stabilisierung angenommen wird.

Dies ist gerechtfertigt, da dieser Vorgang mehrere Monate mit konstant ausgelasteten Systemen ($2 \times 2.940 \text{ A}$) benötigen würde, was in der Praxis kaum vorkommen kann. Während der für die Bodenaustrocknung kritischeren Sommerverhältnisse liegen die Rohroberflächentemperaturen selbst bei lang andauernder Höchstlast bei weniger als 39°C und bleiben damit im Bereich der Grenztemperatur für Bodenaustrocknung, die erst außerhalb der thermischen Stabilisierung eingehalten werden muss.

- b) Der im Sommerbetrieb größtmögliche Strom auf beiden Freileitungssystemen von $2 \times 2.240 \text{ A}$ kann mit großer Leistungsreserve übertragen werden.

Um den Einfluss des Belastungsgrades zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 17 die entsprechenden Ergebnisse als Funktion des Belastungsgrades.

Deutlich wird, dass die rechnerische Annahme von Dauerlast, d.h. einer über viele Wochen konstant anstehenden Höchstlast, die Belastbarkeiten gegenüber einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ um rd. 12 % vermindert.

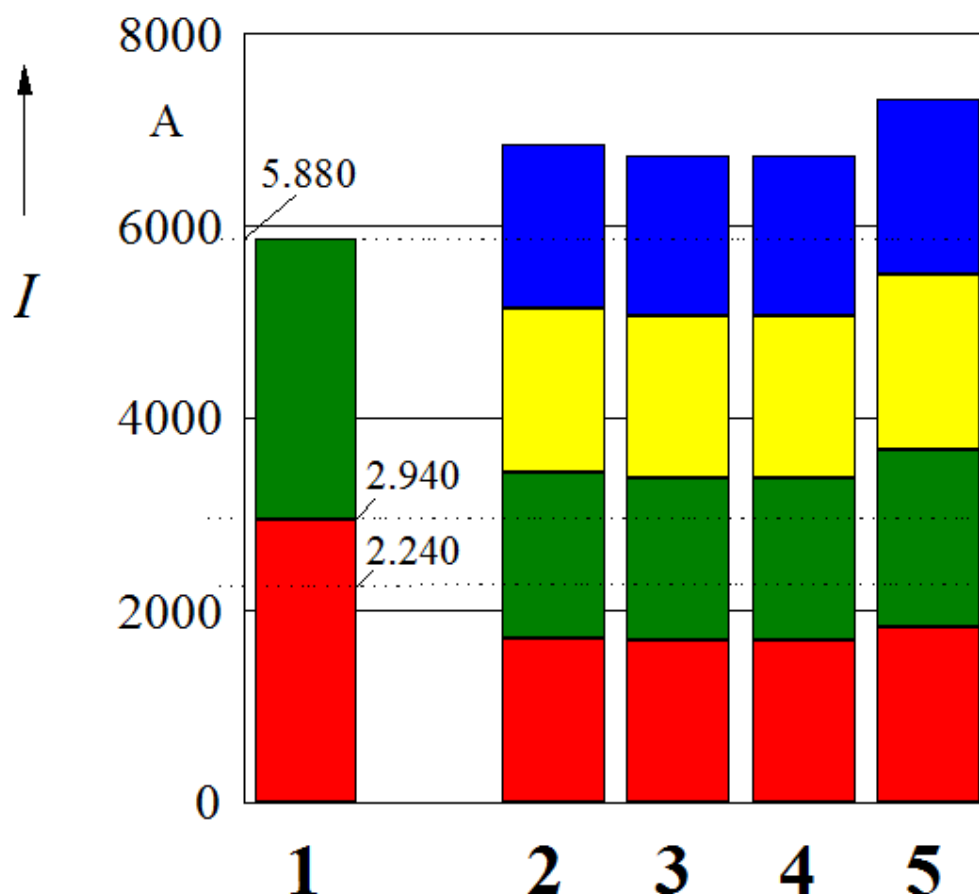


Abbildung 16: Strombelastbarkeiten des Freileitungs-Doppelsystems („1“) sowie der beiden Kabel-Doppelsysteme (Kabel: 2XS(FL)2Y 1*2500 RMS/180; PE-Rohre: 250/15; Belastungsgrad $m = 0,80$; Parallelsysteme: I-II / III-IV; Parameter: Wärmeeitfähigkeit; Phasenfolge; weitere Parameter: $h = 1,30 \text{ m}$; $s_c = s_s = s_{DS} = 0,70 \text{ m}$; $\lambda_{St}/\lambda_F = 1,0$; $x_l/x_r/y_o/y_u = -0,30/5,20/1,00/1,55 \text{ m}$
1: OHL 2: $\lambda_{St}/\lambda_F = 1,0$; PhF 1/6//1/6, 3: $\lambda_{St}/\lambda_F = 1,0$; PhF 1/6//6/1 4: $\lambda_{St}/\lambda_F = 1,0$; PhF 1/1//1/1
5: $\lambda_{St}/\lambda_F = 3,0$; PhF 1/6//1/6 ($\lambda_F = 1,0 \text{ W/(K m)}$ ff.)

Die im Normalbetrieb größtmögliche Leistung von 2.940 MVA (Winterlast) kann auch bei Dauerlast übertragen werden. Für einen Belastungsgrad von $m = 0,80$ ($\lambda_{St}/\lambda_F = 1,0$) ergeben sich bei dauernd anstehender Last die folgenden maximalen Temperaturen:

- a) Winterlast (2.940 A): Leitertemperatur $\vartheta_c = 70,9^\circ\text{C}$; Rohr-Außentemperatur $\vartheta_s = 53,1^\circ\text{C}$
- b) Sommerlast (2.240 A): Leitertemperatur $\vartheta_c = 50,5^\circ\text{C}$; Rohr-Außentemperatur $\vartheta_s = 39,6^\circ\text{C}$

Abbildung 18 zeigt die Belastbarkeitsabhängigkeit von der Legetiefe. Demnach wird die Winterlast – je nach angenommener Wärmeleitfähigkeit λ_{St} und auch bei Annahme verminderter Bodentemperaturen – bei Legetiefen von mehr als 2,0...2,5 m unterschritten.

Weitere Untersuchungen weisen aus, dass die geforderten Belastbarkeiten auch bei Kabeln mit verringertem Kupferleiterquerschnitt von 1.800 mm^2 gegeben sind, falls eine Legetiefe von 1,3 m eingehalten werden kann. Die Strombelastbarkeiten von Kabeln mit Aluminiumleitern ($2.500 \text{ mm}^2 \text{ RMS}$) liegen im Vergleich etwa 5 % niedriger: diese Kabel können bei Einhaltung der Winterlast-Forderung (d.h. beide Freileitungssysteme gleichzeitig über Wochen mit Höchstlast von 2.940 A bei gleichzeitiger Höchstlast des 65-kV-Systems) nur dann eingesetzt werden, wenn von einem etwas reduzierten Belastungsgrad von $m = 0,75$ ausgegangen wird.

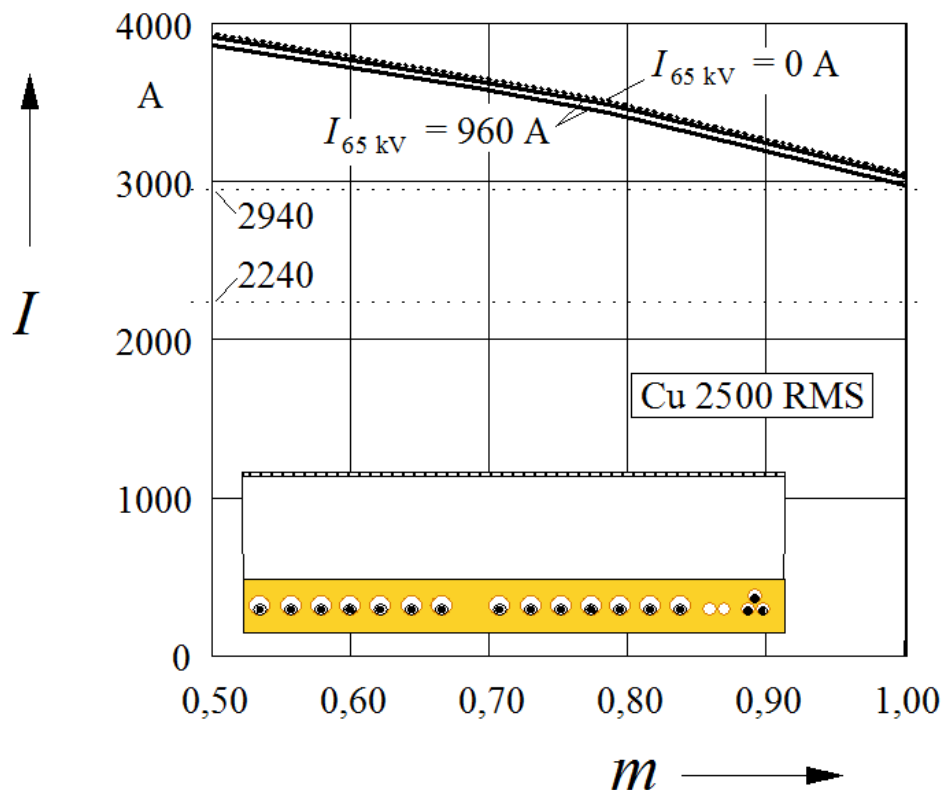


Abbildung 17: Strombelastbarkeiten der beiden Kabel-Doppelsysteme (wie in Abbildung 12) als Funktion des Belastungsgrades m sowie des Leitermaterials und -querschnitts $h = 1,30 \text{ m}$; $s_c = s_s = s_{DS} = 0,70 \text{ m}$; $\lambda_{St}/\lambda_F = 1,0$; $x_l/x_r/y_o/y_u = -0,30/5,90/1,00/1,55 \text{ m}$

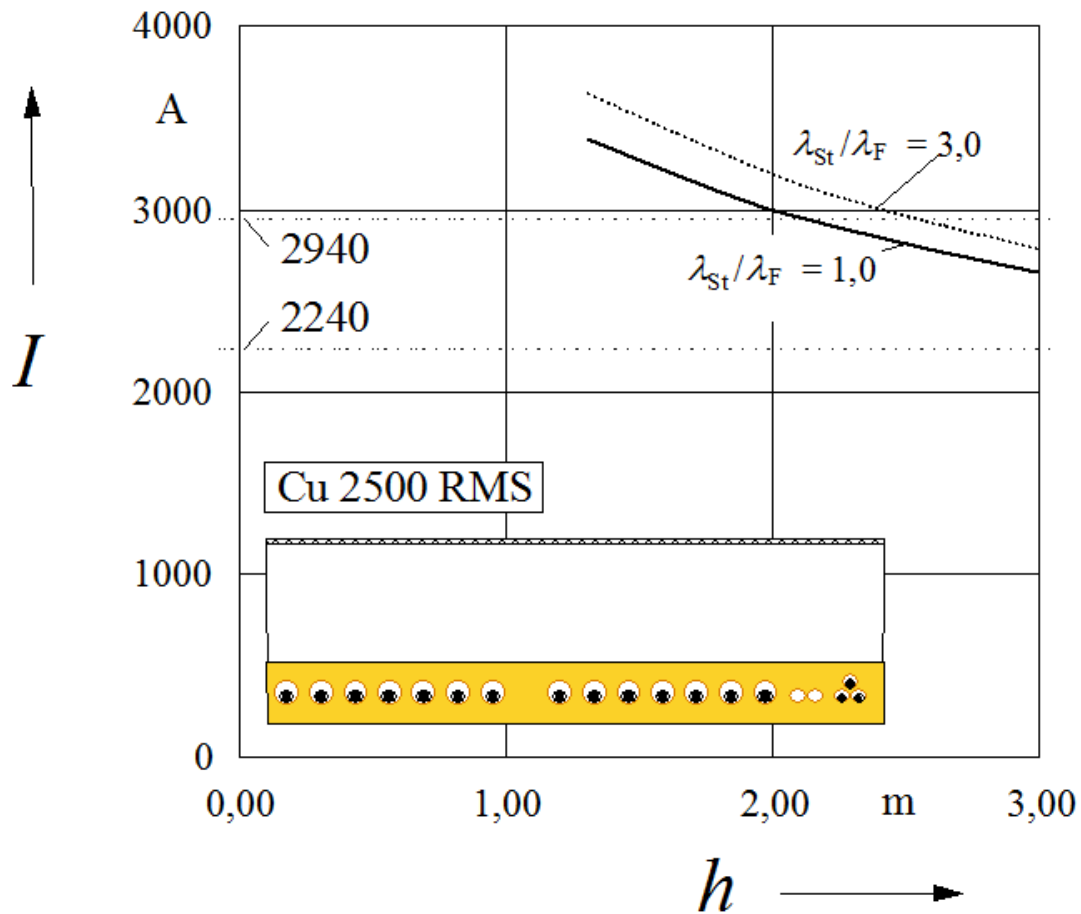


Abbildung 18: Strombelastbarkeiten der beiden Kabel-Doppelsysteme (wie in Abbildung 10) als Funktion der Legetiefe h ; Belastungsgrad $m = 0,80$; Umgebungstemperatur $\theta_a = 15^\circ\text{C}$

5.1.1 Erforderliche Trassenbreite

Nach Abbildung 15 beträgt die erforderliche Breite des senkrecht ausgeschalteten (nicht abgeböschten) Kabelgrabens rd. 6,0 m. Berücksichtigt man die Breite eines provisorischen Arbeitswegs von rd. 3,5 m sowie Streifen für die Ablage des Aushubs von insgesamt rd. 8,0 m, so wird während der Bauphase eine gesamte Streifenbreite von 17,5 m erforderlich.

Diese kann nach Abbildung 19 um rd. 2 m verringert werden, wenn nacheinander zwei Gräben ausgehoben und der jeweilige Fahrweg positioniert wird.

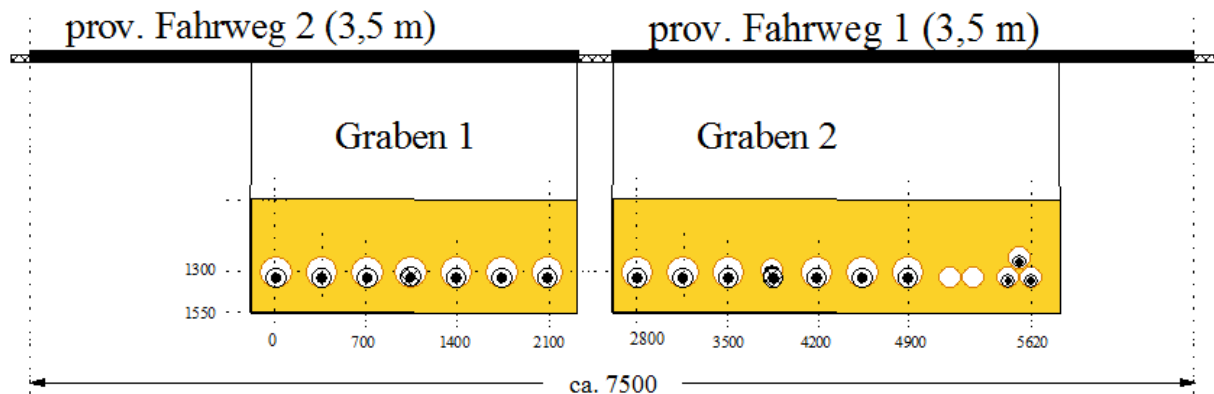


Abbildung 19: wie in Abbildung 15, aber mit zwei Kabelgräben (senkrecht ausgeschalt), die in zwei Bauabschnitten erstellt werden können: Graben 1 + prov. Fahrweg 1 = 1. Bauabschnitt; Graben 2 + prov. Fahrweg 2 = 2. Bauabschnitt (nicht maßstäblich) mit Streifen für Aushub (insges. rd. 8 m): Breite des Baustreifens ca. 15,5 m

5.1.2 Magnetfelder

Abbildung 20 zeigt die horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B an der Erdoberfläche der Einebenenordnung nach

Abbildung 15. Dabei wird in Abbildung 20 die nach NISV [24] für den Grenzwert von $1,0 \mu\text{T}$ für sensible Bereiche massgebliche Stromstärke von 2.240 A in beiden Doppelsystemen berücksichtigt wird, und zwar als schwarze Kennlinie für den Fall, dass das 65-kV -Kabelsystem seine Höchstlast von 960 A führt, während es für die blaue Kennlinie als stromlos angenommen wird. Für den erstgenannten Fall zeigt die gestrichelte Kennlinie zum Vergleich die Verteilung für eine Höhe von $0,20 \text{ m}$ über dem Erdboden.

Deutlich wird, dass der von NISV vorgegebene Immissions-Grenzwert von $100,0 \mu\text{T}$ sicher eingehalten wird und dass der für sensible Bereiche vorgegebene Anlage-Grenzwert von $1,0 \mu\text{T}$ in Abständen von weniger als 7 m beidseitig der Kabelanlage unterschritten wird.

Abbildung 21 zeigt die entsprechenden Verteilungen für die maximale Winterlast von $I = 2940 \text{ A}$. Man erkennt, dass die höchste magnetische Induktion direkt oberhalb der Kabel an der Erdoberfläche mit bis zu $120 \mu\text{T}$ den Immissions-Grenzwert von $100 \mu\text{T}$ überschreitet. In einer Höhe von $0,20 \text{ m}$ über dem Erdboden erreicht die magnetische Induktion allerdings nur noch rd. $80 \mu\text{T}$ und bleibt damit unterhalb des Grenzwerts von $100 \mu\text{T}$.

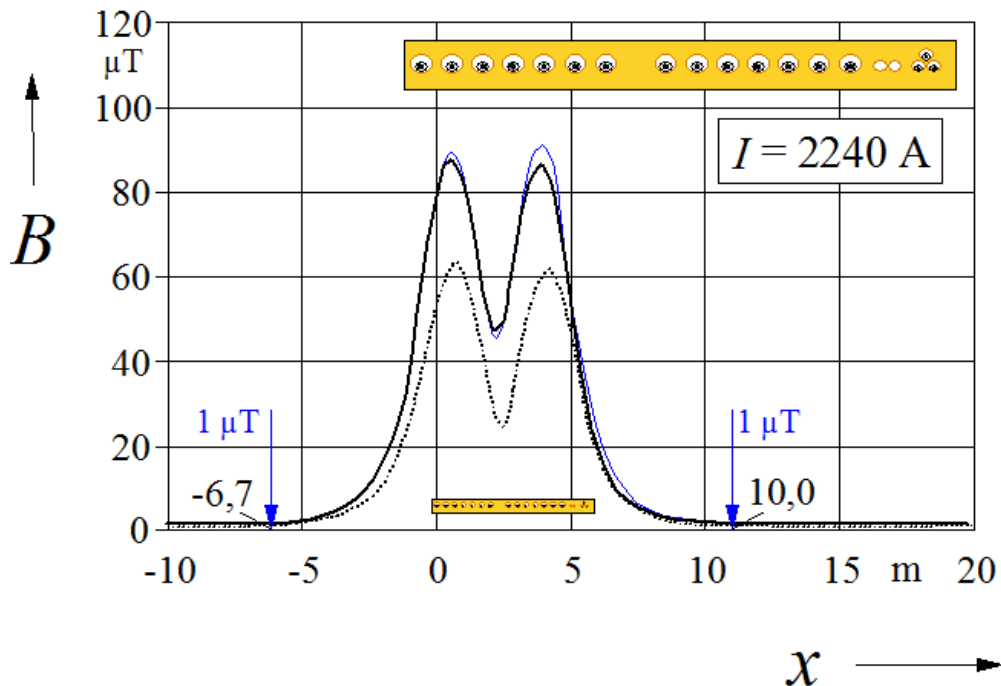


Abbildung 20: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B an der Erdoberfläche der Kabelanlage (Einebenenordnung nach Abbildung 15); linke Kabelader: $x = 0\text{ m}$ schwarz: $2 \times 2.240\text{ A}$ ($2 \times 2.474\text{ MVA}$) + 960 A (65 kV), gestrichelt: in einer Höhe von $0,20\text{ m}$ über dem Erdboden; blau: $2 \times 2.240\text{ A}$ ($2 \times 2.474\text{ MVA}$) + 0 A (65 kV) $h = 1,30\text{ m}$; $s_c = 0,35\text{ m}$; $s_s = 0,70\text{ m}$; $s_{DS} = 0,70\text{ m}$; Parallelsysteme: I-II / III-IV; PhF 1/6//1/6

Soll das Magnetfeld weiter gesenkt werden, so kann dies mithilfe von Kompensationsleitern geschehen, die in bestimmten Abständen miteinander verbunden werden, so dass in sie hinein magnetfeldreduzierende Gegenströme induziert werden. Abbildung 22 zeigt ein Beispiel. Bei Positionierung von acht Kompensationsleitern - korrosionsgeschützten Al-Leitern mit z.B. 1000 mm^2 Querschnitt – gelingt eine Reduzierung des Magnetfeldes mit einem Schirmfaktor von etwa 2, d.h. etwa auf die Hälfte [APG]. Die von den Kompensationsleitern bewirkte Zusatzerwärmung der Kabel kann gering, z.B. unterhalb von 2 K gehalten werden, womit sich eine nur geringe Belastbarkeitsreduktion um weniger als $1,5\%$ ergibt.

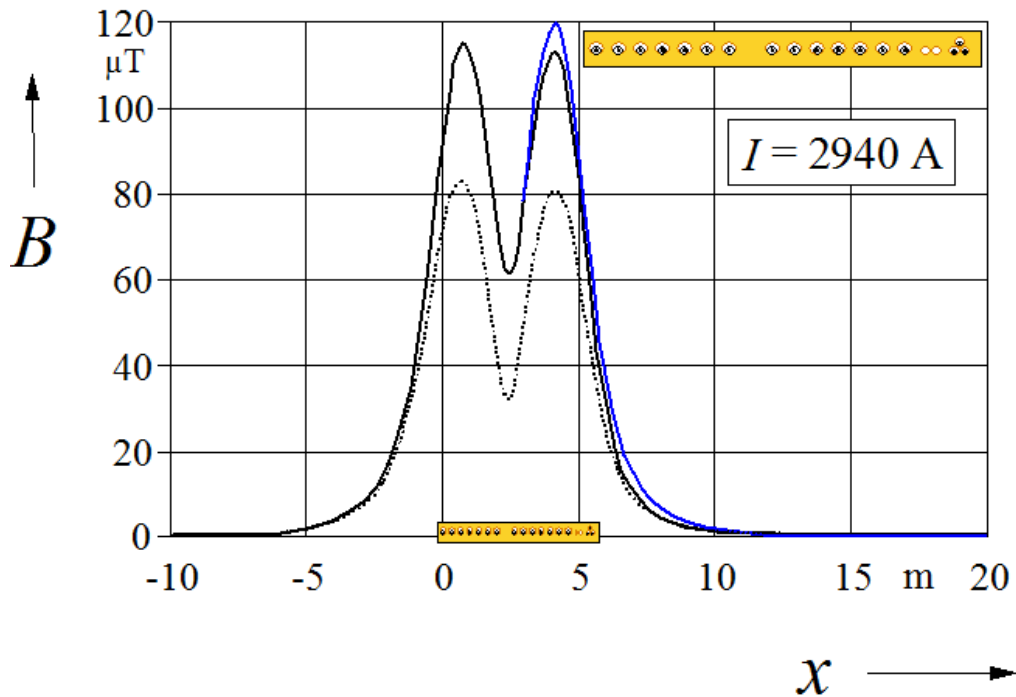


Abbildung 21: wie Abbildung 20, aber für die maximale Winterlast von $I = 2940 \text{ A}$

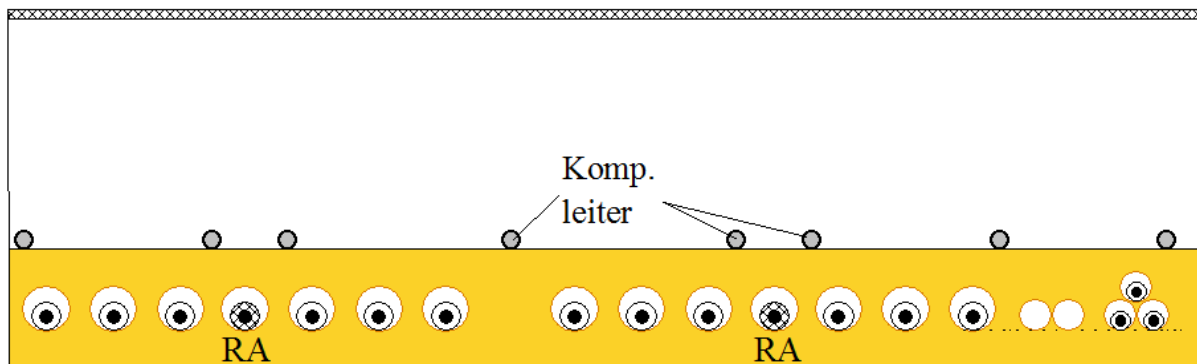


Abbildung 22: Einebenenarrangement nach Abbildung 15 mit acht Kompensationsleitern

5.2 Phase-splitting-Anordnungen

Bei dem Prinzip des „phase-splitting“ werden bei einem Kabel-Doppelsystem die Kabelanordnung wie auch die Phasenfolge so optimiert, dass eine weitgehende Kompensation des Magnetfeldes eintritt. Ein Beispiel zeigt Abbildung 23: hier sind innerhalb eines thermisch stabilisierten Bereiches sechs Kabeladern in einem symmetrischen Sechseck angeordnet. Die beiden Kabelsysteme liegen jeweils in einem symmetrischen Dreieck und erzeugen jeweils, wenn sie mit Drehstrom beaufschlagt werden, ein rotierendes Drehfeld. Bei Beaufschlagung beider Systeme mit der gleichen Phasenfolge ist das Drehfeld des zweiten Kabelsystems gegenüber dem Drehfeld des ersten Kabelsystems aus räumli-

chen Gründen um 180° nachlaufend, - ihm also entgegengesetzt. Damit findet eine weitgehende Auslöschung des resultierenden Drehfeldes statt.

Bei den Ausführungen dieses Prinzips im offenen Kabelgraben kann die Sechseckanordnung nach Abb. 19 auch - ohne allzu große Erhöhungen des Magnetfeldes – in ebenen Anordnungen der Kabelsysteme ausgeführt werden, wie die nachfolgenden Beispiele zeigen.

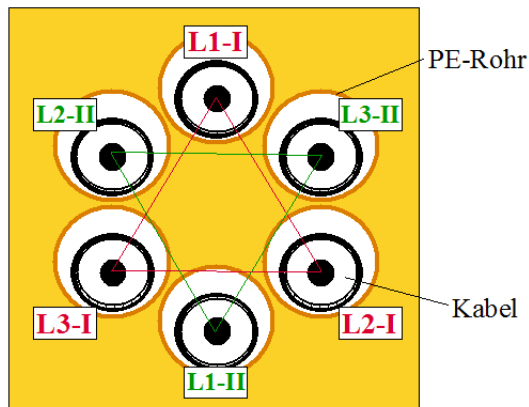


Abbildung 23: Prinzip des Phase-Splitting: zwei im Sechseck angeordnete Kabelsysteme in Rohren

5.2.1 Offener Kabelgraben mit verringerter Grabenbreite: Horizontale Zweiebenenanordnung mit phase-splitting

Die phase-splitting-Anordnung der vierzehn 380-kV-Kabel nach Abbildung 24 entspricht nahezu vollständig der für die Riniken-Trasse gewählten Auslegung. In jedem Doppelsystem liegen zwei Kabelsysteme, jeweils in Einebenenanordnung, übereinander, zur Trassenmitte hin ergänzt durch jeweils ein Reservekabel. Der horizontale wie der vertikale Achsabstand ist $s_c = 0,35$ m, und der Achsabstand zwischen den Doppelsystemen ist $s_c = 1,00$ m. SBB-Leerrohre sowie das gebündelt verlegte 65-kV-Kabelsysteme jeweils direkt über einem Reservekabel angeordnet. Damit ergibt sich in der Trassenmitte ein freier Durchgang von etwa 0,80 m. Die resultierende Grabenbreite (Grabensohle) liegt bei nur rd. 3,7 m. Allerdings vergrößert sich die Sohlentiefe auf rd. 1,9 m.

Allerdings zeigen die nachfolgenden Rechenergebnisse, dass das zur Trassenmitte hin positionierte 65-kV-Kabelsystem die Belastbarkeit der 380-kV-Kabel beeinträchtigt, so dass alternativ eine Anordnung nach Abbildung 25 diskutiert wird, bei der das 65-kV-Kabelsystem außen positioniert ist. Dies vergrößert die Grabenbreite (Grabensohle) auf rd. 4,2 m. Für die Bauphase ergibt sich mit Fahrweg (3,5 m) und Aushubflächen (8 m Breite) eine Gesamtbreite des Baustreifens von ca. 15...16 m. Wird entlang der Trasse vor Kopf gearbeitet, so kann der erforderliche Baustreifen ggfs. auf etwa 9 m (rd. 5 m für Aushub) verringert werden.

In Abbildung 26 sind die Strombelastbarkeiten des Freileitungs-Doppelsystems („1“) sowie der beiden 380-kV-Kabel-Doppelsysteme für Kabel mit Kupferleitern 2500 RMS für unterschiedliche Anordnungen und für einen Belastungsgrad von $m = 0,80$ wiedergegeben. Hier steht Block 2 für die Anordnung der Abbildung 24 ($s_c = 0,35$ m/ 65 kV innen) und die Blöcke 3 bis 5 für Abbildung 25 (mit $s_c = 0,35$ m/ 0,40 m/ 0,45 m und 65 kV außen). Beim Block 6 ist die Anordnung nach Abbildung 25 in zwei Gräben aufgeteilt mit einem dazwischen liegenden Streifen für die Fahrstraße von 3 m Breite (Abbildung 29 mit $s_c = 0,35$ m; 65 kV rechts außen).

Der Abbildung 26 ist zu entnehmen, dass für die Legeebenen nach Abbildung 24 und Abbildung 25 von $h_1 = 1,30$ m und $h_2 = 1,65$ m und bei thermischer Stabilisierung mit Magerbeton in allen Fällen die von den beiden Kabel-Doppelsystemen übertragbare Gesamtleistung diejenige der beiden Freileitungssysteme erreicht und überschreitet. Man erkennt aber auch, dass in den Fällen 2 und 3 ($s_c = 0,35$ m) bei einem der beiden Doppelsysteme die Belastbarkeit von 2.940 A nicht ganz erreicht wird. Wird diese geringfügige Unterschreitung für das zweite Kabel-Doppelsystem nicht toleriert, so bedeutet dies, dass (außer bei der Trasse mit Fahrweg in der Mitte)

- a) das 65-kV-Kabelsystem außen neben den 380-kV-Blöcken positioniert werden muss und
- b) der erforderliche Achsabstand der 380-kV-Kabel (bzw. ihrer Rohre) mindestens 0,40 m beträgt.

Diese Verhältnisse erkennt man wieder in der Abbildung 27, in der die Belastbarkeiten in Abhängigkeit vom Belastungsgrad m gezeigt sind. Getrennt dargestellt sind die Belastbarkeiten des linken Doppelsystems (gestrichelt) und des rechten Doppelsystems mit benachbartem 65-kV-Kabel (durchgezogen). Beide Abbildungen machen deutlich, dass die Anordnung nach Abbildung 25 mit $s_c = 0,35$ m bei Winterlast (2.940 A) schon nahezu vollständig thermisch ausgelastet wird: es ergibt sich stationär eine höchste Leitertemperatur von $\vartheta_c = 86,3^\circ\text{C}$. Bei maximaler Sommerlast (2.240 A) beträgt die höchste Leitertemperatur $\vartheta_c = 62,0^\circ\text{C}$.

Abbildung 28 verdeutlicht, dass für diese Anordnung nur geringe Vergrößerungen der Legetiefe möglich sind: die Winter-Höchstlast wird – selbst bei Annahme verminderter Bodentemperaturen – bereits bei Legetiefen von mehr als 1,5 m/1,85 m bis 2,0 m/2,35 m unterschritten.

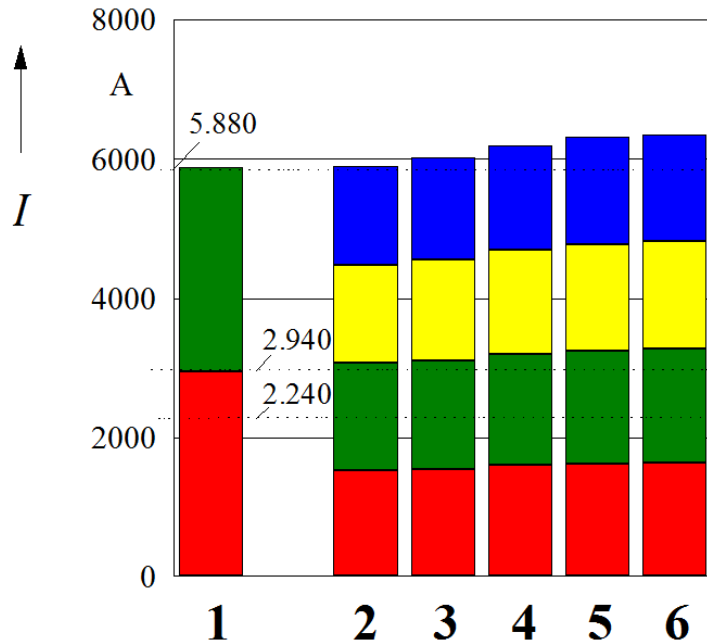


Abbildung 26: Strombelastbarkeiten des Freileitungs-Doppelsystems („1“) sowie der beiden 380-kV-Kabel-Doppelsysteme (Kabel: 2XS(FL)2Y 1*2500 RMS/180; PE-Rohre: 250/15; Belastungsgrad $m = 0,80$; Parallelsysteme: I-II / III-IV; Phasenfolge 1/6//1/6 $\lambda_{St} = \lambda_F = 1,0$; $h = 1,30 \text{ m} / 1,65 \text{ m}$; $I_{65} \text{ kV} = 960 \text{ A}$ 1: OHL 2: $s_c = 0,35 \text{ m} / 65 \text{ kV}$ innen 3: $s_c = 0,35 \text{ m} / 65 \text{ kV}$ außen 4: $s_c = 0,40 \text{ m} / 65 \text{ kV}$ außen 5: $s_c = 0,45 \text{ m} / 65 \text{ kV}$ außen 6: $s_c = 0,35 \text{ m} / \text{Fahrweg in der Mitte} / 65 \text{ kV}$ außen (Abbildung 22)

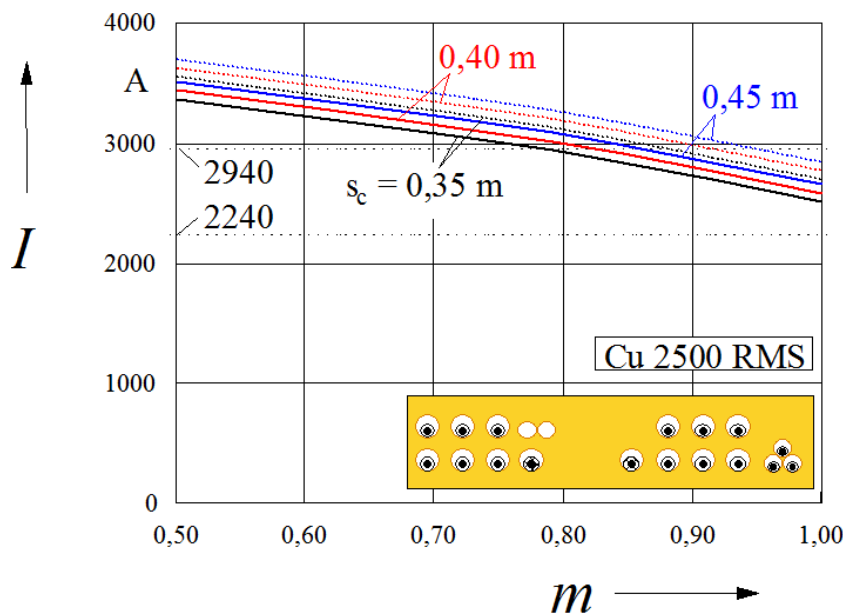


Abbildung 27: Strombelastbarkeiten der beiden Kabel-Doppelsysteme (wie Abbildung 26) als Funktion des Belastungsgrades m mit dem lichten Achsabstand s_c als Parameter; $I_{65} \text{ kV} = 960 \text{ A}$ durchgezogene Kennlinien: rechtes Doppelsystem; gestrichelte Kennlinien: linkes Doppelsystem; Legeebenen: $h_1 = 1,30 \text{ m}$, $h_2 = 1,65 \text{ m}$; $\lambda_{St}/\lambda_F = 1,0$

Abbildung 30 zeigt zu der Legeanordnung in Abbildung 25 mit einem groß gewählten Achsabstand von $s_c = 0,45$ m die horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B an der Erdoberfläche (dicke Kennlinie) und in 0,2 m Höhe (dünn), wenn die nach NISV [24] massgebliche Stromstärke von 2.240 A in beiden Doppelsystemen berücksichtigt wird und das 65-kV-Kabelsystem seine Höchstlast von 960 A führt.

Deutlich wird, dass die höchste magnetische Induktion an der Erdoberfläche direkt oberhalb der Kabel mit rd. 45 μ T weit unterhalb des Immissions-Grenzwertes von 100 μ T bleibt. Für den höchsten Winterlaststrom von 2.940 A gilt dies mit rd. 59 μ T ebenfalls. Der von NISV für sensible Bereiche (bei 2.240 A) vorgegebene Grenzwert von 1,0 μ T wird in einem Abstand von etwa 9,5 m links von der Kabelanlage unterschritten.

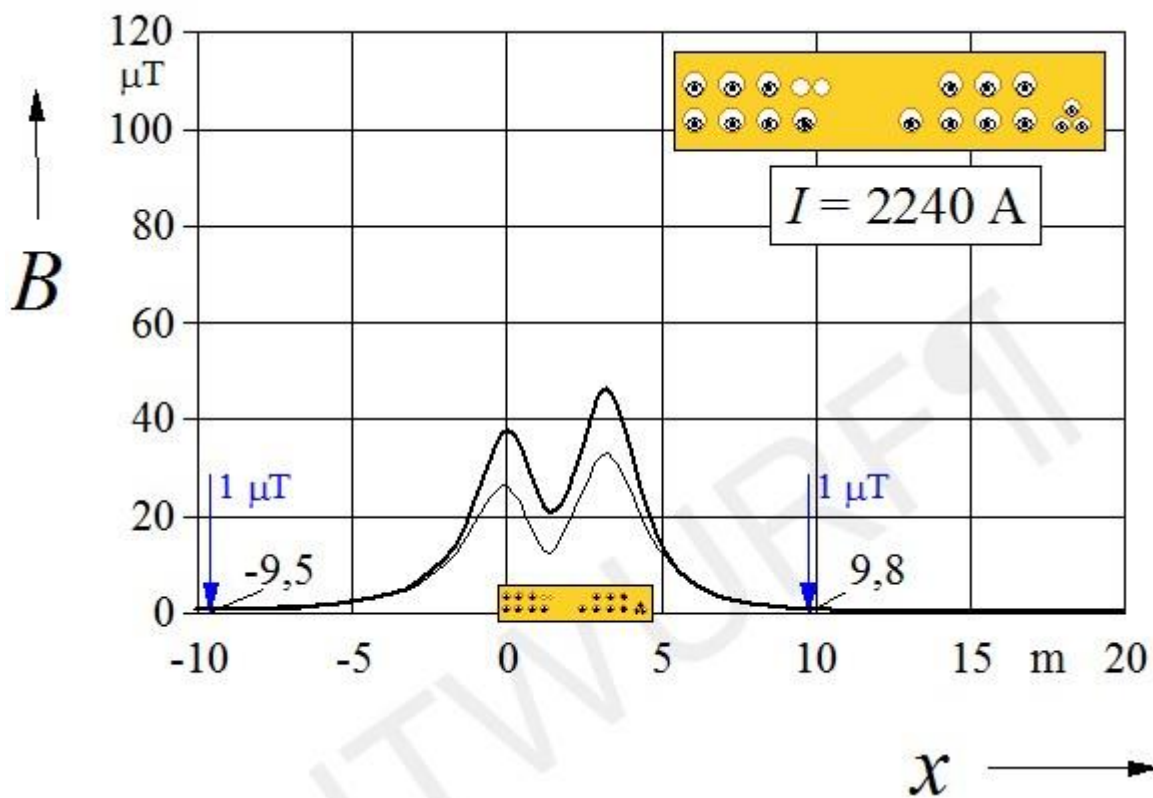


Abbildung 30: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B an der Erdoberfläche (dicke Kennlinie) für die horizontale phase-splitting-Anordnung der vier Kabelsysteme mit 65-kV-Kabel außen und lichter Abstand $s_c = 0,45$ m; Kabelanlage nach Abbildung 25, dünne Kennlinie: in 0,2 m Höhe über dem Erdboden: $2 \cdot 2.240$ A + 960 A (65 kV); $h_1 = 1,30$ m; $s_c = 0,35$ m; Parallelsysteme: I-II / III-IV; PhF 1/6//1/6

5.2.2 Offener Kabelgraben mit minimaler Grabenbreite: Vertikale Kabelanordnung mit phase-splitting

Zur Erzielung eines schmalen Kabelgrabens kann eine Anordnung nach Abbildung 31 gewählt werden, in der die einzelnen 380-kV-Systeme vertikal angeordnet sind. Gegenüber Abbildung 25 verringert sich die Breite der Grabensohle von 4,2 m auf rd. 3,3 m.

Allerdings wird nach Abbildung 32 der Einsatz eines speziellen hochwärmeleitfähigen Stabilisierungsmaterials erforderlich, um die vorgegebene Winterlast von $2 \times 2.940 \text{ A}$ auf Dauer zu übertragen. Eine weitere Vergrößerung der vertikalen Achsabstände mit vergrößerter Grabentiefe macht wegen der schwierigen Bodenverhältnisse wenig Sinn. Bei weiterer Vergrößerung der horizontalen Achsabstände wird – bei größerer Grabentiefe – rasch die Grabenbreite der zuvor diskutierten horizontalen phase-splitting-Anordnung erreicht.

Damit wird diese Anordnung so nicht weiter verfolgt, sondern nur in ähnlicher Geometrie bei einer Verlegung im Leitungskanal, vergl. nachfolgende Abschnitte.

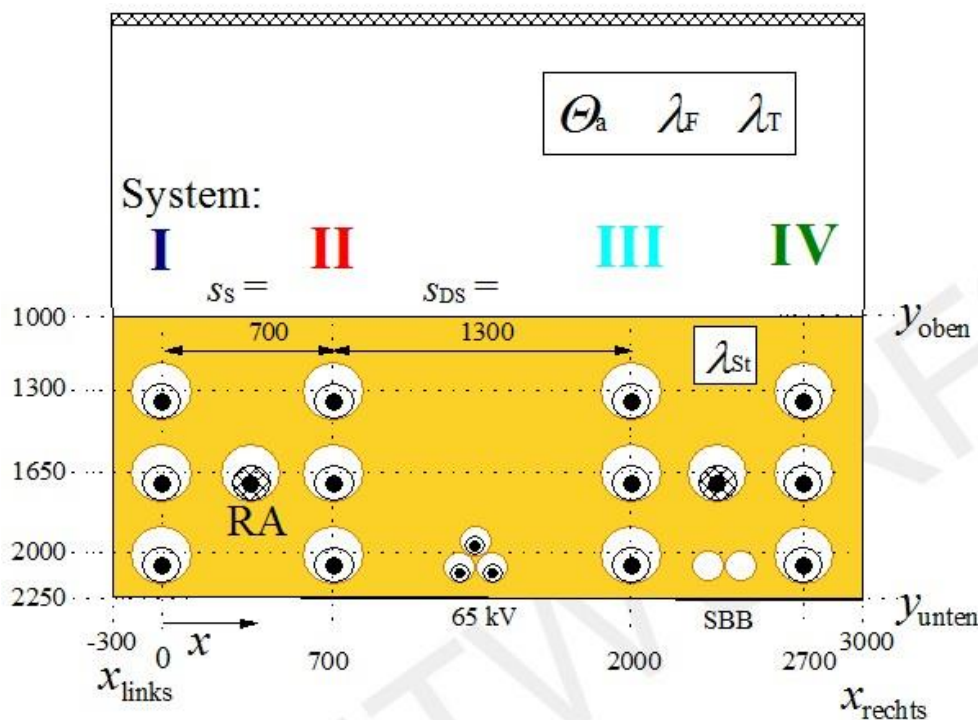


Abbildung 31: Vertikale phase-splitting-Anordnung der vier Kabelsysteme mit Auslegungsbeispiel (Erläuterungen siehe Text); Kunststoffrohre 250/15 und 150/10; $B_{GS} = 3,30 \text{ m}$; $T_{GS} = 2,25 \text{ m}$; Kabel (N)2XS(FL)2Y 3x1x2500 RMS/180;: Breite des Baustreifens mit Fahrweg und Aushubflächen ca. 14 m

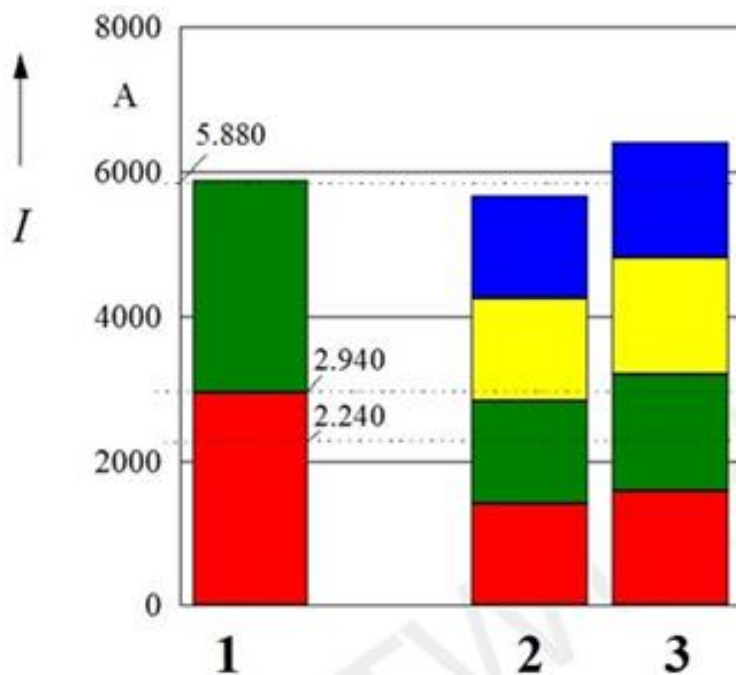


Abbildung 32: Strombelastbarkeiten des Freileitungs-Doppelsystems („1“) sowie der beiden Kabel-Doppelsysteme (Kabel: 2XS(FL)2Y 1*2500 RMS/180) in der vertikalen phase-splitting-Anordnung nach Abbildung 31; $s_c = 0,35\text{m}$; $I_{65}\text{ kV} = 960\text{ A}$ Bel.grad $m = 0,80$; Parallelsysteme: I-II / III-IV; PhF 1/6//1/6; $h = 1,30\text{ m} / 1,65\text{ m}$; 1: OHL, 2: $\lambda_{St} / \lambda_F = 1,0$; 3: $\lambda_{St} / \lambda_F = 3,0$

5.2.3 Phase-splitting-Anordnungen im Leitungskanal: Offener Kabelgraben oder halboffenes/geschlossenes Bohrverfahren

Die bisher diskutierten phase-splitting-Anordnungen können auch in Leitungskanälen untergebracht werden, so dass auch geschlossene oder halboffene Bohrpressverfahren zum Einsatz kommen können. In einen solchen Leitungskanal, z.B. in ein Stahlbetonrohr, werden zunächst die sechs Kunststoffrohre, mit Abstandshaltern und Schlitten, eingefahren. Der Zwischenraum zwischen diesem Rohrbündel und dem Mantelrohr wird anschließend mit hochwärmeleitfähigem Material (wie Cable-Cem) verfüllt, so dass das System eine inhärente thermische Stabilisierung aufweist. Zuletzt werden die Kabeladern eingezogen.

Die Stahlbetonrohre können im Bohrverfahren (geschlossene Bauweise) oder in einer halboffenen Bauweise, aber auch im offenen Bauverfahren in den Boden eingebracht werden. Inzwischen sind für die geschlossene und die halboffene Bauweise moderne, gesteuerte Bohrverfahren verfügbar, die Abschnittslängen von mehr als 1000 m ermöglichen.

