



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Sebastian Forthuber, BSc

Ökonomische Bewertung von Hochspannungs-Erdkabel und -Freileitung unter Berücksichtigung von Verlusten am Beispiel einer Stickleitung

Diplomarbeit

TU Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group (EEG)

Betreuer: Associate Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Auer
Assistent: Dipl.-Ing. Dr.techn. Albert Hiesl

Wien, Juni 2025



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Danksagung

An erster Stelle möchte ich mich bei meinen Eltern bedanken, die mich immer und in jeder Art unterstützt und mir diese Ausbildung ermöglicht haben. Ihnen widme ich diese Arbeit.

Ich möchte mich sehr herzlich bei Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Auer für die Betreuung dieser Arbeit und die Unterstützung in der letzten Studienphase bedanken.

Außerdem möchte ich mich bei Dipl.-Ing. Dr.techn. Albert Hiesl für die Anregung zum Thema dieser Arbeit, die Betreuung, die inhaltlichen Anregungen und die Unterstützung im Verlauf der Erstellung der Arbeit bedanken.

Ein weiterer Dank gilt Dr. Alexander Kovacs für das Korrekturlesen und die wertvollen Anregungen beim Fertigstellen der Arbeit.

Zu guter Letzt möchte ich mich bei meiner Familie, allen Freunden, Kommilitonen und Wegbegleitern bedanken, die mir immer aufmunternd zur Seite gestanden sind.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kurzfassung

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems ist der Ausbau der Übertragungs-kapazitäten im Stromnetz unerlässlich. Dies betrifft insbesondere den Ausbau von Netz-Leitungen auf allen Netzebenen sowie von Zuleitungen zur Anbindung von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen. Für die Substitution fossiler Energieträger in industriellen Prozessen sind leistungsfähige Zuleitungen auf hohen Netzebenen erforderlich.

Während die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Freileitungen und Erdkabel-Anlagen auf allen Netzebenen oft für größere Netzbe-reiche betrachtet werden, werden im Zuge der vorliegenden Diplomarbeit Varianten für die direkte Zuleitung zu einer einzelnen Groß-Industrieanlage untersucht und in einem Wirtschaftlichkeitsvergleich gegenübergestellt. Es kommen Freileitungsanlagen, Erdkabel- oder Hybrid-Anlagen mit unterschiedlichen technischen Spezifikationen in Frage. Die Verluste der jeweiligen Anlage haben Einfluss auf die Belastbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Varianten.

Es wird die energietechnische Machbarkeit unter den allgemeinen streckenspezifischen Gegebenheiten untersucht und nach Vorauswahl der entsprechenden Leitungstypen die Dimensionierung der Leitungsanlage vorgenommen. Nach der Untersuchung der im Betrieb zu erwartenden Verluste, werden die Gesamtkosten ermittelt und nach der Barwertmethode verglichen. Die Ergebnisse liefern die Größenordnungen für die Einordnung der Gesamtkosten der Freileitungs-, Erdkabel- oder Hybrid-Anlagen. Für die untersuchte Anlage ist aufgrund der hohen Anschlussleistung eine Anbindung an das Hoch- (220 kV) oder Höchstspannungsnetz (380 kV) vorgesehen.

Die wirtschaftlichste Lösung ist eine Freileitung mit Anschluss an die 380 kV Ebene. Ist diese Realisierung nicht durchgängig möglich, sind Hybrid-Anlagen als Kombination einer Freileitung und eines Erdkabels denkbar. Die höchsten Gesamtkosten sind mit Erdkabelanlagen verbunden, wobei Aluminium-Leiter-Kabel mit Anschluss an das 380 kV Netz und Cross-Bonding-Schirmerdung die wirtschaftlichste Erdkabel-Lösung darstellen. Kupferkabel haben höhere Kosten, der Anschluss an das 220 kV Netz oder andere Schirmerdungsvarianten scheiden aus technischen, wirtschaftlichen oder aus Gründen der thermischen Belastbarkeit aus.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Abstract

As part of the decarbonization of the energy system, the expansion of transmission capacities in the power grid is essential. This applies in particular to the expansion of grid lines at all grid levels as well as lines connecting generation and consumer facilities. Powerful supply lines at high grid levels are required to replace fossil fuels in industrial processes.

While the technical and economic conditions for the use of overhead lines and underground cable systems at all grid levels are often considered for larger grid areas, this thesis examines variants for direct supply lines to a single large industrial plant and compares them in terms of economic efficiency. Overhead lines, underground cables, or hybrid systems with different technical specifications are considered. The losses of the respective system influence the load capacity and economic efficiency of the variants.

The energy-related feasibility is examined under the general route-specific conditions and, after a preselection of the corresponding line types, the line system is dimensioned. After examining the losses to be expected during operation, the total costs are determined and compared using the Net Present Value method. The results provide the orders of magnitude for classifying the total costs of the overhead line systems, underground cable systems, or hybrid systems. Due to the high load, a connection to the high-voltage (220 kV) or extra-high-voltage grid (380 kV) is planned for the system under investigation.