Als besonderer Vorteil dieser Varianten ist der hohe Schutz gegen mechanische Beeinträchtigungen hervorzuheben. Die halboffene Bauweise reduziert die Legekosten im Vergleich zur geschlossenen Bauweise auf etwa 50...60 %. Gegenüber dem offenen Kabelgraben bietet sie Vorteile hinsichtlich

- a) der höheren Arbeitsgeschwindigkeit,
- b) der verringerten Aushubmenge (ca. zwei Gräben mit nur rd. 1 m Breite),
- c) der möglicherweise vergleichbaren Kosten. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Oberflächen aufwendig wiederhergestellt werden müssen und
- d) Kosten- und Zeit-Ersparnissen sowie eines geringeren Eingriffs in die Bodenstruktur, da keine zusätzliche thermische Stabilisierung benötigt wird.

Für eine Legung der Stahlbetonrohre im offenen Kabelgraben (Überdeckung 1,0 m) sind die Abmessungen der Anordnung sind in der Abb. 29 zusammengestellt: die Kabel sind im Sechseck mit einem Achsabstand von $s_c = 600$ mm innerhalb von Kunststoffrohren angeordnet. Hierzu wird zunächst die Anordnung der Kunststoffrohre – auf Schlitten fixiert – in das bereits verlegte Stahlbetonrohr eingezogen und dieses dann mit einem gutwärmeleitenden Material, z.B. CableCem oder Powercrete premium mix der Firma HeidelbergCement (D), verfüllt. Nach Verfestigung des Materials werden dann die Kabel in die Kunststoffrohre eingezogen.

Nach

Abbildung 33 sollte der Innendurchmesser der Stahlbetonrohre mindestens bei 1,60 m liegen, damit diese während der Bauphase über größere Längen begangen werden können. Der lichte Abstand der beiden Mantelrohre zueinander wird in den nachstehenden Berechnungen zu rd. 2 m angenommen.

Werden die Leitungskanäle mit Hilfe eines Bohrpressverfahrens verlegt (geschlossenes oder halboffenes Verfahren; siehe unten: Bauverfahren), so beträgt der erforderliche Mindestabstand etwa $1,5 \cdot D$, so dass sich eine horizontale Erstreckung der Anordnung im Boden von rd. 6 m ergibt.

Die sich ergebenden Strombelastbarkeiten zeigt Abbildung 34 für zwei Kabel-Doppelsysteme mit Kupferleitern $2 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 2500$ RMS als Funktion des Belastungsgrads. Abbildung 35 zeigt ergänzend die Abhängigkeit von der Überdeckung \ddot{u} der Leitungskanäle.

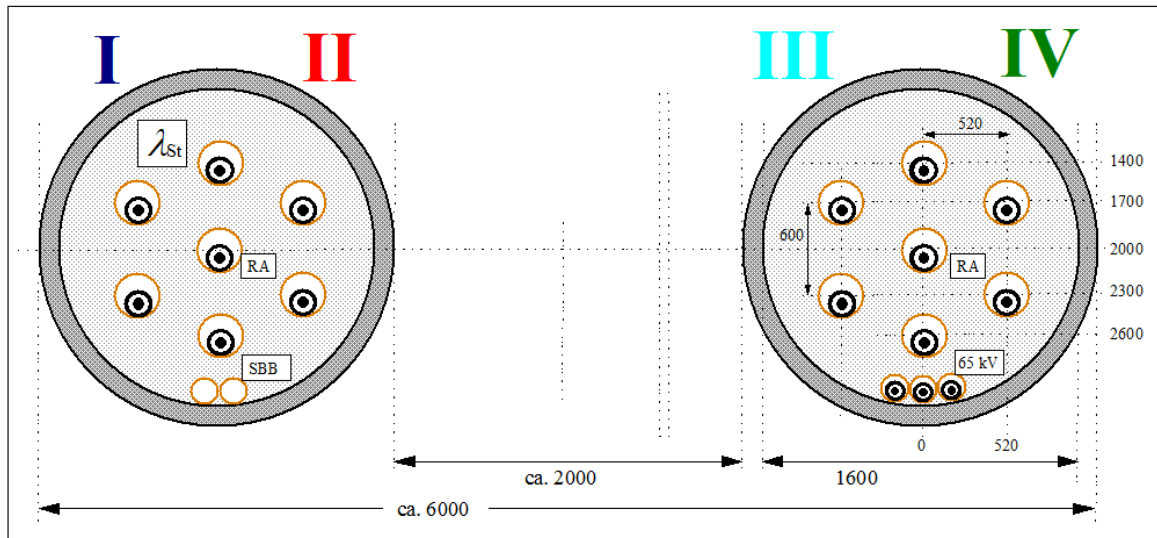


Abbildung 33: Zwei 380-kV-Kabel-Doppelsysteme in phase-splitting-Anordnung mit 65-kV-Kabel und Leerrohren für SBB, in Stahlbetonrohren (nicht maßstäblich); Achsabstand 600 mm; Überdeckung rd. 1,0 m; Einziehrohre 250/15; $B_{GS} = \text{ca. } 6,00 \text{ m}$; $T_{GS} = 3,00 \text{ m}$

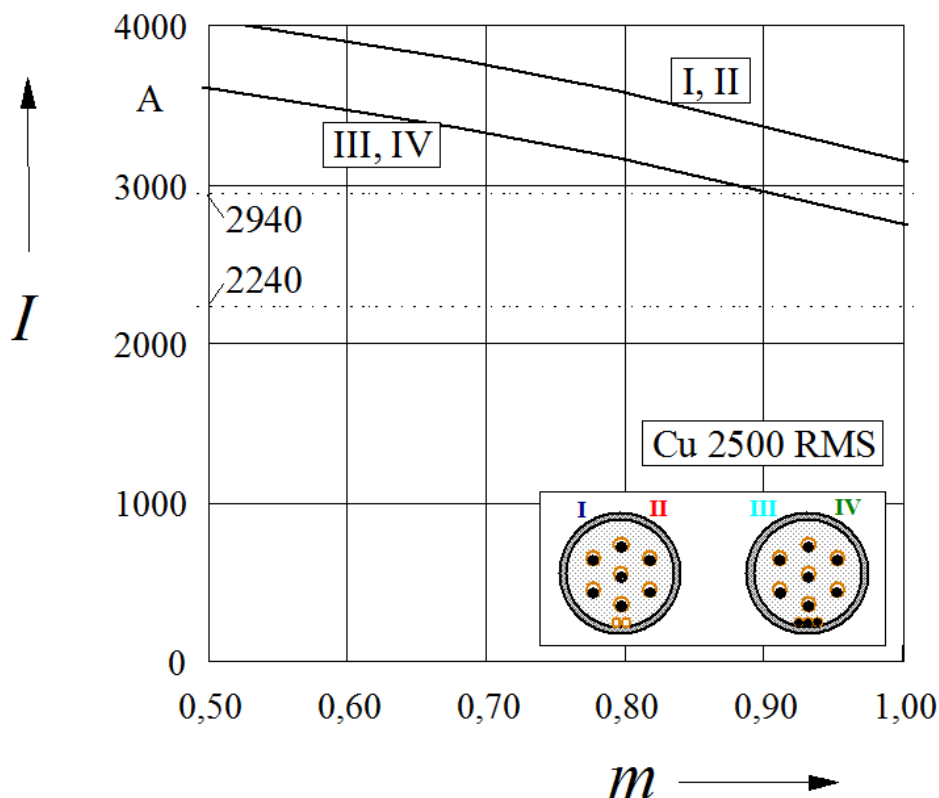


Abbildung 34: Strombelastbarkeiten der beiden Kabel-Doppelsysteme in Leitungskanälen (Abbildung 33) als Funktion des Belastungsgrades m (rechter Leitungskanal mit den Kabelsystemen III, IV mit 65-kV-Kabelsystem); $h = 2,0 \text{ m}$; Überdeckung rd. 1,20 m; $s_c = 0,50 \text{ m}$; $s_{DS} = 1,30 \text{ m}$; $\lambda_{St}/\lambda_F = 2,5$; $B_{GS} = 3,30 \text{ m}$; $T_{GS} = 2,25 \text{ m}$

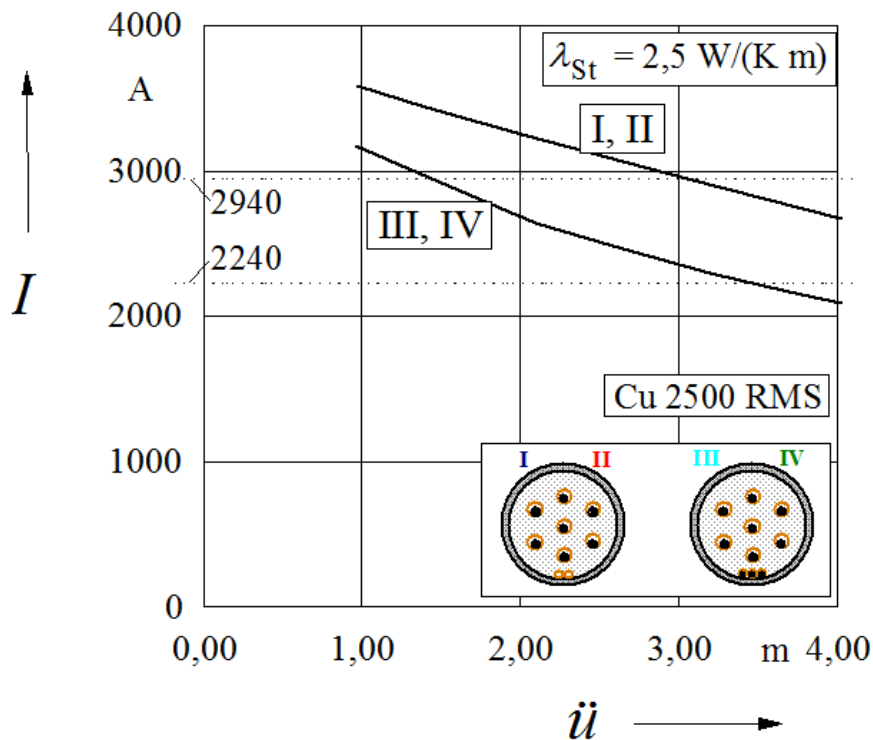


Abbildung 35: Strombelastbarkeiten der beiden Kabel-Doppelsysteme (wie Abbildung 24) als Funktion der Überdeckung \ddot{u} ; Belastungsgrad $m = 0,80$; Umgebungstemperatur $\theta_a = 15^\circ\text{C}$

Demnach werden die Belastbarkeitsanforderungen für den Belastungsgrad $m = 0,80$ erfüllt. Deutlich wird allerdings, dass die Strombelastbarkeit der Kabelsysteme III und IV im zweiten Leitungskanal durch das dicht benachbarte 65-kV-Kabel stark beeinträchtigt wird. Dies hat nach Abbildung 35 zur Folge, dass schon bei Überdeckungen von mehr als rd. 1,5 m die Winterlast-Forderung von 2.940 A nicht mehr abgedeckt werden kann. Bei größeren Überdeckungen wird daher eine zusätzliche Kühlung der Anordnung erforderlich, vergl. Abschnitt 5.3.

Da bei solchen Bauvorhaben abschnittsweise immer mit zwangsweise vergrößerten Legetiefen gerechnet werden muss und eine Zwangskühlung (Wasserkühlung) der Kabelanlage wegen der erhöhten Komplexität und der betrieblichen Nachteile nicht in Betracht gezogen werden soll, wird diese Variante des Leitungskanals im Folgenden nicht weiterverfolgt.

5.3 Verlegung in Luft (Bereich Umspannwerke)

Die später diskutierte Trassenvariante 1 beginnt im UW Mörel am Übergangsmast. Von dort müssen die Kabel zunächst über eine Länge von etwa 100 m über das Gelände des UW geführt werden, um dann in den nächsten Abschnitt, einen zum alten Wasserstollen führenden Steilhang, überzugehen.

Auf dem UW-Gelände können die Kabel der Einfachheit halber oberirdisch, auf Gerüsten aufliegend, geführt werden.

Bei allen drei Trassenvarianten 1 bis 3 werden die Kabel innerhalb eines Leitungsgangs bis zum UW Ernen geführt. Es ist noch nicht klar, ob es auch im UW Ernen einen solchen kurzen Abschnitt geben wird, in dem die Kabel oberirdisch geführt werden müssen.

Infrage kommende Anordnungen für die oberirdische Installation der Kabel sind in den Abbildung 36 und Abbildung 37 wiedergegeben.

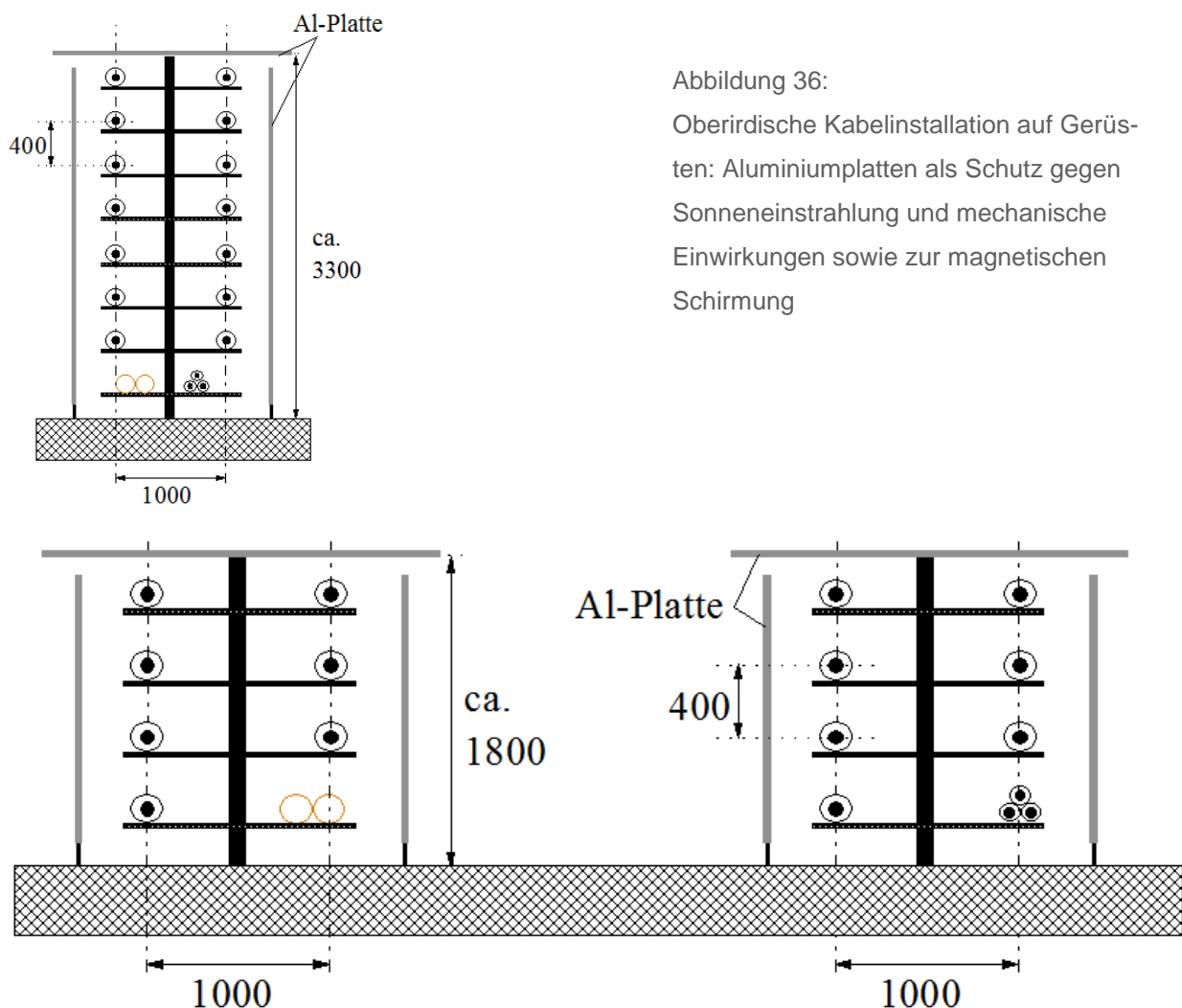


Abbildung 37: wie Abbildung 36, aber Aufteilung der Anordnung auf zwei Gerüste

Werden alle Kabel auf ein einziges Stahlgerüst montiert, so hat dieses eine Höhe von etwa 3,3 m (Abbildung 36). Eine Aufteilung auf zwei Gerüste erfordert mehr Platz im UW-Gelände, weist aber nur eine Höhe von rd. 1,8 m auf. Bei beiden Varianten sollten die Kabel vor Sonneneinstrahlung und mög-

lichst auch gegen mechanische Einwirkungen geschützt werden. Aus diesem Grund sind bei beiden Varianten Überdachungen und seitliche Abdeckungen aus Metallplatten, z.B., aus Aluminiumplatten, vorgesehen. Mit Hilfe solcher Al-Platten wird auch das Magnetfeld der Anordnungen (das bei Abbildung 36 in 0,5 m Abstand zu den Kabeln rd. 450 μT bei 2.240 A beträgt) erheblich verringert.

Abbildung 38 zeigt die Strombelastbarkeiten dieser Anordnungen, bei denen sich eine freie Konvektion der Umgebungsluft ausbilden kann, als Funktion der Lufttemperatur: sie ist höher als bei allen anderen hier diskutierten Anordnungen.

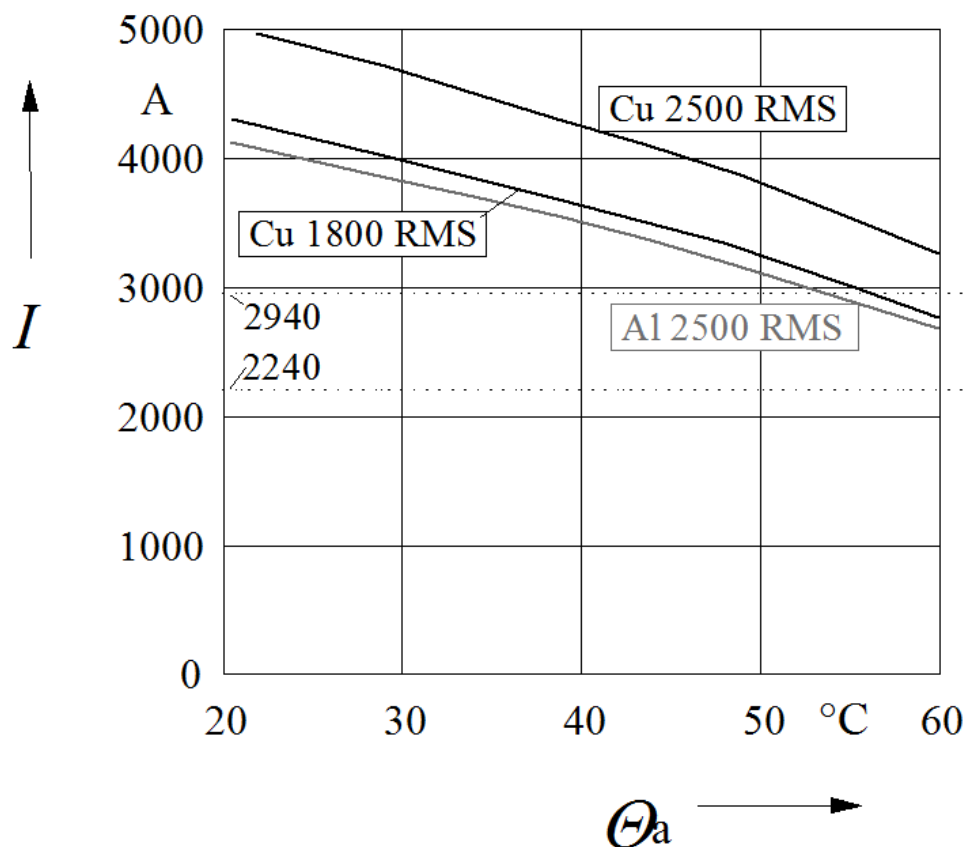


Abbildung 38: Strombelastbarkeit I (Dauerlast) der Kabel-Doppelsysteme als Funktion der Lufttemperatur Θ_a für die Anordnung der Kabel frei in Luft nach Abbildung 36; $I_{65} = 960$ A; Parameter: Leiterquerschnitt und -material

5.4 Kabel im Leitungsgang

Im vorliegenden Abschnitt sollen Möglichkeiten einer Installation aller Kabel in einem begehbaren Leitungsgang diskutiert werden. Dies erscheint bei den gegebenen schwierigen topologischen und geologischen Gegebenheiten der infrage kommenden Linienführungen die wichtigste Ausführungsform zu sein. Sie ist wegen des erforderlichen Rohrvortriebs unter geologisch schwierigen Bedingungen, wegen der benötigten Großrohre, der Kabelhalterungen und ggfs. einer Zwangsbelüftung

aufwendig, bietet andererseits die Vorteile eines grabenlosen Bauverfahrens, der freien Zugänglichkeit bei Montage, Wartung, Reparatur etc. sowie des mechanischen Schutzes.

Abbildung 39 zeigt den Querschnitt eines solchen Leitungsgangs, wobei in einem ersten Entwurf ein Innendurchmesser von 3000 mm vorausgesetzt wird (eine Optimierung ermöglicht ggfs. noch eine geringfügige Verringerung auf ca. 2900 mm). Dieser erlaubt die in der Abbildung gezeigte Anordnung der vierzehn 380-kV-Kabel (zwei Doppelsysteme mit jeweils einem Reservekabel) mit einem Achsabstand von 400 mm. Das 65-kV-Kabelsystem kann, ebenso wie die beiden SBB-Leerrohre, am Boden des Leitungsgangs, unterhalb der Lafebene, untergebracht werden. Wegen der Magnetfeldproblematik wird man die 65-kV-Kabel entweder im dichten Dreieck anordnen oder aber als Dreileiterkabel ausführen, siehe weiter unten.

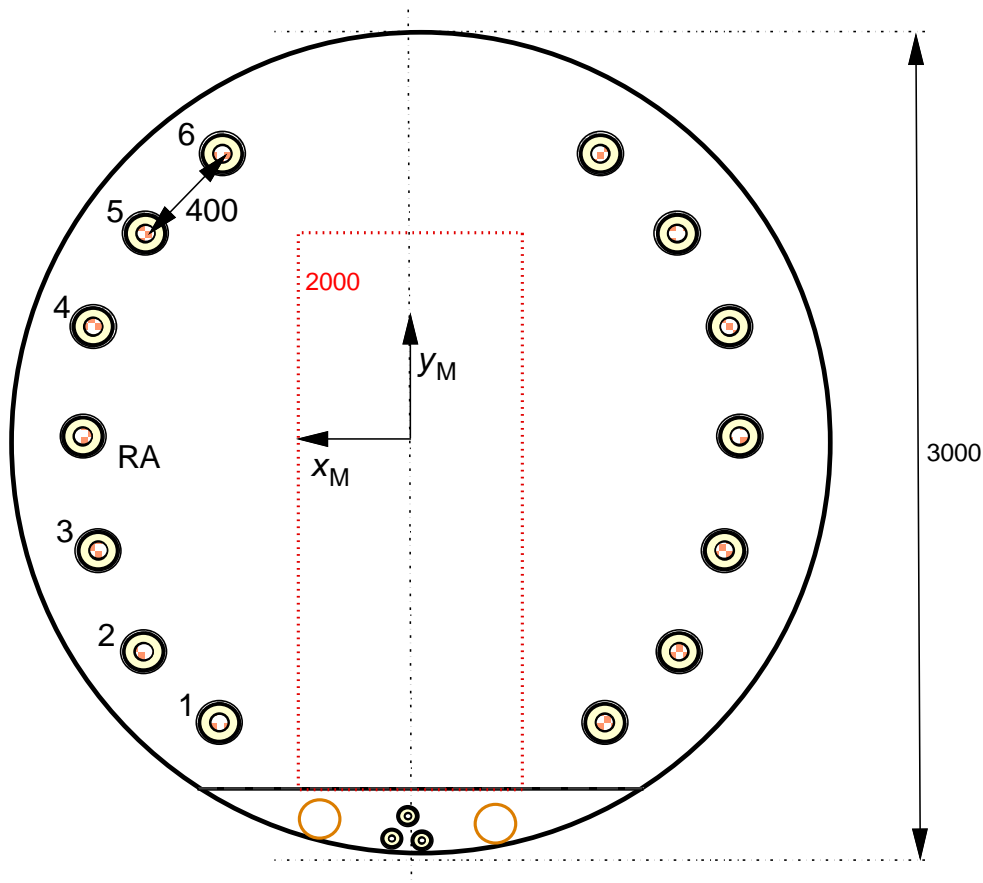


Abbildung 39: Anordnung der 14 380-kV-Kabel, des 65-kV-Kabelsystems und der SBB-Leerrohre im Leitungsgang (schematisch, nicht maßstäblich)

5.4.1 Einhaltung des Magnetfeld-Grenzwerts im Leitungsgang

Neben der mechanischen und thermischen Auslegung des Leitungsgangs spielt die Frage des betrieblichen Magnetfeldes im Zusammenhang mit der Begehrbarkeit des Leitungsgangs, beispielsweise

zu Reparatur- oder Wartungszwecken, eine wichtige Rolle. Da sie unmittelbare Bedeutung für die Machbarkeit und die Auslegung der Tunnelvariante hat, soll sie an dieser Stelle behandelt werden.

Nach [25] wird von SUVA die Einhaltung eines Grenzwertes der magnetischen Induktion am Arbeitsplatz von $< 500 \mu\text{T}$ verlangt. Dieser Grenzwert ist nach [25] „auch anwendbar für Beschäftigte in der Energieerzeugung und -Verteilung (Bahnen, Elektrizitätswerke, Industrie) und ...“.

Nach CUSSTR [26] gibt es in der Schweiz keine Normen in Bezug auf die kurzzeitige oder lokal begrenzte Exposition von Arbeitnehmern gegenüber Magnetfeldern, und von der ETHL-Fakultät für wissenschaftliche Grundlagenforschung [27], die sich auf amerikanischen Normen stützen, wird die Zugangsberechtigung aufgrund der Magnetfeldintensität höher definiert:

$< 500 \mu\text{T}$	keine Zutrittsbegrenzung und
von 500 bis $3000 \mu\text{T}$	für Fachpersonal.

Daher wird von Swissgrid zum Schutz des eigenen Personals die Zugangsberechtigung auf **$< 500 \mu\text{T}$** festgelegt. Damit stellt sich die Frage, ob bei den vorgesehenen Kabelanordnungen dieser Grenzwert im freien Durchgangsquerschnitt des Leitungsgangs eingehalten werden kann. Für diesen freien Querschnitt ist von einer Mindestbreite von 800...1000 mm und einer Mindesthöhe von 2000 mm auszugehen.

Als besonders kritische Anordnung ist hierbei die Nutzung eines vorhandenen, alten Stollen bei Trassenvariante 1 anzusehen (vergl. Abbildung 39), da aufgrund der Stollengeometrie die beidseitig näherungsweise vertikal angeordneten 380-kV-Kabel relativ nahe beieinander stehen, etwa in einem lichten Abstand von 1,8...1,9 m.

Hierzu zeigt Abbildung 40 die horizontalen Verteilungen der magnetischen Induktion B in unterschiedlichen Ebenen der Höhe y ($y = 0,0 \text{ m} \equiv$ unterstes Kabel) für den höchsten Betriebsstrom von $I = 2.940 \text{ A}$ in beiden Kabel-Doppelsystem (der Laststrom im 65-kV-Kabel wird noch zu Null angenommen).

Nach Abbildung 41 wird der $500 \mu\text{T}$ -Grenzwert in weiten Bereichen des Stollen-Querschnitts überschritten. So bleibt auf dem Niveau $y = 0,4 \text{ m}$ zur Einhaltung des Grenzwertes nur ein freier Durchgang von rd. 0,25 m.

Als Maßnahme zur Nutzbarmachung des Stollens wird das PowerTube-Prinzip [28, 29] vorgeschlagen, um eine magnetische Schirmung der Anordnung zu erreichen: hierzu reicht im vorliegenden Fall das Auslegen von jeweils einem Kompensationsleiter parallel zu jedem 380-kV-Kabel, hier mit einem Achsabstand von 200 mm (eine dichtere Anordnung verstärkt die Schirmwirkung). Die Kompensationsleiter sind als einfache (massive) Aluminiumleiter (hier: 1000 mm^2) wenig aufwendig. Beidseitig kurzgeschlossen werden in sie hinein magnetfeldkompensierende Gegenströme induziert.

Abbildung 42 zeigt den Erfolg dieser Maßnahme. Es ergibt sich ein Schirmungsfaktor von etwa 2,0...2,5, so dass das Magnetfeld spürbar abgesenkt wird. Der unter dem Aspekt des $500 \mu\text{T}$ -

Grenzwerts sich ergebende freie Durchgang liegt jetzt bei rd. 1,30 m und ist damit mehr als hinreichend.

Für den Leitungsgang mit kreisförmigem Querschnitt nach Abbildung 39 zeigt Abbildung 43 die sich am Rand des freien Durchgangs ergebenden höchsten magnetischen Induktionen ohne (rot) und mit (grün) Kompensationsleiter, wenn die Breite des freien Durchgangs $2 \cdot x_M$ beträgt (hier: 80 cm und 100 cm). Man erkennt, dass auch hier ohne Kompensationsleiter der Induktions-Grenzwert spürbar überschritten wird, während er mit Hilfe der Kompensationsleiter sicher eingehalten wird.

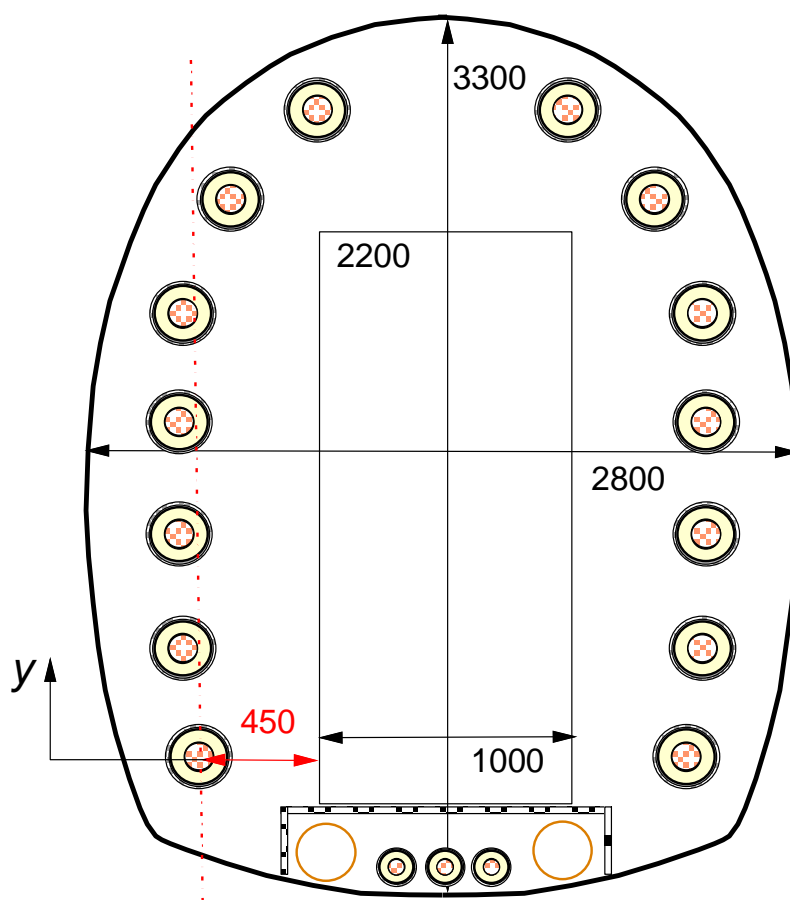


Abbildung 40: Anordnung der 14 380-kV-Kabel, des 65-kV-Kabelsystems und der SBB-Leerrohre im alten Stollen (schematisch, nicht maßstäblich)

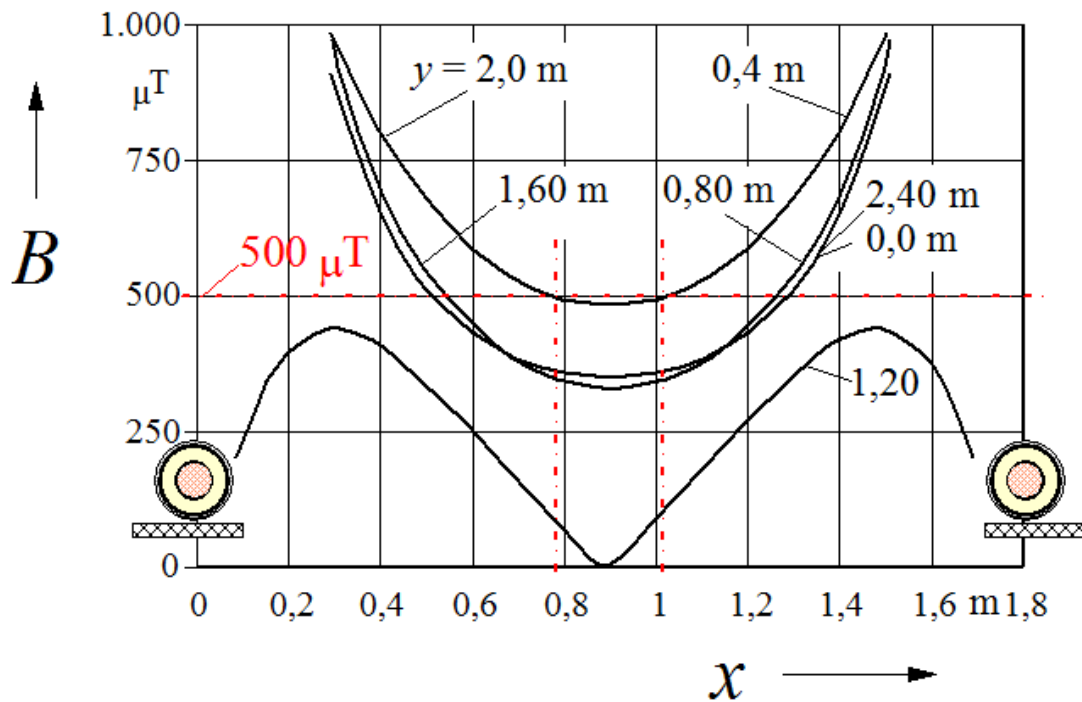


Abbildung 41: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B in unterschiedlichen Ebenen der Höhe y ; ohne Kompensationsleiter; Laststrom $I = 2 \times 2.940 \text{ A}$; ($y = 0,0 \text{ m} \equiv$ unterstes Kabel); alter Stollen; Abstand der vertikalen Kabelebenen: $1,80 \text{ m}$ (vergl. Abbildung 40)

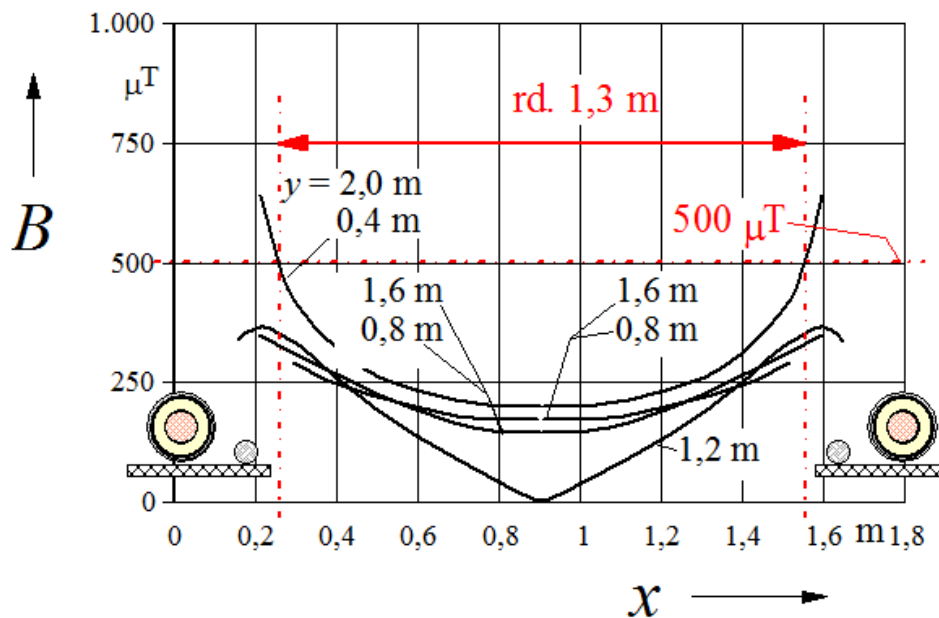


Abbildung 42: wie Abbildung 41, aber: mit Kompensationsleitern: $I = 2 \times 2.940 \text{ A}$

Für eine Breite des freien Durchgangs von $2 \cdot x_M = 100$ cm zeigt Abb. 43 die sich am Rand des freien Durchgangs ergebende höchsten magnetischen Induktion ohne (rot) und mit (grün) Kompensationsleiter in Abhängigkeit von der Betriebsart. Dabei bedeutet „0“ den Normalbetrieb, während bei den Ziffern „1...6“ der Ausfall von Kabel Nr. 1 bis 6, vergl. Nummerierung in Abb. 35, bei Einsatz des Reservekabels berücksichtigt ist. Interessanterweise zeigt sich ohne Kompensationsleiter der Normalbetrieb als der ungünstigste Fall: dies liegt darin begründet, dass das Reservekabel den größten Abstand zum Rand des Durchgangsbereichs aufweist.

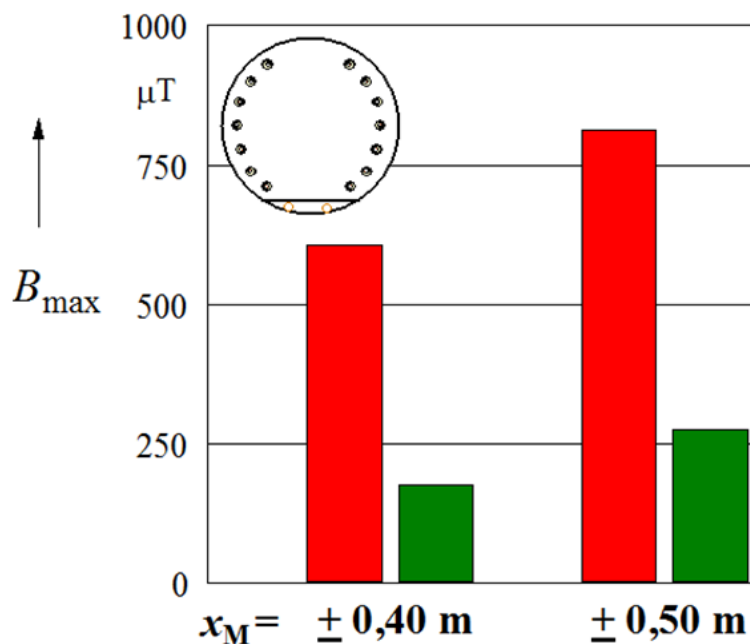


Abbildung 43: Höchste magnetische Induktion B_{max} am Rand des freien Durchgangs ohne (rot) und mit (grün) Kompensationsleiter ($14 \cdot 1000 \text{ mm}^2$ Al); Breite des freien Durchgangs: $2 \cdot x_M$ (hier: 80 cm und 100 cm); Normalbetrieb mit $I = 2 \cdot 2.940 \text{ A}$

Bei den bisherigen Betrachtungen wurde noch nicht der Einfluss des 65-kV-Kabelsystems auf das Magnetfeld im Leitungsgang berücksichtigt, was jetzt nachgeholt werden soll. Abbildung 45 zeigt hierzu die horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B in unterschiedlichen Ebenen der Höhe y_1 über der oberen Ader des 65-kV-Kabels bei dichter Dreiecks- oder bei Einebenenordnung. Das Kabel führt seinen höchsten Laststrom von 960 A.

Nach Abbildung 45 erzeugt das 65-kV-Kabelsystem in dichter Einebenenordnung in einer Höhe von $y_1 = 0,20$ m eine höchste magnetische Induktion von fast $500 \mu T$ und bei $y_1 = 0,40$ m von nahezu $140 \mu T$, die sich – je nach Phasenlage seines Stroms dem Magnetfeld der 380-kV-Kabel überlagert. Hieraus folgt bei Betrachtung der Abbildung 41 und Abbildung 42, dass die Einebenenordnung des 65-kV-Kabels nicht weiter betrachtet werden sollte.

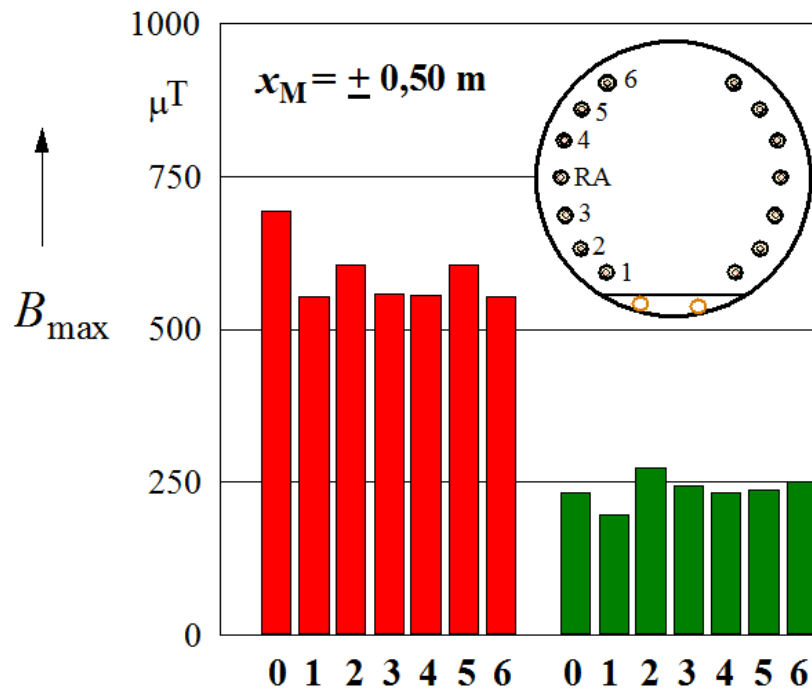


Abbildung 44: wie Abbildung 43, aber: Parameter: Betriebsart; Durchgangsbreite: 100 cm; 0 Normalbetrieb 1...6, Ausfall von Kabel Nr. 1 bis 6, vergl. Abbildung 39, und Einsatz des Reservekabels; $I = 2 \times 2.940 \text{ A}$

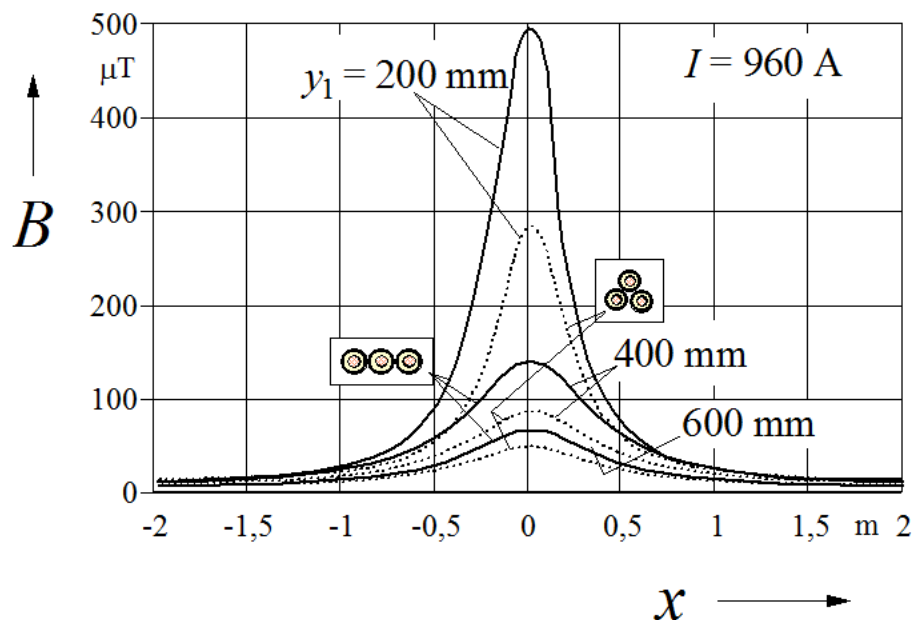


Abbildung 45: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B in unterschiedlichen Ebenen der Höhe y_1 über der oberen Ader des 65-kV-Kabels bei dichter Dreiecks- oder Einebenenordnung; Laststrom $I = 960 \text{ A}$

Bei der dichten Dreieckanordnung des 65-kV-Kabels betragen die in der Mitte des Leitungsgangs zu überlagernden Induktionen rd. 300 μT (0,20 m) bzw. rd. 90 μT (0,40 m). Diese Überlagerung wurde für die Induktionsverteilung der 380-kV-Kabel in Höhe der untenliegenden Kabel ($y = 0$ m) für die beiden Höhen $y_1 = 0,2$ m und $y_1 = 0,4$ m (blau) über dem 65-kV-Kabelsystem vorgenommen. Demnach wird der 500 μT -Grenzwert, wenn auch knapp, bei der Dreiecksanordnung des 65-kV-Kabels eingehalten.

Dieses Problem der Felderhöhung kann vollständig vermieden werden, wenn ein sogenanntes IES-Kabel [30] – ein Dreileiterkabel mit integrierter Schirmung – eingesetzt wird. Die Schirmung besteht aus einer auf Verseilverbund der Kabeladern gewickelten hochpermeablen Folie, die eine hervorragende Schirmwirkung aufweist (Schirmungsfaktoren > 30) und dabei kostengünstig und verlustarm ist. Ein IES-Kabel wie in Abbildung 47 wurde bereits erfolgreich als 150-kV-Kabel in Amsterdam eingesetzt [31].

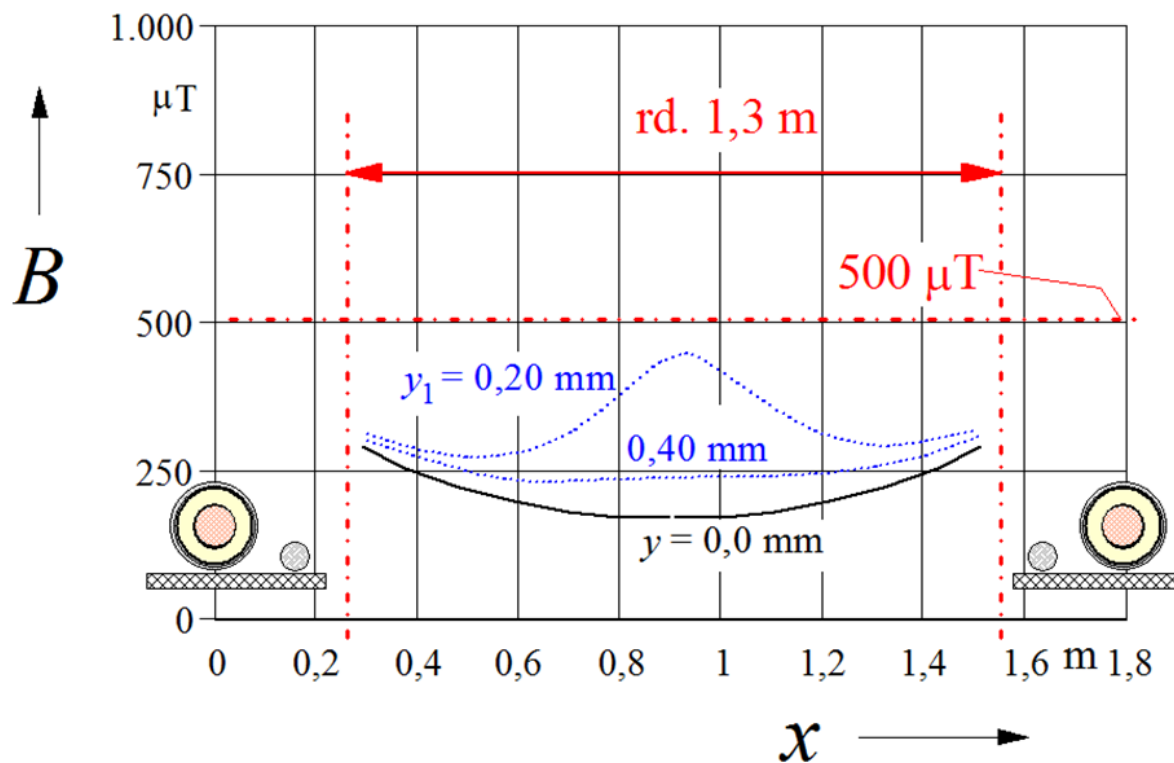


Abbildung 46: wie Abbildung 42, B-Verteilung für $y = 0,0$ m (untenliegende 380-kV-Kabel), aber: Überlagerung der Induktionsverteilungen des 65-kV-Kabelsystems (960 A; Dreiecksanordnung) für Höhen von $y_1 = 0,2$ m und $y_1 = 0,4$ m (blau)



Abbildung 47: 110 kV-VPE-Kabel mit integrierter elektromagnetischer Schirmung „IES-Kabel“ [30]

- | | |
|-----|---|
| 1. | Copper conductor 500 mm ² stranded |
| 2. | Conductor screen |
| 3. | XLPE-Insulation (9.5 mm) |
| 4. | Insulation screen |
| 5. | Conductive swelling tape |
| 6. | APL-sheath |
| 7. | Swelling padding |
| 8. | Earthing conductor |
| 9. | Electromagnetic shielding |
| 10. | PE-sheath |
| 11. | Padding |
| 12. | Armour |
| 13. | Optical fibres for distributed temperature monitoring |
| 14. | Plastic pipe |

5.4.2 Abmessungen des Leitungsgangs in den Muffenbereichen

Je nach Transport- und Zugmöglichkeiten werden die Lieferlängen der Kabel zwischen etwa 500 m und 1300 m liegen. Dies bedeutet, dass in entsprechenden Abständen Verbindungsmuffen hergestellt und positioniert werden müssen. Um hinreichend Platz zur Montage der Muffen und ihrer Positionierung zur Verfügung zu haben, reicht der Leitungsgangquerschnitt nach Abbildung 39 oder Abbildung 40 nicht aus.

Von der PowerTubes-Gruppe (nkt cables, Bilfinger, S&P Prof. Stein, Prof. Brakelmann; [28, 29]) vorgenommene Optimierungen führen zu dem Ergebnis, dass über einem Bereich mit einer Länge von etwa 30 m ein Durchmesser nach Abbildung 48 von etwa 4,1 m notwendig, aber auch ausreichend ist. Abbildung 48 zeigt einen Abschnitt, in dem vier Kabelmuffen zur Mitte des Leitungsgangs hin positioniert sind. Diesem Abschnitt folgen in Längsrichtung zwei weitere Abschnitte mit jeweils vier Muffen und ein dritter mit zwei Muffen (nur für 380 kV).

Der Grenzwert der magnetischen Induktion im Durchgangsbereich kann wieder mit Hilfe von Kompensationsleitern eingehalten werden. Da in den Muffenbereichen, im Vergleich zur Kabelstrecke, statistisch ein wesentlich höheres Durchschlagrisiko besteht, besteht eine Power-Tubes-Lösung darin, die Kabel und Muffen nur in den Muffenbereichen in Aluminiumrohren zu kapseln und die Aluminiumrohre längs der übrigen Kabelstrecke als Kompensationsleiter elektrisch weiterzuführen.

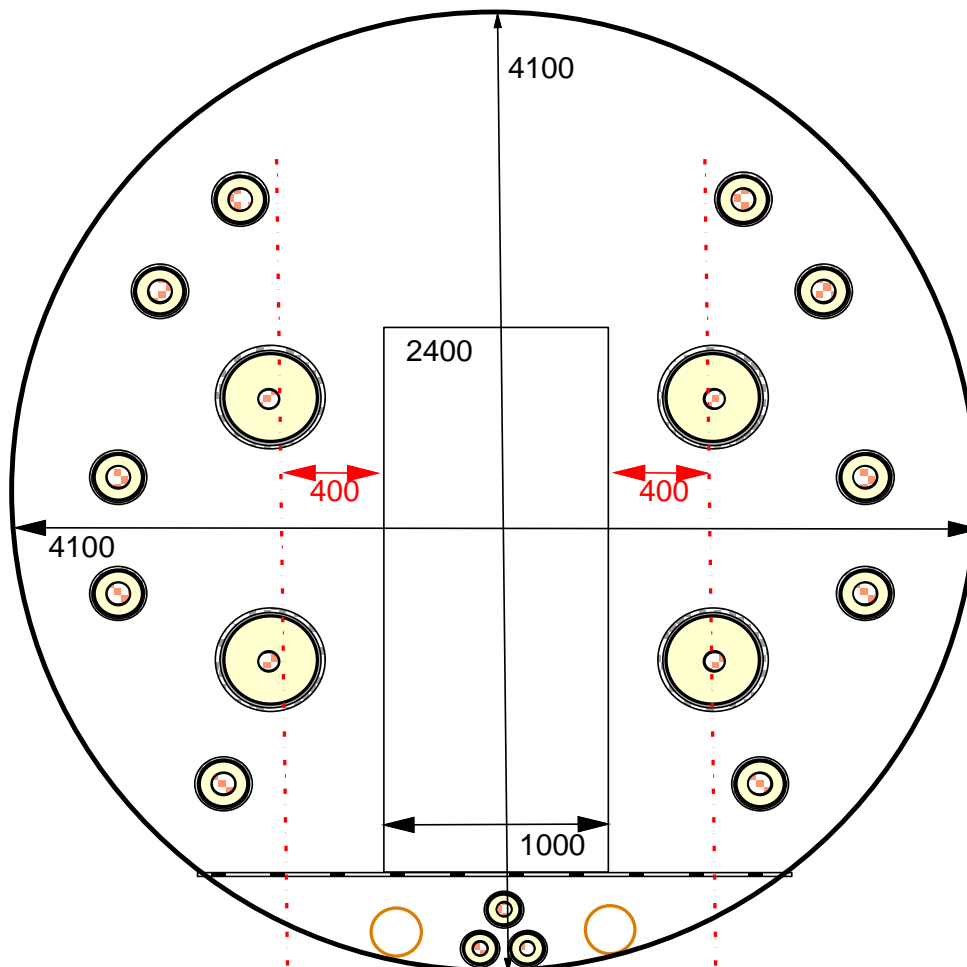


Abbildung 48: Aufweitung des Stollens oder Leitungsgangs in Muffenbereichen (etwa alle 1000 m) auf ca. 4000...4100 mm Innendurchmesser

5.4.3 Kabelbelastbarkeiten im Leitungsgang

Im vorliegenden Abschnitt sollen die Belastbarkeiten der im Leitungsgang verlegten Kabel diskutiert werden. Untersucht wird zunächst die Frage, ob durch eine sich einstellende natürliche Luftkonvektion entlang des Leitungsgangs (also ohne Zwangsbelüftung) eine hinreichende Kühlung gegeben ist. Hierzu zeigt Abbildung 49 für ein 380-kV-Kabel-Doppelsystem im Leitungsgang nach Abbildung 39 die Strombelastbarkeit als Funktion der Kühlabschnittslänge IK mit der Höhendifferenz Δh zwischen Lufteintritts- und austrittspunkt als Parameter (durchgezogene Kennlinie: 20 m bzw. gestrichelt: 50 m). Die Tiefe des Leitungsgangs ist zu $h = 20$ m angenommen. Da die Winterlast (2.940 A; d.h. um 72 % höhere Stromwärmeverluste) unter Winterbedingungen weit schwieriger zu realisieren ist als die Sommerlast (2.240 A) unter Sommerbedingungen, werden mit einem Zeitmittelwert der Lufteintrittstemperatur von $\theta_{\text{ein}} = 15^\circ\text{C}$ thermisch ungünstige Winterverhältnisse simuliert.

Man erkennt, dass mit 380-kV-VPE-Kabeln mit Kupfer-Segmentleitern von 2500 mm² Querschnitt die geforderte Winter-Höchstlast von 2*2.940 A bei einer Höhendifferenz von $\Delta h = 20$ m Kühlabschnittslängen von mehr als 2.000 m erlaubt und für $\Delta h = 50$ m sogar für mehr als 3.000 m. Für 380-kV-VPE-Kabel mit Aluminium-Segmentleitern (2500 mm²) liegen die möglichen Kühlabschnittslängen bei rd. 1400 m ($\Delta h = 20$ m) bzw. bei rd. 2200 m ($\Delta h = 50$ m).

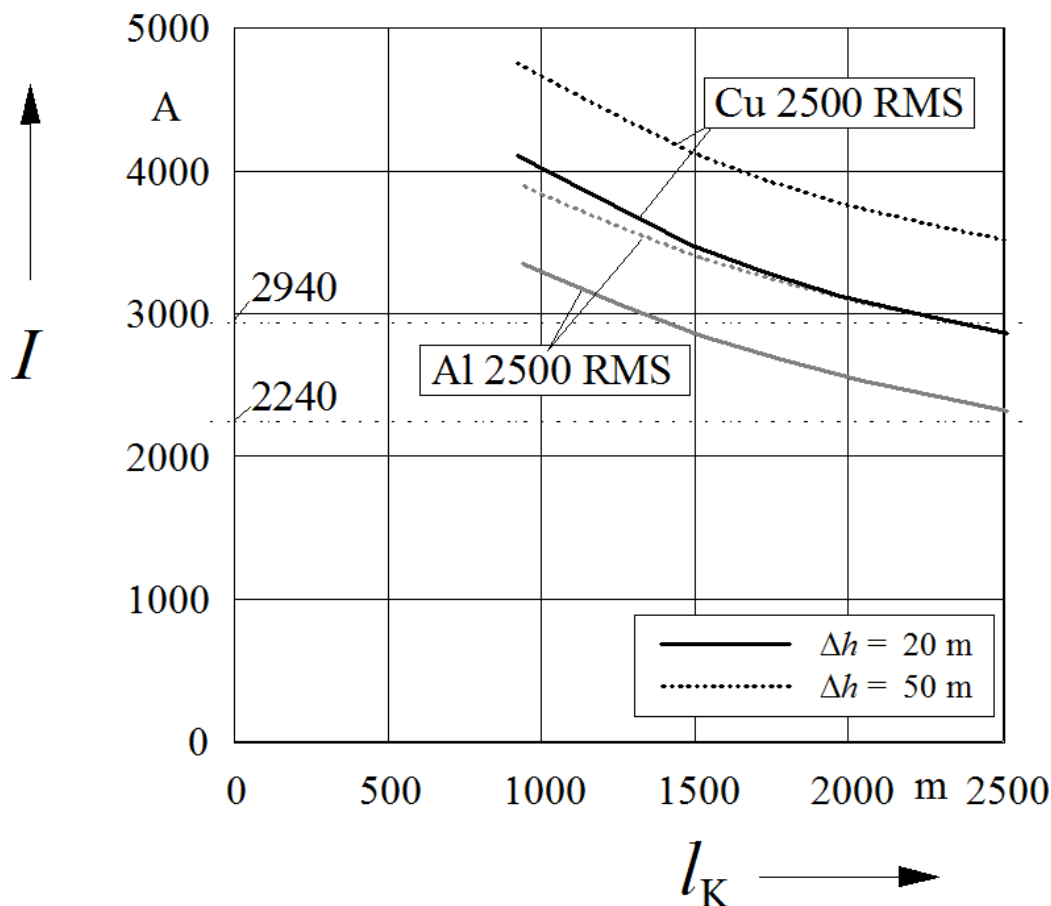


Abbildung 49: Strombelastbarkeit I der beiden Kabel-Doppelsysteme im Leitungsgang nach Abb. 35 bei natürlicher Konvektion als Funktion der Länge des Kühlabschnitts l_K ; Höhendifferenz: $\Delta h = 20$ m (durchgezogene Kennlinie); $\Delta h = 50$ m (gestrichelt); Parameter: Leitermaterial (2500 mm² RMS); angenommene Luft- Eintrittstemperatur $\vartheta_{\text{ein}} = 15^\circ\text{C}$; Tiefe des Leitungsgangs $h = 20$ m

Abbildung 50 zeigt für einen Kühlabschnitt von $l_K = 1.500$ m die Strombelastbarkeiten I und die sich einstellende Strömungsgeschwindigkeit der Luft w als Funktionen der Höhendifferenz Δh (sonstige Parameter wie zu Abbildung 49). Man erkennt, dass für Höhendifferenzen von mehr als rd. 20 m sich hinreichende Strömungsgeschwindigkeiten von $w = 1,5 \dots 2,0$ m/s einstellen, durch die die Lastanforderung auch mit 380-kV-VPE-Kabeln mit Aluminiumleitern erfüllt werden kann.

Ergänzend zeigt Abbildung 51 die Strombelastbarkeit I als Funktion der Strömungsgeschwindigkeit der Luft w für einen Kühlabschnitt $l_K = 1.500$ m. Auch hier zeigt sich eine Strömungsgeschwindigkeit von $w = 1,6$ m/s als ausreichend, um die Lastanforderung mit 380-kV-VPE-Kabeln mit Aluminiumleitern zu erfüllen.

Ist längs eines Kühlabschnittes kein hinreichendes Gefälle entsprechend Abbildung 50 gegeben, so muss die nach Abbildung 50 erforderliche Strömungsgeschwindigkeit der Luft durch eine Zwangsbelüftung sichergestellt werden.

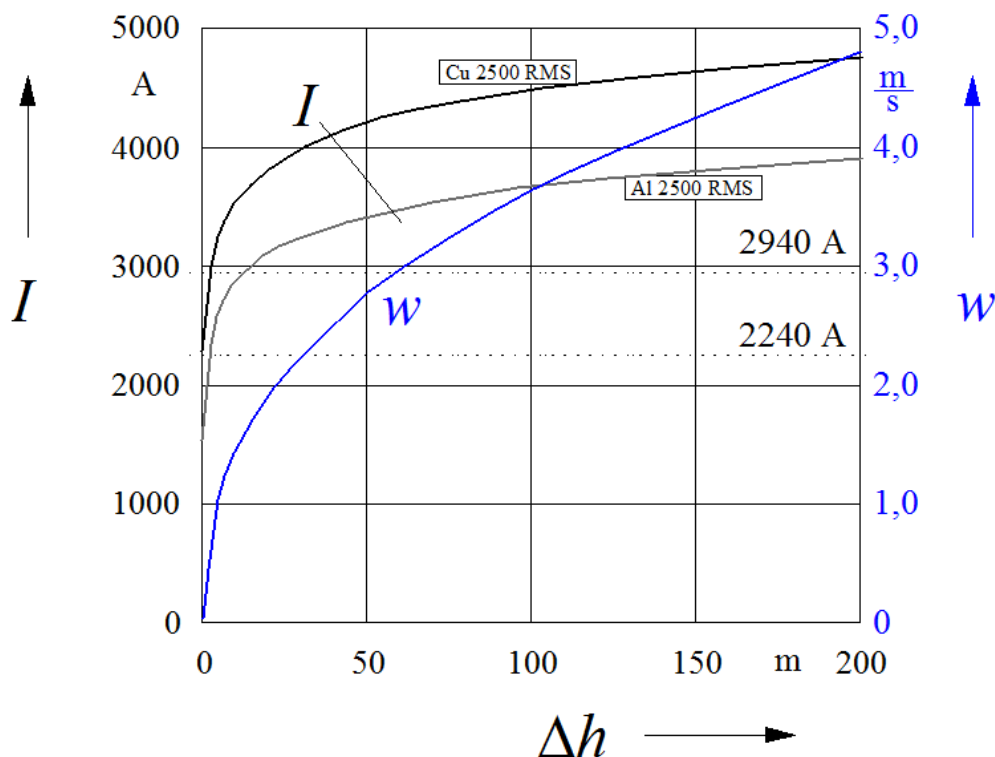


Abbildung 50: Strombelastbarkeit I und Strömungsgeschwindigkeit der Luft w als Funktionen der Höhendifferenz Δh für eine Kühlabschnitts $l_K = 1.500$ m; sonstige Parameter wie Abbildung 49

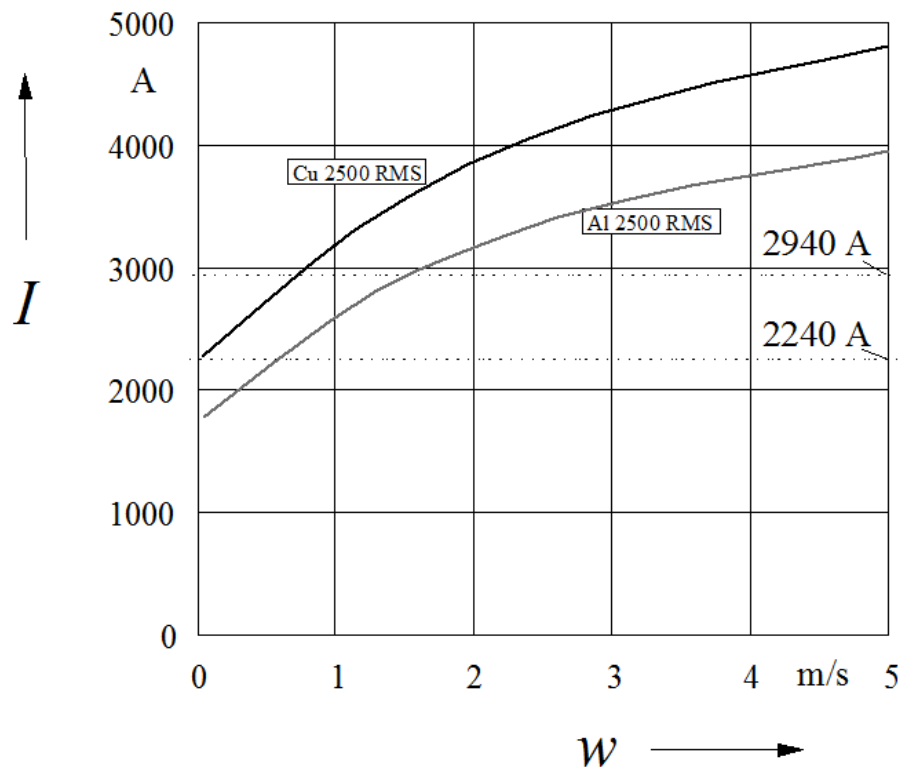


Abbildung 51: wie Abbildung 50, aber : Strombelastbarkeit I als Funktion der Strömungsgeschwindigkeit der Luft w ; Kühlabschnittslänge $l_k = 1.500$ m; auch sonstige Parameter wie Abbildung 49

Die Berechnung der Lufterwärmung im Leitungsgang und der Kabelbelastbarkeiten wurde bisher nur für die 380-kV-Kabel vorgenommen, da das 65-kV-Kabel, je nach Auslegung, hierfür nur eine untergeordnete Rolle spielt. So weist ein 65-kV-Kabelsystem mit 2000 mm^2 -Al-Leitern einen maximalen Verlustbelag von rd. 55 W/m auf, im Vergleich zu zwei 380-kV-Doppelsystemen mit 2500 mm^2 -Aluminiumleitern von rd. 450 W/m also etwas mehr als 10 %. Vorsichtshalber wären also die zuvor genannten Kühlabschnittslängen um rd. 10 % geringer anzusetzen.

Allerdings muss bei diesen Ergebnissen beachtet werden, dass sie aus einer stationären Betrachtung resultieren. Da ein Leitungsgang bis zum Erreichen einer stationären Endtemperatur nicht Monate, sondern viele Jahre braucht, sind diese Ergebnisse als konservativ zu werten: tatsächlich werden die thermischen Verhältnisse im Leitungsgang wesentlich günstiger sein und die momentan übertragbaren Leistungen höher liegen als die hier angegebenen. Mithilfe eines Temperaturmonitoring der Kabel lassen sich solche Leistungsreserven nutzen. Die Auslegung des Leitungsgangs liegt somit weit auf der sicheren Seite.

Eine Luftkühlung (bei freier Konvektion oder Einsatz von Lüftern) wird dann nicht ausreichen, wenn der Leitungsgang eine Länge von mehr als 3...4 km ohne die Möglichkeit einer Zwischenbelüftung (Bewetterungsschacht) aufweist. In diesem Fall kann eine Lösung darin bestehen, Kühlwasserrohre im Tunnel mitzuführen, mit deren Hilfe über Wärmetauscher die Lufttemperatur in erforderlichem Ma-

ße begrenzt wird. Eine solche Ausführung für 380-kV-Kabelanlagen ist aus Japan bekannt. Bei einer solchen Wasserkühlung im Leitungsgang muss das natürliche Abrinnen im Schadensfall garantiert sein, auch mit Blick auf die arbeitsrechtlichen Bestimmungen (Fluchtmöglichkeit).

5.4.4 Verlustarme Magnetfeldschirmung

Zusatzverluste durch die induzierten Längsströme in den Kompensationsleitern und den Al-Kapselungen können nach einem PowerTubes-Vorschlag [32] dadurch vermieden werden, indem die Kompensationsleiter nur beim Betreten des Leitungsgangs kurzgeschlossen werden. Dieses Kurzschließen nach Abbildung 52 bei Betreten des Leitungsgangs kann beispielsweise mit Lasttrennschaltern erfolgen.

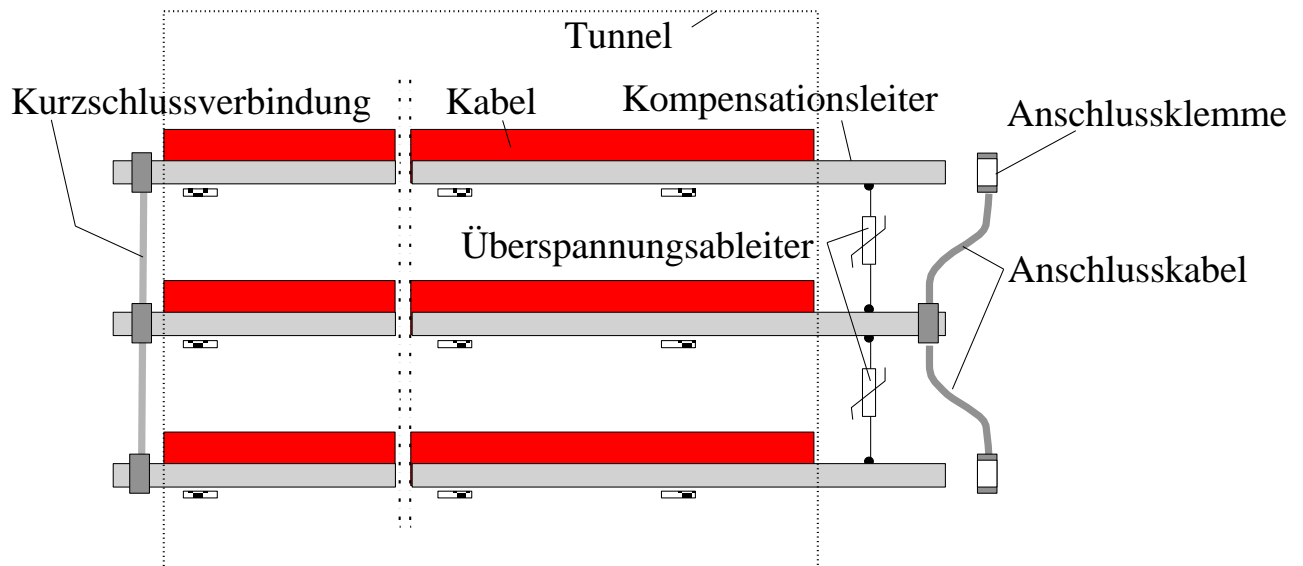


Abbildung 52: Kabel im Leitungsgang mit Kompensationsleitern, die nur bei Betreten des Leitungsgangs beidseitig kurzgeschlossen werden

Die PowerTubes-Vorteile dieser Anordnung sind:

- a) Verringerung des stationären Magnetfeldes im Leitungsgang und
- b) Verringerung des Magnetfeldes und seiner Kräfte im Kurzschlussfall.

Bei Arbeiten im Leitungsgang kann eine Abschottung der in Betrieb befindlichen Kabeladern (Kapselung der heißen Lichtbogengase), beispielsweise mit Al-Halbrohren oder Al-Platten, im Arbeitsbereich vorgenommen werden. Der für Höchstlast geforderte Grenzwert von $500 \mu\text{T}$ im Arbeitsbereich wird gehalten.

5.4.5 Magnetfeld außerhalb des Leitungsgangs

Das von den Kabeln im Leitungsgang ausgehende Magnetfeld an und oberhalb der Erdoberfläche ist wegen der großen Abstände gering. Zwei Beispiele für geringe Überdeckungen des Leitungsgangs von $\ddot{u} = 5,0$ m und $10,0$ m zeigt Abbildung 53. Man erkennt, dass der Emissionsgrenzwert von $100 \mu\text{T}$ mit maximalen magnetischen Induktionen von $B < 4 \mu\text{T}$ ganz erheblich unterschritten und der Anlagengrenzwert von $1 \mu\text{T}$ in seitlichen Abständen von etwa 10 m von der Tunnelachse unterschritten wird.

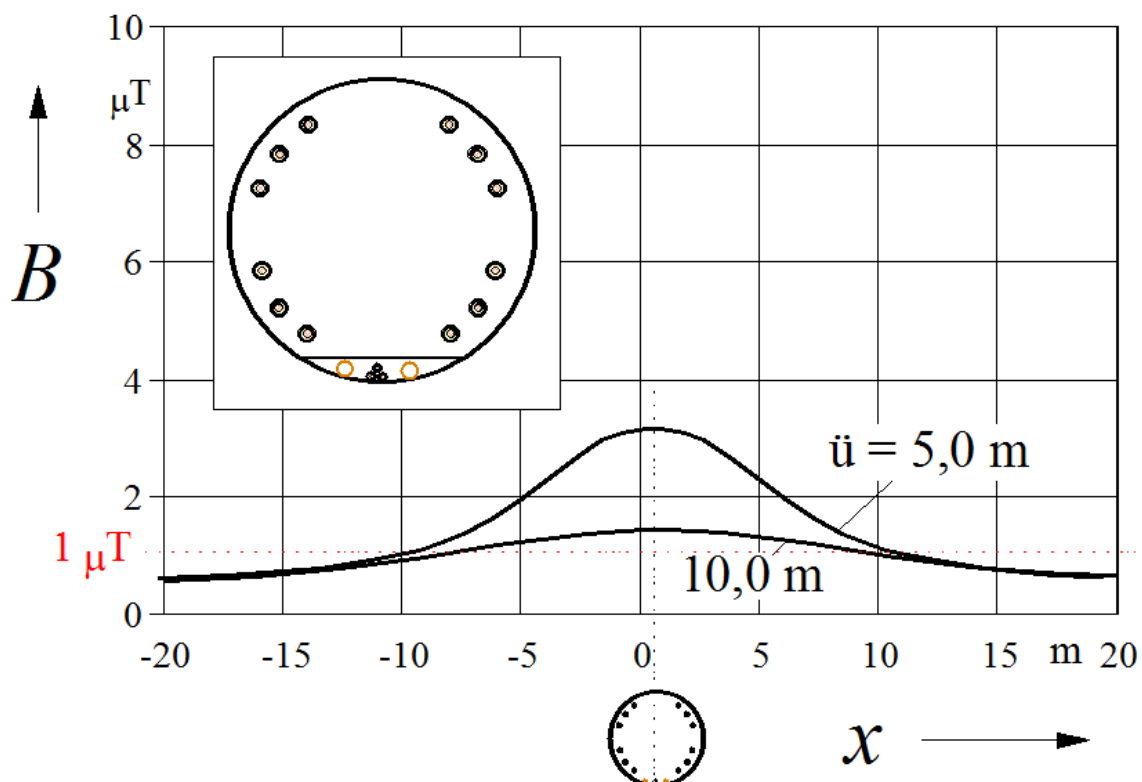


Abbildung 53: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B an der Erdoberfläche oberhalb des Leitungsgangs bei Überdeckungen \ddot{u} von $5,0$ m und $10,0$ m ohne Kompensationsleiter; Laststrom $I = 2.240$ A

5.5 Einzelbohrungen

Bei der im UW Mörel beginnenden Trassenvariante muss zunächst eine extreme Steigung bis hin zum Eingang des bestehenden alten Stollens überwunden werden. Hierzu wird im vorliegenden Abschnitt untersucht, welche Anordnungen bei HDD-Bohrungen mit Einzelverlegung aller 380-kV-Kabel in Rohren infrage kommen. Da außerhalb der im Bohrverfahren eingebrachten Rohre keine thermische Stabilisierung eingebracht werden kann und damit – zumindest rechnerisch – dort partielle Bodenaustrocknung stattfinden kann, zeigt sich als erstes Rechenergebnis, dass sehr große Abständen der

Rohre/Kabel zueinander erforderlich sind um die Winterlast von 2.940 A bei Wärmeabfuhr allein über das Erdreich zu gewährleisten.

Für Bohrungstiefen bis zu 5,0 m zeigt Tabelle 4 die Belastbarkeiten und Verlustbeläge der beiden 380-kV-Doppelsysteme (Kupferleiter 2500 mm² RMS) bei Einzel-Rohrverlegung (noch ohne 65 kV) für unterschiedliche Bohrungstiefen h . Der Belastungsgrad ist $m = 0,80$. Die Achsabstände in den Kabelsystemen sind $s_c = 1,90$ m, zwischen zwei Kabelsystemen $s_s = 3,00$ m und zwischen den beiden Doppelsystemen $s_{DS} = 5,00$ m, woraus sich eine Gesamtbreite der Trasse, mit 65-kV-Kabel und SBB-Rohren von etwa 28 m ergibt (65-kV-Kabel und SBB-Rohre sind zwischen den Doppelsystem untergebracht).

Tabelle 4: Belastbarkeiten und Verlustbeläge der beiden 380-kV-Doppelsysteme bei Einzel-Rohrverlegung (noch ohne 65 kV) für unterschiedliche Bohrungstiefen h ; Belastungsgrad $m = 0,80$; $s_c = 1,90$ m; $s_s = 3,00$ m; $s_{DS} = 5,00$ m; Gesamtbreite nur für 380-kV: rd. 26,5 m

h	I	S	P'
m	A	MVA	W/m
2	2x4216	2x2775	2x289
3	2x3732	2x2456	2x231
4	2x3402	2x2239	2x195
5	2x3158	2x2078	2x171

Damit erscheint diese Lösung wenig sinnvoll, zumal technologisch nicht klar ist, wie die insgesamt 16 Bohrungen am Zielpunkt im alten Stollen zusammengeführt werden sollen.

Nachfolgend wird deshalb von einem relativ großen Rohrdurchmesser von DN 400 der Kabelrohre ausgegangen, die z.B. als PE-Rohre (Wanddicke ca. 30 mm) oder als Stahlbetonrohre (Wanddicke ca. 75 mm) ausgeführt sein können. Zur Steigerung der Belastbarkeit soll ein freier Luftzutritt an den Rohrenden bzw. an den Enden einer Kühlabschnittslänge l_k sichergestellt sein, so dass sich bei einer Höhendifferenz Δh längs der Kühlabschnittslänge eine Konvektionsströmung der Luft einstellt. Die Strömungsgeschwindigkeit der Luft folgt aus den Gewichtsunterschieden der ortsabhängig temperierten Luft und ist damit eine Funktion der Temperaturverteilung längs des Rohres.

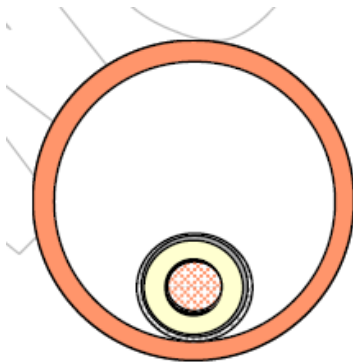


Abbildung 54: 380-kV-Kabel in einem Rohr DN 400

Ein Belastbarkeitsprogramm, das die vorliegenden Kühlungsverhältnisse mit 15...16 konvektiv luftdurchströmten Rohren, die im Boden miteinander thermisch verkoppelt sind, erfasst, existiert wegen der hohen Komplexität des Problems nicht. Deshalb zeigt Abbildung 55 hierzu zunächst den durch die Luftkonvektion in einem einzelnen Verlegerohr DN 400 zusätzlich abführbaren Verlustbelag $\Delta P'$ als Funktion der Höhendifferenz Δh längs eines Kühlabschnitts der Länge.

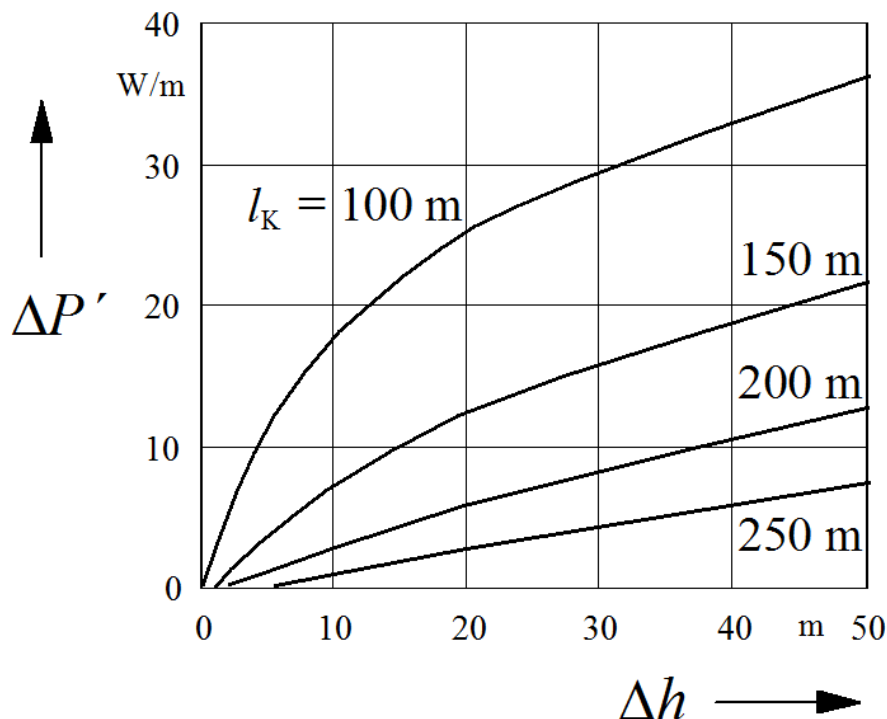


Abbildung 55: Durch Luftkonvektion im Verlegerohr DN 400 zusätzlich abführbarer Verlustbelag $\Delta P'$ als Funktion der Höhendifferenz Δh längs eines Kühlabschnitts der Länge l_K Bohrungstiefe $h = 5,0$ m; Luft-Eintrittstemperatur $\vartheta_{\text{ein}} = 15^\circ\text{C}$

Bezieht man diesen durch die Luftkühlung zusätzlich abführbaren Verlustbelag auf die ohne Luftkühlung gegebenen maximalen Verlustbeläge, so ergeben sich nach Abbildung 56 relative, durch die Luftkonvektion ermöglichte Belastbarkeitssteigerungen $\Delta I/I$ als Funktion der Höhendifferenz Δh bei einer Kühlabschnittlänge l_k .

Nach Abbildung 56 kann die Belastbarkeit der 380-kV-Kabel durch die Luftkonvektion in den Verlegerohren z.B. um rd. 30 % gesteigert werden, wenn bei einer Kühlabschnittlänge von $l_k = 200$ m eine Höhendifferenz von $\Delta h = 45$ m (für Kupferleiter) gegeben ist. Hiervon ist im betrachteten Trassenabschnitt (UW Mörel) auszugehen.

Damit kann eine Anordnung wie in Abbildung 57 realisiert werden, bei der die DN 400er-Verlegerohre Achsabstände von $s_c = s_s = 1,0$ m und zwischen den beiden Doppelsystemen $s_{DS} = 4,0$ m zueinander aufweisen, woraus sich eine Gesamtbreite der Trasse, mit 65-kV-Kabel und SBB-Rohr von etwa 16 m ergibt. In dieser Anordnung beträgt die Belastbarkeit der 380-kV-Kabel (Cu-Leiter 2500 mm^2 RMS) ohne Luftkonvektion $2 \cdot 2310$ A. Die obengenannte Belastbarkeitssteigerung um 30 % bedeutet eine Belastbarkeit der 380-kV-Kabel (Cu-Leiter 2500 mm^2 RMS) mit Luftkonvektion von $2 \cdot 2310$ A auf 3.003 A, ist also ausreichend.

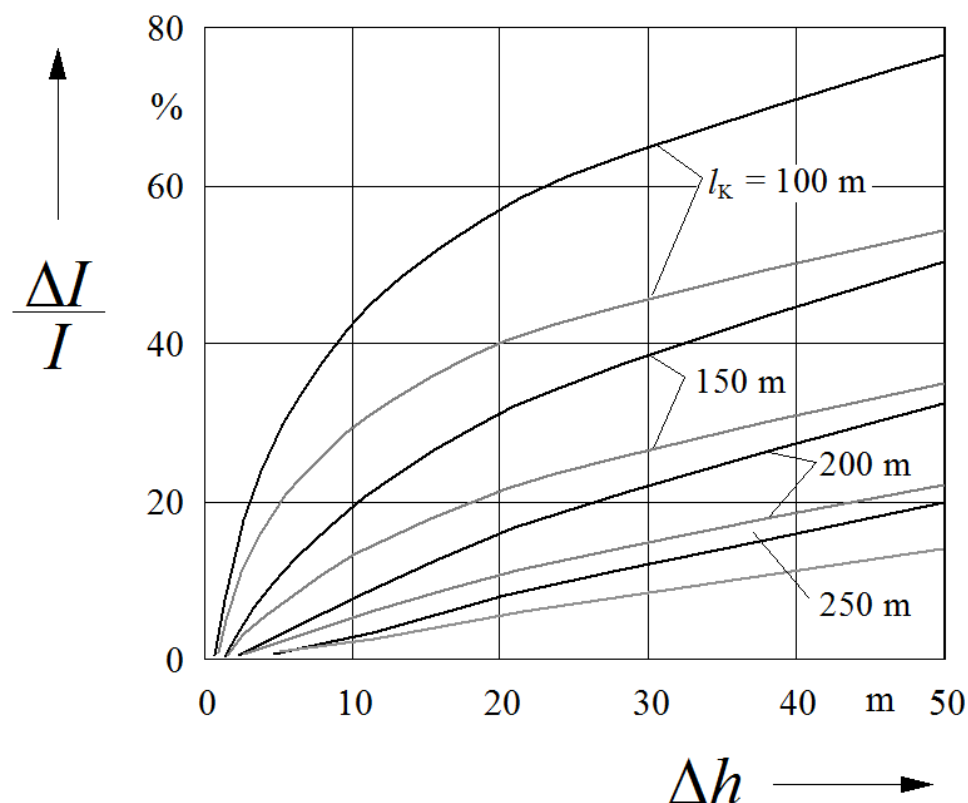


Abbildung 56: Durch die Luftkonvektion im Verlegerohr DN 400 mögliche, relative Belastbarkeitssteigerung $\Delta I/I$ als Funktion der Höhendifferenz bei einer Kühlabschnittlänge l_k

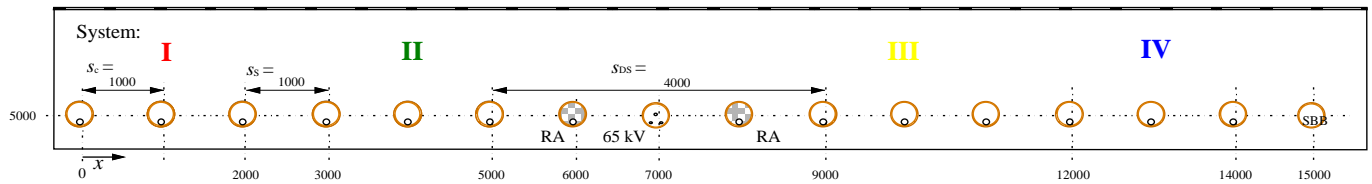


Abbildung 57: Bohrungsbereich mit 16 Rohren DN 400; Achsabstände $s_C = s_S = 1,0$ m, $s_{DS} = 4,0$ m

Ist der Anstieg länger als 200 m, so muss nach 200 m ein Schacht gebaut werden, durch den alle Rohre be- und entlüftet werden können. Schächte werden in diesem steilen Hang jedoch ohnehin in kurzen Abständen erforderlich, um die Kabel mit Hilfe von Halterungen (Priden) in den Rohren mechanisch zu befestigen.

5.6 Binnaquerung mit Fußgängerbrücke

Als topologisch extrem schwieriger Bereich zeigt sich die Binnaquerung mit beidseitig steil abfallenden Hängen. Infrage kommt hier nur entweder eine Unterquerung (Dükerung), bei der allerdings im Bohrvorgang große Höhenunterschied zu bewältigen wären. Als Alternative bietet sich der Bau einer Fußgängerbrücke als Hängebrücke an, die für die Kabelinstallation genutzt wird.

Die Abbildung 58 und Abbildung 59 zeigen hierzu (schematisch, nur unter Kabelaspekten dargestellt) zwei in Breite und Höhe unterschiedliche Konstruktionen unter dieser Brücke, in der die Kabel in phase-splitting-Anordnungen installiert sind. In Abbildung 58 werden die Kabel mit Schellen – die gleichzeitig als Einziehrollen verwendet werden können – auf Halterungen befestigt. Eine Zugänglichkeit der Anordnung von oben durch abhebbare Platten oder Gitterroste muss in diesem Fall gegeben sein. Optional ist in Abbildung 58 eine Aluminiumplatte als Abdeckung zur Magnetfeld-Schirmung eingezeichnet.

Alternativ werden in Abbildung 59 zunächst Leerrohre in die Brückenkonstruktion integriert, in die die Kabel später eingezogen werden können. Eine Zugänglichkeit von oben für Reparaturzwecke ist in diesem Fall nicht zwingend erforderlich, da im Fehlerfall die gesamte Kabellänge ausgetauscht werden kann. Zur Magnetfeldschirmung umgibt in diesem Fall ein magnetisch geschlossener Stahlkasten die Kabelanordnung.

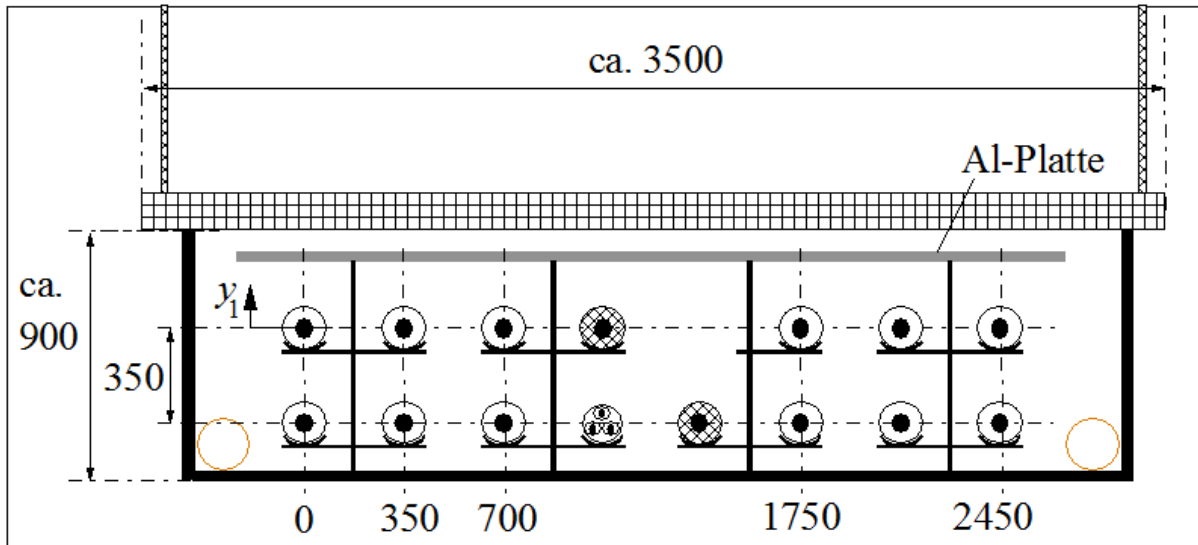


Abbildung 58: Horizontale phase-splitting-Anordnung der Kabel unterhalb der Brücke (schematisch)
optional: Aluminiumplatte zur Magnetfeld-Schirmung)

Wegen der Nähe der Fußgänger zur Kabelanordnung muss dem Magnetfeld hier besondere Beachtung geschenkt werden. Abbildung 56 zeigt hierzu die horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B in unterschiedlichen Höhe y_1 über den Achsen der oberliegenden Kabel ohne Schirmungsmaßnahmen. Nach Abbildung 56 ist zur Einhaltung des gesetzlichen Grenzwerts von $100 \mu\text{T}$ ein Abstand von mindestens $y_1 = 0,80 \text{ m}$ erforderlich, wodurch eine unnötig große Bauhöhe der Brücke erzwungen würde.

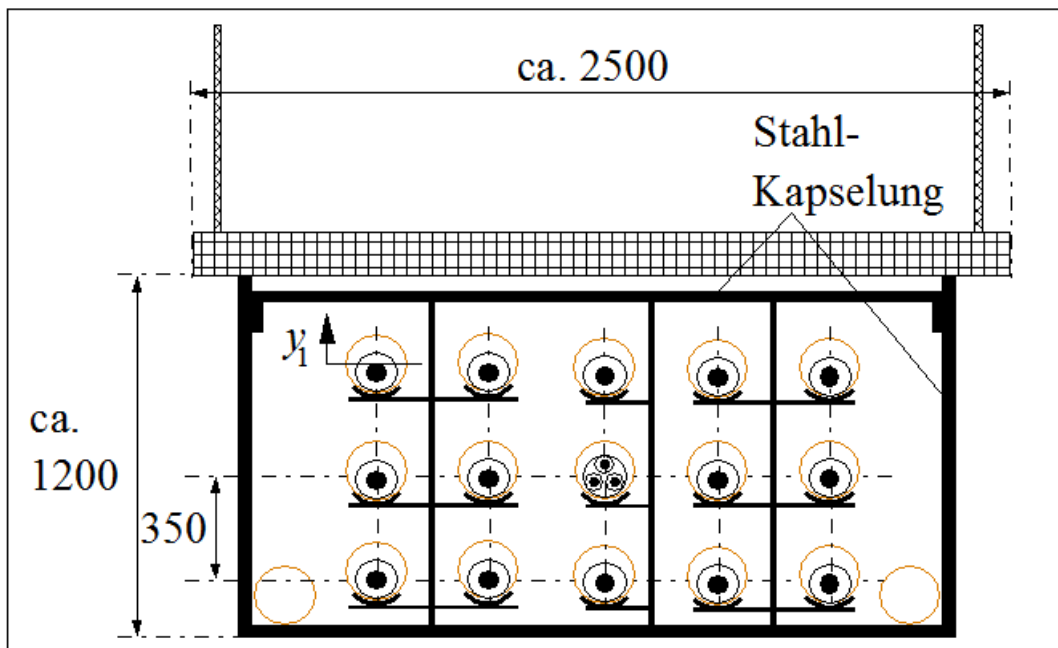


Abbildung 59: Vertikale phase-splitting-Anordnung der Kabel unterhalb der Brücke (schematisch)

Wird zur magnetischen Abschirmung eine Aluminiumplatte oberhalb der Kabelanordnung angebracht, so ist nach der Erfahrung des Verfassers (vergl. [33]) mit einem Schirmfaktor von $\geq 2,0$ zu rechnen. Diese Schirmwirkung ist als sichere Abschätzung in der Abbildung 58 wiedergegeben. Bei Einsatz von Aluminiumplatten muss demnach ein Mindestabstand von $y_1 = 0,60$ m über den Kabeln eingehalten werden.

Eine Alternative mit verbesserter Schirmwirkung besteht darin, die Kabelanordnung nach Abbildung 59 mit einer geschlossenen ferromagnetischen Konstruktion, z.B. aus Stahl, zu umgeben. Für einen zu erwartenden Schirmfaktor von $SF \geq 30$ zeigt Abbildung 61 (in blau) die resultierenden magnetischen Induktionen, die nun selbst bei einem Abstand von nur $0,40$ m unterhalb von $15 \mu\text{T}$ bleiben.

Hierzu können bei der konkreten konstruktiven Gestaltung der Brücke noch Optimierungen vorgenommen werden. Die Kabelbelastbarkeit ist wegen der guten Belüftung der Anordnung auch bei Verlegung der Kabel in Rohren sichergestellt. Eine Verringerung der Zusatzverluste in einer geschlossenen Stahlkapselung bei gleichzeitiger Erhöhung des Schirmfaktors ist durch Abdecken mit einer hochpermeablen, verlustarmen Folie (vergl. [31, 33] möglich.

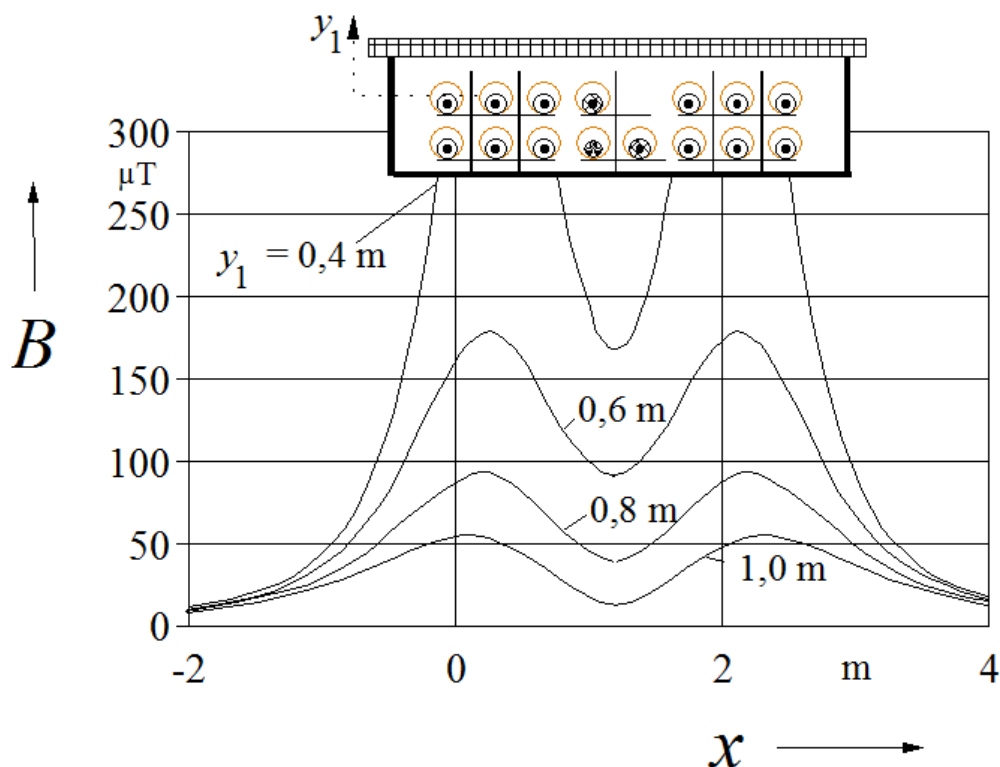


Abbildung 60: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion B in unterschiedlichen Höhe y_1 über der Kabelanordnung; Strom: 2×2.240 A; 960 A

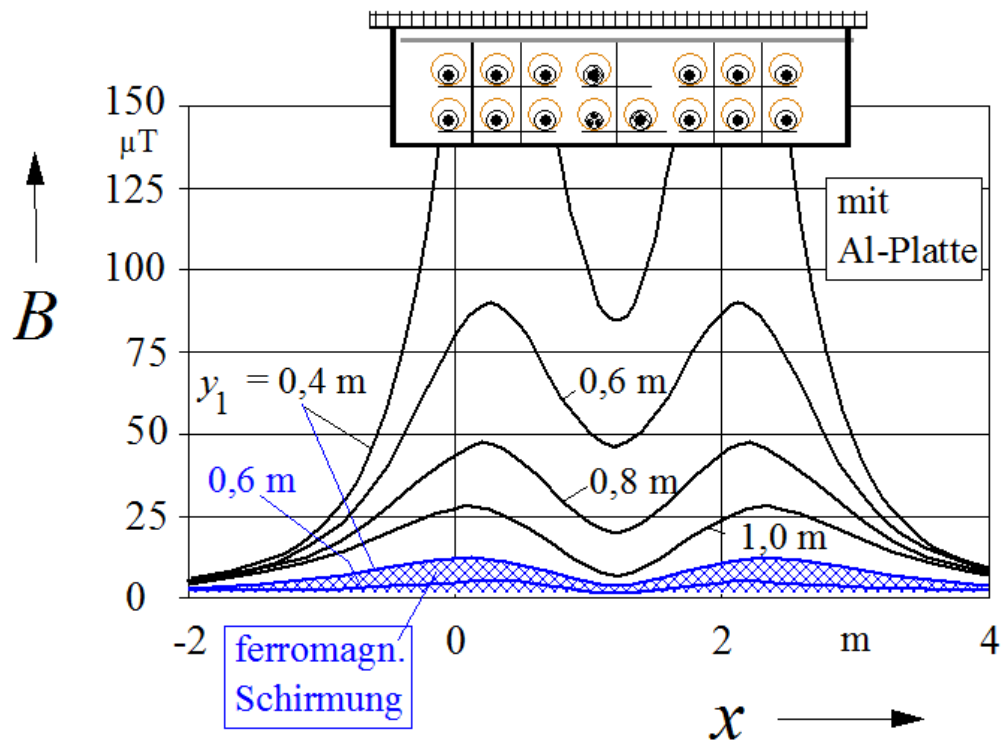


Abbildung 61: wie Abbildung 60, aber mit Al-Platte: Schirmfaktor $SF = 2,0$ oder mit ferromagnetischer Schirmung $SF = 30,0$

6 Reparatur einer fehlerhaften Kabellänge

Ein interner oder durch äußere Einwirkung bewirkter Kabelfehler führt zu einem elektrischen Durchschlag und damit zur lokalen Zerstörung des Isoliersystems. Die Reparatur eines solchen Fehlers ist verhältnismäßig langwierig, ihre Dauer liegt nach internationaler Cigré-Erhebung im statistischen Mittel bei etwa 600 h.

Da dies im Vergleich zur Freileitung eine verringerte Verfügbarkeit der Kabelanlage nach sich ziehen würde, wird bei den hier diskutierten Ausführungen das PowerTubes-Prinzip verfolgt, zu jedem Kabel-Doppelsystem ein Reservekabel mitzuführen. Im Fehlerfall erfolgt dann eine schnelle Umschaltung auf das Reservekabel, so dass während der Reparatur des defekten Kabels das Kabel-Doppelsystem in Betrieb bleiben kann.

Bei diesem Konzept muss die Reparatur an dem zu reparierenden Kabel vorgenommen werden, während die benachbarten Kabel Hochspannung und Betriebsstrom führen.

Bei den im Rohrblock verlegten Kabeln besteht die Reparaturstrategie darin, die gesamte fehlerbehaftete Kabellänge zwischen zwei Verbindungsmuffen auszutauschen. Dies bedeutet zunächst, diese Kabellänge einschließlich der Verbindungsmuffen auf beiden Seiten von der restlichen Kabelanlage zu trennen. Sind keine Muffenschächte vorgesehen, so müssen hierzu die beiden Muffenbereiche zunächst freigelegt werden.

Anschließend wird die defekte Länge an einer Seite aus dem Verlegerohr herausgezogen, um im nächsten Schritt eine Ersatzlänge einzuziehen (dies setzt voraus, dass ein Ersatzkabel bereitgehalten wird, dessen Länge der größten vorhandenen Teillänge entspricht). Diese Ersatzlänge wird dann beidseitig über neue Verbindungsmuffen mit der Kabelanlage vor Ort verbunden.

Im Leitungsgang kann einerseits das zuvor beschriebene Konzept verfolgt werden, die komplette fehlerbehaftete Teillänge auszutauschen und in den vorhandenen Muffenbereichen des Leitungsgangs beidseitig neue Verbindungsmuffen zu setzen.

Andererseits sind die hier vorgesehenen, bautechnisch erforderlichen Leitungsgangquerschnitte hinreichend groß, um auch vor Ort reparieren, d.h. Muffen setzen zu können. Dies bedeutet, dass im Fehlerbereich eine kurze Kabellänge mit der Fehlerstelle von etwa 20 m Länge herausgeschnitten und durch einen neuen Kabelabschnitt ersetzt wird. In diesem Fall sind also in kurzer Entfernung rechts und links des Fehlerorts zwei neue Verbindungsmuffen zu montieren.

Um hinreichenden Platz für die Muffenmontage zu gewinnen, wird das betroffene Kabel aus seiner ursprünglichen Position heraus in Richtung der Mittelebene des Leitungsgangs geführt, um dort die Muffe zu positionieren; ein Beispiel hierzu ist in der Abbildung 48 gezeigt.

Bei den beschriebenen Arbeitsabläufen sind wegen der benachbarten, stromführenden Kabelsysteme in allen Fällen die folgenden Probleme zu beachten:

- a) Sowohl in die abgeschnittene, abzutransportierende fehlerbehaftete Teillänge wie auch in die beidseitig verbleibenden (ggfs. sehr großen) Kabellängen wie auch in die anzutransportierende und anzuschließende neue Kabellänge werden von den benachbarten, stromführenden Kabelsystemen erhebliche Längsspannungen induziert. Dies gilt insbesondere dann, wenn transiente Fehlerströme auftreten. Somit können ohne Gegenmaßnahmen während der Montage gefährlich hohe Berührungsspannungen auftreten.
- b) Es muss sichergestellt sein, dass das Montagepersonal im Arbeitsbereich nicht von unzulässig hohen Magnetfeldern beeinträchtigt wird.
- c) Es muss sichergestellt werden, dass während der Montagearbeiten nicht die relativ dicht benachbarten Kabel mechanisch beschädigt werden.

Die Probleme nach b) und c) können durch eine Abschottung der benachbarten Kabel in einem Arbeitsbereich von etwa 5...10 m mithilfe beidseitig geerdeter, dickwandiger metallener Strukturen gelöst werden. Infrage kommen hierzu beispielsweise eine Einzelkapselung der Kabeladern mit Aluminium-Halbschalen oder auch eine bereichsweise Kapselung mit Aluminiumplatten. Durch eine beidseitige Erdung dieser Strukturen bilden sich Gegenströme aus, die das äußere Magnetfeld in hinreichendem Masse herabsetzen.

Dem Problem nach a) kann durch geeignete Erdungs- und Schirmungsmaßnahmen begegnet werden. Zu Beginn der Reparatur sind sowohl der Leiter als auch der Metallschirm des defekten Kabels an beiden Enden der Kabelanlage geerdet, so dass sie längs der gesamten Strecke nur vernachlässigbar geringe Spannungen gegen die Umgebung aufweisen.

Vor dem Schneiden des defekten Kabels an beiden Enden der Teillänge ist zunächst der Metallschirm freizulegen und beidseitig der Schnittstelle mit dem Erdpotential der Umgebung zu verbinden. Anschließend kann der Metallschirm aufgetrennt werden. Das Kabel ist dann bis auf den Leiter freizulegen, um auch diesen beidseitig der vorgesehenen Schnittstelle zu erden. Wird anschließend der Leiter durchtrennt, so sind auch nach der Durchtrennung sowohl die abgetrennte Kabellänge als auch die beiden zu den Trassenenden führenden Kabelabschnitte an Schirm und Leiter beidseitig geerdet, so dass keine gefährlichen Berührungsspannungen auftreten können.

Sowohl die abgetrennte Kabellänge während ihres Abtransports als auch die Ersatz-Kabellänge während ihres Antransports müssen am Metallschirm wie auch am Leiter beidseitig geerdet sein und bleiben. Und auch während des Montagevorgangs – d.h. Leiterschweißung und elektrisches Durchverbinden des Metallschirms – muss für alle Kabelabschnitte für eine beidseitige Erdung von Leiter und Schirm gesorgt werden. Sollte dies nicht möglich sein, so muss die gesamte Kabelanlage kurzzeitig, während des Schweißvorgangs – abgeschaltet werden (der Zeitpunkt einer solchen Abschaltung kann allerdings frei, nach den Erfordernissen des Netzbetriebs, gewählt werden).

Abschließend sei erwähnt, dass bei Legung der Kabel im Leitungsgang nach dem PowerTubes-Prinzip durch die Schirmwirkung der jedem Kabel benachbarten Kompensationsleiter das Problem der induzierten Spannungen weitgehend entschärft wird, so dass hier vereinfachte Montageverfahren in Betracht kommen. Diese Überlegungen sind Teil eines aktuellen BMWi-Förderungsprojekts zur PowerTubes-Technologie und sollen an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt werden.

7 Zuverlässigkeit

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

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

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

Während davon auszugehen ist, dass ein Freileitungsschaden schnell gefunden und innerhalb weniger Stunden, zumindest aber meist im Laufe eines Tages behoben ist, wird die Behebung eines Kabelschadens z.B. in der 380-kV-Ebene im allgemeinen mit mindestens 1...2 Wochen im Leitungsgang (für Fehlersuche, Erdarbeiten, Montage, Spannungsprüfung), im statistischen Mittel nach bisher vorliegenden Erfahrungen [34] mit 600 h anzusetzen sein.

Bei PowerTubes-Installationen wird vorgesehen, zur Erhöhung der Verfügbarkeit von 380-kV-Kabelanlagen eine oder zwei Reserveadern mitzuführen.

Von der CIGRE-Working Group B1-10 wurde ein Bericht zur Ausfallstatistik von Hoch- und Höchstspannungskabeln veröffentlicht [34], dessen Ergebnisse im Hinblick auf VPE-isolierte Hoch- und Höchstspannungskabel in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst sind.

Die in dieser Tabelle angegebenen Fehlerhäufigkeiten beziehen sich bei den Kabeln auf Fehler pro 100 System-Kilometer und Jahr und bei den Garnituren auf Fehler pro 100 Stück und Jahr. Damit wird, abhängig von den realisierten Muffenabständen, eine Umrechnung erforderlich, um die resultierenden Ausfallraten von VPE-Kabelanlagen zu ermitteln. Wird von einer Lieferlänge von 1000 m und einer Trassenlänge von 5,0 km ausgegangen, so ergeben sich aus Tabelle 2 die in der Tabelle 3 zusammengestellten Ausfallraten einer 5,0 km langen 380-kV-VPE-Kabelanlage.

Dabei kann unterstellt werden, dass durch die Art der Verlegung (hier: im Leitungsgang oder im Rohrblock) bei der betrachteten Kabelanlage Fehler durch externe Einwirkungen (Erdbohrer, Bagger) bei den gegebenen Verhältnissen nahezu ausgeschlossen werden können.

In der nachstehenden Gleichung wird die Nichtverfügbarkeit eines Kabel-Doppelsystems mit Reservekabel ($n_s = 2$) unter der vereinfachenden Annahme bestimmt, dass zunächst ein Kabelfehler in einem der beiden Kabelsysteme auftritt, der durch Umschalten auf die Reserveader (Umschaltdauer t_U) behoben wird, und dass während der Reparaturdauer t_{Rep} ein zweiter Kabelfehler auftritt, der zum vollständigen Ausfall führt (tatsächlich verbleibt noch die Rest-Belastbarkeit eines einzelnen Drehstromsystems).

Tabelle 5: Ausfallhäufigkeiten nach [34]: Angaben zu den Kabeln in Fehlern pro 100 System-km und Jahr sowie Angaben zu den Garnituren in Fehlern je 100 Stück und Jahr

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

Failure rates on the different types of AC cable systems

Conclusion from CIGRE-WG B1-10:

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

Tabelle 6: Ausfallrate eines 5,0 km-langen 380-kV-VPE-Kabelsystems (ohne und mit äußeren Einwirkungen)

Ausfallhäufigkeit Kabel intern	Ausfallhäufigk. Muffen Intern	Ausfallhäufigk. Endverschl. Intern	Ausfallrate gesamt 5,0 km	zeitlicher Abstand
/ (100 S.-km*a)	/ (100 Stck*a)	/ (100 Stck*a)	1/a	a
0,067	0,026	0,032		
1 System, 5,0 km	/3 Muffen	/6 FEV		
/a	/a	/a		
0,00335	0,00312	0,00192	0,00839	119,2
Ausfallrate Kabel intern und extern				
/ (100 S.-km*a)				
0,133	0,048	0,050		
1 System, 5,0 km	/3 Muffen	/6 FEV		
/a	/a	/a		
0,00665	0,00576	0,0030	0,0154	64,9

$$T_{NV} = \underbrace{n_S \cdot h_{1S}}_{1.DS} \cdot \left[t_U + \underbrace{\frac{t_{Rep}}{8760h} \cdot n_S \cdot h_{1S} \cdot t_{Rep}}_{2.DS} \right]$$

mit 1. DS = 1. Durchschlag etc.; 2. DS während Reparaturphase

Aus Tabelle 6 folgt zunächst unter Berücksichtigung einer 5,0 km langen Trasse die Ausfallrate des einzelnen Kabelsystems von (**Angaben mit externer Einwirkung stehen nachfolgend in Klammern**)

- $h_{1S} = 0,00839/a$ (0,0154/a).

Mit Gl. (7.1), einer Umschaltdauer der Reserveader im Fehlerfall von $t_U = 6 \text{ h}$ sowie einer Reparaturdauer des defekten Kabels von $t_{Rep} = 600 \text{ h}$ [34] folgt eine jährliche Nichtverfügbarkeit des Kabel-Doppelsystems von

0,112 h/a (0,224 h/a).

Ohne Reserveader läge diese Größe bei:

5,03 h/a (9,25 h/a).

Dies entspricht einer Verbesserung der Verfügbarkeit durch die Installation der Reserveader um einen Faktor von 44,9 (41,3).

Werden in den beiden Übergangsfeldern Trennschalter eingesetzt, die eine verkürzte Umschaltdauer von z.B. $t_U = 5 \text{ min}$ ermöglichen, so verringert sich die Nichtverfügbarkeit des Kabel-Doppelsystems auf

0,013 h/a (0,042 h/a).

Zum Vergleich ergibt sich bei dem angeschlossenen Freileitungssystem ($n_S = 1$) mit einer Ausfallrate von $h_{1S} = 0,00220 \cdot 5,0/a = 0,011/a$ und einer mittleren Reparaturdauer von $t_{Rep} = 8 \text{ h}$ [35] eine Nichtverfügbarkeit von

0,088 h/a .

Deutlich wird, dass durch die Installation einer Reserveader die Verfügbarkeit des Kabel-Doppelsystems wesentlich verbessert wird, in vergleichbarer Größenordnung mit der Freileitung liegt und bei schneller Umschaltung sogar höher ist als diejenige des angeschlossenen Freileitungssystems.

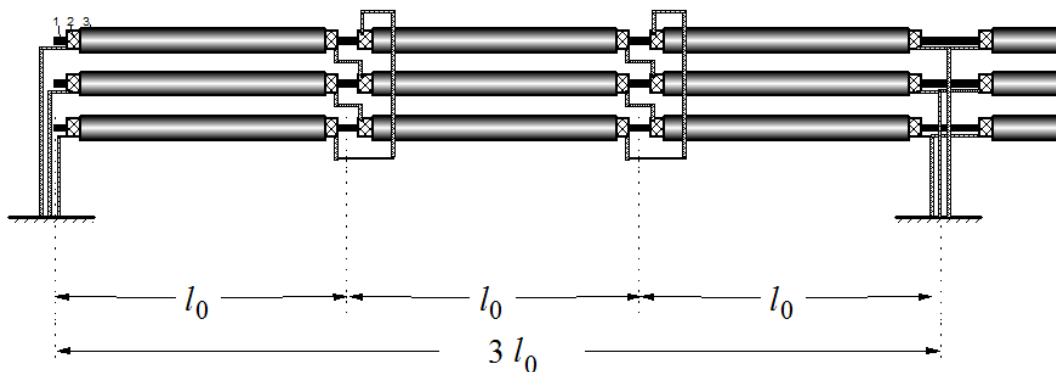
Bei diesen Betrachtungen wurden Mehrfachfehler, z.B. der Mastumbruch bei der Freileitung, ausgeschlossen. Dies erscheint bei solchen Ausfallstatistiken üblich, da beispielsweise in Deutschland der Totalausfall der Freileitung durch Mastumbruch als sogenannter common mode nicht bei der Statistik der Ausfallzeiten berücksichtigt wird.

Zudem wurden nur störungsbedingende Ursachen (Durchschläge, Seilbruch etc.) berücksichtigt, nicht aber deterministische Ursachen, wie z.B. betriebsbedingte Abschaltungen für Wartungszwecke.

8 Schirmbehandlung

Hoch- und Höchstspannungskabel weisen aus unterschiedlichen Betriebserfordernissen heraus metallene Mäntel oder Schirme (im Folgenden verkürzt: „Schirme“) oberhalb der elektrischen Isolierung auf. Unter Betriebsaspekten ist die beidseitige Erdung dieser Metallschirme zur galvanischen Durchverbindung der beiden Kabelenden wünschenswert, beispielsweise zur Realisierung günstiger Erdungsverhältnisse im Fall einpoliger Fehler.

Bei Einleiterkabeln größerer Übertragungsleistungen, d.h. auch größerer Leiterquerschnitte, würde die beidseitige Schirm-Erdung ohne Gegenmaßnahmen zu unzulässig hohen, induzierten Schirmströmen und –verlusten führen. Eine herkömmliche Gegenmaßnahme ist das Auskreuzen der Kabelschirme, das sogenannte Cross-Bonding. Hierbei wird ein Hauptabschnitt der Kabelanlage in drei gleichlange Unterabschnitte unterteilt. Am Ende jedes Unterabschnitts werden die Kabelschirme aufgetrennt, gegeneinander isoliert und durch Überspannungsableiter geschützt. Der Schirm einer Kabelader wird dann am Ende des Unterabschnitts, wie in Abbildung 62 gezeigt, in zyklischer Zuordnung mit dem folgenden Schirmabschnitt einer anderen Kabelader verbunden, so dass sich immer die drei Längsspannungen der drei hintereinander geschalteten Kabelschirme – abhängig von der Verlegegeometrie – zu Null ergänzen. Wesentliche Voraussetzung hierfür sind drei gleichlange Kabelabschnitte eines Cross-Bonding-Hauptabschnittes.



Abbil-

dung 62: Schema des zyklischen Schirm-Auskreuzens (Cross-Bonding)

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

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

Um diesen Effekt zu begrenzen, darf die Längenunsymmetrie nicht beliebig groß werden. Damit wird durch das Cross-Bonding-System die Wahl der einzelnen Kabellängen und Muffenstandorte eingeschränkt. Hinzu kommt das Problem, dass dicht benachbarte Kabelsysteme in die ausgekreuzten Schirmkreise hinein residuale Ströme induzieren können, die durch die Schirmauskreuzung nicht kompensiert werden.

Im vorliegenden Fall sind zudem die im Notbetrieb mit Hilfe des Reservekabels entstehenden Unsymmetrien zu bedenken, die ebenfalls zu hohen, nicht kompensierten Schirmspannungen führen können.

Aus den genannten Gründen schlägt der Verfasser ein alternatives Konzept der einseitigen Erdung der einzelnen Schirmabschnitte vor. Abbildung 63 verdeutlicht das Prinzip: jeder Schirmabschnitt der Länge l_0 wird an einem Ende (z.B. auch in den Übergangsstationen, an den Kabelendverschlüssen) starr geerdet, während sein abgewandtes Ende über einen Überspannungsableiter – wie er beim Cross-Bonding ebenso eingesetzt wird – mit dem/n mitgeführten Erdungsleiter/n verbunden wird.

Mitgeführte Erdungsleiter sorgen für eine galvanische Durchverbindung der in den Stationen geerdeten Schirmenden. Sie beseitigen zudem die Erdungsprobleme an den Muffenstellen und bieten die Möglichkeit des Potentialausgleichs längs der Kabelstrecke.

Ein weiterer Vorteil der Schaltung nach Abbildung 63 gegenüber dem Cross-Bonding besteht darin, dass jeweils schon nach zwei Abschnitten wieder eine starre Erdung der Schirme erfolgt, so dass hier die Auskreuzungsmuffen und die Auskreuzungskästen mit den Überspannungsableitern entfallen. Beim Cross-Bonding passiert die Erdung immer erst nach dem dritten Abschnitt. Über größere Längen beträgt der diesbezügliche Aufwand bei der einseitigen Erdung also nur 75 % im Vergleich zum Cross-Bonding.

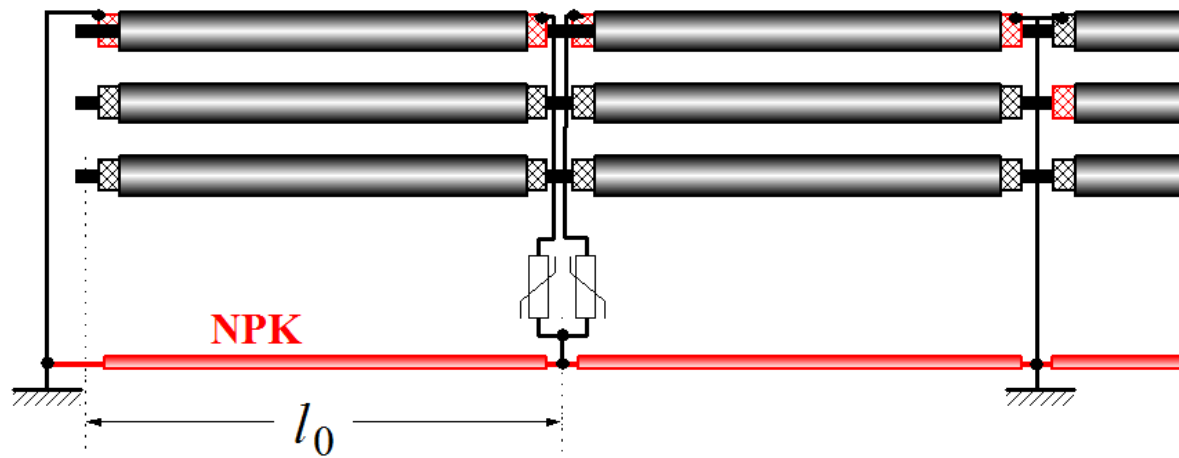


Abbildung 63: Schema der einseitigen Schirmerdung (hier nur für die obere Kabelader) bei mitgeführtem Erdungsleiter (NPK)

9 Übergangsfelder

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

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

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

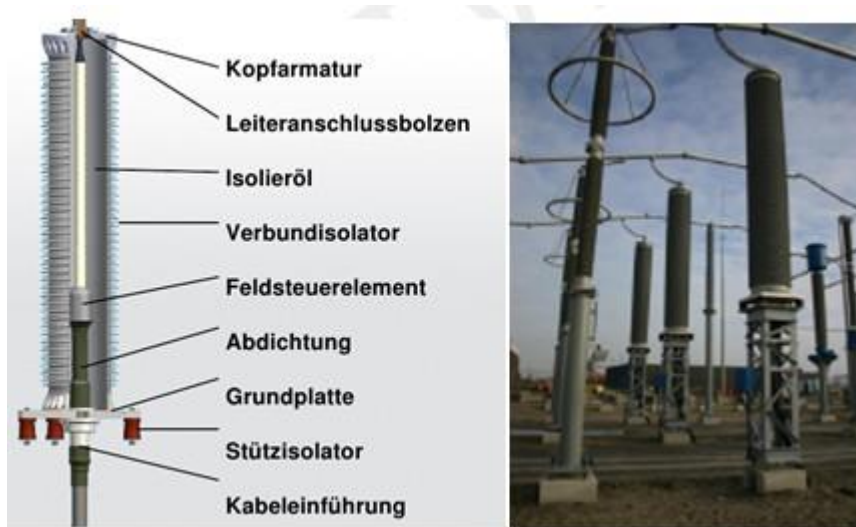


Abbildung 64: Freiluft-Kabelendverschlüsse mit GFK-Rohren und Silikonrippen daneben: Überspannungsableiter (Quelle: nkt cables GmbH)

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

In der Detailplanung sollten die Endverschlussabstände so optimiert werden, dass nach hochspannungstechnischer/sicherheitstechnischer Abschottung zu den benachbarten, unter Spannung stehenden Endverschlüssen ein hinreichend großer Montagebereich um das Endverschlussgerüst herum

verbleibt. Für bestimmte Montagephasen (z.B. Errichten der Abschottungsgitter, Überheben eines Endverschlusisolators) ist allerdings ein (geplantes!) Abschalten des betroffenen Kabelsystems unumgänglich. Bei der geringen statistischen Ausfallhäufigkeit (siehe vorangegangener Abschnitt) erscheint das Risiko für die Notwendigkeit solcher Maßnahmen allerdings sehr begrenzt.

Ausführliche Beschreibungen finden sich z.B. in [36]. Eine Möglichkeit (von vielen) zur Auslegung eines Übergangsfeldes unter Berücksichtigung von vier Kabelsystemen mit zwei Reservekabeln zeigt Abbildung 65. Dieser ist zu entnehmen, dass ein solches Freiluft-Übergangsfeld für vier Kabelsysteme einen Platzbedarf von weniger als 2.000 m² hat. Im Beispiel der konkret geplanten Kabelanlage in Riniken ergibt sich für ähnliche Anlagenparameter ein Platzbedarf von nur rd. 1.600 m².

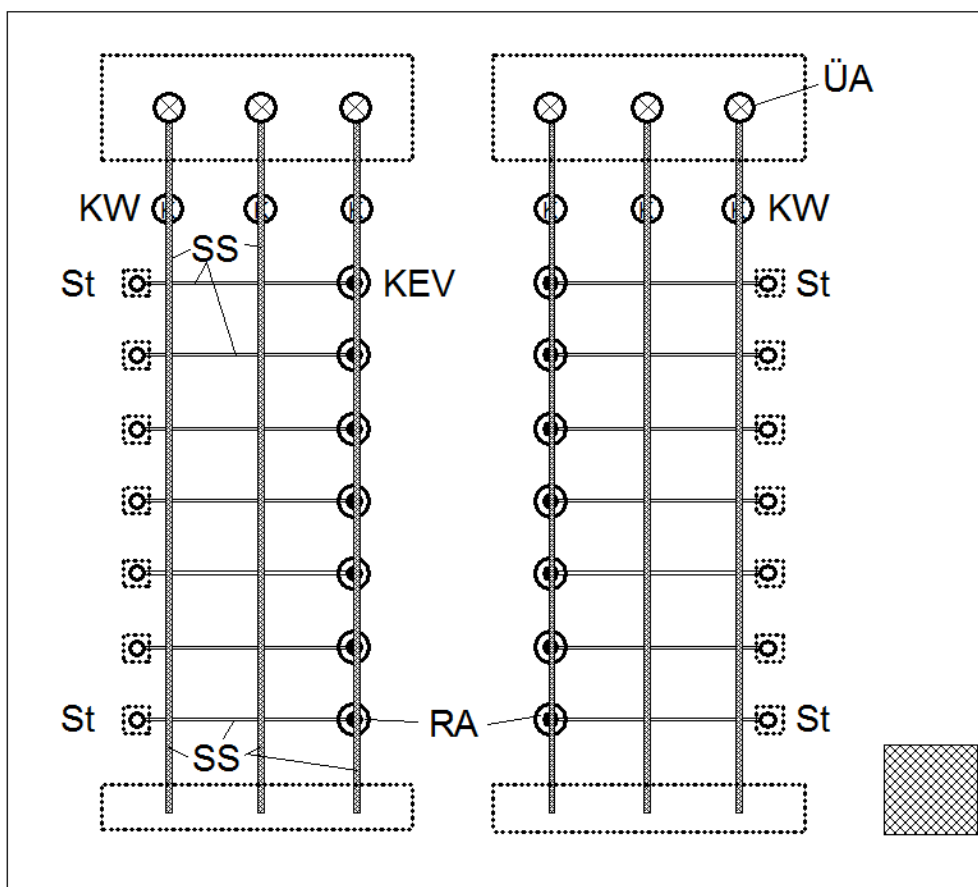


Abbildung 65: Übergangsbauwerk mit 4 Kabelsystemen und 2 Reservekabeln; Flächenbedarf etwa 2'000 m²; KEV = Kabelendverschluss; ÜA = Überspannungsableiter; KW = Kombiwandler; SS = Sammelschiene; St = Stützer

Ein weiteres Beispiel einer platzsparenden Anordnung eines Übergangsfeldes der 380-kV-Zwischenverkabelung im Südring Amsterdam (Randstatt) mit Übergang von einem Doppel-Mast (Win-track) mit zwei OHL-Systemen auf zwölf Kabeladern ist in Abbildung 66 wiedergegeben.

Als weitere grundsätzliche Frage muss entschieden werden, ob im Fehlerfall eine Automatische Wiedereinschaltung (AWE, oder auch: Kurzunterbrechung KU) vorgesehen wird oder nicht. Während bei Freileitungen durch die AWE oft eine erfolgreiche Lichtbogenunterbrechung und Fehlerbeseitigung erreicht wird, handelt es sich bei Störungen in Kabelanlagen meist um bleibende Fehler, auf die mit der AWE dann noch einmal geschaltet wird. Es bleibt ein Restrisiko, dessen Bedeutung der Netzbetreiber abschätzen muss, ob beispielsweise beim Fehler in einem der Wandler dieser beim Kurz-Wiedereinschalten benachbarte Anlagenteile durch umherfliegende Porzellanteile beschädigen kann.

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



Abbildung 66: 380-kV-Zwischenverkabelung im Südring Amsterdam (Randstatt), Übergang vom Doppel-Mast (Wintrack) mit zwei OHL-Systemen auf zwölf Kabeladern (Quelle: Tennet, K. Jansen: „Underground cables in the 380kV network“, presentation 31. Jan. 2014, München)

Als besonders platzsparende Variante mit erhöhter Verfügbarkeit kann die Möglichkeit eines Übergangsbauwerks in Form einer Kompaktanlage betrachtet werden. Abbildung 67 zeigt eine solche Möglichkeit in unterirdischer Ausführung, bei der im Bereich des Abspannmastes oder Abspannportals nur die sechs Durchführungen und sechs Überspannungsableiter oberirdisch zu sehen sind. Damit erreicht man die kleinstmögliche Belastung des Landschaftsbildes.

Die Tiefe des erforderlichen Kellerraums liegt bei etwa 4,5...5,0 m, und der Flächenbedarf beträgt etwa 10*8 m². Die Kosten für eine Kompaktanlage (für 4 Kabelsysteme, 2 Reservekabel, mit Strom- und Spannungswandlern sowie einpoligen Trenn- und Erdschaltern) können (ohne Bauwerk) zu rd. 850 T€ abgeschätzt werden. Die Kosten für das unterirdische Stahlbeton-Bauwerk werden für schwierige Bodenverhältnisse (mit Fels) zu rd. 350 T€, für einfache Bodenverhältnisse zu rd. 220 T€ geschätzt, so dass die Gesamtkosten des Übergangsbauwerks bei rd. 1.000...1.200 T€ bzw. bei rd. 1.200...1.450 TCHF liegen.

Die Anlage könnte natürlich auch oberirdisch errichtet werden, wobei der geringe Platzbedarf von ca. 80 m² erhalten bleibt, die optische Beeinträchtigung durch die oberirdische, 4,5...5 m hohe Anlage und die SF₆-Durchführungen natürlich erheblich größer ist.

Das Isoliergas besteht aus einem Gemisch aus Stickstoff und aus Schwefelhexafluorid SF₆ (zu 20 %) und steht unter einem Druck von etwa 3 bar. Allerdings ist das Volumen des klimaschädlichen SF₆-Gases sehr gering und liegt im vorliegenden Fall nur bei rd. 5 m³.

Insgesamt bietet diese Ausführung durch die schnelle Umschaltung im Fehlerfall eine stark erhöhte Verfügbarkeit der Kabelanlage, vergl. Abschnitt „Zuverlässigkeit“. Den Mehrkosten gegenüber der Freiluftausführung stehen z.B. ersparte Kosten für Grund und Boden gegenüber. Muss das Übergangsbauwerk in einen Hang integriert werden, so wird bei der großflächigen Freiluftausführung das Anschneiden des Hangs und seine Befestigung gegen Bodenbewegungen entsprechend aufwendig.

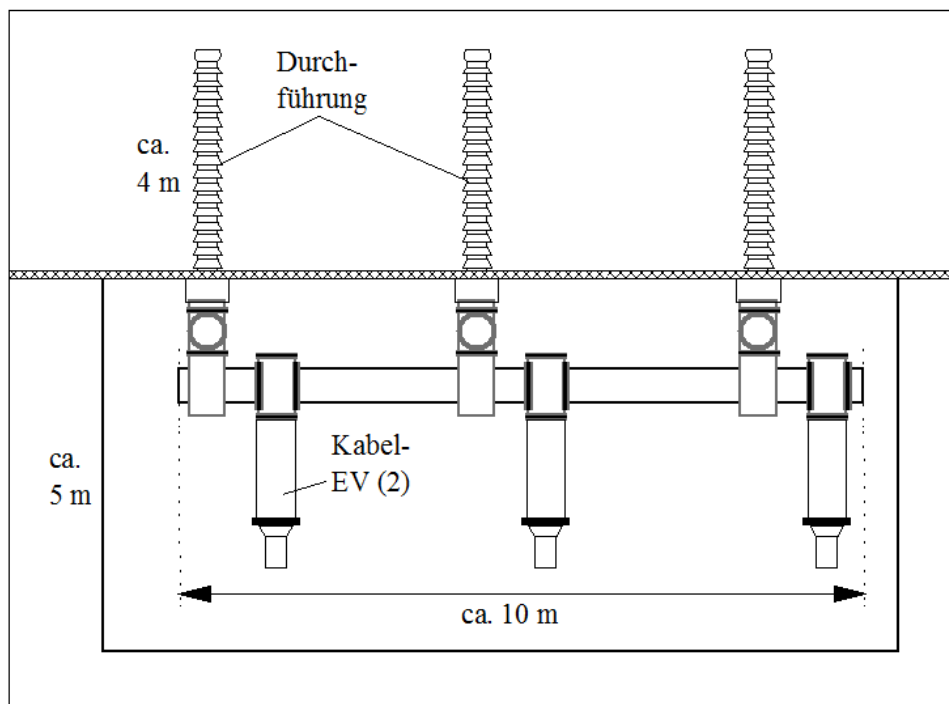


Abbildung 67: Vorderansicht einer unterirdischen Kompaktschaltanlage (mit Trennern) als Teil der Übergangsanlage hier für ein 380-kV-Freileitungssystem (schematisch)

10 Schutzkonzept bei Zwischenverkabelungen

Um ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, kommt dem Schutzkonzept eine besondere Bedeutung zu. Bei Zwischenverkabelungen sind sowohl die Freileitungsbereiche wie auch die Kabelanlage sicher gegen Überspannungen wie auch gegen Überströme zu schützen.

10.1 Schutz gegen Überspannungen

Kabel sind zwar aufgrund ihrer Lage nicht direkt von Blitzeinschlägen betroffen, doch im Fall einer Zwischenverkabelung verursacht ein Blitzeinschlag auf der Freileitung eine in das Kabel einlaufende Spannungswelle, die zum Durchschlag im Kabel führen könnte. Da die Isolation im Kabel im Gegensatz zur Luft (Freileitung) nicht selbstheilend ist, führt ein Durchschlag unweigerlich zu einem Kurzschluss, der eine Abschaltung und Reparatur des Kabels erforderlich macht. Um das Kabel und die Garnituren gegen solche gefährdenden Überspannungen zu schützen, müssen an beiden Übergängen von Freileitung auf Kabel Überspannungsableiter eingebaut werden.

Es wurde, gesondert zu den Überspannungsfragen, eine Überspannungsstudie gefertigt [37]. Die wesentlichen Folgerungen aus dieser Studie sind:

- Die relative kurze Kabelstrecke verursacht stationär im Leerlaufzustand nur eine ganze leichte (0,6 %-) Spannungserhöhung gegenüber einer reinen Freileitung.
- Beim Einschaltvorgang wird die maximale Schaltüberspannung durch die Zwischenverkabelung reduziert. Die charakteristische Frequenz der Schaltüberspannungen verschiebt sich jedoch in niedrigere Bereiche (ca. 300-400 Hz),
- Einschaltvorgänge stellen generell keine besonderen Belastungen der Kabel oder auch der anderen Betriebsmitteln dar. Bei einem synchronen Schalten treten praktisch keine kritischen Überspannungen und Überströme auf. Selbst beim ganz selten auftretenden Wiedereinschalten der leerlaufenden Leitung können die Überspannungen durch Überspannungsableiter effektiv beherrscht werden.
- Wegen der relativ kurzen Strecke und ohne Einsatz der Kompensationsdrosseln sind keine kritische Belastungen bei Ausschaltvorgängen zu erwarten,
- Der Erdkurzschluss stellt ohne Schirmüberspannungsableiter eine kritische Belastung der Kabelschirme dar. Der Einsatz von Schirmüberspannungsableitern ist zwingend erforderlich.
- Ein Blitzeinschlag in die Leiterseile bewirkt generell keine kritischen Belastungen der Kabelhauptisolierungen. Bei der Zwischenverkabelung wird die Kabelhauptisolierung stets weniger beansprucht als die angrenzende Freileitung.
- Die Tunnelverlegung ist günstig im Hinblick auf Naheinschläge in eine geerdete Anlage wie z.B. in einen nahe stehenden Baum.

- Blitzeinschläge in Freileitungsmaste oder Erdseile könnten erhebliche thermische Belastungen der Überspannungsableiter verursachen, wobei die Erdungsverhältnisse beim Freileitungsmast und am Kabelübergang eine entscheidende Rolle spielen. Mit den vorausgesetzten Daten werden keine kritischen Belastungen auftreten. Es ist jedoch zu empfehlen, dass ausführliche Berechnungen bei der Auswahl der Schirmüberspannungsableiter durchgeführt werden, wenn genauere Erdungsdaten wie z.B. Erdungswiderstand der Freileitungsmaste, Verlegung der Erdungsleiter in Tunnel bekannt sind und sich als ungünstiger als hier angenommen erweisen. Gegebenenfalls müssen Maßnahmen wie Auswahl der Überspannungsableiter mit hohem Energieaufnahmevermögen oder Schaltungen der Überspannungsableiter im Dreieck verwendet werden.
- Die 65-kV-Kabel werden bei Ausgleichvorgängen im 380-kV-Netz nicht kritisch beansprucht. Da die Schirme der 65-kV-Kabel bei Erdkurzschlüssen oder bei Blitzeinschlägen in geerdete Anlagen fast gleich wie bei den 380-kV-Systemen beansprucht werden, sollten sie auf dem gleichen Niveau wie die Schirme der 380-kV-Kabel geschützt werden.

10.2 Schutz gegen Überströme

Die Freileitungen der betrachteten Verbindung wie auch die Kabel und ihre Garnituren müssen gegen stationäre wie auch gegen transiente Überströme geschützt werden. Um diese Betriebsmittel im Kurzschlussfall gegen Folgeschäden durch die thermischen und mechanischen Auswirkungen der hohen Kurzschlussströme zu schützen, muss in kürzester Zeit eine Abschaltung erfolgen.

- **Schutz einer 380-kV-Freileitung gegen Überströme**

Im Freileitungsnetz bei großen Übertragungslängen kommt üblicherweise der Distanzschutz zur Anwendung, so dass eine Entscheidung über eine automatische Wiedereinschaltung (AWE) oder eine Ausschaltung mit Blockierung der AWE getroffen werden kann. Sobald ein Kurzschluss auf der Übertragungsleitung entstanden ist, werden die Leistungsschalter an den jeweiligen Enden kurz geöffnet und wieder geschlossen. Ist der Kurzschluss auf der Freileitung entstanden, so wird in den meisten Fällen der Fehler aufgrund der selbstheilenden Isolierung (z.B. durch Wegbrennen der Fehlerursache) bereinigt sein. Ist der Fehler beseitigt, bleibt die Leitung in Betrieb, andernfalls erfolgt eine endgültige dreipolige Ausschaltung.

- **Schutz einer 380-kV-Kabelanlage gegen Überströme**

Um die Auswirkungen hoher Kurzschlussströme auf eine Fehlerstelle im Kabel zu begrenzen und Folgeschäden zu vermeiden, ist eine automatische Wiedereinschaltung (AWE) im Falle eines Kabelfehlers auszuschließen. Um sicher feststellen zu können, ob ein Fehler an der Kabelanlage vorliegt, wird ein Differentialschutz eingesetzt. Der Differentialschutz misst die Stromdifferenz zwischen Kabelanfang und –ende. Im Falle einer Differenz bewirkt er sofort eine dreipolige Abschaltung sowie eine Blockade der AWE.

Demnach ist im vorliegenden Fall ist eine Kombination von Distanz- und Differentialschutz zu wählen. Vor einer AWE muss sichergestellt sein, dass der führende Kabeldifferentialschutz nicht ausgelöst hat. Für eine sichere Fehlererkennung ist ferner darauf zu achten, dass eine stromtragfähige Erdverbindung zwischen den Kabelendpunkten hergestellt ist. Bei diesem Schutzkonzept sind Stromwandler zum Schutz der Kabelanlage einzusetzen. Das Konzept erfordert eine Behausung (kleine Hütte, Garage o.ä.) zur Unterbringung des Schutzsystems mit einer autarken Stromversorgung. Denkbar ist hierzu eine batteriegepufferte Stromversorgung, die ihre Energie z.B. aus Sonnenkollektoren oder auch aus dem Kabel selbst (induktiv oder kapazitiv) bezieht.

11 Betrieb des Reservekabels in „heißer Redundanz“

Wird das Reservekabel nicht im stand-by-Betrieb, sondern in sogenannter „heißer Redundanz“ betrieben, parallelgeschaltet z.B. zu den beiden Kabeladern der Phase L1, so verändern sich die thermischen sowie die elektromagnetischen Systemparameter.

Vom Verfasser durchgeführte Simulationen weisen aus, dass durch die Parallelschaltung des Reservekabels die Gesamtverluste der Kabelanlage in einer Größenordnung von 12 % vermindert werden.

Mit einem solchen Betrieb erübrigt sich die Diskussion, ob nach Ausfall eines Kabels an dem bis dahin unbeanspruchten Reservekabel zunächst eine Spannungsprüfung durchgeführt werden muss, bevor dieses eingeschaltet werden kann.

Somit erweist sich der Betrieb der Reservekabel in „heißer Redundanz“ im Hinblick auf eine um etwa 6 % erhöhte Strombelastbarkeit und auf die um etwa 12 % verminderten Verluste als vorteilhaft. Die entstehende leichte Unsymmetrie der Phasen-Betriebsimpedanzen wird sich, wegen der bei Zwischenverkabelungen gegebenen, viel größeren Längen der vor- und nachgeschalteten Freileitungsabschnitte, der ohnehin kleineren Längsinduktivitäten der Kabelanlage und der normalerweise durch die Netz- und Lastverhältnisse gegebenen Stromeinprägung, nicht störend auswirken.

wird bei der Rohrblockverlegung im Folgenden von der Einebenenordnung ausgegangen. Zusätzlich zu der für die Rohrblockverlegung erforderlichen Grabenbreite ist der Flächenbedarf für Baupisten und Lagerflächen hinzuzurechnen.

Bewertung

Die offene Bauweise bietet sich immer dort an, wo eine relativ gleichmäßige Topografie mit geringem Gefälle vorherrscht. Unter diesen Voraussetzungen stellt sie das kostengünstigste Verfahren zur Kabelverlegung dar und wurde entsprechend im Rahmen der Trassenanalysen berücksichtigt.

12.2 Halboffene Bauweise

Eine Kombination aus Rohrvortrieb und offener Bauweise stellt die sogenannte halboffene Bauweise dar. Hierbei wird der gelöste Boden durch eine Öffnung im Scheitel des Schneidschuhs direkt mit Hilfe eines Baggers ausgehoben. Dies setzt die Herstellung eines verbauten und bis auf Scheitelhöhe des vorgepressten Rohrstranges auszuhebenden Grabens voraus (Abbildung 73). Die Tiefe des verbauten Grabens verringert sich somit gegenüber der offenen Bauweise um den Rohrdurchmesser (DN) und ggf. den Bettungsbereich.

Ein weiterer wichtiger Vorteil gegenüber der offenen Bauweise ist der in der Breite reduzierte Rohrgraben, welcher geringere Flächen in Anspruch nimmt und die erforderlichen Erdarbeiten und ggf. die Aufbruch-/Wiederherstellungsarbeiten einer befestigten Oberfläche reduziert. Eine Schottwand am Ende des Schneidschuhs verhindert das Eindringen von Boden und Grundwasser in den vorgepressten Rohrstrang, so dass bei Grundwasserständen bis etwa Kämpferhöhe eine GW-Absenkung entfallen kann. Bei fachgerechter Ausführung erhält die verlegte Leitung eine ideale Bettung. Gegenüber dem „klassischen“ Rohrvortrieb bietet die halboffene Bauweise die Möglichkeit der einfachen Entfernung planmäßig oder unerwartet in der Leitungstrasse angetroffener Hindernisse direkt von der Oberfläche aus.

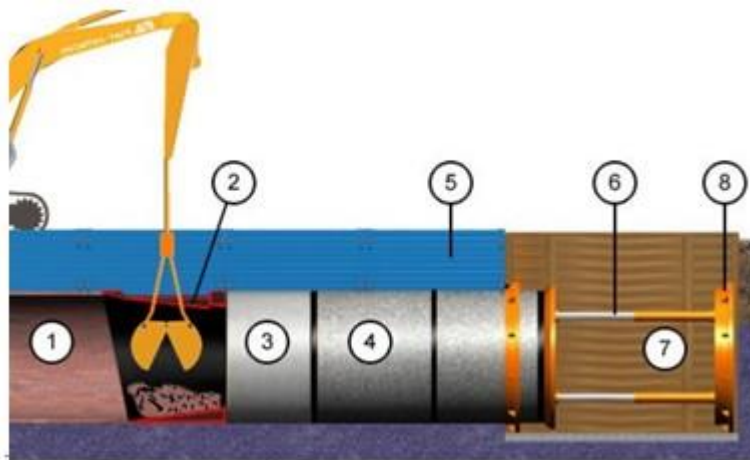


Abbildung 69: Erneuerung eines Kanals in halboffener Bauweise [Bild: S&P GmbH] -

1 vorhandener Kanal, 2 Schneidschuh, 3 Arbeitsrohr, 4 Vortriebsrohr, 5 Verbau,
6 Hydraulischer Vortriebszylinder, 7 Startbaugrube, 8 Widerlager

Mit der halboffenen Bauweise können Rohre von DN 1200 bis zu DN 5000 verlegt und Vortriebslängen bis 2000 m erreicht werden. Es können neben dem Kreisprofil auch Rechteck- und Maulprofile aufgeföhren werden. Die Vortriebsleistungen können je nach Baugrund bis zu 80 m pro Tag betragen und liegen damit deutlich höher als beim geschlossenen Rohrvortrieb.

Bewertung

Der ökonomische Einsatz der halb-offenen Bauweise hängt unmittelbar von der Baugrundsituation ab. Während der Einsatz in bindigen und nicht bindigen Lockergesteinen mit hoher Vortriebsleistung möglich ist, stellen Fels oder ein hoher Felsanteil in der Regel ein Ausschlusskriterium dar. Da im untersuchten Gebiet mit Fels gerechnet werden kann, wird die halb-offene Bauweise nicht weiter betrachtet.

12.3 Geschlossene Bauweise

Den größten Spielraum bezüglich der Trassenwahl insbesondere in Gebieten mit ausgeprägter Topografie wie im vorliegenden Fall bietet die geschlossene Bauweise.

Nachfolgend werden die Einsatzbedingungen für grabenlose Verlegetechniken näher zu analysiert. Aufgrund der relativ hohen Anforderungen an die Lagegenauigkeit/Abstände der Kabel werden nicht-steuerbare Verfahren von der Betrachtung ausgenommen; der Fokus wird auf die folgenden steuerbaren Verfahren gelegt:

- Mikrotunnelbau / Pilotrohr-Vortrieb
- HDD-Verfahren

- Rohrvortrieb mit Schildmaschine
- Stollenbau mit Tunnelbohrmaschine
- Bergmännischer Stollenbau

12.3.1 Mikrotunnelbau / Pilotrohr-Vortrieb

Bei den Mikrotunnelbauverfahren werden von einem Startschacht aus Vortriebsrohre mit Hilfe einer Pressstation - in Ausnahmefällen auch unter zusätzlicher Verwendung von Zwischenpressstationen - bis in einen Zielschacht vorgetrieben (Abbildung 70). Gleichzeitig erfolgt der vollflächige Abbau der Ortsbrust mit einer unbemannt, ferngesteuert arbeitenden Vortriebsmaschine. Das Bohrgut bzw. Bohrklein wird entweder mittels Schnecken- oder Spülförderung durch den vorgetriebenen Rohrstrang abgefördert.

Beim Pilotrohr-Vortriebsverfahren erfolgt von einem Startschacht zunächst eine gesteuerte Pilotbohrung. Eine nachfolgende Aufweitbohrung erfolgt dann bei gleichzeitigem Einpressen, Einschieben oder Einziehen der Rohrleitung und Herauspressen, Herausschieben oder Herausziehen des Pilotbohrstranges in einem Zielschacht (Abbildung 71).

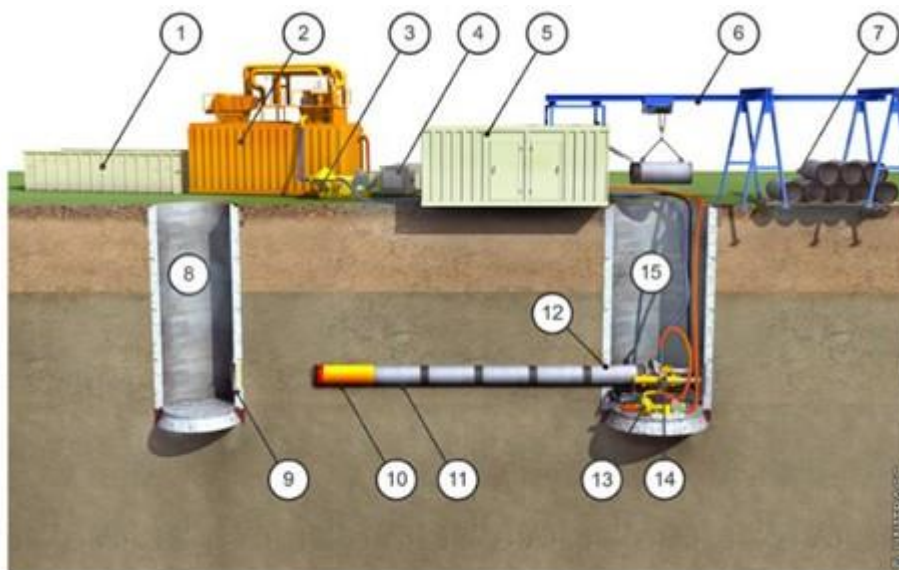


Abbildung 70: Prinzipskizze des Mikrotunnelbaus (hier mit hydraulischer Förderung) [38]

1 Absetzbecken, 2 Separationsanlage, 3 Zuförderpumpe, 4 Stromgenerator, 5 Steuercontainer mit Hydraulikaggregat, 6 Kranbahn, 7 Rohrlager, 8 Zielschacht, 9 Einfahröffnung, 10 Vortriebsmaschine, 11 Vortriebsrohr, 12 Ausfahröffnung, 13 Abförderpumpe, 14 Pressstation, 15 Startschacht

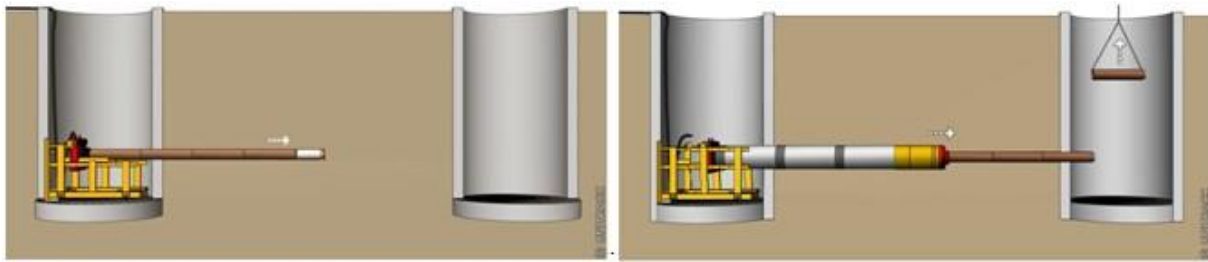


Abbildung 71: Pilotrohr-Vortrieb in zwei Phasen (links: Phase 1 - Pilotbohrung / rechts: Phase 2 - Aufweitbohrung und Vortrieb der Vortriebsrohre)

Bewertung

Das Pilotrohr-Vortriebsverfahren, welcher bei Nennweiten zwischen DN100 und DN1200 eingesetzt wird, eignet sich insbesondere für homogene, hindernisfreie Böden und maximale Vortriebslängen von 100 m. Angesichts dieser Einschränkungen erscheint der Einsatz des Pilotrohr-Vortriebsverfahrens im betrachteten Untersuchungsgebiet nicht als sinnvoll.

Der Mikrotunnelbau wird in der Regel ab einer Nennweite von DN 250 (im Felsgestein ab DA800) bis DN 1200 eingesetzt. Ähnlich wie beim Pilotrohr-Vortrieb ist der Einsatz des Mikrotunnelbaus, trotz größerer möglicher Vortriebslängen bis zu 250 m, nur sehr eingeschränkt möglich.

Beide Verfahren zeichnen sich durch eine geringe Beanspruchung von Verkehrsflächen insbesondere im innerstädtischen Bereich oder bei relativ kurzen Unterquerungen z.B. von Autobahnen bzw. Bahntrassen aus. Im betrachteten Untersuchungsgebiet ist jedoch kein wirtschaftlich sinnvoller Einsatz dieser Verfahren z.B. zur Realisierung von Einzelbohrungen zu erwarten.

12.3.2 Spülbohrverfahren (HDD-Verfahren)

Beim Spülbohrverfahren mit Flüssigkeitsspülung, auch als HDD-Verfahren ("Horizontal Directional Drilling") bezeichnet, erfolgt im ersten Schritt eine Pilotbohrung von der Geländeoberfläche aus durch einen steuerbaren Bohrkopf. Die Bohrung wird mit Räumern erweitert, bis der für die Rohrleitung erforderliche Durchmesser erreicht ist. Anschließend werden die Rohre in die erforderliche Position eingezogen oder eingeschoben (Abbildung 73). Es können dabei Kunststoffrohre, aber auch Guss- und Stahlrohre eingesetzt werden.

Das Spülbohrverfahren erfordert im Regelfall keinen Start- und Zielschacht, sondern lediglich Eintritts- und Ausgangsruben der Bohrung für das Auffangen des flüssigen Spülmittels und Bohrkleins.

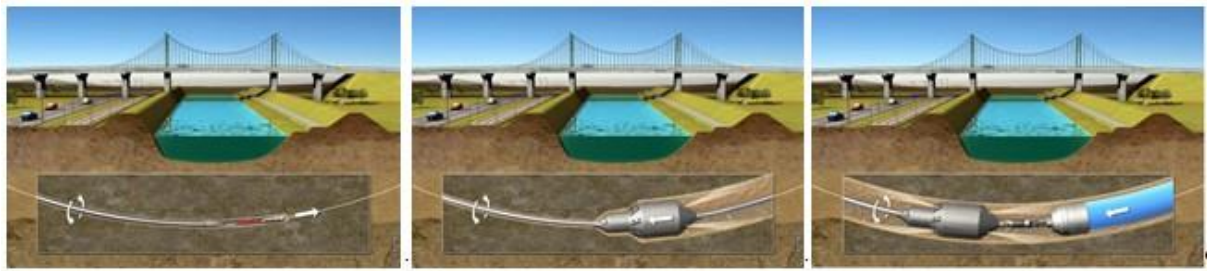


Abbildung 72: Arbeitsschritte beim Spülbohrverfahren [Bild: S&P GmbH] – Links: Pilotbohrung; Mitte: Aufweitbohrung; Rechts: Einziehvorgang

Das flüssige Spülmittel hat folgende Aufgaben [39]

- Lösen des Locker- oder Festgesteins.
- Reinigung des Bohrloches und Austragen des Bohrkleins durch den Ringraum zwischen Bohrgestänge und Bohrlochwand nach über Tage.
- Abstützung der Bohrlochwände zur Verhinderung von Nachfall, Durchmesserverengung infolge plastischer Verformung und Zusammenbruchs des Bohrlochs.
- Verhinderung des Einstromens größerer Mengen fluider Stoffe aus den Poren- und Klufträumen permeabler Gesteinsschichten ins Bohrloch.
- Kühlung, Schmierung und Reinigung des Bohrwerkzeugs und Bohrgestängestranges
- Antrieb von hydraulisch angetriebenen Bohrlochmotoren, sofern diese eingesetzt werden.

Spülbohrverfahren können für Bohrlochdurchmesser bis etwa 1800 mm (max. Rohrnennweite PE: DN/OD 1400 (1500), Stahl: DN/ OD 820, Guss: DN/OD 842) mit Bohrlängen bis zu 1800 m im Locker- und Festgestein mit und ohne Grundwasser eingesetzt werden [40].

Die Grenzwerte bezüglich Nennweite und Bohrlänge können jedoch nicht gleichzeitig erreicht werden (d.h. eine sehr lange Bohrung hat in der Regel wesentlich kleinere Bohrlochdurchmesser aufzuweisen).

Die erreichbare Bohrlänge wird maßgeblich von der Rohrnennweite bzw. vom Bohrlochdurchmesser sowie der vom Bohrgerät aufzubringenden maximalen Rückzugkraft beeinflusst.

Die Überdeckung, d.h. der Abstand zwischen Bohrachse und Geländeoberfläche, hat einen nicht unerheblichen Einfluss auf Hebungen oder Senkungen an der Geländeoberfläche. In Untersuchungen [41] wurde festgestellt, dass nichtbindige Lockergesteine (Sand) sowohl in der Pilotbohrung als auch in den Aufweitbohrungen überwiegend Senkungen, wohingegen bindige Lockergesteine (Ton bzw. Lehm) in der Regel Hebungen hervorrufen

Gemäß des Verbandes Güteschutz Horizontalbohrungen e.V. [42] sollte der Abstand unter Gewässern, Hauptverkehrsstraßen, Landebahnen u.a. Objekten dem 10- bis 15-fachen Außendurchmesser der Leitung(en) betragen. Generell sollte eine Überdeckungshöhe < 5 m, die sich aus dieser Regel für kleinere Leitungsdurchmesser ergibt, aufgrund der Gefahr von Spülsaustritten an der Geländeoberfläche möglichst nicht unterschritten werden.

Bewertung

Im Gegensatz zum Pilotrohrvortrieb und dem Mikrotunnelbau sind deutlich längere Vortriebslängen mittels Spülbohrverfahren ohne Zwischengruben technisch realisierbar.

Erschwernisse stellen weniger die Festigkeiten des Felsgesteins dar (Grenzwert erst bei ca. 150 MPa), sondern eher nicht „spülbare“ Kiese und Gerölle mit Korngrößen > 30 mm. Des Weiteren kann vorhandenes Grundwasser eine Verdünnung der Spülung bewirken und damit die Transportkapazität des Spülguts beeinträchtigen.

Ein weiteres Problem ergibt sich aus der auf DN 1400 beschränkten Nennweite. Die Integration eines Kühlsystems ist nur bedingt möglich, so dass zur thermischen Stabilisierung in größeren Tiefenlagen unverhältnismäßig große Achsabstände der einzelnen Rohre erforderlich werden.

Vor diesem Hintergrund und der Tatsache, dass die geschätzten Kosten für das Spülbohrverfahrens unter den im Untersuchungsgebiet anzunehmenden Baugrundverhältnissen höher liegen als z.B. beim Rohrvortrieb mit Schildmaschine, wird dieses Verfahren in den nachfolgenden Ausführungen nicht weiter betrachtet.

12.3.3 Rohrvortrieb mit Schildmaschine

Bei diesem bemannten Verfahren werden von einem Startschacht aus mit Hilfe einer Pressstation bzw. einer Hauptpressstation unter Zuhilfenahme von Zwischenpressstationen Vortriebsrohre durch den Baugrund bis in einen Zielschacht vorgetrieben [43].

Eine steuerbare Schildmaschine, die dem ersten Rohr vorgeschaltet ist, ermöglicht den genauen Vortrieb in gerader oder gekrümmter Linienführung. Der anstehende Boden oder Fels wird an der Ortsbrust mechanisch abgebaut und durch den vorgetriebenen Rohrstrang nach über Tage abgefordert (Abbildung 73).

Die Bedienung und Steuerung der Schildmaschine erfolgen in der Regel direkt vor Ort unter Tage von einem Maschinenführer (Operator) oder in Sonderfällen auch ferngesteuert von einem Steuerstand im Startschacht oder auf der Geländeoberfläche aus.

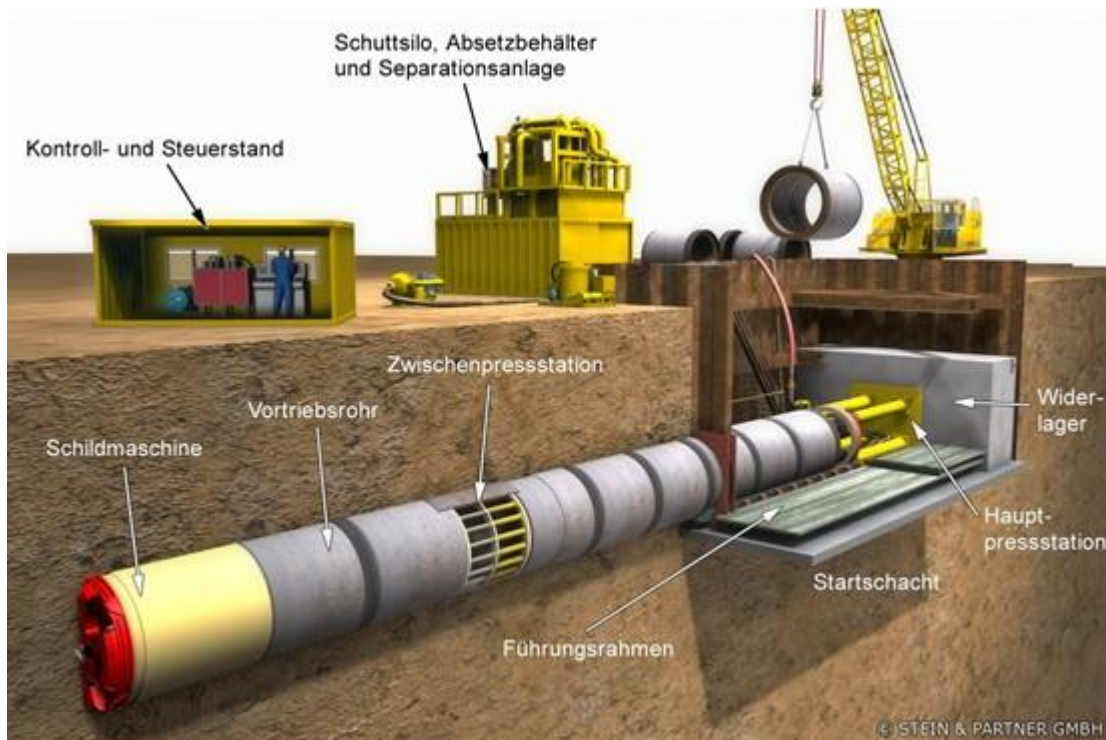


Abbildung 73: Prinzipdarstellung des gesteuerten Rohrvortriebs [Bild S & P]

Der Rohrvortrieb mit Schildmaschine wird gemäß DWA-A 125 bei Rohraußendurchmessern bis zu DA 4500 eingesetzt [44].

In der Praxis kommen in Abhängigkeit der geologischen und hydrogeologischen Randbedingungen verschiedene Schildmaschinen zum Einsatz. Sie unterscheiden sich insbesondere durch die Stützung des Erd- und Wasserdruckes an der Ortsbrust, die Art des Abbaus der Ortsbrust und des Transportes des abgebauten Bodens. In diesem Zusammenhang wird übergeordnet zwischen zwei Schildgrundtypen differenziert [4]:

- Offene Schilde besitzen keinen druckdichten Abschluss zwischen Ortsbrust und nachfolgendem Rohrstrang. Sie zeichnen sich durch eine relativ gute Zugänglichkeit zur Ortsbrust und einfach zu handhabende Maschinenteknik aus.
- Geschlossene Schilde sind mit einer Druckwand (Trennschott) zwischen Ortsbrust und Schildschwanz zum Aufbau eines künstlichen Druckes ausgerüstet. Geschlossene Schilde werden in Abhängigkeit des verwendeten Stützmittels als Druckluft-, Flüssigkeits- oder Erddruckschilde ausgeführt.

In Abhängigkeit der Abbaumethode an der Ortsbrust werden die Schildmaschinen weiterhin unterteilt in:

- Schildmaschinen mit teilflächigem Abbau (Teilschnittabbau)

- Schildmaschinen mit vollflächigem Abbau (Vollschnittabbau).

Schildmaschinen mit teilflächigem Abbau haben aufgrund ihrer relativ geringen Kosten und vielfältigen Einsatzmöglichkeiten im grundwasserfreien Locker- und Festgestein eine weite Verbreitung bei Vortriebslängen bis ca. 1000 m gefunden.

Beim Vortrieb im Grundwasser sind Wasserhaltungsmaßnahmen (offene Wasserhaltung bzw. Grundwasserabsenkung) erforderlich. In den Fällen, in denen dies nicht möglich bzw. nicht zulässig ist, wird entweder ein geschlossener Schild mit Druckluftstützung (SM-T3) oder Flüssigkeitsstützung (SM-T4) oder ein offener Schild in Kombination mit einer Druckluftschleuse eingesetzt.

In Abhängigkeit des anstehenden Baugrundes werden in diesen Schildmaschinen in der Regel folgende Abbaumaschinen eingesetzt:

- Schrämmaschine mit Längs- oder Querschneidkopf (auch Schräm- oder Fräskopf genannt) (Abbildung 74/links)
- Exkavator mit auswechselbaren Abbauvorrichtungen (Löffel (Zughacke), Reißzahn (Reißdorn oder Ripper), Hydraulikhammer (Abbildung 74/rechts).

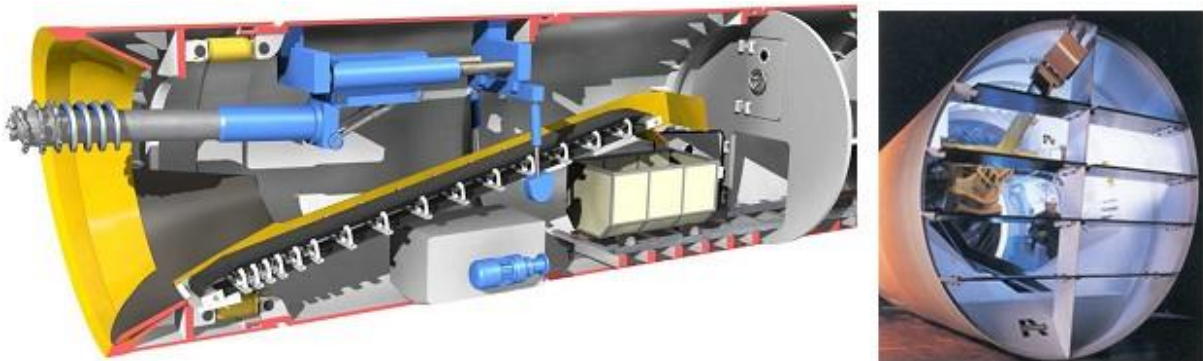


Abbildung 74 Stützprinzipien bei offenen Schilden mit mechanisch teilflächigem Abbau durch Schrämmaschinen (links) und Exkavator (rechts) [Bild S & P]

Schildmaschinen mit vollflächigem Abbau (SM-V) unterscheiden sich von denen mit Teilschnittabbau (SM-T) dadurch, dass sie in einem Arbeitsgang die gesamte Ortsbrust durch einen mit entsprechenden Abbauwerkzeugen ausgerüsteten, rotierenden Bohrkopf bearbeiten und lösen. Je nach Ausführung kann der in Abhängigkeit der Baugrundverhältnisse festzulegende Bohrkopf neben der abbauenden auch eine Erddruck stützende Funktion übernehmen.

Nach den ersten Einschätzungen des Baugrundes werden Felsbohrköpfe in der betrachteten Trasse erforderlich. Felsbohrköpfe bestehen aus einer fast geschlossenen, plattenförmigen Grundkonstruktion mit in der Regel schlitzförmigen Eintrittsöffnungen (Räumerschlitzen) und sind eben mit abgerundeter Peripherie, schwach konisch oder fast konvex ausgebildet. In den Bohrkopf sind zusätzlich die Halterungen zur Aufnahme bzw. Lagerung der Rollenmeißel eingelassen (Abbildung 75). Entlang der

Ränder der Eintrittsöffnungen sind zum besseren Gesteinseintrag sogenannte Abräumzähne angeordnet. Ein Zugang zur Ortsbrust ist bei Felsbohrköpfen nur über wenige, im Betrieb verschlossene Mannlöcher möglich.



Abbildung 75: Slurryschild mit Felsbohrkopf vom Typ AVN 1500 T (Außendurchmesser 1980 mm) [45]

Mindestradius

Der einzuhaltende Mindestradius bei gekrümmter Trasse beträgt unter Annahme von 3,0 m langen Vortriebsrohren näherungsweise $R_{\min} = 200 \times DA$ [44]. Für die betrachtete Nennweite DN 3000 (vgl. Abschnitt 5.1) beträgt der Mindestradius somit $= 600 \text{ m}$.

Der Abstand zwischen Startbaugrube und Bogenanfang, bzw. zwischen zwei gegensätzlichen Kurven ermittelt sich zu $8 \times DA$ [44]. Die Linienführungen der betrachteten Vortriebe sind bezüglich der Einhaltung der Radien unkritisch.

Mindestlichtmaße

Bei einem dauerhaften Personaleinsatz im Rohrstrang oder in der Vortriebsmaschine wird gemäß Arbeitsblatt DWA-A 125 [44] in Abhängigkeit der aufzufahrenden Vortriebslänge ein Mindestlichtmaß (MLM) des vorpressenden Rohrstrangs gefordert. Bei den betrachteten Nennweiten von mindestens DN 3000 ergeben sich in diesem Zusammenhang keinerlei Einschränkungen hinsichtlich der Vortriebslänge.

Start- und Zielbaugruben

Die Lage der Baugruben ist unter Berücksichtigung der Kabeltrasse, vorhandener baulicher Anlagen und der örtlichen Gegebenheiten (z.B. mögliche Baustellenflächen) festzulegen. Die Baugrubengrößen der Startbaugruben müssen den technischen Erfordernissen für die Aufnahme der Hauptpres-

senstation einschließlich der dafür erforderliche Anlagen entsprechen; Zielbaugruben sind entsprechend für die Länge der auszubauenden Vortriebsmaschine ausgelegt. Darüber hinaus sind Arbeitsraumbreiten einzurechnen und bei Schachttiefen > 5,0 m ein Freiraum für bauzeitige Treppenaufgänge vorzusehen.

Bei der Herstellung der Baugruben kommen gegenwärtig drei Hauptgrundrissformen zur Anwendung (vgl. Abbildung 76) :

- rechteckförmige bzw. quadratische Baugruben
- kreisförmige (runde) Baugruben
- rechteckförmige Baugruben mit halbkreisförmig abgerundeten Stirnseiten

Daneben gibt es auch noch von der Kreisform abweichende Sonderformen zur Realisierung von Vortrieben in unterschiedlichen Richtungen.

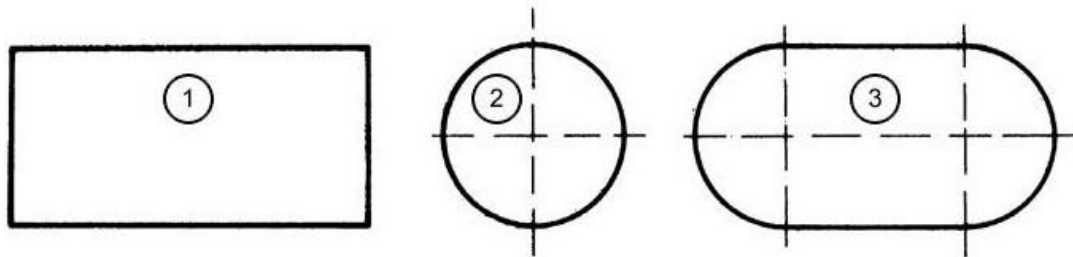


Abbildung 76: Grundrissformen von Start- und Zielbaugruben 1 Rechteckförmig 2 Kreisförmig 3 Rechteckförmig mit halbkreisförmig abgerundeten Stirnseiten

Die Länge bzw. der Durchmesser der Startbaugruben wird maßgeblich bestimmt von der Verbauart sowie dem Vortriebs-/Schildmaschinentyp, d.h. von (vgl. Abbildung 77):

1. Widerlagerdicke (Maß a)
2. Länge der eingefahrenen Press- oder Hauptpressstation (Maß b)
3. Länge der Vortriebs-/Schildmaschine oder Vortriebsrohre (Maß c)
4. Erforderlicher Arbeitsraum (Maß d) für Kopplungsvorgänge unter Berücksichtigung der in die Baugrube einragenden Restlänge des zuletzt vorgetriebenen Rohres
5. Konstruktionsmaß (Maß e) der Ausfahrkonstruktion (z.B. Brillenwand)

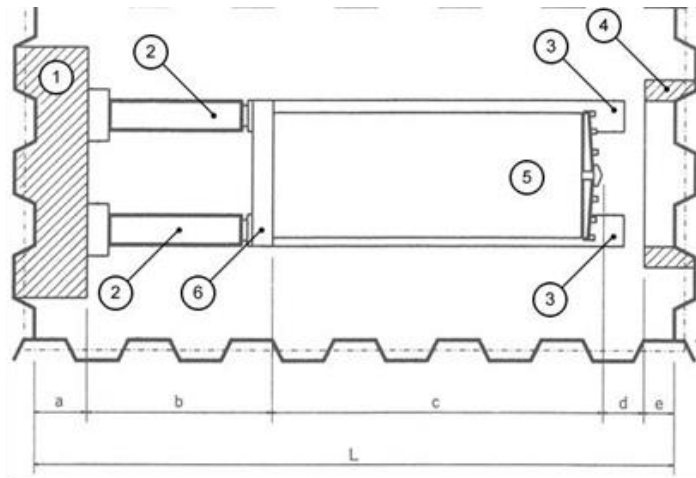


Abbildung 77: Startbaugrubenabmessungen bei rechteckförmiger Grundrissform und Verbau aus Spundbohlen bei vorgegebener Vortriebs-/Schildmaschine und Pressstation [46]

1 Widerlager, 2 Vortriebszylinder, 3 Pressenrahmen, 4 Brillenwand, 5 Vortriebs-/Schildmaschine, 6 Druckring, L Länge der Startbaugrube

Anhaltspunkte für Baugrubenabmessungen liefert das DWA-A 125 (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7: Beispiele für Abmessungen von Start- und Zielbaugruben gemäß DWA-A 125

DN	D_a in [mm]	Baulänge der Rohre	Abmessungen Startgrube	Abmessungen Zielgrube
800 – 1 400	1 100 – 1 720	3,0 m	5,8 m x 4,0 m bzw. 6,0 m Durchmesser	4,5 m x (2,5 m bis 3,0 m)
1 500 – 3 000	1 820 – 3 600	3,5 m	10,0 m x (4,5 m bis 6,0 m) bzw. 10,0 m Durchmesser	6,0 m x (3,0 m bis 4,6 m)

Für die Herstellung der Baugruben gelten die Vorgaben der DIN 4124 [47] sowie im Bereich bestehender Bebauung der DIN 4123 [48]. Für die Bemessung der Baugrubensicherung der Startbaugruben sind die Vortriebskräfte auf das jeweilige Pressenwiderlager zu berücksichtigen.

Anhand einer weitergehenden Baugrunduntersuchung ist zu klären, ob und in welcher Höhe im Bereich der Baugruben mit Grundwasser zu rechnen ist. Bei Grundwasseranfall sind Maßnahmen zur Absenkung oder Absperrung des Grundwassers erforderlich. Sofern das Grundwasser nicht abgesenkt werden kann, ist ein wasserdichter Baugrubenverbau z.B. eine Spundwand oder eine überschnittene Bohrpfahlwand vorzusehen, welche in die Bodenplatte einbindet.

Vortriebs-/ Baustelleneinrichtung

Die Einrichtung der Startbaugrube beinhaltet die Haupt-Pressenstation mit dem Druckverteilungsring, das Pressenwiderlager sowie den Rohrführungsschlitten. In der Baustelleneinrichtung sind des weiteren die Steuerungsanlage, das Hydraulikaggregat, eine Bentonit-Aufbereitungsanlage (Separationsan-

lage) mit den dazu gehörigen Verpresseinrichtungen, Rüst- und Hebezeuge, Förder- und Krananlagen, elektrische Anlagen für die Beleuchtung und die Bewetterungsanlagen für die Belüftung der Vortriebsstrecke und sonstige Hilfseinrichtungen zu berücksichtigen. Entsprechende Flächen werden zudem für das Rohr- und Bodenlager benötigt.

Bewertung

Im untersuchten Gebiet stellt der Rohrvortrieb in bestimmten Abschnitten eine mögliche Alternative zum Rohrblock und zum Stollenbau dar. Dem Rohrvortrieb im begehbaren Nennweitenbereich sind im Hinblick auf die mögliche Länge einer Vortriebsstrecke in erster Linie von der Wirtschaftlichkeit her Grenzen gesetzt. Welche technische Ausgestaltung der Vortriebsmaschine am besten geeignet ist (Vollschnittmaschine oder Teilschnittabbau, Felsbohrkopf oder Schrämmausleger etc.), kann erst nach einer trassenspezifischen Baugrunduntersuchung beurteilt werden.

Im betrachteten Nennweitenbereich von ca. DN 3000 wird davon ausgegangen, dass eine Vortriebslänge bis zu 1000 m wirtschaftlich umsetzbar ist. Der Rohrvortrieb fand aufgrund der örtlichen Gegebenheiten Eingang in der Trassenvariante 1 (vgl. Abschnitt 13.1).

12.3.4 Stollenbau mit Tunnelbohrmaschine

Der Stollenbau mittels Tunnelbohrmaschine, auch Tunnelvortriebsmaschinen genannt, wird für Tunnelquerschnitte ab ca. DN 3600 eingesetzt.

Je nach geologischen Verhältnissen wird, ähnlich wie beim Rohrvortrieb, entweder der gesamte Tunnelquerschnitt mit einem Schneidrad oder teilflächig mit geeigneten Lösevorrichtungen abgebaut. In Böden mit geringer Standzeit oder nachbrüchigem Felsgestein werden die Tunnelbohrmaschinen mit einem Schildmantel ausgestattet.

Im Unterschied zum Rohrvortrieb wird nicht der gesamte Rohrstrang vorgepresst. Vielmehr drückt sich die Tunnelbohrmaschine an der bereits eingebauten Tunnelschale z.B. aus Rohrsegmenten aus Betonfertigteilen, den sogenannten Tübbingen, ab. Nach jedem Pressvorgang, bei dem ein rotierendes Schneidrad die Ortsbrust abbaut, wird ein neuer Tübbingring hergestellt, der wiederum das Widerlager für den nächsten Pressvorgang bildet.

Sofern eine Eigentragfähigkeit des Gebirges gewährleistet ist, kann die Ausbruchslaubung des Tunnels alternativ zum Ausbau mittels Tübbingen mit bewehrtem Spritzbeton gesichert werden. Da in diesem Fall keine Vorschubkräfte auf die Sicherung übertragen werden können, erfolgt der Ausbruch an der Ortsbrust z.B. mittels Teilschnittmaschinen oder Sprengung. Zusätzliche Arten der Ausbruchssicherung sind Anker oder Ausbaubögen aus Stahlwalzprofile bzw. Gitterträger, die je nach Standfestigkeit des anstehenden Ausbruchquerschnitts eingesetzt werden.



Abbildung 78: Wetterlutte in einem Tunnelquerschnitt (links), Sprengung an der Ortsbrust (rechts)
[Bilder S & P]

Die Einsetzbarkeit einer Tunnelbohrmaschine ist auch bei größeren Steilstrecken nicht generell auszuschließen, wenngleich sie eine große technische Herausforderung darstellt und entsprechend hohen Aufwand erfordert. Sogenannte „Gripper“-Tunnelbohrmaschinen verspannen sich bei Steilstrecken seitlich gegen den Fels des bereits gebohrten Tunnels während die Ortsbrust mit einem vorgepressten, rotierenden, z.B. mit Rollenmeißeln bestückten Bohrkopf abgebaut wird. Die Gripperplatten werden nach jedem Bohrvorgang nachgezogen und erneut verspannt. Damit ein Zurückrutschen der Tunnelbohrmaschinen zu jedem Betriebszustand verhindert wird, sind mehrere Verspannsysteme einzusetzen. Zu beachten ist, dass eine für solche Sondereinsätze erforderliche Tunnelbohrmaschine in der Regel individuell für das ausführende Unternehmen gefertigt werden muss und eine Rentabilität erst bei größeren Tunnelstrecken zu erwarten ist.

Bewertung

Insgesamt ist der Stollenbau mittels Tunnelbohrmaschine im betrachteten Gebiet ein geeignetes Bauverfahren zur Kabelverlegung. Die Einschränkungen hinsichtlich des Kurvenradius, Position von Start- und Zielbaugruben und der Vortriebslänge sind geringer als beim Rohrvortrieb, so dass der Trassenverlauf freier gestaltet werden kann.

Bei der Kostenkalkulation ist, ähnlich wie beim Rohrvortrieb, zu beachten, dass entsprechend der Länge der Tunnelstrecke entsprechend lange Nachlaufeinrichtungen zum Abfordern des Ausbruchmaterials und zur Versorgung der Maschinenteknik mitzuführen sind.

Weiterhin ist zu ergänzen, dass Steigungen von über 15% nur mit aufwendigen Zusatzmaßnahmen realisierbar sind.

Daher wird für die Steilstrecke zwischen dem Unterwerk Mörel und dem Wasserstollen (vgl. Abschnitt 13.1) der Bergmännische Stollenbau angesetzt.

12.3.5 Bergmännischer Stollenbau

Beim bergmännischen Stollenvortrieb erfolgt der Ausbruch je nach Geologie mittels Fräsen, Bohren und/oder Sprengen. Als Sicherung finden Ausbaubögen aus Rundstahl oder speziellen Stahlprofilen, die in den Stollenquerschnitt gestellt werden, Anwendung. Die Sicherung wird je nach Material entweder von Hand oder maschinell vorausseilend eingeschlagen bzw. vorgepresst oder entsprechend dem Bodenabbau an der Ortsbrust in Intervallen nachgetrieben und kraftschlüssig gegen die Ausbaubögen verkeilt. Zur Vermeidung von Setzungen sind verbleibende Hohlräume im Baugrund bzw. Fehlstellen im Verzug gegen ein Herausrieseln des Bodens z. B. durch Spritzbeton zu sichern. Der gelöste Boden und Abraum werden je nach Größe des Stollens durch Schubkarren, Bandförderung, Kübelförderung mit oder ohne Gleis abtransportiert.



Abbildung 79: Beispielbilder eines Bergmännischen Stollenausbau

Bewertung

Ein wesentlicher Vorteil des Bergmännischen Stollenvortriebs ist, dass er vor Ort flexibel an sich ändernde Baugrundverhältnisse anpassbar ist und auch größere Steigungen eher bewältigt werden können als mittels Rohrvortrieb oder mittels Tunnelbohrmaschine. Allerdings ist ein hoher personeller Aufwand erforderlich und eine niedrige Vortriebsgeschwindigkeit zu erwarten. Vorhandenes Grundwasser muss abgesenkt oder abgefangen und abgeleitet werden. Insgesamt ist gegenüber dem Rohrvortrieb und Stollenbau mittels Tunnelbohrmaschine mit höheren Kosten pro Tunnelmeter zu rechnen. In den folgenden Trassenanalysen wird der Bergmännische Stollenvortrieb lediglich für die Steilstrecke zwischen dem Unterwerk Mörel und dem Wasserstollen (vgl. Abschnitt 13.1) betrachtet.

12.4 Ersteinschätzung der geologischen Verhältnisse

Vorbemerkungen

Für die vorliegende Machbarkeitsstudie lagen keine hydrogeologischen und geotechnischen Untersuchungen vor. Für die Ersteinschätzung der geologischen Verhältnisse wurde daher auf geologische Karten zurückgegriffen.

Nachfolgende Ausführungen basieren im Wesentlichen auf einer Auswertung öffentlich zugänglichen geologischen Kartenmaterials. Zusätzlich wurden zur Verfügung gestellte Baugrunduntersuchungsberichte zur Gründung von Hochspannungsmasten ausgewertet.

Das Ergebnis der Auswertungen ist eine Zusammenschau derjenigen Gesteine, die im Baufeld anstehen. Inwieweit diese Gesteine bei einer Realisierung eines Vortriebs tatsächlich durchfahren werden müssten oder für die Baumaßnahme relevant sind, ergibt sich hieraus jedoch nicht. Es ist darauf hinzuweisen, dass geologische Karten keine Detailkartierung darstellen, keine Mächtigkeitsangaben und Längsschnitte enthalten und auch keine Daten zum Trennflächengefüge, den Durchtrennungsgraden, Festigkeiten etc. liefern. Die Unterlagenauswertung ersetzt somit nicht eine geotechnische Untersuchung der Vortriebstrasse.

Allgemeines

Die in beiden Trassenabschnitten oberflächennah anzutreffenden Gesteine gehören zu der Sedimentbedeckung (vgl. Tektonische Karte „TE“) des Gomser Zwischenmassivs (GZM).

Die Sedimentbedeckung wurde durch die alpidische Faltung schwach metamorphisiert, verschiefert und komplex verschuppt [3]. Sie besteht aus permischen Metamorphiten (Zone von Termen) und juraschisch/ triasischen Metamorphiten der Zone von Useren. Den tieferen, kristallinen Untergrund bilden die Augengneise und Biotitplagioklasgneise des Gomser Zwischenmassivs.

Anzutreffende Gesteine

Trassenabschnitt A-B (siehe Anhang 2/ Abbildung 104)

- Rutschmassen (Gesteinsbruch und Lockergesteine in unterschiedlichen Korn- und Blockgrößen)
- Blockschutt
- Kalkschiefer, teilweise unter Blockschutt bzw. Rutschmasse
- Serizit-Chloritphyllit (metamorphe, glimmerhaltige Schiefergesteine), Metarkose (metamorphe Grauwacke), polymikte (aus verschiedenen Ausgangsgesteinen entstandene) Metakonglomerate, teilweise unter Blockschutt bzw. Rutschmasse
- tieferer Untergrund: vermutl. Kristallin des Gomser Zwischenmassivs

Trassenabschnitt C-D (siehe Anhang 2/ Abbildung 105)

- Alluvium: junge Talbodenbildungen, z.B. Auesedimente
- Schwemmfächer, Bachschuttkegel, Quartär
- Moränenmaterial der letzten Vergletscherung, Quartär (spätes Pleistozän)
- evtl. Kalkschiefer, teilweise unter Blockschutt bzw. Rutschmasse (südlich von Grengiols möglich), Trias/Jura
- Serizit-Chloritphyllit (metamorphe, glimmerhaltige Schiefergesteine), Metarkose (metamorphe Grauwacke), polymikte (aus verschiedenen Ausgangsgesteinen entstandene) Metakonglomerate, (Trias), teilweise unter Moräne oder Schwemmfächer/ Bachschuttkegel
- Dolomitmarmor, Rauwacke (kavernöse Karbonatgesteine), Gips, Arkose (Sandstein mit wesentlichen Feldspatanteilen), Serizit-Chloritphyllit (metamorphe, glimmerhaltige Schiefergesteine), Perm, teilweise unter Moräne
- tieferer Untergrund: vermutl. Kristallin des Gomser Zwischenmassivs

Tektonik und Trennflächengefüge

Daten zur Raumlage des Trennflächengefüges standen für den Bereich Tunetschflüe / Tunetschalp (außerhalb der hier gegenständlichen Trassenabschnitte) zur Verfügung. In den dort anstehenden Kalkschiefern wurden folgende Raumlagen ermittelt [49].

Trennfläche	Kürzel	Azimut des Einfallens	Einfallen
Schichtung	ss	um 135	50-70
Schieferung	sf	190-250	20-30
Kluftchar I	K I	359	83
Kluftchar Ia	K Ia	25	78
Kluftchar II	K II	253	79
Kluftchar IIa	K IIa	58	72
Kluftchar III	K III	102	80
Kluftchar IIIa	K IIIa	133	80

Detaillierte Angaben zum Durchtrennungsgrad, zu Gesteinsfestigkeiten, Verwitterungsgraden, usw. der im Bereich der hier gegenständlichen Trassen anstehenden Gesteine stehen bislang nicht zur Verfügung.

Rutschgefährdung

Für die hier gegenständlichen Trassenabschnitte A-B und C-D (vgl. Anhang 2/ Abbildung 104 und Abbildung 105) steht kein detailliertes Material zur Rutschgefährdung der Hänge zur Verfügung. Aufgrund der Verbreitung phyllitischer Gesteine (leicht zersetzbar, tlw. graphitische Zwischenlage als Gleithorizonte, schlechte Drainierbarkeit) ist auf die Hangbewegungen besonderes Augenmerk zu legen.

Technische Eigenschaften und Vortrieb

Vorbehaltlich einer detaillierten Erkundung kann folgende grobe Ersteinschätzung zur Eignung möglicher Bauweisen unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der anstehenden Gesteine gemacht werden:

	Vortrieb maschinell	Sprengvortrieb / Baggervortrieb	offene Bauweise	Bemerkungen
Alluvium	+	-	+	
Schemmfächer, Bachschuttkegel	0	0	+	evtl. Hangbewegung
Rutschmassen	-	-	-	evtl. Hangbewegung
Blockschutt	-	-	0	evtl. aktive Steinschlaggefährdung
Moränen	0	0	+	
Kalkschiefer	0	+	0	evtl. sehr gebräch
Serizit-Chloritphyllit	-	+	+	evtl. sehr gebräch, feinstückig nachfallend
Dolomitmarmor, Rauwacke	+	+	-	evtl. Verkarstung
Gips	-	-	+	u.U. starke Quelfähigkeit, evtl. Verkarstung
Arkose	+	+	-	
Kristallin	+	+	-	
+	mutmaßlich günstige Bedingungen			
0	mutmaßlich beherrschbar			
-	mutmaßlich ungünstige Bedingungen			

13 Linienführung und technische Auslegung

Im Rahmen der Trassenanalysen für eine Verkabelung bzw. Zwischenverkabelung zwischen den Unterwerken Mörel und Ernen wurde eine Vielzahl an Kombinationen von Trassenverläufen und Bauverfahren untersucht. Eine Zusammenstellung der geprüften und aufgrund technischer oder wirtschaftlicher Erwägungen verworfenen Trassenvarianten ist in Abschnitt 2 zusammengestellt.

Nachfolgend werden folgende verbliebenen Vorzugsvarianten näher beschrieben (vgl. Abbildung 80):

- Variante 1: Vollverkabelung zwischen UW Mörel und UW Ernen.
- Variante 2: Verkabelung vom UW Ernen bis zum Übergangsbauwerk „Ze Millere“.
- Variante 3: Verkabelung vom UW Ernen bis zum Übergangsbauwerk „Viertel“.

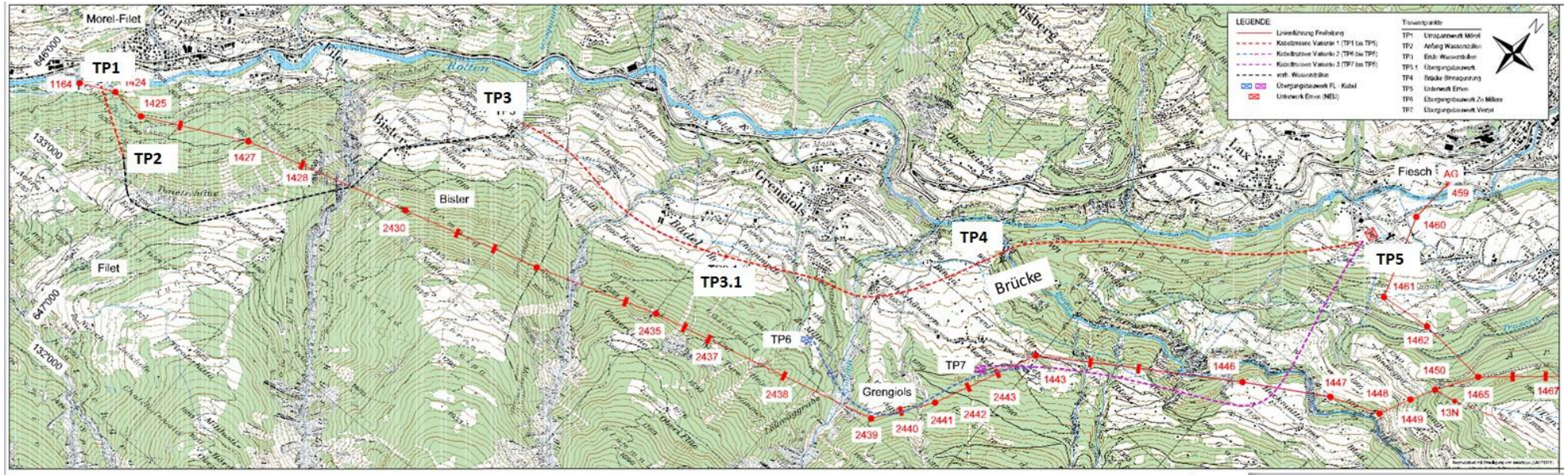


Abbildung 80: Übersicht über die näher betrachteten Vorzugsvarianten 1 bis 3

13.1 Trassenvariante 1

Die erste betrachtete Trasse beinhaltet eine Vollverkabelung zwischen den Unterwerken Mörel und Ernen. Der Lageplan mit den Trassenpunkten und gewählten Bauverfahren sowie die zugehörigen Höhenpläne sind in der Abbildung 84 dargestellt.

Eine besondere Herausforderung für die Kabelverlegung stellt der erste Trassenabschnitt zwischen dem Unterwerk Mörel (Trassenpunkt TP1) und dem Beginn des Wasserstollens dar (Trassenpunkt TP2). Er ist durch eine ca. 512 m lange Steilstrecke mit einem Anstieg von ca. 53 % gekennzeichnet.



Abbildung 81: Blick vom Unterwerk Mörel auf den Steilhang - Foto aus der Ortsbesichtigung 02/2014

Aus technischer Sicht entfällt sowohl die offene Bauweise als auch der Rohrvortrieb. Die Einsetzbarkeit einer Tunnelbohrmaschine ist nur mit erheblichen Zusatzmaßnahmen denkbar (vgl. Abschnitt 12.3.4). Vor diesem Hintergrund wurde für die relativ kurze Steilstrecke ein bergmännischer Stollenbau angesetzt. Die Kabel sind vom Stollenanfang über eine Länge von ca. 100 m bis zur Schaltanlage im Unterwerk Mörel zu führen. Die hierfür notwendigen Aufwendungen wurden in den Kosten eingerechnet.

Ein wesentlicher Vorteil der Trassenvariante 1 ist die Nutzung eines bestehenden Wasserstollens (Abbildung 82), welcher auf einer Länge von ca. 2950 m (Trassenpunkte TP2 bis TP3) als Leitungsgang ausgebaut werden kann. Bei einer Ortsbesichtigung im Feb. 2014 wurde augenscheinlich ein insgesamt guter baulicher Zustand festgestellt. Für die weitere Betrachtung wird davon ausgegangen, dass keine statische Ertüchtigung z.B. mittels einer Spritzbetonschale erforderlich ist. Die Kabel werden wie in der Vortriebs- bzw. Tunnelstrecke mittels Halterungen an der Wandung befestigt.



Abbildung 82: Alter Wasserstollen – Foto aus der Ortsbesichtigung 02/2014

Vom Austritt des Wasserstollens am Trassenpunkt 3 bis zum Trassenpunkt 3.1 wird eine Rohrblockverlegung in offener Bauweise angesetzt. Die Trasse mit einer Länge von 1540 m wurde so gelegt, dass möglichst keine Hügelzüge oder größere Gefällesprünge enthalten sind. Die Topografie ist in diesem Abschnitt weniger ausgeprägt als in der übrigen Trasse. Dennoch enthält der Rohrblockabschnitt Teilbereiche mit Steigungen über 15%, welches ein Erschwernis bei der Herstellung des Rohrblocks darstellt. In diesen Bereichen bietet es sich z.B. an, in kleineren Betonierabschnitten jeweils von unten nach oben zu arbeiten. Ein Ausfließen des frisch eingebrachten Betons kann dabei durch den jeweils unterhalb liegenden, bereits ausgehärteten Betonierabschnitt verhindert werden. Zum Schutz vor Unwetter und der damit verbunden Gefahr einer Auswaschung der Erdtrasse empfiehlt es sich weiterhin wasserdichte Planen vorzuhalten, mit denen im Falle starker Niederschläge der Graben abgedeckt wird.

An den Rohrblockabschnitt schließt sich ein im Rohrvortrieb aufzufahrender Trassenabschnitt an (vgl. Abbildung 84). Dieser Abschnitt ist aufgrund der Topografie besonders für den Rohrvortrieb geeignet. So lassen sich mit relativ flachen Start- und Zielbaugruben höhere Hügelzüge unterfahren. Ausgehend von einer Doppelstartbaugrube auf einer Wiese bei Bäckerhäusern lassen sich die Vortriebe weitgehend gerade zu den Zielbaugruben 1 im Übergang zum Rohrblock und zur Zielbaugruben 2 unmittelbar vor der Binna durchführen. Die Vortriebslängen betragen ca. 700 m und 1000 m und liegen bei den angesetzten Stahlbetonrohren DN 3000 in einem sowohl technisch als auch wirtschaftlich angemessenen Bereich. Die Startbaugrube kann nachträglich als Muffenbauwerk ausgebaut werden.

Zu beachten ist, dass die Anlieferung der Vortriebsrohre DN 3000 nicht durch Grengiols und Ernen erfolgen kann (vgl. Abbildung 83). Folglich müsste alternativ eine Feldfabrik zur Rohrherstellung vor Ort erstellt werden.



Abbildung 83: Anlieferung eines Vortriebsrohres (DN 3200, Länge 3,00 m, Gewicht 35 t) auf einem Spezial-Rohrtransporter [50]

Die Unterquerung der Binna mit einem Rohrvortrieb wäre aus technischer Sicht mit sehr hohen Erschwernissen verbunden. Bei Einhaltung einer Mindestüberdeckung unterhalb der Binna von ca. 15 m müssten für einen horizontalen Vortrieb Start- und Zielbaugruben mit Tiefen von rd. 100 m erstellt werden. Bei Ansatz flacherer Start- und Zielbaugruben und einer Dükerung der Binna, würde neben den gefällebedingten Problemen der Ver- und Entsorgung der Vortriebsstrecke, ein enormer hydrostatischer Druck resultieren, welcher u.a. das Einbringen von Bentonit als Schmierung der Rohrmantelfläche stark erschweren würde. Bei einer Dükerung mittels Tunnelbau entfällt der letzte Punkt, allerdings bliebe die aus dem Gefälle folgende Problematik bei den Transporten in der Tunnelstrecke.

Vor dem Hintergrund, dass die Ausbildung eines Dükers innerhalb eines Stollens generell ein erhöhtes Risiko für Wasserrückstau im Tiefpunkt birgt, wurde für die Binnaquerung nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Gründen eine Brückenlösung favorisiert.

Im Anschluss an die Talbrücke über der Binna folgt zwischen den Trassenpunkten TP4 und TP5 am Unterwerk Ernen ein ca. 2180 m langer Tunnelabschnitt zur Herstellung eines Leitungsgangs DN 3600. Die Trasse ist so gewählt, dass größere Gefälle vermieden werden und gleichzeitig Bereiche mit geringen Überdeckungen unterfahren werden, um den Aufwand für die Herstellung von Belüftungsschächten zu reduzieren.

Für die Trassenvariante 1 wurden Baupisten mit einer Gesamtlänge von ca. 2500 m eingerechnet. Diese umfassen neben der parallel zum Rohrblock verlaufenden Baustraße die Zufahrtswege zur Andienung der Vortriebs- und Tunnelstrecken.

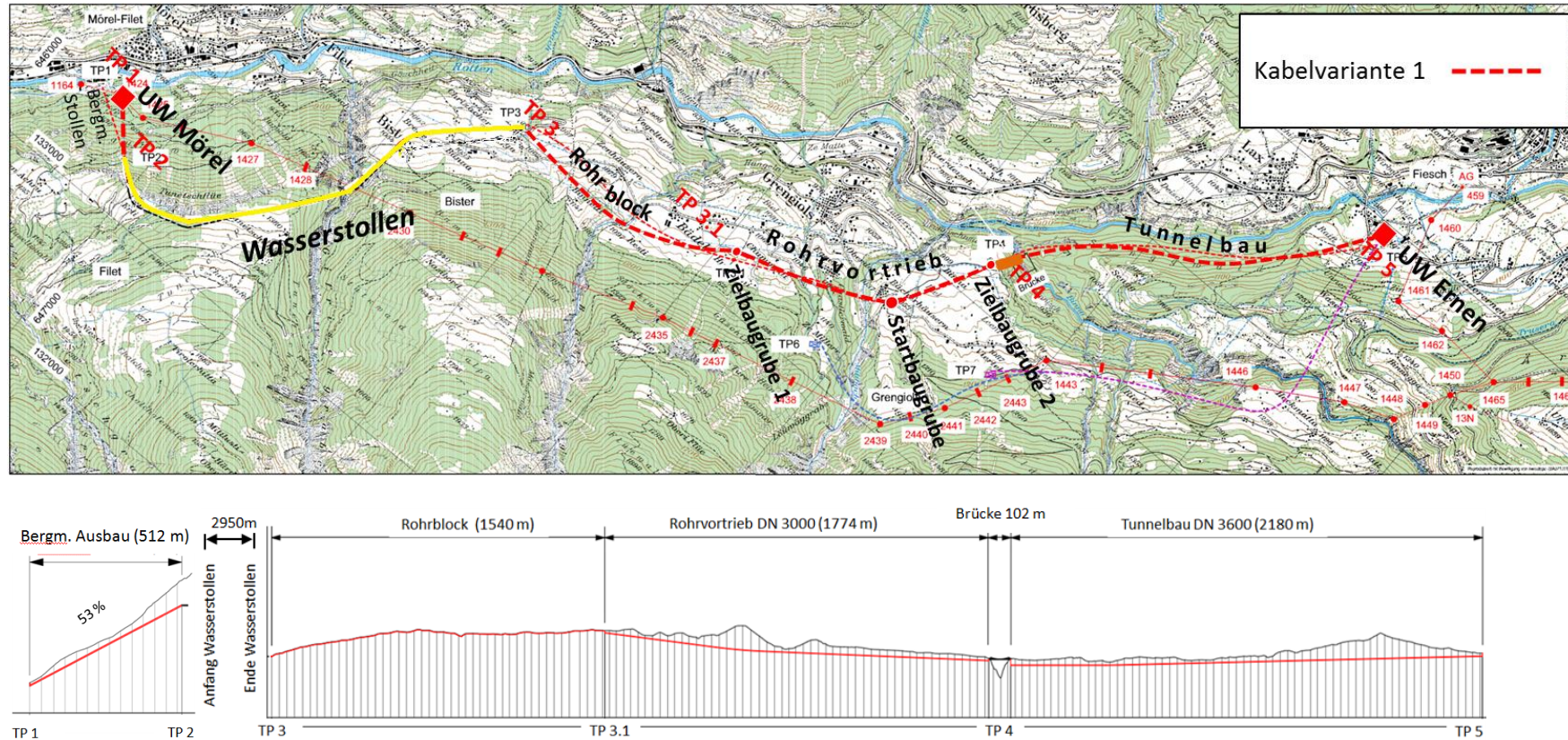


Abbildung 84: Skizzierung des Trassenverlaufs der Kabelvariante 1 im Lageplan (oben) und Höhenplan (unten)¹

13.2 Trassenvariante 2

Die Trassenvariante 2 beinhaltet eine Zwischenverkabelung vom Übergangsbauwerk bei Ze Millere (Trassenpunkt TP 6) bis zum Trassenpunkt TP 5 am Unterwerk Ernen mit einer Länge von 4306 m. Als Bauverfahren für die Zwischenverkabelung wird ein Stollenbau mit Tunnelbohrmaschine zur Herstellung eines Leitungsgangs DN 3600 zu Grunde gelegt. Für den Abschnitt zwischen TP1 am Unterwerk Mörel bis zum Übergangsbauwerk TP 6 wird eine Freileitungsstrecke angesetzt.

Bei Trassenvariante 2 entfällt eine Talbrücke über der Binna, da die Trasse die Binna weiter östlich im Oberlauf unterquert, wo eine Talbildung weniger ausgebildet ist und eine Dükerung nicht erforderlich ist (vgl. Abbildung 85). Die Tunnelstrecke zeichnet sich insgesamt durch ein relativ gleichmäßiges Gefälle aus und ermöglicht im Unterschied zum Rohrvortrieb unabhängig von der Position und Tiefenlage von Start- und Zielbaugruben eine freie Trassengestaltung.

Die Tiefe von erforderlichen Belüftungsschächten variiert je nach Station der Tunnelstrecke zwischen 10 m und 60 m.

Zusätzlich sind im Tunnel zwei Muffenkammern vorgesehen. In diesen Bereichen wird der Tunnelquerschnitt auf einer Länge von ca. 30 m von DN 3600 auf DN 4000 erweitert. Im Bereich der Muffenkammern werden die Kabel zur Reduzierung des Durchschlagrisikos in Aluminiumrohren gekapselt (vgl. Abschnitt 0).

Zur Andienung der Trassenpunkte 5 und 6 wurden Baupisten mit einer Gesamtlänge von 1000 m angesetzt.

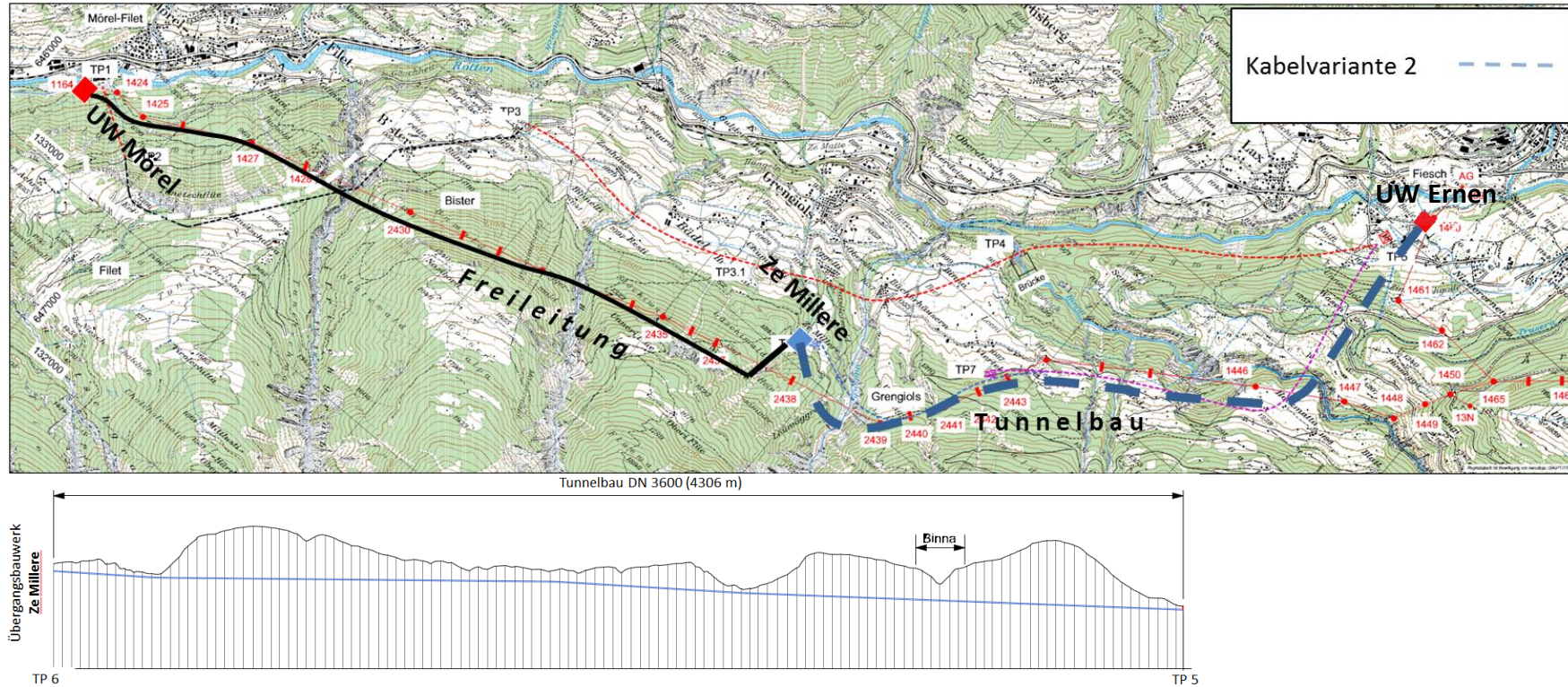


Abbildung 85: Skizzierung des Trassenverlaufs der Kabelvariante 2 im Lageplan (oben) und Höhenplan (unten)

13.3 Trassenvariante 3

Die Trassenvariante 3 unterscheidet sich von der Trassenvariante 2 lediglich in der Position des Übergangsbauwerks, welcher in einer Waldschneise oberhalb Viertel liegt (Trassenpunkt TP 7). Die Tunnelstrecke vom Übergangsbauwerk bis zum Unterwerk Ernen hat eine Länge von 2952 m und bildet somit die kürzeste Kabelvariante (s. Abbildung 86). Gegenüber der Trassenvariante 2 hat sie jedoch den Nachteil, dass das Übergangsbauwerk bei Viertel besser einsehbar ist als bei Ze Millere.

Die Tiefe von erforderlichen Belüftungsschächten ist vergleichbar mit der Trasse 2 und liegt je nach Station der Tunnelstrecke bei 10 m bis 60 m.

Im Tunnel sind vier Muffenkammern vorgesehen, die wie bei den Trassenvarianten 1 und 2 eine Querschnittsvergrößerung von DN3600 auf DN4000 beinhalten.

Im Bereich der Muffenkammern werden die Kabel zur Reduzierung des Durchschlagrisikos in Aluminiumrohren gekapselt.

Zur Andienung der Trassenpunkte 5 und 7 bei Ernen und Viertel wurden Baupisten mit einer Gesamtlänge von 1000 m angesetzt.

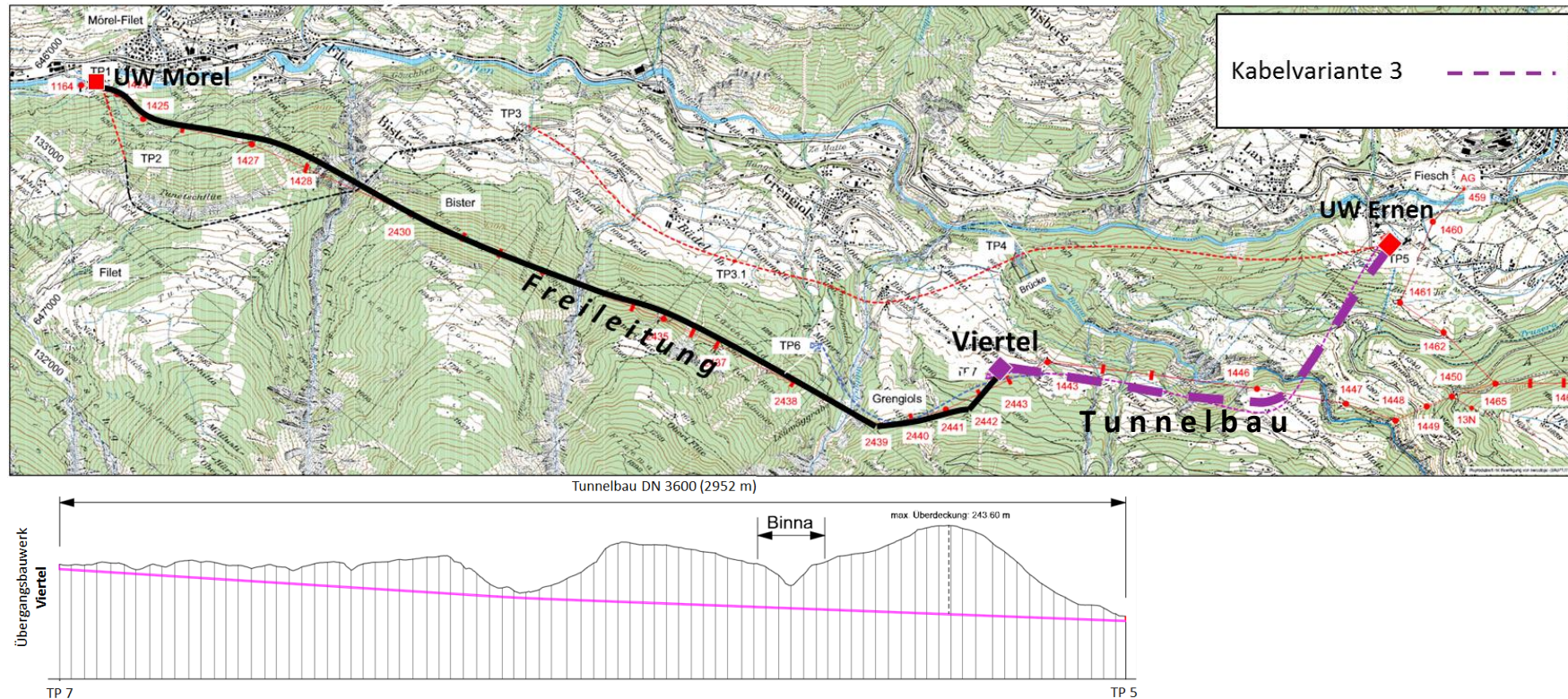


Abbildung 86: Skizzierung des Trassenverlaufs der Kabelvariante 3 im Lageplan (oben) und Höhenplan (unten)

14 Wirtschaftlichkeit

14.1 Investitionskosten

14.1.1 Investitionskosten Kabel

Im vorliegenden Abschnitt soll versucht werden, für die beiden in Betracht gezogenen Trassenvarianten und für unterschiedliche Realisierungen dieser Kabeltrassen eine Abschätzung der Kabel-Investitionskosten vorzunehmen.

Wesentliche Kostenansätze hierzu, die der Verfasser aus ihm vorliegenden Angeboten von Kabelherstellern ableitet, sind in der nachstehenden Tabelle 8 für 380-kV-Kabel und in der Tabelle 8 für 65-kV-Kabel zusammengefasst. Bei durchgehender Trasse mit einem belüfteten Leitungsgang können, wie zuvor abgeleitet, Kabel mit Aluminiumleitern (2500 mm² RMS) oder mit vermindertem Kupferleiterquerschnitt (1800 mm² RMS) eingesetzt werden. Zum Kostenvergleich wird die letztgenannte Konstruktionsvariante (Kupferleiter 1800 mm² RMS) in Tabelle 9 und Tabelle 10 mitgeführt. Wegen der hier gegebenen, besonderen Anforderungen beim Einziehen der Kabel wurden die Kosten der Legung um 60 % angehoben.

Tabelle 8: Kosten von 380-kV-VPE-Kabeln vom Typ (A)2XS(FL)2Y 220/380 kV, Cu-Schirmquerschnitt 200 mm²; Prüfkosten bei Prüfung von zwei Systemen direkt nacheinander; Cu: 5,20 €/kg; Al: 1,90 €/kg

Leiterquerschnitt A RMS	Material	Hohlpreis je Ader	Leiter/ Schirm- Material je Ader	1 Muffe mit Montage	2 EV mit Mon- tage	Anschluss- kasten mit Montage (je Ader)	Legung Zug	Prüfung je Ader**
mm ²	-	€/m	€/m	T€	T€	T€	€/m	T€
2500	Cu	195	136	38	92	3	40	15
1800	Cu	145	101	38	92	3	40	15
2500	Al	167	22	38	92	3	40	15

Tabelle 9: Kosten von 380-kV-VPE-Kabeln vom Typ (A)2XS(FL)2Y 220/380 kV (Forts.)

Leiter- quer- schnitt RMS	Ma- terial	Kosten je Ader	1 Komp. Leiter je Ader mit Zug und Montage	9 Muffen, 2 EV 9 An.-kästen Legung, Prüfung je Ader	Ges.kosten 10 km Tras- se je Ader	Gesamtkosten 380-kV-Kabel 10 km lange Trasse 2 Doppelsysteme mit 2 Reservekabeln
mm ²	-	€/m	€/m	T€	T€	T€
2500	Cu	331	30	876	4'486	62'804
1800	Cu	246	30	876	3'636	50'904
2500	Al	189	30	876	3'066	42'924

Tabelle 10: Geschätzte Gesamtkosten des 65-kV-VPE-Kabels vom Typ A2XS(FL)2Y 38/65 kV, 3x1x2000 RE/50, Länge 10 km

Leiter- quer- schnitt A RE	Material	Kosten je 65-kV-Kabelsystem für 10 km
mm ²	-	T€
2000	Al	1'000

Die Trassenlänge von rd. 10.000 m erfordert bei einer Lieferlänge von 1.000 m insgesamt neun Muffen je Kabelader.

Zu den Freileitungssystemen mit der vorliegenden Beseilung werden von Swissgrid auf der Basis vorliegender Angebote die folgenden längenbezogenen Kosten inklusive des 65-kV-Systems und der SBB-Systeme angegeben:

- 2'000 CHF/m

Bei einer Zwischenverkabelung muss aus den beschriebenen Gründen die SBB-Leitung gesondert als Freileitung ausgeführt und dementsprechend bei den Investitions- und Verlustkosten der Kabelanlage berücksichtigt werden. Die Investitionskosten der SBB-Freileitung werden von Swissgrid auf der Basis vorliegender Angebote zu

- 800 CHF/m

veranschlagt. Für die Kostenkalkulation des Leitungsgangs sind die Kosten für die Innenausbauten zur Befestigung der Kabelsysteme im Leitungsgang bei den Baukosten separat aufgeführt. Diese beinhalten die folgenden Ausrüstungselemente (inkl. Transport zur Baustelle und Montage): Kabelsattel

für Kabel, Befestigungsvorrichtungen für Kompensationsleiter, Konsolen zur Aufnahme von 4 Systemen mit 2 RA, Segmentanker, Sattelmontagerollen, seitliche Führungsrollen, Kastenrollen.

Für die Installation wurden folgende weiteren Annahmen getroffen:

- Kompensationsleiter Alu 1000 mm² (Material+Einbau): 30 €/m,
- PE-HD-Rohr 250/15 (Material+Einbau): 30 €/m pro Rohr,
- PE-HD-Rohr 150/10 (Material+Einbau): 15 €/lrm pro Rohr

Zu beachten ist, dass nur die reinen Baukosten für die erstmalige Herstellung betrachtet werden. Nicht berücksichtigt bleiben im Folgenden Aufwendungen für Steuern, Planungskosten, Baubegleitkosten wie Behördenauflagen, Instandsetzung, Zufahrtswege, Inkonvenienzenschädigungen, Durchleitungsentschädigungen, Verfahrenskosten sowie Zu- oder Abschläge für mögliche Kostensteigerungen oder -senkungen.

Hier sind die Kabelkosten nach Angebot eines namhaften, in Deutschland ansässigen Kabelherstellers zu einer nahezu identischen Kabelanlage aktualisiert aufgeführt. Diese und weitere Kostenansätze werden im Folgenden erläutert. Kostenangaben in Euro, z.B. die Angebote zu den Kabelkosten, werden auf Schweizer Franken umgerechnet auf einer Basis von **1 € = 1,23 CHF**.

Die Metallpreise werden mit Kupfer-Preis: 5,20 €/kg (6,40 CHF/kg); Aluminium-Preis: 1,90 €/kg (2,34 CHF/kg) bei den Kabelkosten berücksichtigt.

Nach Mitteilung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom von Januar 2014 ist der bei der Barwertmethode zu berücksichtigende reale Diskontsatz aus dem regulatorischen WACC abzüglich der durchschnittlichen Teuerung zu verwenden. Nach Vorgabe Swissgrid werden damit die folgenden Größen in Ansatz gebracht:

Strompreis	54 CHF/MWh
Wechselkurs	1,23 CHF/EUR
WACC	4,7 %
Teuerung	$t_v = 1,5 \%$
realer Diskontsatz	$p_R = 3,2 \%$ ($p_R \approx \text{WACC} - t_v$)

Unter Berücksichtigung eines internen Zinssatzes (WACC) und der jährlichen Teuerungsrate der Verlustkosten t_v wird bei der Barwertmethode eine heute mit den Kosten K_0 bewertete, erst in x Jahren anfallende Kilowattstunde (kWh) mit den Kosten K_x

$$K_x = K_0 \cdot \frac{1}{(1 + p_R)^x} = K_0 \cdot \frac{1}{q_R^x} \quad (1)$$

bewertet, d.h. sie wird mit dem realen Diskontsatz p_R abgezinst.

Regelmäßig über N Jahre wiederkehrende, jährliche Verlustkosten, die heute mit E_0 angesetzt werden, valutieren (bei nachschüssiger Zahlungsweise) im Jahr Null mit dem Barwert E :

$$E = \sum_{i=1}^N \frac{E_0}{q_R^i} = E_0 \cdot \frac{q_R^N - 1}{q_R^N \cdot (q_R - 1)} = E_0 \cdot r_B \quad \text{mit } q = 1 + p_R \quad (2)$$

r_B ist der resultierende Barwertfaktor, mit dem die heutigen jährlichen Kosten E_0 multipliziert werden, um den Barwert für N Jahre zu erhalten. Für den obenstehenden Abzinsungssatz p_R ergibt sich für einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren der folgende Barwertfaktor:

$$p_R = 3,20 \% \quad r_{B,80} = 28,735$$

Eine Re-Investition der Kabel- oder Freileitungskosten K_0 nach 40 Jahren bedeutet für den Investitionszeitpunkt ($t = 0$) die Kosten K_R :

$$K_x = K_0 \cdot \frac{1}{(1 + p_R)^x} = K_0 \cdot \frac{1}{q_R^x} = K_0 \cdot r_I \quad (3)$$

Für eine Re-Investition nach 40 Jahren folgt hieraus der Abzinsungsfaktor zu $r_{40} = 0,284$, d.h. sie valutiert heute mit rd. 28 %. Zur Ermittlung der Re-Investitionskosten wird von den abgezinsten Kosten der Erstinvestition (Kosten der kompletten Kabelanlage ohne Tiefbau) der abgezinste Restwert der ausgetauschten Kabel (= $0,28 \cdot \text{Wert des Leitermaterials}$) abgezogen.

Die Wartungskosten werden nachfolgend vernachlässigt. Sie spielen für die Gesamtkosten nur eine untergeordnete Rolle.

Die Lebensdauer der Freileitung wird in [51, 52] mit 80 Jahren veranschlagt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Lebensdauer der Leitersysteme bei etwa 25...40 Jahren liegt [51, 52], so dass dann ein Auswechseln der Seile und der Armaturen erforderlich wird. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird nachfolgend angenommen, dass eine Erneuerung der Stromkreissysteme nach 40 Jahren fällig wird. Die Kostenanteile der Freileitung sind nach [51, 52] in der Tabelle 11 zusammengestellt.

Tabelle 11: Kostenanteile der Freileitung

	Kostenanteil
	%
Stromkreise	45...55
Masten	35...45
Fundamente	7...15
Engineering	3

Im Folgenden wird eine Re-Investition nach 40 Jahren in Höhe von 30 % der Freileitungskosten veranschlagt.

Es ist ein Rückbau der Übertragungsanlagen nach 80 Jahren Betriebsdauer zu berücksichtigen. Für die Zwischenverkabelung bedeutet dies, dass die Kabel aus den Rohren im Rohrblock bzw. aus dem Leitungsgang entfernt und abtransportiert sowie ggfs. das sichtbare Übergangsbauwerk rückgebaut werden muss (Magerbetonblock bzw. Leitungsgang werden im Boden belassen).

Für eine Dauer von 80 Jahren folgt ein Abzinsungsfaktor zu $r_{80} = 0,08$, d.h. die Rückbaumaßnahmen valutieren heute mit rd. 8 %. Bei den Kabeln werden die Kosten des Entferns der Kabel (Kabelzug) und der Gerüste (mit 20 % der Gerüstkosten) in Ansatz gebracht und mit dem abgezinsten Restwert der entfernten Kabel (= $0,08 \cdot \text{Wert des Leitermaterials}$) verrechnet.

Bei den Freileitungen ermittelt Swissgrid die Kosten des Rückbaus nach 80 Jahren, bei Verwertung der Metalle und noch ohne Inflationsrate, zu

120.000 CHF/km.

14.1.2 Baukosten

Trassenvariante 1

Die Gesamtkosten der Trassenvariante 1 belaufen sich auf ca. **84 Mio. CHF**.

Folgende Teilkosten wurden berücksichtigt:

Rohrblock

- Baustelle einrichten, vorhalten und räumen
- Herstellung der Baupiste
- Humusboden abtragen (30 cm)
- Grabenaushub (BK2-6) + seitlich lagern
- Zulage BK7
- Entsorgung (Abtransport+Deponierung)
- Wiedereinfüllen von seidl. Aushub
- Humusboden wiedereindecken
- Landschaftsrassen liefern & ansäen
- Magerbeton liefern & einbauen
- 14 x PE-Schutzrohre DA250 liefern & einbauen
- 5 x PE-Schutzrohre DA100 liefern & einbauen
- Muffenbauwerke im Rohrblock

Rohrvortrieb

- Baustelle einrichten, vorhalten und räumen
- Herstellen der Doppel-Startgrube
- Herstellen der Zielgrube TP3.1
- Herstellen der Zielgrube TP4
- Zulage zu für Lösen von Fels BKL 7
- Vortriebseinrichtung antransportieren
- Vortriebseinrichtung drehen
- Vortriebseinrichtung ausbauen
- Stahlbetonvortriebsrohr DN 3000 herstellen und vortreiben
- Zulage für Vortrieb mit Druckluftbeaufschlagung
- Zulage für Zwischenpressstationen
- Zulage für Lösen von BKL 7 im Vortrieb
- Entsorgung Ausbruch
- Umbau Doppel-Startgrube zu Muffenkammer
- Einbauten im Leitungsgang inkl. Alurohre im Muffenbereich
- Übergangsbauwerk

Stollenbau mittels Tunnelbohrmaschine

- Baustelle einrichten, vorhalten und räumen
- Voreinschnitt
- Ausbruch
- Sicherung der Ausbruchlaibung
- Herstellung Stollen DN 3600
- Zulagen für Muffenkammern im Stollen
- Belüftungsschächte/ -stollen
- Entsorgung Ausbruch
- Einbauten im Leitungsgang zur Kabelbefestigung inkl. Alurohre im Muffenbereich
- Übergangsbauwerk

Bergmännischer Stollenbau

- Baustelle einrichten, vorhalten und räumen
- Kavernenherstellung
- Ausbruch

- Sicherung
- Herstellung Stollen DN 3600
- Entsorgung Ausbruch
- Bautechnik für 100 m Kabelstrecke am UW Mörel
- Einbauten im Leitungsgang zur Kabelbefestigung

Wasserstollen

- Einbauten zur Kabelbefestigung inkl. Alurohre im Muffenbereich
- Zulagen für Muffenkammern im Wasserstollen

Brücke: Es wurden pauschal Kosten in Höhe von 3 Mio CHF angesetzt.

Trassenvariante 2

Die Gesamtkosten der Trassenvariante 2 belaufen sich auf ca. **80 Mio. CHF**.

Folgende Teilkosten wurden berücksichtigt:

Freileitung

- pauschal ca. 2000 CHF/m

Stollenbau mittels Tunnelbohrmaschine

- Baustelle einrichten, vorhalten und räumen
- Voreinschnitt
- Ausbruch
- Sicherung der Ausbruchlaibung
- Herstellung Stollen DN 3600
- Muffenkammern im Stollen
- Belüftungsstollen
- Entsorgung Ausbruch
- Einbauten im Leitungsgang zur Kabelbefestigung inkl. Alurohre im Muffenbereich
- Baupiste
- Übergangsbauwerk

Trassenvariante 3

Die Gesamtkosten der Trassenvariante 3 belaufen sich auf ca. **63 Mio. CHF**.

Folgende Teilkosten wurden berücksichtigt:

Freileitung

- pauschal ca. 2000 CHF/m

Stollenbau mittels Tunnelbohrmaschine

- Baustelle einrichten, vorhalten und räumen
- Voreinschnitt
- Ausbruch
- Sicherung der Ausbruchlaibung
- Herstellung Stollen DN 3600
- Muffenkammern im Stollen
- Belüftungstollen
- Entsorgung Ausbruch
- Einbauten im Leitungsgang zur Kabelbefestigung inkl. Alurohre im Muffenbereich
- Baupiste
- Übergangsbauwerk

14.2 Betriebskosten

14.2.1 Verluste und Verlustkosten

Im vorliegenden Abschnitt soll eine Abschätzung der von den diskutierten Übertragungssystemen erzeugten Verluste und der hiermit verbundenen Verlustkosten vorgenommen werden. Da die sonstigen Betriebskosten für Wartung etc. üblicherweise zu vernachlässigen sind, können diese Verlustkosten zur Ermittlung der Vollkosten im Sinne eines Wirtschaftlichkeitsvergleichs herangezogen werden.

Das Kabelsystem weist nach IEC-Publikation 60287 einen Höchstwert der dielektrischen Verluste (dielektrischer Verlustfaktor $\tan \delta = 1,0 \cdot 10^{-3}$) in Höhe von $3 \cdot 3,5 \text{ W/m}$ auf, mit dem alle Strombelastbarkeiten berechnet werden. In der Praxis liegt der tatsächlich gemessene dielektrische Verlustfaktor von VPE-Isolierungen jedoch bei weniger als der Hälfte, so dass die Verlustkosten hier sinnvollerweise nur mit der halben Größe von rd. $3 \cdot 1,8 \text{ W/m}$ bestimmt werden. Die dauerhaft anstehenden spannungsabhängigen Verluste für die beiden Kabel-Doppelsysteme betragen demnach

- $P'_{d,ges} = 21,6 \text{ W/m.}$

Der kapazitive Ladestrom der Kabel (2500 mm^2) beträgt rd. 17 A/m (Blindleistungsbelag $11,2 \text{ MVA/km}$ je Kabelsystem). Bei den betrachteten kurzen Trassenabschnitten spielen diese Ladeströme für die Kabelbelastbarkeit nur eine untergeordnete Rolle. Kompensationsverluste werden hier ebenfalls nicht betrachtet.

Die dielektrischen Verluste des Freileitungsdoppelsystems werden wie in [11] mit $2,5 \text{ W/m}$ je System, insgesamt also mit

- $P'_{d,ges} = 5,0 \text{ W/m.}$

angesetzt.

Wie bereits erwähnt, werden der mittlere Strome je 380-kV -Stromkreis zu $I_{380kV}=1200 \text{ A}$ angenommen. Für das Freileitungs-Doppelsystem bedeutet dies einen Strom von 1.200 A in allen sechs Leiterbündeln; bei zwei Kabel-Doppelsystemen ergibt sich ein Strom von 600 A in den Leitern aller zwölf Kabeladern. Die zu erwartende, mittlere Auslastung des 65-kV -Systems ist vom Netzbetreiber mit $I_{65kV} = 576 \text{ A}$ angegeben.

Mit den Widerstandsbelägen in der nachstehenden Tabelle folgen längenbezogene Stromwärmeverlustbeläge bei den genannten Strommittelwerten z.B.

a) für die Freileitung (2 Systeme $2 \times 800 \text{ mm}^2$): $P'_I = 6 \cdot 20,43 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \cdot 1200^2 \text{ A}^2 = 176,5 \frac{\text{kW}}{\text{km}}$

b) für die 380-kV -Kabel (4 Systeme, $2.500 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$): $P'_I = 12 \cdot 8,5 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \cdot 600^2 \text{ A}^2 = 36,7 \frac{\text{kW}}{\text{km}}$

Diese Größen einschließlich des jährlichen Verlustenergiebelags sind für alle berücksichtigten Kabeltypen und Freileitungen in der Tabelle 12 zusammengefasst. Dabei umfassen der Gesamtverlustbelag der Kabelanlage sowie ihr jährlicher Verlustenergiebelag auch den Verlustbelag des 65-kV -Systems und der parallel geführten SBB-Freileitung.

Tabelle 12: Kenngrößen der Kabel und Freileitungen $I_{380kV}=1200\text{ A}$

Spalte:	1	2	3	4	5	6
Kabel	Wid.belag bei 30°C	ohmscher Verlustbel. je Ader	dielektr. Verlustbel. je Ader	Gesamt- Verlustbel. je Ader	Verlustbel. 12 380-kV- Kabel mit 65-kV-Kabel und SBB-OHL	zu Spalte 5: jährlicher Verlustenergie- belag
	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	W/m	MWh/(km a)
380-kV Cu 2500 RMS	0,0085	3,1	1,8	4,9	76,1	666,2
380-kV Cu 1800 RMS	0,0110	4,0	1,8	5,8	86,9	760,8
380-kV Al 2500 RMS	0,0128	4,6	1,8	6,4	94,6	829,0
65-kV Al 2000 RE	0,0167	5,4	0,2	17,2	-	-
SBB 132-kV Al 1*800	0,0408	0,2	0,05	0,25		
Freileitung	bei 20°C	je Bündel	je Bündel	je Bündel	2 380-kV- Systeme mit 65-kV-System und SBB	zu Spalte 5:
380-kV Al 2x800	0,0204	29,4	0,8	30,3	222,7	1950,8
380-kV Al 2x1000	0,01486	21,4	0,8	22,2	174,6	1529,2
65-kV 3xAl 1x600	0,0408	13,6	0	40,7	-	-
SBB 132-kV 2xAl 1*800	0,0408	0,2	0,05	0,25		

Regelmäßig über N Jahre wiederkehrende, jährliche Verlustkosten, die heute mit E_0 angesetzt werden, valutieren (bei nachschüssiger Zahlungsweise) im Jahr Null mit dem Barwert E :

$$E = \sum_{i=1}^N \frac{E_0}{q_R^i} = E_0 \cdot \frac{q_R^N - 1}{q_R^N \cdot (q_R - 1)} = E_0 \cdot r_B \quad \text{mit } q = 1 + p_R \quad (2)$$

r_B ist der resultierende Barwertfaktor, mit dem die heutigen jährlichen Kosten E_0 multipliziert werden, um den Barwert für N Jahre zu erhalten. Für den obenstehenden Abzinsungssatz p_R ergibt sich für einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren der folgende Barwertfaktor:

$$p_R = 3,20 \%$$

$$r_{B,80} = 28,735$$

Wird der jährliche Verlustenergiebelag nach Spalte 6 mit der Trassenlänge und der Dauer von 80 Jahren und anschließend mit Strompreis und Barwertfaktor gewichtet, so erhält man die nachstehenden Verluste und Verlustkosten der Trasse für die Betriebsdauer von 80 Jahren.

Tabelle 13: Verluste und kapitalisierte Verlustkosten über 80 a für zwei Trassenlängen; $I_{380kV}=1200 \text{ A}$

Trassenlänge:	10 km		3,5 km	
Kabel	Verluste über 80 a	Verlustkosten über 80 a	Verluste über 80 a	Verlustkosten über 80 a
alle inkl. 65 kV und SBB-OHL	GWh	Mio. CHF	GWh	Mio. CHF
380-kV Cu 2500 RMS	533	10,338	187	3,618
380-kV Cu 1800 RMS	609	11,806	213	4,132
380-kV Al 2500 RMS	663	12,863	232	4,502
Freileitung				
380-kV Al 2x800	1,561	30,271	546	10,595
380-kV Al 2x1000	1,223	23,729	428	8,305

14.2.2 Gesamte Investitions- und Vollkosten

Nachstehend sind für die drei Trassenvarianten (im Folgenden: **K1**, **K2**, **K3**) und für die drei entsprechenden Freileitungslösungen (im Folgenden: **OHL1**, **OHL2**, **OHL3**) die zuvor ermittelten Investitionskosten und Verlustkosten zusammengestellt und zu den sogenannten Vollkosten addiert.

Hierbei ergeben sich zunächst die aufgeschlüsselten Investitionskosten nach Tabelle 14.

Tabelle 14: Aufstellung der Investitionskosten für die drei Kabelvarianten (in Mio. CHF)

Variante:	K1	OHL1	K2	OHL2	K3	OHL3
Bau	79,5	18,3	78,5	8,8	61,5	6,1
Kabel	71,4	-	35,9	-	19,2	-
Übergangsbauwerk	1,5	-	1,5	-	1,5	-
Brücke	3,0	-	0	-	0	-
Re-Invest + Rückbau	13,8	1,6	5,9	0,8	4,8	0,5
SBB_OHL	7,8	-	3,7	-	2,6	-
Summe	177,0	20,0	125,5	9,6	89,6	6,7

Für einen mittleren Strom der 380-kV-Systeme von jeweils $I_{q\ 380kV} = 1200\text{ A}$ gibt Tabelle 15 eine Zusammenstellung der Investitions-, Verlust- und Vollkosten, der Mehrkosten der Kabelvariante sowie der resultierenden Investkosten- und Vollkosten-Faktoren.

Die Tabelle macht deutlich, dass bei der Zwischenverkabelung die Variante 1 die kostengünstigste Lösung bietet, was in der Nutzung des bestehenden Wasserstollens über einen Teil der Trasse begründet ist. Allerdings liegen auch hier die Investitionskosten um einen Faktor von rd. 8,9 und die Vollkosten um einen Faktor von rd. 3,9 höher als die Kosten der Freileitungslösung.

Die Kostenaufteilung und die Kostenvergleiche werden durch die Abbildung 87 verdeutlicht.

Tabelle 15: Zusammenstellung der Kosten und Kostenfaktoren; $I_{q\ 380\text{ kV}} = 1200\text{ A}$

	Investitionen	Verluste	Vollkosten	Mehrkosten Kabel	Investitions- kostenfaktor	Vollkosten- faktor
Variante	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	-	-
K1	177,0	9,5	186,5	138,8	8,87	3,91
OHL1	20,0	27,7	47,7			
K2	125,3	4,6	129,8	106,9	13,04	5,66
OHL2	9,6	13,3	22,9			
K3	89,3	3,9	93,2	76,3	13,42	5,86
OHL3	6,7	9,2	15,9			

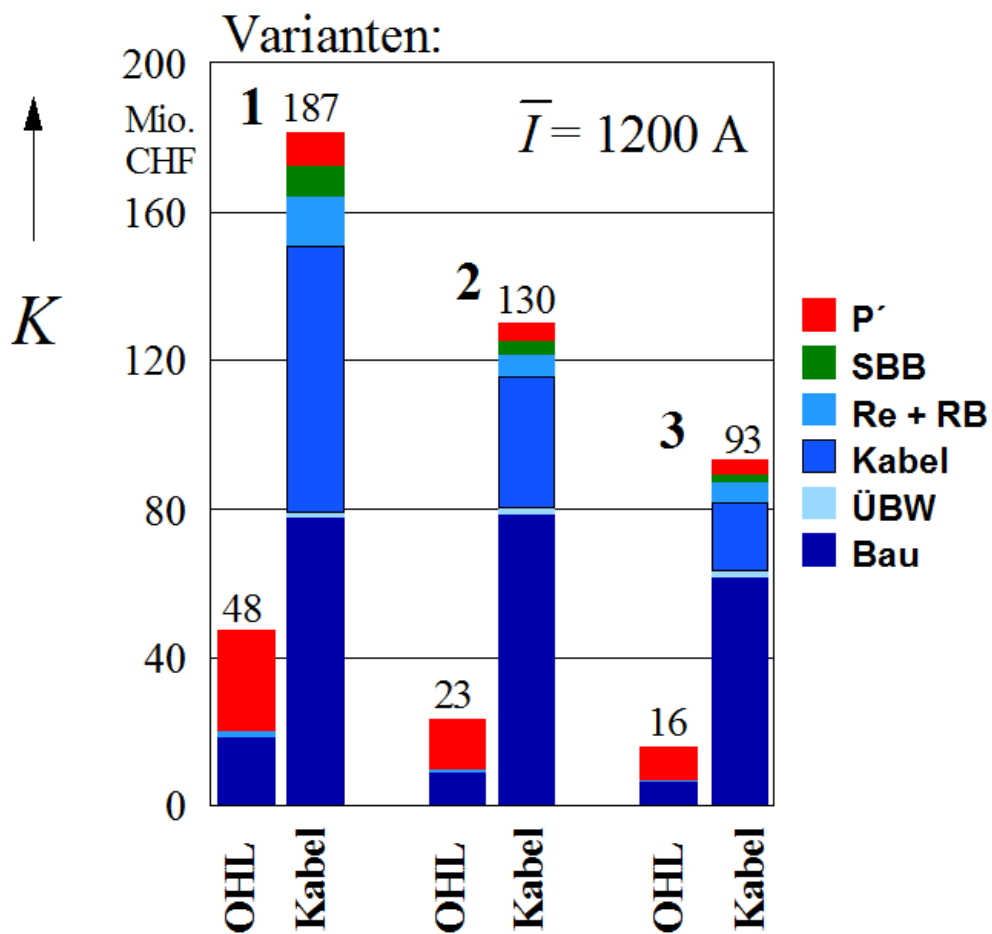


Abbildung 87: Investitionskosten (mit Re-Invest „Re“ und Rückbau „RB“) und Verlustkosten („P“, rot) von Freileitung (OHL) und Kabel für die Varianten 1 bis 3 (fett); $I_{q\ 380\text{ kV}} = 1200\text{ A}$

Ein sensibler und verhältnismäßig unsicherer Parameter ist bei diesen Betrachtungen der über einen Zeitraum von 80 Jahren zu prognostizierende mittlere Strom $I_{q\ 380kV}$ je Freileitungssystem. Um diesen Einfluss zu verdeutlichen, gibt Tabelle 16 die Kostenzusammenstellung für einen erhöhten mittleren Strom der 380-kV-Systeme von jeweils $I_{q\ 380kV} = 1600\text{ A}$ wieder. Die Ergebnisse hieraus sind in der Abbildung 88 grafisch aufbereitet.

Deutlich wird die Zunahme der Verluste, deren Kosten bei der Freileitung jetzt mehr als doppelt so hoch wie ihre Investitionskosten liegen. Bei gleicher Reihung der Varianten liegen jetzt die Vollkosten der Kabelvariante 1 um einen Faktor von rd. 2,9 (zuvor: 3,8) höher als die Kosten der reinen Freileitungslösung.

Tabelle 16: wie zu Tabelle 15, aber:

$I_{q\ 380\text{ kV}} = 1600\text{ A}$

	Investitionen	Verluste	Vollkosten	MehrkostenKabel	Investitions- kostenfaktor	Vollkosten- faktor
Variante	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	-	-
K1	177,4	13,0	190,0	125,2	8,87	2,93
OHL1	20,0	44,8	64,8			
K2	125,4	6,3	131,5	106,9	13,04	4,22
OHL2	9,6	21,6	31,2			
K3	89,3	5,7	95,0	76,3	13,42	4,40
OHL3	6,7	14,9	21,6			

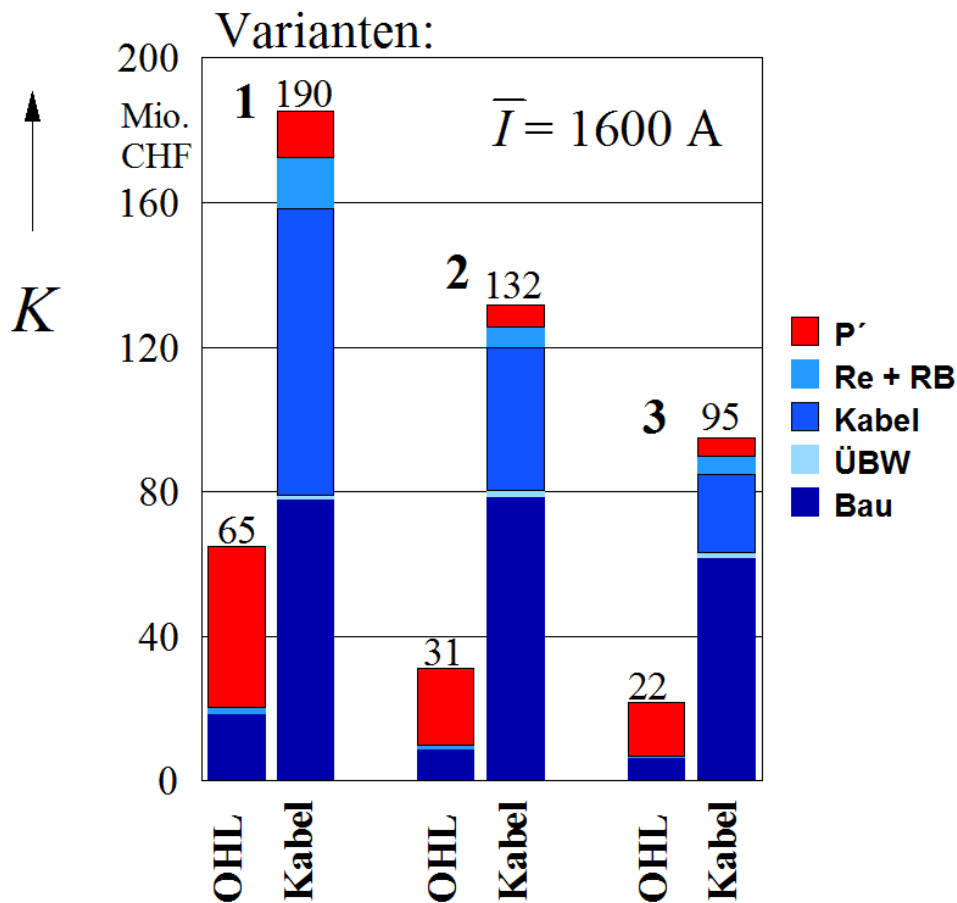


Abbildung 88: Investitionskosten (mit Re-Invest „Re“ und Rückbau „RB“) und Verlustkosten („P‘“, rot) von Freileitung (OHL) und Kabel für die Varianten 1 bis 3 (fett) $I_{q \text{ 380 kV}} = 1600 \text{ A}$

14.2.3 Verlustoptimierte Freileitung

Nach den vorstehenden Ergebnissen wie auch aus den Ergebnissen der Ökostudie wird deutlich, dass die Lebenszyklus-Gesamtbilanz von Energieaufwand und Emissionen beherrscht wird durch die Betriebsphase, wobei die Kabelvarianten bei dieser Gesamtbetrachtung wegen der geringeren Energieverluste erheblich günstiger abschneiden.

Die Verhältnisse können bei der reinen Freileitungsvariante durch Einsatz einer verlustoptimierten Beseilung spürbar verbessert werden, was im Folgenden am Beispiel einer Auslegung mit Zweierbündeln mit 2x1000 mm²-Seilen aufgezeigt wird. Diese Seile sind vom Typ AAAC 2x1000 mm² AL59. Nach Vorgabe von Swissgrid gehen die folgenden Parameter in die Vergleichsrechnungen ein:

- Wechselstrom-Widerstandsbelag (20°C) des Zweierbündels: 14,86 m Ω /km
- Längenbezogene Investitionskosten: 2.210 €/m.

Damit ergeben sich zunächst die in den obenstehenden Tabelle 12 und Tabelle 13 aufgeführten Verlustbeläge, Verluste und kapitalisierte Verlustkosten. Anstelle der obenstehenden Kostentabelle Tabelle 15 folgt jetzt die Tabelle 17. Abbildung 89 verdeutlicht diese Ergebnisse und zeigt zusammenfassend für die beiden diskutierten Querschnitte und die drei Trassenvarianten die gesamten Investitionskosten (blau, mit Re-Invest etc.), die Verlustkosten (rot) sowie die Vollkosten.

Tabelle 17: wie zu Tabelle 15, aber: Freileitung mit Zweierbündeln AAAC 2x1000 mm² AL59;

$$I_{q \text{ 380 kV}} = 1200 \text{ A}$$

	Investitionen	Verluste	Vollkosten	Mehrkosten Kabel	Investitions- kostenfaktor	Vollkosten- faktor
Variante	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	Mio. CHF	-	-
K1	177,0	9,5	186,5	142,7	8,01	4,26
OHL1	22,1	21,7	43,8			
K2	125,3	4,6	129,8	108,7	11,82	6,15
OHL2	10,6	10,5	21,1			
K3	89,3	3,9	93,2	78,6	12,23	6,38
OHL3	7,3	7,2	14,6			

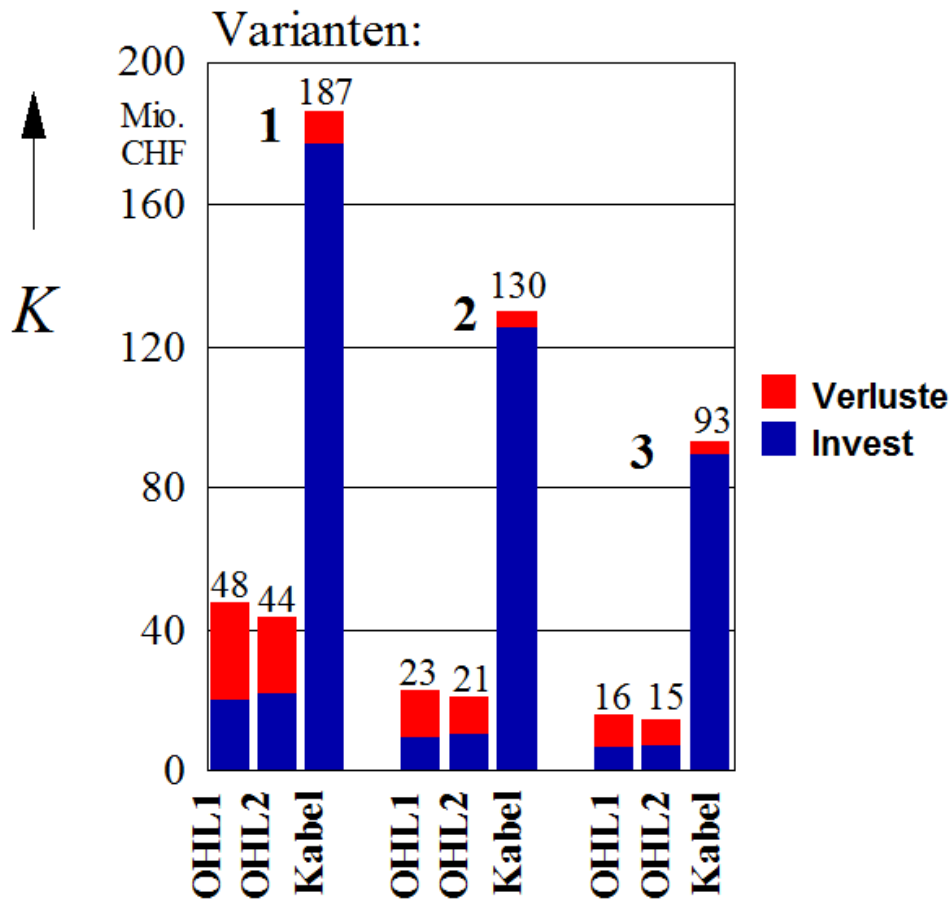


Abbildung 89: Investitions-, Verlust- und Vollkosten für zwei Freileitungsvarianten:
OHL1: 2x800 mm²; OHL2: 2x1000 mm²

Die Ergebnisse machen deutlich, dass sich durch den Einsatz einer verlustärmeren Beseilung einerseits die Betriebsverluste – und mit ihnen die entsprechenden Emissionen – spürbar (um rd. 22 %) verringern lassen, und dass trotz erhöhter Anfangsinvestition auch die Vollkosten um bis zu rd. 10 % abnehmen.

15 Ökologische Bewertung

Die Firma Quantis wurde beauftragt, mittels einer Life Cycle Assessment (LCA)-Studie die Umweltauswirkungen dreier Leitungsvarianten zu quantifizieren. Zum genaueren Studium sind alle Details in der genannten Ökostudie [53] nachzulesen. Nachfolgend soll nur ein kurzer Extrakt aus der Ökostudie zusammenfassend diskutiert werden.

Die Ökobilanzierung wurde basierend auf den ISO-Normen 14040 und 14044 durchgeführt. Untersucht wurden die drei Bauvarianten:

- a) Freileitung 10km
- b) Zwischenverkabelung 3.0 km
- c) Zwischenverkabelung 9.2 km.

Es wurden zunächst die ökologischen Auswirkungen der Errichtung, des Betriebs und des Rückbaus der einzelnen Trassenvarianten, noch ohne Betriebsverluste, untersucht. Die Umweltauswirkungen aus den Stromverlusten wurden separat analysiert.

Ein zentraler Aspekt der Studie ist die Berücksichtigung der möglichen Wiederverwendung der großen Mengen an Materialien (und insbesondere an Metallen), die am Ende der Nutzungsphase der Hochspannungsleitungen zur Verfügung stehen. In der Studie wurde das Recycling der Materialien mittels Systemerweiterung und Substitution modelliert. Für den Vergleich der drei Bauvarianten wurden jeweils die Treibhausgasemissionen, der kumulierte Energieaufwand (KEA), die Umweltbelastungspunkte (UBP) nach der Methode der ökologischen Knappheit 2006 und der Eco-indicator 99 berechnet. Diese wurden für einen Lebenszyklus von 40 Jahren quantifiziert.

Die Freileitungsvariante benötigt 26 Masten und 18 Aldrey-Seile. Die Zwischenverkabelungen bestehen aus zwei parallelen Strängen mit jeweils den Kabeln in einem Kabeltunnel und einer Freileitung mit 3 Aldrey-Seilen und 18 kleineren Masten für die SBB sowie der gemeinsamen Freileitungs-Restlänge. Bei der Verkabelungsvariante c) werden Kupferleiterkabel eingesetzt, die jeweils durch 3.2 km Kabeltunnel, 2.5 km Kabelrohrblöcke, einen 2.9 km langen Wasserstollen, einen 0.45 km langen bergmännischen Stollen und eine Brücke geführt werden. Die dazu parallele SBB-Freileitung besteht aus 54 kleineren Masten mit 3 Aldrey-Seilen. Die Elektrizitätsverluste über 40 Jahre der Freileitung und der beiden Zwischenverkabelungsvarianten betragen jeweils 780 GWh, 606.8 GWh und 245.7 GWh. In Abbildung 90 und Abbildung 91 sind die Treibhausgasemissionen, der KEA, die UBPs und der Eco-indicator 99 noch ohne Berücksichtigung der Stromverluste dargestellt.

Bei allen Indikatoren schneidet die Freileitung am besten ab, während die Vollverkabelung aufgrund der sehr großen Beiträge aus der Kupferkabelproduktion die höchsten Umweltauswirkungen aufzeigt.

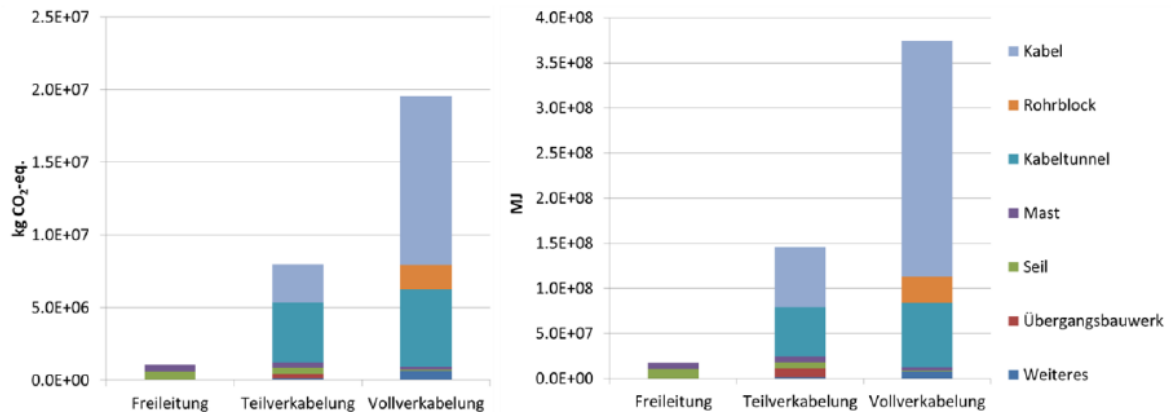


Abbildung 90: Vergleich der Treibhausgasemissionen und des KEAs der drei Bauvarianten (ohne Verluste)

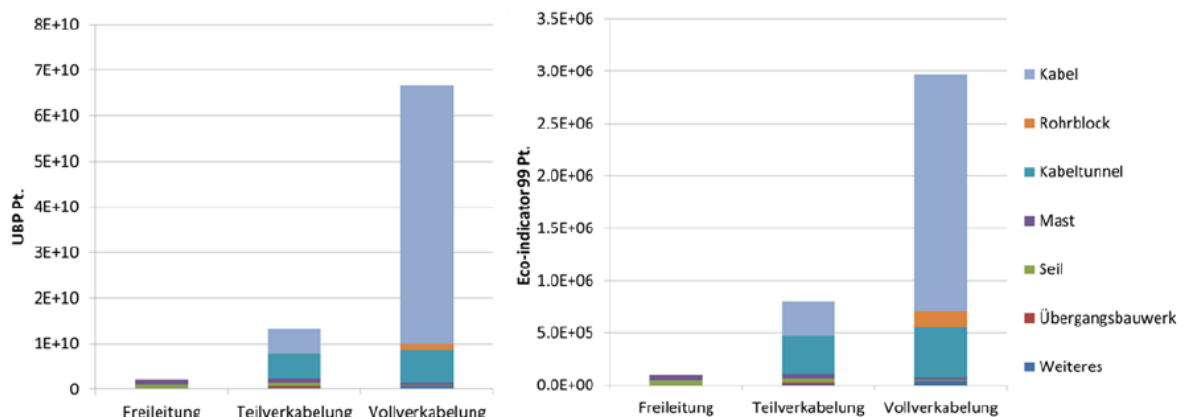


Abbildung 91: Vergleich der UBPs und des Eco-indicators 99 der drei Bauvarianten (ohne Verluste)

In Abbildung 92 und Abbildung 93 sind die gleichen Indikatoren unter Berücksichtigung der Betriebsverluste (Stromwärmeverluste und dielektrische Verluste) dargestellt. Aus den Abbildungen wird deutlich, dass die Beiträge aus den Verlusten bei der Freileitung und den Zwischenverkabelungen die Gesamtergebnisse dominieren und so groß sind, dass sich das Bild im Gegensatz zu der Bilanzierung ohne Verluste komplett verändert. Unter Berücksichtigung der Verluste schneiden nun die Zwischenverkabelungen aufgrund der deutlich geringeren Verluste bei allen Indikatoren am besten ab.

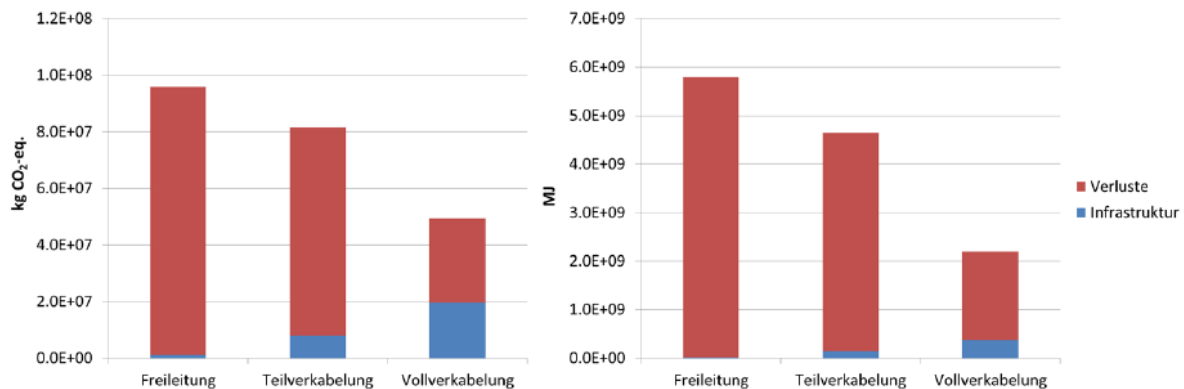


Abbildung 92: Vergleich der Treibhausgasemissionen und des KEAs mit Berücksichtigung der Verluste

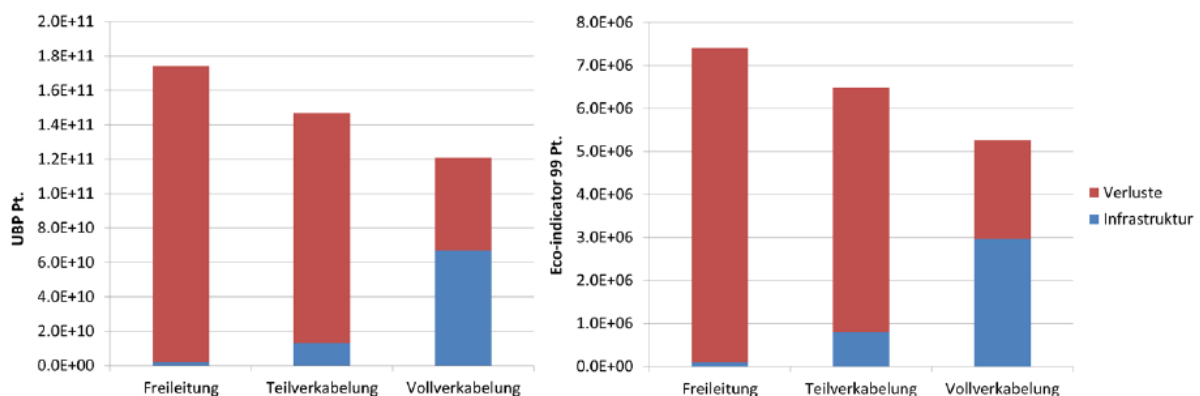


Abbildung 93: Vergleich der UBPs und des Eco-indicators 99 mit Berücksichtigung der Verluste

Einschränkungen und Sensitivität

Im Laufe der Optimierung der Berechnungen für die Studie wurden sämtliche Annahmen geändert und dessen Relevanz analysiert. Die wichtigsten Änderungen betrafen die Herkunft vom Kupfer, die Anzahl an Start/Landung-Sequenzen bei den Helikopterflügen und die Verlustrate in den Recyclingprozessen. Allerdings änderten sich hierdurch die Schlussfolgerungen der Studie nicht.

Zuletzt ist bei den Beiträgen aus den Elektrizitätsverlusten folgendes zu beobachten. Die Umweltauswirkungen aus den Stromwärmeverlusten hängen vom abgebildeten Strom-Mix ab. Bei einem Strom-Mix mit sehr kleinen Umweltauswirkungen sind die Beiträge aus den Verlusten natürlich entsprechend kleiner. In dieser Studie wurde der Strom-Mix basierend auf dem Szenario „Politische Maßnahmen C&E“ der BFE Studie (Prognose 2012) abgebildet. In diesem Szenario wird angenommen, dass ne-

ben einem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien auch fossile Technologien für die Deckung von Stromlücken eingesetzt werden. Die BFE-Studie nimmt aber auch ein Szenario „E“ in Betracht, in dem der Anteil an fossiler Energie deutlich kleiner ist (von ungefähr 13% auf ca. 4.6% reduziert). Um die Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf den Strom-Mix zu analysieren, wurden die Gesamtweltauswirkungen inklusive der Beiträge aus den Stromverlusten neu berechnet und zwar mit einem durchschnittlichen Strom-Mix über 40 Jahre, in dem der Anteil für 2050 basierend auf dem „E“-Szenario nur 4.6% an fossiler Elektrizität benutzt. Auch in diesem Fall wurden Unterschiede in den Gesamtauswirkungen beobachtet, ohne dass sich aber die Schlussfolgerungen zu den Varianten ändern.

Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Studie zeigen unter den getroffenen Annahmen ein deutliches Bild: bei ausschließlicher Betrachtung des Aufwandes für Errichtung, Betrieb und Rückbau, d.h. ohne Bilanzierung der Umweltauswirkungen aus den Elektrizitätsverlusten, schneidet die Freileitung bei allen Indikatoren am besten ab, während die Verkabelungsvarianten bei Weitem die größten Auswirkungen aufzeigen. Grund dafür sind die hohen Beiträge aus den Kupferleiterkabeln. Dagegen schließen aber unter Berücksichtigung der Elektrizitätsverluste die Verkabelungsvarianten bei allen Indikatoren deutlich am besten ab, da grundsätzlich die Auswirkungen der Elektrizitätsverluste einen großen Einfluss auf das Endergebnis haben und die Kupferleiterkabel die kleinsten Verluste aufweisen.

Zu beachten ist aber auch, dass bei der vorliegenden Studie Vergleiche jeweils zwischen einer Kabellösung und einer nicht optimierten Freileitung vorgenommen werden (gemäß vorliegender Projekt-Bewilligung). Zukünftige Freileitungsprojekte können weiter optimiert werden, indem mehr Leiterseile je Bündel und größere Seilquerschnitte verwendet werden, wobei dementsprechend massivere Tragwerke in Kauf genommen werden müssen. Dadurch lassen sich die Betriebsverluste der Freileitung weiter absenken, so dass die Gesamt-Ökobilanz sich spürbar zugunsten der Freileitung verändert.

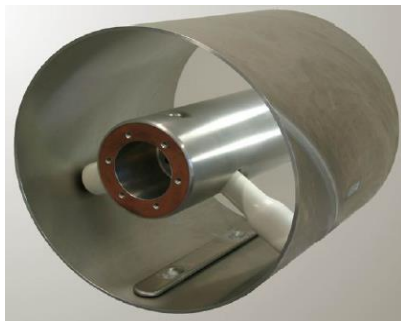
Für die Realisierung der Freileitung wird von Swissgrid eine Dauer von weniger als 1,5 Jahren veranschlagt.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass wegen der im betrachteten Projektgebiet erforderlichen, sehr aufwendigen Baumaßnahmen die Realisierung der Kabeltrassen deutlich mehr Zeit in Anspruch nehmen würde als die Errichtung der entsprechenden Freileitung.

17 Gasisolierte Leitungen (GIL)

Gasisolierte Höchstspannungsleitungen (GIL) bestehen im Prinzip aus zwei coaxialen Aluminiumrohren, deren Zwischenraum mit einem Isoliergasgemisch aus Schwefelhexafluorid (SF_6 ; rd. 20 %) und Stickstoff (rd. 80 %) gefüllt ist. Wegen der gegenüber Kabelisolierungen weit geringeren elektrischen Festigkeit werden große Durchmesser erforderlich: typischerweise hat der Innenleiter einen Durchmesser von etwa 200 mm und eine Wanddicke von 15...20 mm, während der Außenleiter einen Durchmesser von rd. 500 mm aufweist. Das Isoliergas muss unter einem Druck von wenigen bar gehalten werden. Diese Rohrleiter werden, ähnlich wie pipelines, vor Ort aus Rohrabchnitten von 11 m bis 14 m Länge gasdicht verschweißt.

GIL wurden bisher nur bei ganz kurzen Strecken – vorzugsweise in Tunneln - eingesetzt; sie haben sich bewährt bei Schaltanlagen und Energieausleitungen aus Kraftwerken. Ihre Übertragungseigenschaften sind günstig, insbesondere ihr im Vergleich zu Kabeln geringerer Kapazitätsbelag und Widerstandsbelag (Abbildung 94).



GIL	Leiter	Kapsel
Belastbarkeit in A	2300 ¹⁾	
Außendurchmesser in mm	180	517
Innendurchmesser	156	500
Wandstärke in mm	12	8,5
Querschnitt in mm ²	6334	13579
Faktor für Skineffekt	1,046	1,004
Spezifischer Leitwert in $\Omega \text{ mm}^2 \text{ m}^{-1}$	0,03333	0,05714
Resistanz bei 20 °C in Ω/km	0,0055	0,0042
Resistanz bei 40 °C in Ω/km	0,0059	0,0046
Verluste bei 1000 A in kW/km	31,54	
Verluste bei 2000 A in kW/km	126,1	

¹⁾ bei Erdverlegung

Abbildung 94: Aufbau und Kenngrößen einer 380-kV-GIL (Quelle: Siemens)

Die Möglichkeit des Einsatzes von GIL ist bereits in mehreren Machbarkeitsstudien untersucht worden, vergl. hierzu beispielsweise [11, 36]. Übereinstimmendes Ergebnis aller Betrachtungen ist einerseits, dass sich eine 380-kV-GIL vermutlich technisch auch zur Energieübertragung über große Entfernungen eignet, ihr Einsatz zu diesem Zweck andererseits nach jedem Wirtschaftlichkeitsvergleich zu verwerfen ist, da der hohe Materialeinsatz – es kommen Aluminiumquerschnitte von weit mehr als 20.000 mm² je Ader (gegenüber maximal 2500 ... 3200 mm² Leiterquerschnitt bei Kabeln) zum Einsatz – sich sehr kostenintensiv auswirkt.

Selbst wenn eine die GIL umgebende thermische Stabilisierung angenommen wird, ergeben sich sehr große Kabelgräben, vergl. Abbildung 95 mit rd. 7 m Sohlenbreite für ein Doppelsystem, d.h. für zwei Doppelsysteme rd. 20 m Grabenbreite. Auch hierdurch werden Kosten erzwungen, die üblicherweise um den Faktor zwei höher liegen als bei vergleichbaren Kabelanlagen.

Zudem steht für den Verfasser die Anwendbarkeit einer hochausgelasteten GIL im Erdboden grundsätzlich infrage. Da nämlich die GIL kaum direkt mit einer üblichen thermischen Stabilisierung, wie Magerbeton oder Spezialbeton, umgeben werden darf (da sie dann beim Freilegen beschädigt würde) und eine Rohrverlegung der GIL im Boden nicht infrage kommt, bleibt eigentlich nur eine Auffüllung des Kabelgrabens mit Flüssigboden, wie bei der jüngst in Betrieb genommenen 380-kV-Anlage im Frankfurter Raum [54]. Hierbei ist zu bedenken, dass Flüssigboden einerseits zwar vom Lieferanten als hochwärmeleitfähig und thermisch stabil dargestellt wird, andererseits nachgewiesenermaßen bei hoher thermischer Belastung vollständig austrocknen kann mit Wärmeleitfähigkeiten unterhalb von $0,4 \text{ W/(K m)}$, - so geschehen im Wärmeschränk im Tage- bis Wochenbereich bei Temperaturen von nur 60°C oder auch nur 40°C .

Eine thermische Nutzung der für die GIL zugelassenen, hohen Leitertemperatur von 105°C erscheint bei direkter Erdverlegung von daher völlig ausgeschlossen. Auch Auslegungen auf eine höchste Temperatur an der GIL-Oberfläche von 60°C erscheinen riskant. Die Belastbarkeitsangaben der GIL-Lieferanten sind insofern für die Erdverlegung mit Vorsicht zu genießen. Für den Verfasser erscheint daher für hochausgelastete Übertragungstrecken (dies ist bei der 380-kV-GIL im Frankfurter Raum [54] nicht der Fall) der Einsatz einer GIL einzig bei Installation in einem begehbaren, zwangsbelüfteten Leitungsgang sinnvoll zu sein. Hier allerdings werden die Abmessungen des Leitungsgangs erheblich größer als bei einer vergleichbaren Kabelanlage und die Kosten damit entsprechend höher.

Weitere entscheidende Nachteile der GIL sind:

- SF_6 als Isoliergas ist sehr klimaschädlich (Treibhausgas)
- SF_6 als geruchloses, schweres Gas kann bei Undichtigkeiten unbemerkt in tiefer gelegene Räume (z.B. Kellerräume, Tunnel) eindringen, so dass dort Erstickungsgefahr besteht,

etwa alle 1200 m werden zum Längenausgleich aufwendige Beton-Schachtbauwerke erforderlich mit Abmessungen je Doppelsystem von etwa $12 \text{ m} \times 4 \times 2,3 \text{ m}$.

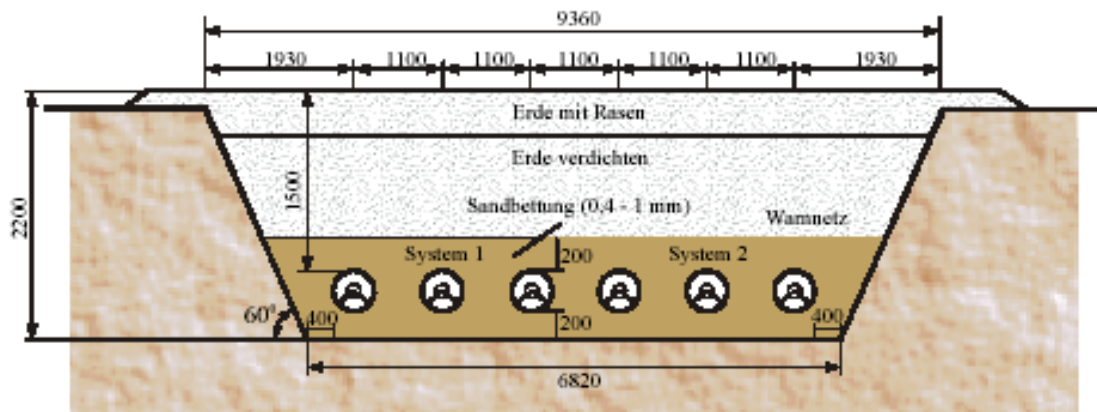


Abbildung 95: Grabenprofil mit 380-kV-GIL-Doppelsystem; Maße in mm (Quelle: Siemens)

Das Isoliergas besteht aus einem Gemisch aus Stickstoff und aus Schwefelhexafluorid SF_6 (zu 20 %). Im vorliegenden Fall liegt das SF_6 -Volumen bei rd. $37 \text{ m}^3/\text{km}$ je Rohrleiter.

In einer BAFU-Mitteilung vom 20.12.2001 zur Schweizerischen Stoffverordnung (StoV) heißt es zum Einsatz von SF_6 (<http://www.bafu.admin.ch/dokumentation/medieninformation/>):

Emissionskontrolle für synthetische Stoffe mit Klima-Erwärmungspotenzial

1997 hat die internationale Staatengemeinschaft das Protokoll von Kyoto verabschiedet, das auf eine Verringerung der Treibhausgasemissionen abzielt. Zu den problematischen Substanzen gehören unter anderem die Fluorkohlenwasserstoffe (FKW und PFKW) und das Schwefelhexafluorid SF_6 , deren Klima-Erwärmungspotenzial zwischen 1000 und 24000 Mal höher ist als jenes von CO_2 . Diese Stoffe, die unter dem Begriff "in der Luft stabile Stoffe" zusammengefasst werden, sind zwar erst seit kurzem auf dem Markt, ihr Verbrauch und die damit verbundenen Emissionen nehmen jedoch rapide zu und dürften sich bis 2010 verdreifachen, sofern keine restriktiven Maßnahmen ergriffen werden.

Eine Regelung des Einsatzes dieser Stoffe ist insofern möglich, als für die meisten Verwendungszwecke Alternativen oder andere technische Möglichkeiten mit vorteilhafterer Ökobilanz zur Verfügung stehen. Sie erlaubt es den betroffenen Industrie- und Gewerbebranchen, frühzeitig geeignete strategische Entscheidungen zu treffen. Die vorgeschlagene Regelung verfolgt drei Hauptziele:

- Der Einsatz von in der Luft stabilen Stoffen wird auf Verwendungszwecke beschränkt, in denen diese Stoffe nicht ersetzt werden können oder in denen sie gegenüber möglichen Alternativen einen eindeutigen ökologischen Vorteil aufweisen;
- Die Emissionen von in der Luft stabilen Stoffen aus zugelassenen Verwendungszwecken werden so weit als möglich reduziert;
- Die in einzelnen Industriezweigen ausgearbeiteten Branchenvereinbarungen werden berücksichtigt.

Da durch eine Zwischenverkabelung in der zuvor diskutierten Weise eine Alternative gegeben ist, hat Swissgrid unter Beachtung der Schweizerischen Stoffverordnung (StoV) entschieden, einen GIL-Einsatz nicht weiter zu verfolgen.

18 Bewertungsschema des BfE

Von Swissgrid wurden zur Berichterstattung beim BfE zwei Berichte erstellt, die jeweils als Extrakt die Ergebnisse der vorliegenden Machbarkeitsstudie in einem vom BfE vorgegebenen Schema in Kurzform zusammenstellen. Zur näheren Information sei auf diese beiden Berichte verwiesen.

19 Anhänge

Angang 1 - Technischer Vergleich von Freileitung und Kabel

Das Höchstspannungsnetz besteht außerhalb der Großstädte – bis auf wenige Ausnahmen – aus Freileitungen. Gründe hierfür sind Vorteile bei der Trassenerstellung, ihre leichte Zugänglichkeit und Reparaturfähigkeit, ihre hohe Stromtragfähigkeit sowie einige weitere technische Vorteile, die im Folgenden, auch im Vergleich zu den Kabeln, noch ausführlich angesprochen werden. Vor allen anderen Argumenten ist es jedoch die Kostenfrage, die besonders bei den Höchstspannungen 220 kV und 380 kV beim Vergleich mit Kabelsystemen ähnlichen Übertragungsvermögens und ähnlicher Verfügbarkeit normalerweise deutlich den Ausschlag zugunsten der Freileitung gibt.

Im Mittelspannungsnetz hingegen geht der Trend dominant in Richtung Verkabelung. Hierbei entscheidet nicht allein der Vorteil des erdverlegten Kabels, seine Umgebung nicht optisch zu beeinträchtigen, sondern es ist aufgrund seiner spürbar geringeren Stromwärmeverluste in vielen Fällen auch wirtschaftlicher als die Freileitung [55]. Da dieser Effekt auch bei den höheren Spannungsebenen zunehmende Beachtung findet, verstärkt sich der Trend zum Kabel auch in der 110 kV-Ebene; insbesondere auch deshalb, weil die Technik der VPE-Kabel-Herstellung, besonders aber ihrer Garnituren, in den letzten Jahren enorme Fortschritte vollziehen konnte mit dem Effekt geringerer Kosten, einfacherer Montage und hoher Zuverlässigkeit. In den Großstädten ist die Legung von 110 kV-Kabeln üblich und Stand der Technik.

Trotz großer Bemühungen der Netzbetreiber um landschaftsgerechte Trassierungen erweist sich im Rahmen der Genehmigungsverfahren für Freileitungstrassen die öffentliche Akzeptanz oft als gering. Hieraus folgt ein Nachteil der Freileitung: Widerstände in der Bevölkerung, besonders der betroffenen Grundeigentümer, können im Rahmen des Raumordnungsverfahrens zu Verzögerungen und gegebenenfalls auch zur Ablehnung der Freileitungstrasse führen. Bei der Realisierung von Kabeltrassen sieht man sich solchen Problemen in geringerem Maße gegenüber.

A1-1 Stand der Technik

Freileitungen sind für alle Spannungsebenen verfügbar und über viele Jahrzehnte bewährt. Es handelt sich um eine ausgereifte Technik. Freileitungen sind nach DIN/VDE 0210 [56] wie folgt definiert:

„Eine Freileitung ist die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung elektrischer Energie bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Maste, deren Gründungen

und Erdungen. Leitungsseile umfassen oberirdisch verlegte Leiter und Isolatoren jeweils mit Zubehöerteilen.“

Das optische Erscheinungsbild ist wohl jedem bekannt. Abbildung 96 zeigt eine Mehrfachleitung mit Doppelsystemen dreier Spannungsebenen. Die Leiterseile bzw. –bündel sind über Isolatoren von den Masttraversen abgehängt. Der Mast selber befindet sich auf Erdpotential. Die Luft dient als Isolator zwischen den Leiterseilen sowie zwischen Leiterseilen und Mast. Die Masthöhen reichen von 33 m bei 110 kV bis zu weit mehr als 50 m bei 380 kV mit Traversenbreiten von etwa 15 m bis 45 m. Abbildung 96 verdeutlicht den Vorteil von Freileitungsmasten, ohne allzu großen Mehraufwand eine größere Zahl von Drehstromsystemen führen zu können, die ihrerseits ihre Verlustwärme leicht an die umgebende Luft abführen können.

Die Isolatoren mit ihren Armaturen sind so ausgelegt, dass sie auf der Leitung sich ausbreitenden Überspannungen bis zu bestimmten, international vereinbarten Pegeln standhalten bzw. darüber hinausgehende Spannungen durch kurzzeitige Überschläge entlang ihrer Oberflächen begrenzen. Der bei höchster Seiltemperatur auftretende maximale Seildurchhang ist durch entsprechende Sicherheitsabstände zum Boden festgelegt.

Aufgrund der vorbeugenden und erhaltenden Wartungsmaßnahmen kann bei Freileitungen von einer Lebensdauer der Maste von 50 bis 80 Jahren ausgegangen werden [10, 57]. Nach Erfahrungen der Schweizer Netzbetreiber gelten ähnliche Zeiträume auch für die in der Schweiz eingesetzten Leiterseile.

Entwicklung und Betriebseinsatz kunststoffisolierter Hoch- und Höchstspannungskabel haben in den vergangenen Jahrzehnten dazu geführt, dass heute VPE-Kabel (VPE = vernetztes Polyethylen) mit Betriebsspannungen bis zu 550 kV zur Verfügung stehen, die sich durch hohe Zuverlässigkeit auszeichnen. Abbildung 97 zeigt eine Ader eines 220 kV-Kabelsystems, in der das elektrische Feld innerhalb der Wanddicke der elektrischen Isolierung von 22 mm (bei 110 kV: 15...18 mm; bei 380 kV: 25...28 mm) beherrscht wird. Der Kupferleiter wird zur Unterdrückung der Stromverdrängung (Skineneffekt und Proximityeffekt) ab einem Querschnitt von etwa 800 mm² als Segmentleiter ausgeführt. Eine längsverschweißte Aluminiumfolie unterhalb des PE-Außenmantels (Schichtenmantel) verhindert das Eindringen von Wasser oder Wasserdampf in die elektrische Isolierung.

Solche Kabel können heute als 380-kV-Einleiterkabel mit Leiterquerschnitten (Kupfer oder Aluminium) bis zu 2500 mm² (bei einzelnen Herstellern bis 3.200 mm²) bei Lieferlängen bis zu mehr als 1300 m geliefert werden. Bei der Auslegung der Kabeltrasse wird zwecks Kostenoptimierung auch eine Ausföhrung der Kabel mit kostengünstigen Aluminiumleitern diskutiert.

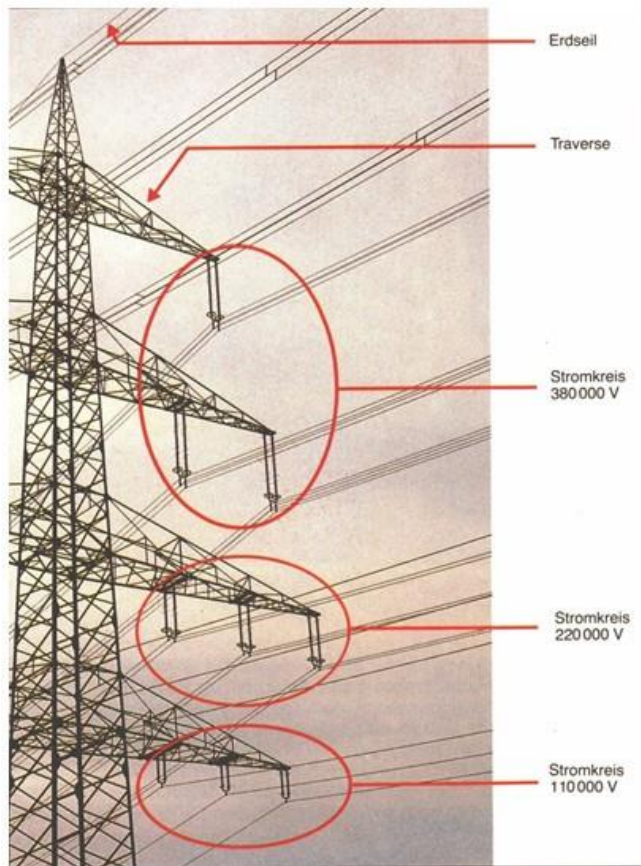


Abbildung 96: Mehrfachleitung mit Doppelsystemen der Spannungen 380 kV (hier: Viererbündel), 220 kV (hier: Zweierbündel) und 110 kV (1 Seil) (Quelle: RWE AG)

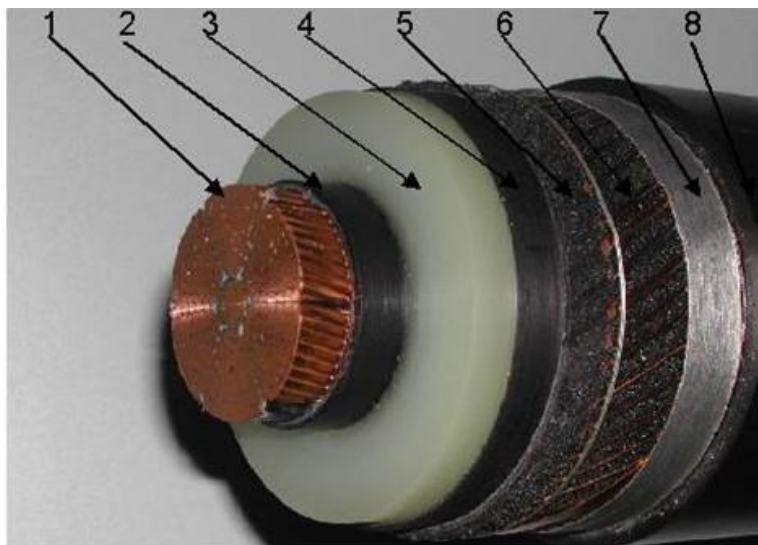


Abbildung 97: 220 kV-VPE-Kabel: 1 Cu-Segmentleiter, 2 innere Leitschicht, 3 el. Isolierung, 4 äußere Leitschicht, 5 Polsterung (leitf.), 6 Cu-Drahtschirm, 7 Al-Schichtenmantel, 8 PE-Außenmantel

An die elektrische Isolierung solcher Kabel sind höchste Ansprüche zu stellen: die Isolation der Leiter gegen Erdpotential, die bei 380-kV-Freileitungen mit Hilfe des Isoliermittels Luft bei Abständen von mehreren Metern erfolgt, wird hier über eine Isolierwanddicke von nur etwa 25...28 mm sichergestellt. Entsprechend sensibel ist die Fertigung, bei der unter Reinraumbedingungen in einem abgekapselten Extrusions-, Vernetzungs- und Abkühlungsbereich die innere Leitschicht, die VPE-Isolierung und die äußere Leitschicht in einem Dreifachspritzkopf innig und glatt miteinander verbunden werden, so dass ein hochspannungstechnisch idealer Zylinderkondensator entsteht. Abbildung 98 zeigt das Fertigungsprinzip.

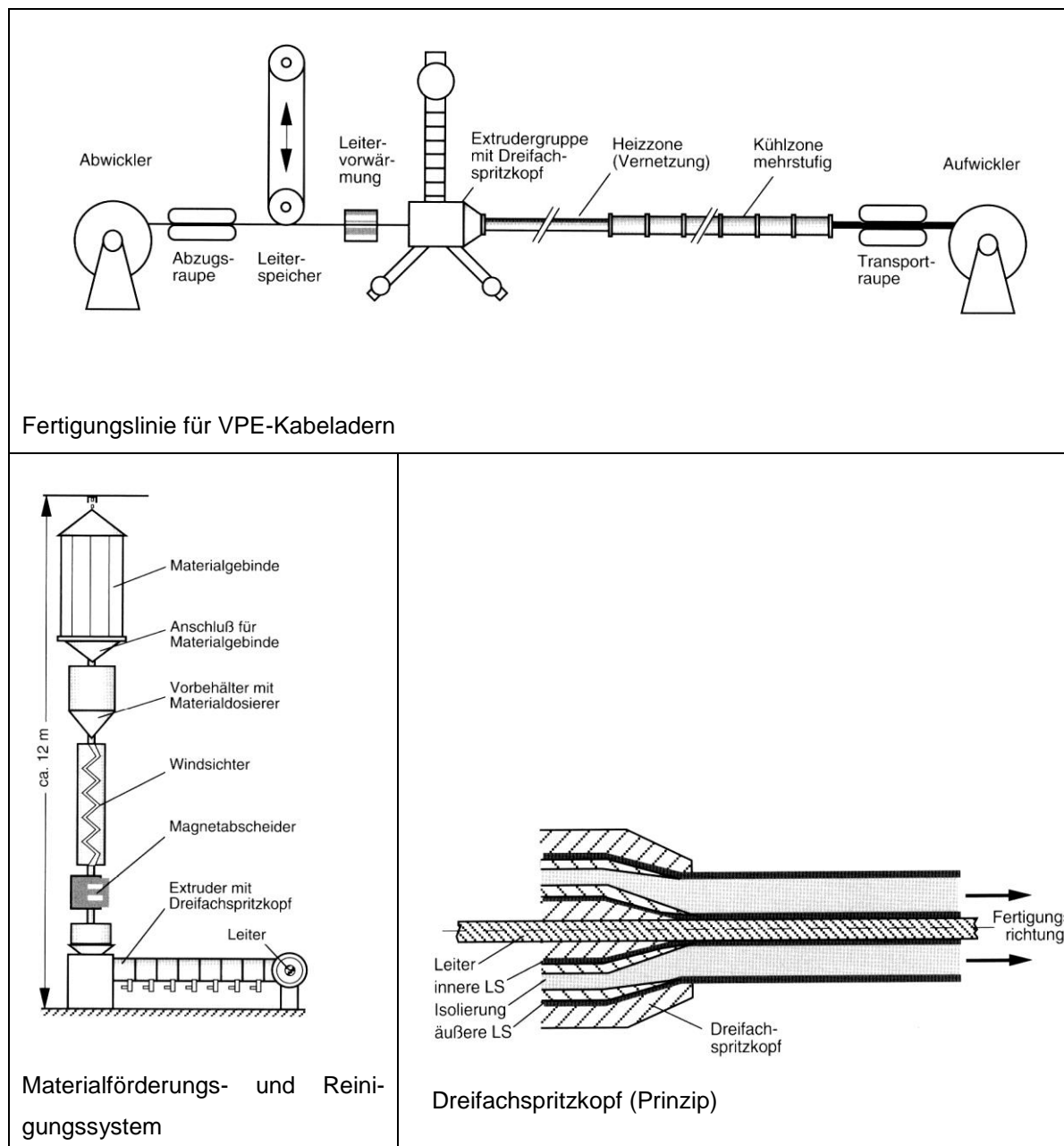


Abbildung 98: Zur Fertigung kunststoffisolierter Kabeladern (Quelle: Siemens/Pirelli)

Die Verbindung der Einzellängen mit Verbindungsmuffen, die mit Hilfe von Feldsteuerelementen die elektrische Feldstärke in den Übergangsbereichen begrenzen, erfolgt heute mit vorgefertigten Silikon-Bauteilen, die in einer Aufschiebetechnik weitaus schneller und sicherer als mit den vorherigen Techniken montiert werden können, vergl. Abbildung 99.

Auch die im Bereich der Kabelenden erforderliche Abstimmung des Hochspannungsfeldes geschieht mit Hilfe vorgefertigter, aufschiebbarer Steuerelemente, die zum Schutz gegen äußere Einflüsse in einem Porzellan- oder Verbundisolator untergebracht werden, vergl. Abbildung 100.

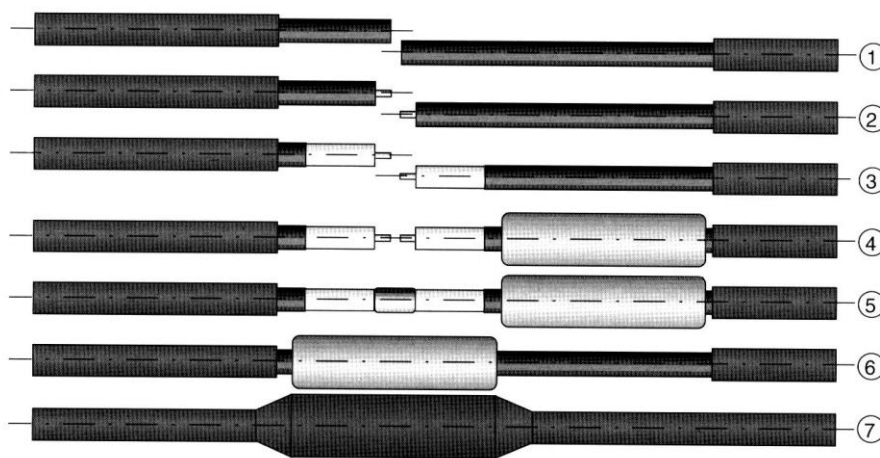


Abbildung 99: Erstellen einer Muffenverbindung in Aufschiebetechnik (Quelle: Siemens/Pirelli)

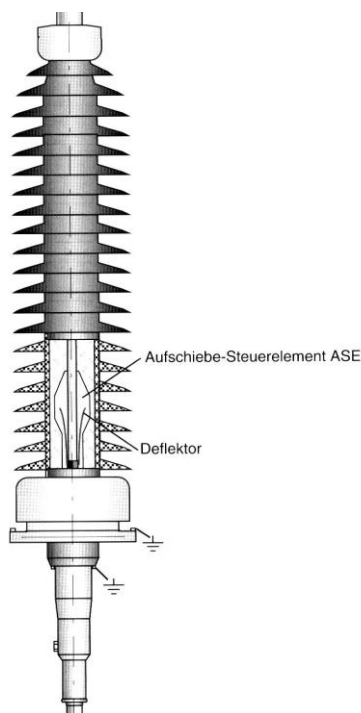


Abbildung 100: Endverschluß eines VPE-Kabels mit Aufschiebeelement (Quelle: Siemens/Pirelli)

Kabelisolierungen und Garnituren werden so ausgelegt, dass sie denselben Spannungspegeln (stationär sowie bei Blitzstoß und Schaltstoß) standhalten wie die entsprechende Freileitung.

Der Leiterquerschnitt der Kabel ist je nach zu übertragender Höchstlast, ihrem Lastgang sowie der Legeanordnung und den thermischen Bodeneigenschaften auszuwählen.

Die nachstehende Abbildung zeigt ein 380-kV-Kabel mit einer Länge von 1200 m während der Prüfung, bei dem allerdings zum Transport über Straßen ein Umspulen auf eine weniger hohe, dafür aber breitere Spule notwendig ist, siehe Abbildung 101 unten.



Abbildung 101: Spule mit 1200 m Höchstspannungskabel im Hochspannungsprüffeld
unten: „gedrehte“ Spule für extreme Transportlängen (Modell; Quelle: nkt cables)

Die Wechsellastspannungs-Dauerfestigkeit von VPE-isolierten Hochspannungskabeln unterliegt Alterungsprozessen, die über eine Lebensdauer kennlinie des Isoliermaterials beschrieben werden. Dabei übersteigt die elektrische Festigkeit des Kabels in den ersten Betriebsjahren die elektrische Betriebsfeldstärke um ein Vielfaches. Die Dimensionierung des Kabels wird so vorgenommen, dass auch nach einer Betriebsdauer von beispielsweise 40 Jahren die elektrische Festigkeit noch immer um einen erheblichen Sicherheitsfaktor über der höchsten auftretenden Dauerfeldstärke liegt.

Da VPE-Kabel für Spannungen von 110 kV und mehr erst seit den siebziger Jahren gebaut werden und sich seitdem in einem Optimierungsprozess bis heute ihre Fertigungstechnologie und auch die

Materialien entscheidend verbessert haben, lassen sich keine Erfahrungswerte zur Lebensdauer der heutigen 380-kV-Kabel angeben. Mit den gemessenen Lebensdauer kennlinien und dem bei den papierisolierten Kabeln gewonnenen Erfahrungsschatz kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die heute mit einem entsprechend hohen Qualitätsstandard gefertigten VPE-Kabel eine Lebensdauer von 40 Jahren oder mehr aufweisen werden.

Das 65-kV-VPE-Kabelsystem kann einerseits als Einleiterkabel ausgeführt (Isolierwanddicke rd. 8...10 mm) und – zur Verringerung seines Magnetfeldes – gebündelt verlegt werden. Alternativ kommt eine Dreileiterkonstruktion (Kabelaußendurchmesser etwa 135 mm) in Betracht. Zur Minimierung des Magnetfeldes wird in den nachfolgenden Ausführungen zur Leitungsgang-Verlegung auch eine IES-Kabelkonstruktion mit integrierter magnetischer Schirmung diskutiert.

A1-2 Leitungs-Koeffizienten, Ladestrom und Übertragungsverhalten

Kabel und Freileitungen unterscheiden sich ganz erheblich in ihren elektrischen Kenngrößen. Ein Vergleich zeigt Folgendes:

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

Der Ableitungsbelag G' repräsentiert die spannungsabhängigen Verluste, die in den Kabelisolierungen in erster Linie durch Polarisierungseffekte und bei den Freileitungen durch Koronaentladungen an den Seilen und durch Ableitungsströme auf den Isolatoroberflächen hervorgerufen werden. Sie liegen bei den VPE-Kabeln höher als bei den Freileitungen.

Induktivitätsbelag L' und Kapazitätsbelag C' werden durch die geometrische Leiteranordnung bestimmt. Während die Luftisolation einen Abstand der Freileitungsseile von mehreren Metern erzwingt, ist bei den Kabeln das elektrische Feld auf den Bereich der kreiszylindrischen VPE-Isolierung (380 kV: Wanddicke 25...28 mm) beschränkt. Infolgedessen ist der Induktivitätsbelag bei den Freileitungen etwa um den Faktor 3 bis 4 höher und der Kapazitätsbelag um den Faktor 12...26 niedriger als bei den VPE-Kabeln.

Aus den genannten Kenngrößen resultieren der Wellenwiderstand Z_w und die natürliche Leistung S_{nat} , mit deren Hilfe das Übertragungsverhalten über größere Entfernungen beschrieben wird. So liegt der Wellenwiderstand der 380-kV-VPE-Kabel um den Faktor 6 bis 10 niedriger, während die natürliche Leistung der Kabel um denselben Faktor höher ist als bei den Freileitungen.

Wird eine Übertragungsleitung weit über ihrer natürlichen Leistung betrieben, so zeigt sie stark induktives Verhalten mit einer großen Spannungsänderung entlang der Übertragungsstrecke. Da dieser Spannungshub im Netz auf eine Größenordnung von $\pm 10\%$ eingeschränkt ist, ist auf diese Weise

eine Längenbeschränkung der Übertragungsleitung gegeben. Aus diesem Grunde werden Freileitungen in den allermeisten Fällen weit unterhalb ihrer thermischen Grenzleistung im Bereich ihrer natürlichen Leistung betrieben.

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

Der Betrieb von VPE-Kabeln muss aufgrund ihrer begrenzten thermischen Grenzleistung normalerweise spürbar unterhalb ihrer natürlichen Leistung erfolgen. In diesem Betriebszustand verhalten sich die Kabel stark kapazitiv. Eine physikalische Grenze der Übertragungslänge ist bei einem unkompenzierten Kabel dadurch gegeben, dass der von dem leerlaufenden Kabel aufgenommene kapazitive Ladestrom den thermischen Grenzstrom des Kabels erreichen kann.

Bei einem kapazitiven Ladestrombelag der hier betrachteten 380-kV-Kabel von etwa 15 A/km würde bei einer leerlaufenden, reinen Kabelstrecke von 98 km Länge der Nennstrom des Kabels von $2940 \text{ A}/2 = 1470 \text{ A}$ als kapazitiver Strom am Kabelanfang auftreten, ohne dass Wirkstrom übertragen wird.

Der kapazitive Ladestrom der hier betrachteten 380-kV-Kabel von etwa 15 A/km (Blindleistungsbelag je System rd. 10 MVA/km) kann wegen der kurzen Länge der Kabeltrasse von ca. 3,5...10 km in seiner Auswirkung auf die Kabelbelastbarkeit vernachlässigt werden: 150 A Blindstrom, der (bei 10 km) an einem Kabelende eingespeist wird, bedeutet bei einem maximalen Wirkstrom von 2940 A eine Vergrößerung des Gesamtstroms auf 2943,8 A, d.h. nur um weniger als 4 A (d.h. $< 0,1 \%$). Es muss daher bei den hier diskutierten Kabeltrassen noch keine Blindstromkompensation vorgenommen werden.

Ein zweiter unerwünschter Effekt bei langen Kabelstrecken ist die Anhebung der Spannung am offenen Ende des Kabels, der sog. Ferranti-Effekt. Aufgrund der großen Ladeströme der Kabelstrecke erhöhen sich die Spannungen am Leitungsende auf u.U. unzulässig hohe Werte. Dieser Effekt wird stärker, je höher die Impedanz des einspeisenden Netzes ist (Abbildung 102). Da Abweichungen der Spannung im Verbundnetz auf $\pm 10 \%$ der Nennspannung begrenzt sind, ergibt sich auch hier eine Längenbegrenzung des unkompenzierten Kabels.

Zur Minimierung beider Effekte werden lange Kabel durch Kompensationsdrosseln an beiden Enden kompensiert, idealerweise jeweils etwa mit seiner halben Blindleistung; allerdings genügt oft auch eine kostensparende, einseitige Kompensation. Die Kompensationsdrosseln sollten zumindest teilweise schaltbar sein. Auf diese Weise kann erreicht werden, dass das Kabel in bestimmten Lastsituationen einen Beitrag zum induktiven Blindleistungsbedarf der Freileitungen leistet. Die Kompensationsdrosseln können entweder direkt an die Kabelenden geschaltet oder aber mit Hilfe eines Dreiwicklungstransformators an dessen Tertiärwicklungen gelegt werden.

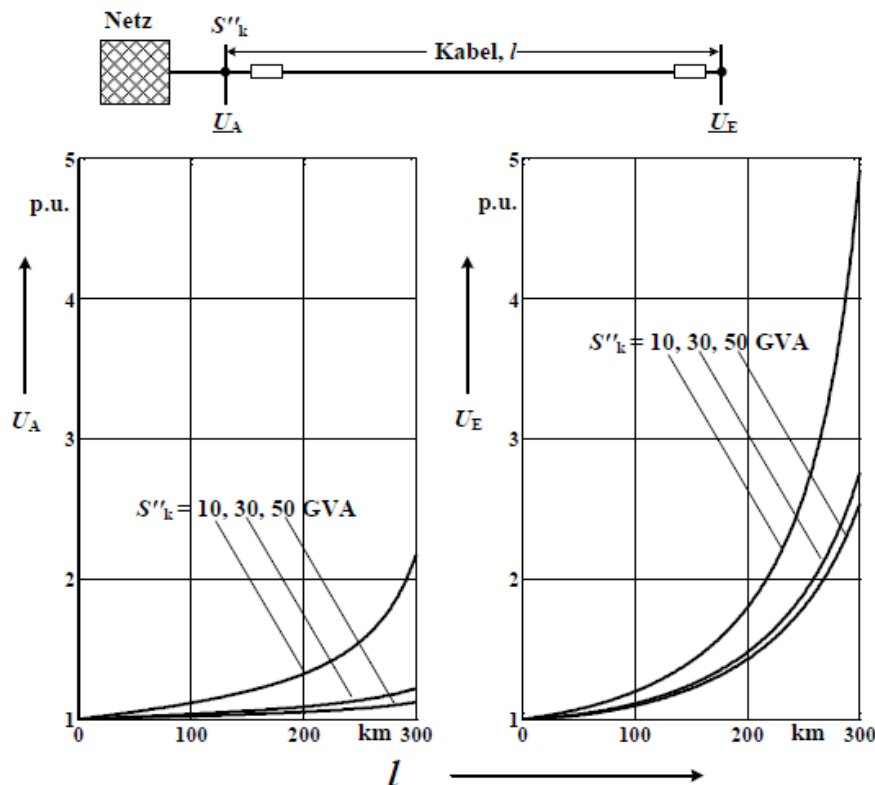


Abbildung 102: Spannungserhöhung durch Ferranti-Effekt am Anfang und Ende eines 380-kV-Kabelsystems in unterschiedlich starken Netzen; S''_k : Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt (Quelle: T. Dong, Diss. Univ. Duisburg-Essen, 2012)

A1-3 Wartung

Kunststoffisolierte Hochspannungskabel bedürfen bezüglich der eigentlichen Kabelkonstruktion und – funktionalität kaum einer Wartung. Unterschiedlich gehandhabt wird von den Netzbetreibern eine intervallweise Überprüfung der nichtlinearen Ableitungswiderstände des Schirm-Erdungssystems durch Spannungsprüfungen.

Freileitungen müssen in regelmäßigen Abständen auf ihren Zustand und auf die Trassensituation (Bewuchs etc.) hin überprüft und auch gewartet werden. Zu den Wartungsarbeiten gehört in erster Linie das Entrosten und Streichen der Masten. Für die deutschen Netze werden Intervalle von etwa 20 Jahren genannt, nach denen die Freileitungsmaste neu gestrichen werden müssen. Eine Kontrolle der Seile, der Isolatoren wie auch der Mastfundamente findet durch regelmäßige Begehungen der Trasse (oder durch Überwachung per Hubschrauber) statt.

Wie zahlreiche vorliegende Studien ausweisen, spielen die Wartungskosten für die Wirtschaftlichkeit der Übertragungsanlage nur eine vernachlässigbare Rolle.

A1-4 Einwirkungen durch die Umwelt

Der Vorteil der Freileitungen ihrer leichten Zugänglichkeit, z.B. im Reparaturfall, ist verknüpft mit einem wesentlichen Nachteil: dem der leichten Zugänglichkeit. So können beispielsweise extreme Wetersituationen zu langdauernden Störungen führen (Abbildung 103). Hier ist zum Einen das sogenannte „Seiltanzen“ zu nennen, bei dem starker Wind die eisbehangenen Leitungsseile zu meterweisem Ausschwingen veranlasst, was zu Überschlägen, Kurzschlüssen und letztlich zu Beschädigungen der Seile und der Isolatorenketten führt. Allerdings können in besonders exponierten Bereichen Gegenmaßnahmen mit Hilfe von Dämpfungselementen getroffen werden.

Besonders gravierend ist das Umbrechen von Freileitungsmasten, da hierdurch meist gleich mehrere Systeme betroffen sind. Insbesondere geht hierbei die normalerweise gegebene (n-1)-Sicherheit des üblichen Doppelsystems verloren. Ein extremes Beispiel für solche, allerdings sehr seltenen Vorfälle sind die Dezember-Stürme 1999, die signifikante Bereiche des französischen Netzes zerstörten und viele Blackouts bewirkten. Die vollständige Wiederherstellung der Freileitungsverbindungen brauchte mehr als sechs Monate [58].



Abbildung 103: links: Eisbehang eines abgerissenen Freileitungsseiles;
rechts: Eisklumpen mit Seilabdruck (Quelle: RWE AG)

Die Einwirkung nahestehenden Bewuchses, wie hoher Bäume, verhindert man durch das Einhalten eines Schutzstreifens sowie durch kontinuierliche Überwachung der Trasse. Solche Einwirkungen führen allerdings normalerweise, ebenso wie die verhältnismäßig häufig auftretenden Blitzeinschläge in Erdseil und Maste sowie (weitaus seltener) direkt oder aber als rückwärtiger Überschlag in die Leiterseile, nur zu kurzzeitigen Überschlägen zwischen den Seilen oder entlang der Isolatoren. Diese Störungen in Form eines anstehenden Lichtbogens an der Fehlerstelle werden in den meisten Fällen durch die sogenannte Kurzunterbrechung oder Automatische Wiedereinschaltung (KU bzw. AWE),

d.h. durch unmittelbar aufeinanderfolgendes Öffnen und Wiederschließen des Leistungsschalters, sofort behoben.

Kabel sind durch solche äußeren Einwirkungen der Umwelt selten betroffen. Da (bei nicht im Leitungsgang verlegten Kabeln) in einem entsprechenden Schutzstreifen von etwa 3 m zu beiden Seiten der Trasse keine tiefwurzelnden Gehölze gepflanzt werden dürfen, ist die Einwirkung durch Pflanzen praktisch ausgeschlossen. In voralpinen und alpinen Bereichen, wie im vorliegenden Fall, können allerdings besondere Risiken durch z.B. Rutschhänge, Murenabgänge, Retentionsflächen oder Hochwassergebiete gegeben sein, die in solchen Bereichen eine Verlegung der Kabel erschweren oder verunmöglichen.

Die durch atmosphärische Einwirkungen in Form von Blitzeinschlägen in Freileitungen ausgelösten Überspannungswellen, die sich mit Lichtgeschwindigkeit ausbreiten, können indirekt auch solche Kabel belasten, die unmittelbar an diese Freileitung angeschlossen sind. Besonders ausgeprägt sind die im Kabel ausgelösten Wanderwellenvorgänge im Falle der Zwischenverkabelung, bei der das Kabel zwischen zwei Freileitungsabschnitten liegt.

Eine aus der Freileitung in das Kabel einlaufende (und dort zunächst reduzierte) Spannungswelle erfährt an den Kabelenden aufgrund der stark unterschiedlichen Wellenwiderstände ($Z_{\text{Kabel}} \approx 0,1 \dots 0,18 Z_{\text{Freil.}}$) mehrfache (fast-) Totalreflexionen, so dass es letztlich zur Spannungsverdopplung kommen kann. Je nach Wellendämpfung kann das Kabel daher mit hohen Überspannungen beansprucht werden. In solchen Anordnungen werden daher immer beide Kabelenden durch Überspannungsableiter, welche die absolute Spannungshöhe begrenzen, geschützt. Zudem werden die ersten beiden Spannungsfelder der Freileitung mit zusätzlichen Erdseilen geschützt, um einen Blitzeinschlag in die Leiterseile in unmittelbarer Nachbarschaft zu den Kabelendverschlüssen zu vermeiden.

Der Frage der in den Kabeln durch Blitzeinwirkung oder Schalthandlung entstehenden Überspannungen wurde eine gesonderte Studie gewidmet, deren Ergebnisse in einem nachfolgenden Kapitel beschrieben werden.

A1-5 Prüfung und Überwachung von Höchstspannungskabelsystemen

Ein Kabelfehler in Form eines elektrischen Durchschlags führt zur lokalen Zerstörung des Isoliersystems. Da die Reparatur eines solchen Fehlers langwierig ist (ihre Dauer liegt nach internationaler Cigré-Erhebung im Mittel bei etwa 600 h), gilt es, solche Ausfälle während der Betriebszeit eines Kabels mit höchster Wahrscheinlichkeit zu vermeiden. Zu diesem Zweck wurde im Laufe der Jahrzehnte eine sehr umfangreiche Kombination und Abfolge von Prüfungen der Materialeigenschaften, der Kabelkonstruktion und der thermisch/elektrischen Funktionalität der Kabel und ihrer Garnituren entwickelt, die systematisch während der Fertigung, vor der Auslieferung und nach der Montage (d.h. vor Inbetriebnahme) vorgenommen werden. Präqualifizierungs- und Typentest-Prüfungen sichern bereits vor der auftragsbezogenen Fertigung die zu fordernden Systemeigenschaften. Monitoringsysteme zur thermi-

schen und elektrischen Überwachung der Kabelanlage während des Betriebs kommen in zunehmendem Maße zum Einsatz.

Die Prüfungen von Höchstspannungskabelsystemen sind in der IEC-Publikation 62067 international standardisiert. Prinzipiell wird die ideale Abfolge von Qualifizierung, Fertigung, Verlegung und Inbetriebnahme von Höchstspannungskabelsystemen durch die nachfolgenden Prüfungen beschrieben:

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

• **Präqualifizierung**

Mit einer Präqualifikationsprüfung weist der Hersteller nach, dass mit seinen Fertigungseinrichtungen ein betriebsfähiges, zuverlässiges Kabelsystem hergestellt werden kann. Der PQ-Test weist also aus, dass Kabel und Garnituren, gefertigt und montiert nach herstellereigenen Vorgaben und Richtlinien und mit eigenem Fachpersonal, als betriebssicher angesehen werden können. Allerdings muss nach wesentlichen Änderungen von Systemkomponenten, Fertigungsabläufen oder Materialien an Kabel oder Garnituren eine erneute Präqualifizierung durchgeführt werden.

Der Ablauf eines PQ-Tests beinhaltet zunächst 180 Heizzyklen im Bereich der maximalen Betriebstemperatur bei einer Spannung von $1,7 U_0$ über einen Zeitraum von mindestens 8'760 Stunden (ein Jahr).

Im Anschluss daran sind Blitzimpulsspannungsprüfungen, jeweils 10 positive und negative Prüfimpulse, an ausgewählten Kabellängen durchzuführen. Bei einem elektrischen Durchschlag gilt der PQ-Test als nicht bestanden. Nach erfolgreicher Prüfung wird im letzten Schritt die gesamte Kabelanlage visuell auf eventuelle Alterung untersucht.

• **Typprüfung**

Typprüfungen nach IEC 62067 werden vor der kommerziellen Mengenfertigung durchgeführt, um die ausreichende Qualität der Konstruktion und des Produktdesigns nachzuweisen. Nach erfolgreicher Typprüfung ist eine Wiederholung der Prüfung nur notwendig, wenn wesentliche Produktionsschritte bzw. Designmerkmale verändert werden. Typprüfungen umfassen Biegeprüfungen, Verlustfaktormessungen, Heizzyklen über die maximale Betriebstemperatur mit anschließenden Teilentladungsmessungen, Schalt-, Blitz- und Stehwechselspannungsprüfungen und abschließende visuelle Begutachtungen.

- **Routineprüfung**

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

- **Stückprüfung (Sample Test)**

Sample-Tests werden durch den Hersteller des Kabels bzw. der Kabelgarnitur ausgeführt. Dabei ist es abhängig vom Auftragsumfang, in welcher Häufigkeit bzw. Stückzahl diese Prüfungen und Messungen zu realisieren sind. Die Sample-Tests umfassen die:

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

Werden bei Typ-, Routine- oder Sample-Prüfungen vorgegebene Grenzwerte über- oder unterschritten, so gilt die jeweilige Prüfung als nicht bestanden. Damit werden Nachbesserungen der verursachenden Größen erforderlich.

- **Inbetriebnahmeprüfungen nach Verlegung und Montage**

Nach erfolgter Verlegung und Montage werden Prüfungen am gesamten Kabelsystem durchgeführt. Für diese Vor-Ort-Prüfungen gibt die Norm IEC 62067 die Gleichspannungs-Mantelprüfung und eine Wechselspannungs-Isolationsprüfung an. Die Mantelprüfung wird zwischen jedem metallenen Schirm, koaxialen Drähten und Bändern gegen Erdpotential ausgeführt. Die Wechselspannungsprüfung wird zwischen dem Betreiber und dem Lieferant der Kabelanlage vereinbart. Empfohlen wird eine Spannung mit einer Prüffrequenz im Bereich von 20 bis 300 Hz und annähernd sinusförmiger Spannungsform. Die Prüfzeit liegt üblicherweise in der Größenordnung von einer Stunde (bei $1,7 U_0$). Alternativ wird eine Prüfung mit U_0 über 24 Stunden empfohlen. Gegebenenfalls werden parallele Teilentladungsprüfungen an der Kabelstrecke und den Garnituren durchgeführt.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Vor-Ort-Prüfung von 380-kV-VPE-Kabel mit einer Länge von bis zu 25 km mit den heute verfügbaren Prüf-Einrichtungen möglich ist.

Cable Life Cycle Management

Es besteht die Möglichkeit, durch diagnostische Prüfungen und Online-Monitoring-Systeme eine Kabelstrecke über die gesamte Betriebsdauer zu überwachen und eventuelle Fehlersituationen frühzeitig zu erkennen und ihnen entgegenzuwirken. Zu diesen Monitoringsystemen zählen

- Teilentladungssensoren z.B. in den Verbindungsmuffen,
- Temperaturmonitoring mittels Glasfasern in der Kabelkonstruktion oder auf dem Außenmantel des Kabels.

Die betriebliche Temperaturüberwachung dient vorrangig der Bewertung der maximalen Belastbarkeit und Stromtragfähigkeit der zu realisierenden Kabelverbindung. Dadurch kann kontrolliert werden, dass das Kabel die Netzanforderungen erfüllen kann bzw. welche thermischen Reserven es bietet.

Anhang 2 – Geologische Karten

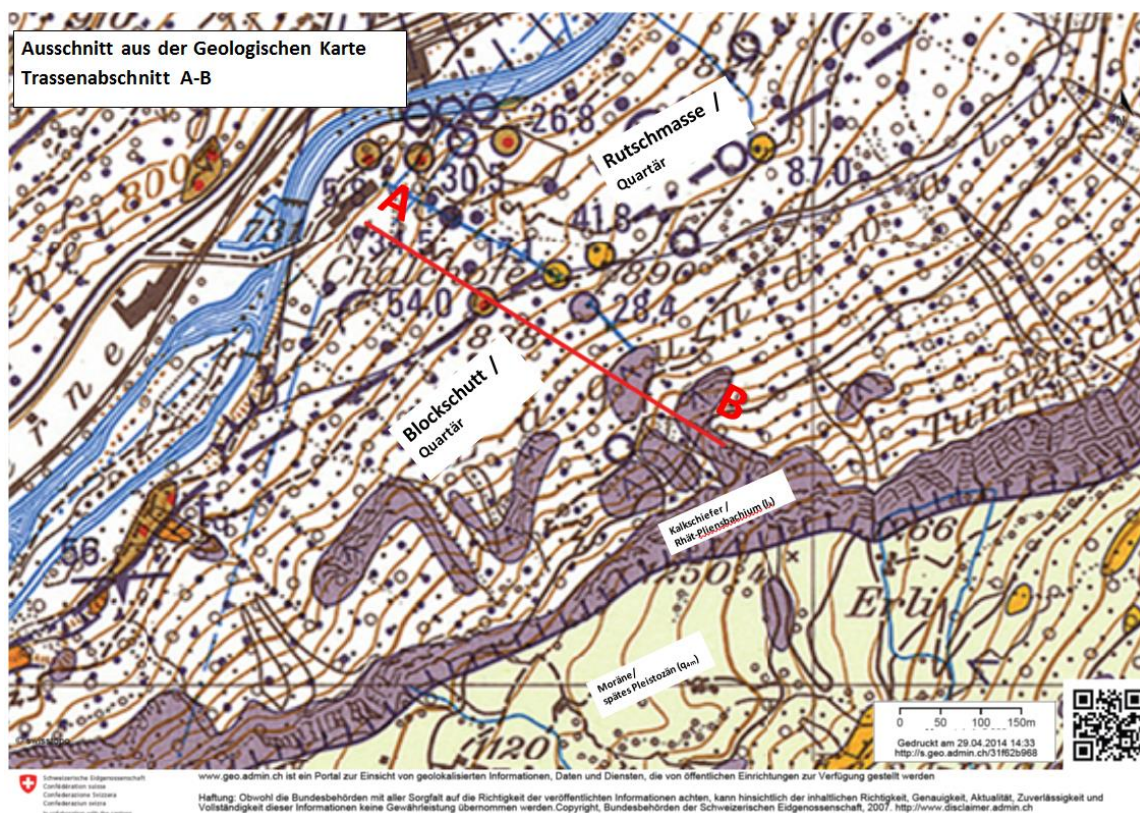


Abbildung 104: Ausschnitt aus der Geologischen Karte – Trassenquerschnitt A-B

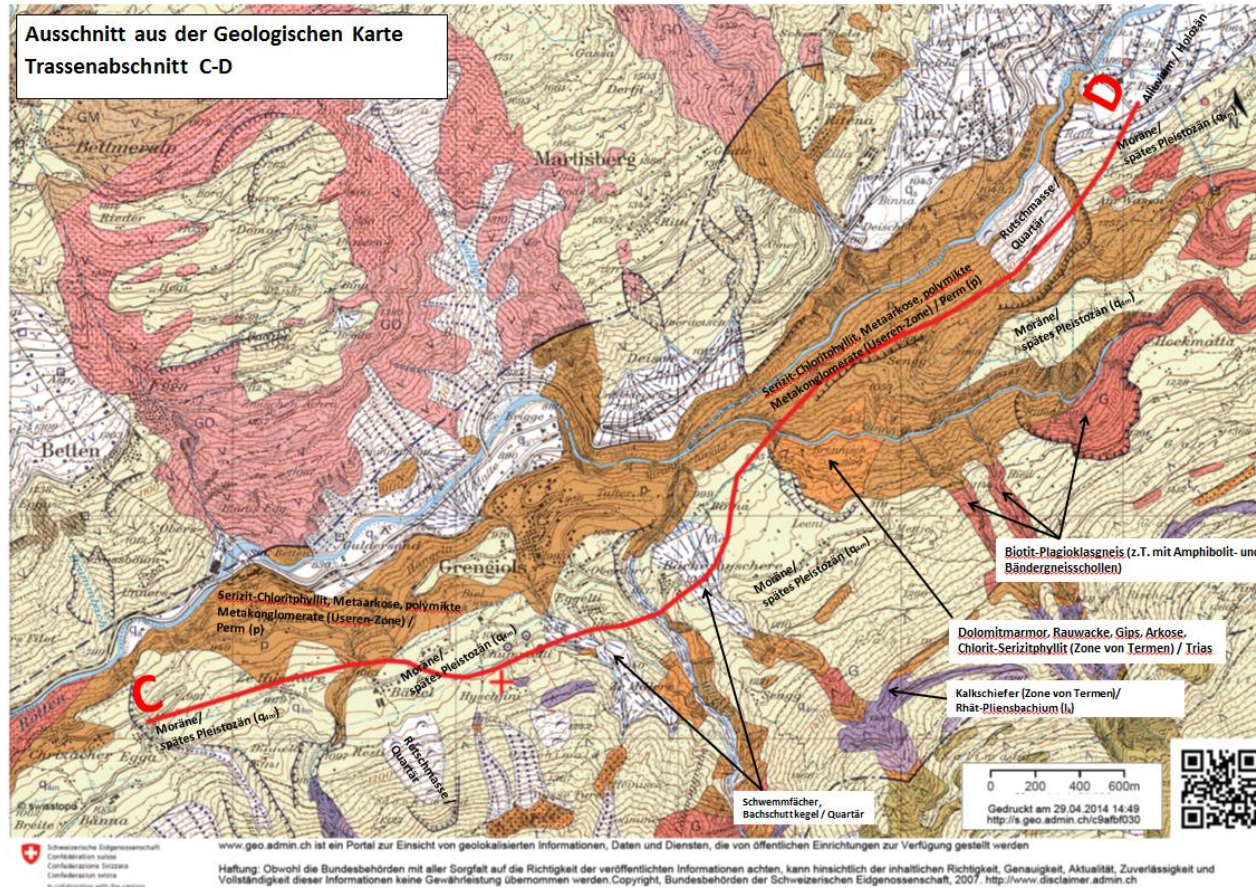


Abbildung 105: Ausschnitt aus der Geologischen Karte – Trassenquerschnitt

C-D

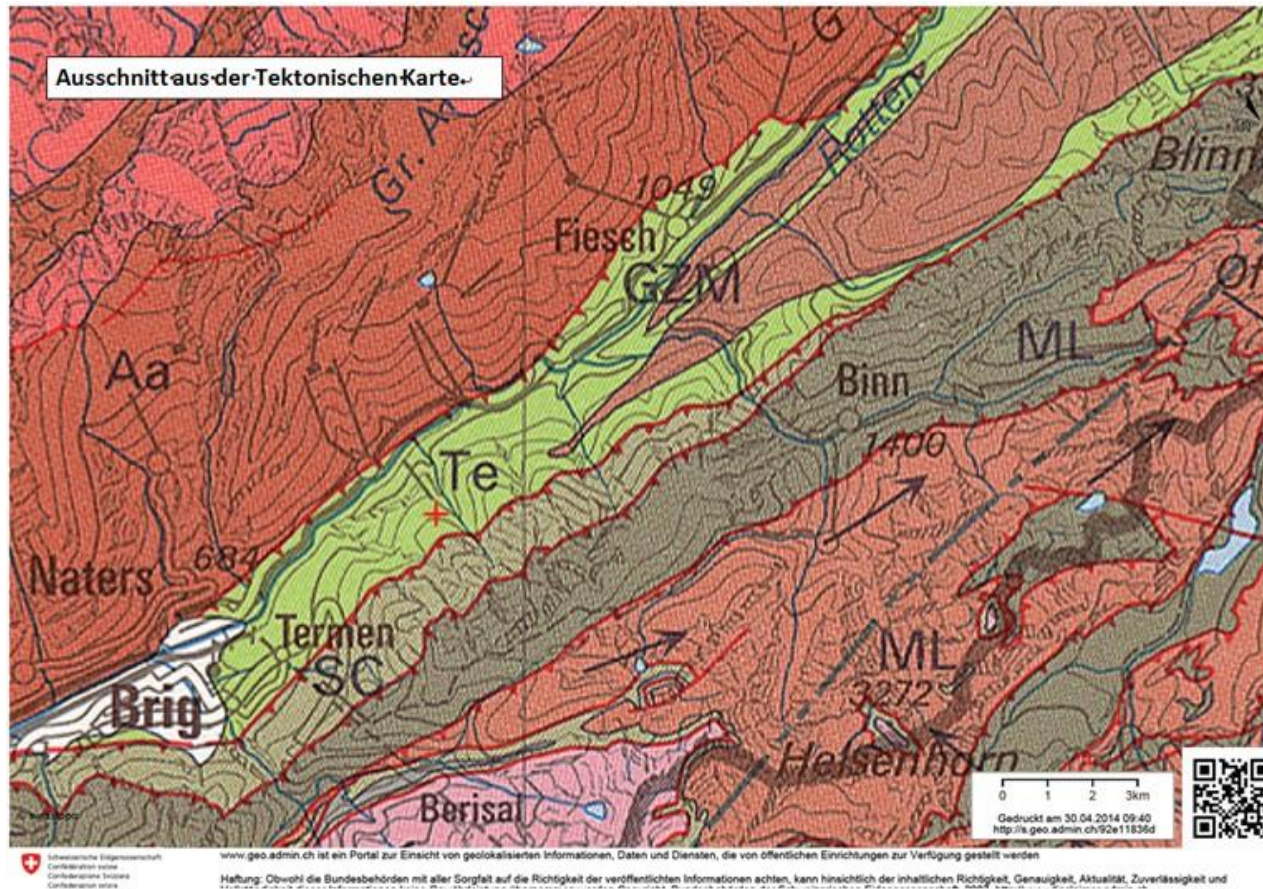
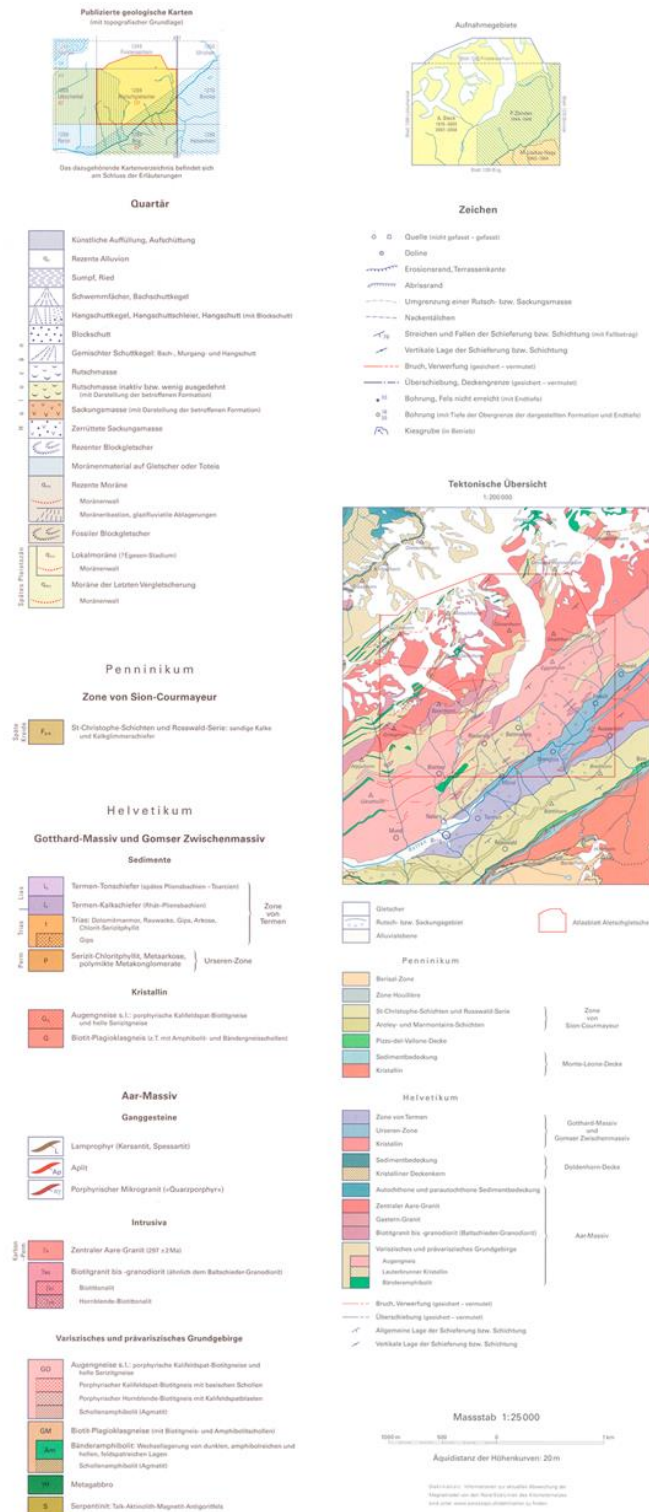


Abbildung 106: Ausschnitt aus der Tektonischen Karte

Legende zur Geologischen Karte



20 Schrifttum

- [1] H. Zimmermann 380/132-kV-Gommerleitung Swissgrid Projektbeschrieb zur Machbarkeitsstudie Kabel Binnaquerung, Frick, Dezember 2013
- [2] Universität Graz: Gutachten über Resonanzproblematik im Übertragungsnetz der SBB, Dezember 2013
- [3] OSPAG ODILO SCHMIDT & PARTNER AG, Gommertleitung, Variante Grengiols Süd, Geologisch-geotechnischer Bericht, 23.08.2011
- [4] Stein, D.: Grabenloser Leitungsbau Verlag Ernst & Sohn, Berlin (2003)
- [5] Frutiger AG: Kabelstudie Binnaquerung, Machbarkeitsstudie Brücke (07/2014)
- [6] Begutachtung der NOK-Studie: Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV/ Teilverkabelung Riniken Studie 2009 („**B1**“)
- [7] H. Brakelmann: 380/220 kV-Leitung Beznau-Birr; Studie Teilverkabelung Riniken; Anmerkungen zu den Stellungnahmen Studie 2009 („**B2**“)
- [8] H. Brakelmann: 380/220 kV-Leitung Beznau-Birr; Teilverkabelung Riniken Stellungnahme zur Beschwerdeantwort der AXPO AG Studie 2011 („**B3**“)
- [9] B.R. Oswald: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Hochspannungsnetz (Ganderkesee-St. Hülfe) FORWIND, Osnabrück, 2005
- [10] T. Renata Einsatz von passiven funkabfragbaren Oberflächenwellensensoren in der elektrischen Energietechnik Diss. TH Darmstadt, 2007
- [11] B.R. Oswald 380-kV-Salzburgleitung Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH, Wien, Hannover, 2007
- [12] K. Polster e.a.: Machbarkeitsstudie Südwest Kuppelleitung Halle 50 Hz Schweinfurt, Abschnitt Altenfeld – Redwitz, zur Teilverkabelung am Rennsteig (Thüringer Wald)
- [13] L. Heinhold Kabel und Leitungen für Starkstrom R. StubbeSiemens AG, Berlin/München, 1969
- [14] H. Brakelmann Belastbarkeiten der Energiekabel - Berechnungsmethoden und Parameteranalysen VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
- [15] G.J. Anders Rating of electric power cables IEEE Press, New York, 1997

-
- [16] IEC 60287 Calculation of the continuous current rating of cables (100 % load factor)
Amendment 3 to IEC-publ. 60287, Cigre-Report, Mai 2009
 - [17] IEC-Publ. 853-2 Calculation of cyclic and emergency current ratings of cables”, Part 2,
1989 Cigre-Report, Mai 2009
 - [18] H. Brakelmann CAE bei der Planung von Energiekabeltrassen Elektrizitätswirtschaft
(1991), S. 384 – 393 Cigre-Report, Mai 2009
 - [19] J. Stammen, Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in
Hochspannungskabelanlagen Diss. Univ. Duisburg-Essen, Shaker-Verlag, 2001
 - [20] H. Brakelmann, J. Dietrich, A. Märten H.P. Ma: Hochwärmeleitfähiger Spezialbeton für
den Kabelgraben El.wirtschaft ew, H. 14/15, Juli 2009, S. 66-72
 - [21] H. Brakelmann Kabelbelastbarkeit im unbelüfteten Tunnel Elektrizitätswirtschaft (1995),
S. 1870 – 1874
 - [22] H. Brakelmann Belastbarkeit von Hochleistungskabeln im zwangsbelüfteten Tunnel Elekt-
rizitätswirtschaft Nr. 26 (1996), S. 1775 - 1780
 - [23] Ch. Moser Erkenntnisse zur Teilverkabelung «Gäbühel» J. Glarner Swissgrid-
Publikation, 2014
 - [24] NISV Verordnungstext, Februar 2000 www.admin.ch/ch/d/sr/8/814.710.de.pdf und
Erläuternder Bericht, Februar 2000
www.umwelt-schweiz.ch/imperia/md/content/luft/nis/vorschriften/1.pdf
 - [25] SUVA. Grenzwerte am Arbeitsplatz 2009 Suva Gesundheitsschutz, Bereich Arbeitsmedi-
zin, Luzern; Nr. 1903.d, 3. Auflage – Januar 2013
 - [26] www.cusstr.ch/repository/184.pdf
 - [27] ETHL, SB-SST Richtlinie über statische Magnetfelder (französisch) [http://sb-st.epfl.ch/files/content/sites/sbsst/files/shared/ Documentation/ DirectiveInterneChampsMag_fr.pdf](http://sb-st.epfl.ch/files/content/sites/sbsst/files/shared/Documentation/DirectiveInterneChampsMag_fr.pdf)
 - [28] H. Brakelmann, V. Wasch: Höchstspannungs-Kabelanlagen mit höchster Betriebs-
sicherheit durch gekapselte Kabel im Tunnel ew, H 24, November 2011, S. 52-59
 - [29] H. Brakelmann, V. Wasch, D. Stein, R. Stein: Power-Tubes – Innovatives Kabel- und
Installationssystem, ew, H. 25-26, Dezember 2011, S. 74-81
 - [30] D. Bielefeld, H. Brakelmann, J. Brüggmann: IES Cables – Power Cables with Integrated
Electro magnetic Shielding

-
- [31] H. Brakelmann e.a.: HVAC cables with ferromagnetic sheathings Jicable, Versailles, June 2011, paper no. 0140
 - [32] H. Brakelmann, V. Waschk: Übertragungsanlage für Mittel-, Hoch- oder Höchstspannung und Sicherungsverfahren einer Übertragungsanlage, nkt cables-Patentanmeldung, 2013
 - [33] Cigré WG B1-23 Impact of Magnetic Fields on Power Cables H. Orton H. Brakelmann e.a. Technical Brochure 659 of Cigré-WG B1-23, Paris, 2012
 - [34] CIGRE WG B1-10 Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems Cigre-Report, Mai 2009
 - [35] L. Colla e.a. Return of experience of 380 kV XLPE landcable failures Jicable paper A.3.7, Versailles, 2011
 - [36] H. Brakelmann Teilverkabelungen im voralpinen und alpinen Raum Studie im Auftrag der APG, Wien, September 2012 http://www.salzburg.gv.at/20006bek/380kVLeitung/UVE-C/01_UVE-FB%20Techn%20Alternative/
 - [37] H. Brakelmann, T. Dong: Transiente Überspannungen bei der Zwischenverkabelung der 380-kV-Leitungsverbindung Chippis-Ulrichen Studie für Swissgrid, Rheinberg, Aschaffenburg, 07/2014
 - [38] Unitracc, Fachinformationsplattform, www.unitracc.de, S & P Consult GmbH
 - [39] VGW-Arbeitsblatt GW 321: Steuerbare horizontale Spülbohrverfahren für Gas- und Wasserrohrleitungen Anforderungen, Gütesicherung und Prüfung (Entwurf 09/2000)
 - [40] Firmeninformation DrillTec GUT GmbH, Großbohr- und Umwelttechnik, Jena.
 - [41] Lueke, J. S., Ariaratnam, S. T., Colwell, D. A. F.: Towards the development of horizontal directional drilling depth of cover guidelines. Proceedings North American No-DIG 2001 (CD-ROM), Nashville, Tennessee from April 14, 2001.
 - [42] Verband Güteschutz Horizontalbohrungen e.V. (Hrsg.): Technische Richtlinien des DCA Informationen und Empfehlungen für Planung, Bau und Dokumentation von HDD-Projekten. 2. Auflage (Oktober 2000).
 - [43] Stein, D.; Liepe, H.: Beck'scher VOB-Kommentar VOB-Teil C; DIN 18319 Rohrvortriebsarbeiten (2000)
 - [44] Arbeitsblatt DWA-A 125: Rohrvortrieb und verwandte Verfahren, 12/2008
 - [45] Firmeninformation Herrenknecht AG, Schwanau
 - [46] Firmeninformation Toyotechnos Co., Ltd., Osaka, Japan

-
- [47] DIN 4124: Baugruben und Gräben – Böschungen, Verbau, Arbeitsraumbreiten, 10/2002.
 - [48] DIN 4123: Ausschachtungen, Gründungen und Unterfangungen im Bereich bestehender Gebäude, 09/2000.
 - [49] ODILO SCHMIDT & PARTNER AG: Gommertleitung Bitsch-Ulrichen, Abschnitt „Lägundwald“, Gemeinde Filet, Geolog-Geotechnische Stellungnahme, 11.01.2008
 - [50] N.N.: Vorfluter Süd Zweckverband Südlicher Randkanal Städte Köln, Hürth und Frechen Dokumentation des Baugeschehens 1996 1999. Informationsbroschüre der beteiligten Argen Dyckerhoff & Widmann AG (Köln), Philipp Holzmann AG (Köln), Wilhelm Epping GmbH Spezialtiefbau (Bocholt), Bilfinger & Berger Bauaktiengesellschaft (Köln) und Wiemer & Trachte AG (Essen). Ohne Jahr
 - [51] Fischer, F., Nefzger, P., Kaintzyk, U.: Freileitungen, Springer-Verlag, 2001
 - [52] F. Kiessling, P. Nefzger e.a.: Overhead Power Lines Springer, Berlin, 2003
 - [53] Quantis: LCA verschiedener Leitungsvarianten zwischen Mörel-Filet und Fiesch / Entwurf des Schlussberichts vom 29.07.2014
 - [54] Neumann Jicable 2011
 - [55] VDEW Kabelhandbuch VDEW-Verlag, Frankfurt, 2001
 - [56] DIN EN 50341-1:2013-11; VDE 0210-1:2013-11 : Freileitungen über AC 1 kV
 - [57] H. Brakelmann Energietechnik programmiert - Probleme,Lösungen, Programme - VDE-Verlag (1989) S. 1 – 266 Cigre-Report, Mai 2009
 - [58] CUELE Commission of the Undergrounding of Electricity Lines in Europe; European Communities Background Paper, Brussels, 10. Dec. 2003