The most economical solution is an overhead line with a connection to the 380 kV level. If a continuous overhead line is not possible due to external constraints, a hybrid system combining an overhead line and an underground cable is a viable alternative. The highest total costs are associated with underground cable systems, with aluminum conductor cables connected to the 380 kV grid and cross-bonding sheath grounding system representing the most economical cable solution. Copper cables have higher costs, and connection to the 220 kV grid or other sheath bonding systems are ruled out for technical, economic, or thermal load capacity reasons.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Fragestellung und Methode	2
1.3	Aufbau der Arbeit	2
2	Theorie und Grundlagen	5
2.1	Leitungen im Energiesystem	5
2.1.1	Leitungstheorie	5
2.1.2	Betrieb von Drehstromleitungen	7
2.1.3	Blindleistungskompensation	8
2.1.4	Verluste	10
2.2	Erdkabel-Leitungen	11
2.2.1	Kabelaufbau	12
2.2.2	Schirmerdung	15
2.2.3	Garnituren	18
2.2.4	Tiefbau, Verlegung, Montage	20
2.2.5	Kabelprüfung und Kabelüberwachung	20
2.2.6	Verluste	21
2.3	Freileitung	22
2.3.1	Leiter-, Erdseile und Armaturen	23
2.3.2	Maste, Mechanik, Statik	24
2.3.3	Verluste	25
2.4	Hybrid-Leitungen	26
3	Methode	27
3.1	Bestimmung der Leitungsparameter	27
3.1.1	Widerstandsbelag	27
3.1.2	Induktivitätsbelag	31
3.1.3	Ableitungsbelag	32
3.1.4	Kapazitätsbelag	32
3.2	Leistungsplanungsprozess	32
3.3	Auslegung	34
3.3.1	Dimensionierung Erdkabel	36

Inhaltsverzeichnis

3.3.2	Dimensionierung Freileitung	47
3.3.3	Dimensionierung Hybrid-Leitung	51
3.4	Leistungsbilanz (Spannungen, Stromberechnung)	52
3.5	Verlustberechnung	55
3.6	Kostenkalkulation und Wirtschaftlichkeitsvergleich	56
3.6.1	Investitionskosten	57
3.6.2	Betriebskosten	59
3.6.3	Investitionsrechnung, Barwertmethode	60
4	Case Study	63
4.1	Leitungsprojekt	63
4.2	Erdkabel-Varianten	66
4.2.1	Dimensionierung, Schirm und Schirmerdung	69
4.2.2	Kostenkalkulation	72
4.3	Freileitungsvarianten	74
4.3.1	Dimensionierung	75
4.3.2	Kostenkalkulation	77
4.4	Hybrid-Varianten	79
4.4.1	Kostenkalkulation	79
4.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	80
5	Ergebnisse	81
5.1	Erdkabel-Varianten	81
5.1.1	Dimensionierung	81
5.1.2	Leistungen und Betriebsstrom	84
5.1.3	Verlustberechnung	86
5.1.4	Kostenkalkulation	86
5.2	Freileitungsvarianten	88
5.2.1	Dimensionierung	88
5.2.2	Leistungen und Ströme	88
5.2.3	Verlustberechnung	90
5.2.4	Kostenkalkulation	90
5.3	Hybrid-Varianten	91
5.3.1	Verlustberechnung	92
5.3.2	Kostenkalkulation	92
5.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	94
5.4.1	Sensitivitäten	101
6	Schlussfolgerungen	105
	Literatur	109

x

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung des Transport-, Wohn- und Industriesektors bedeutet den Umstieg von fossiler auf elektrische Energie. Daraus resultiert ein hoher Ausbaubedarf von Kapazitäten für die Erzeugung und den Transport erneuerbarer elektrischer Energie zur Deckung des bestehenden und des hinzukommenden Bedarfs zur Substitution fossiler Energieträger. Der resultierende Bedarf an Kapazitäten zur Übertragung großer Mengen elektrischer Energie erfordert leistungsfähige Leitungsverbindungen. Es können Freileitungen, Erdkabel-Anlagen oder Kombinationen beider Leitungstypen zum Einsatz kommen. Freileitungen sind auf allen Netzebenen im Einsatz, technisch etabliert und weltweit verbreitet. Es existieren ausgereifte Technologien und ein umfangreicher Erfahrungsschatz hinsichtlich Bau, Betrieb und Lebensdauer. Erdkabelleitungen sind auf der Nieder-, Mittel- und bis zu einem gewissen Grad auf der Hochspannungsebene verbreitet. Es existieren allerdings bisher wenig Erfahrungswerte über den langfristigen Betrieb und die Lebensdauer von Höchstspannungskabel-Anlagen. Die Wirtschaftlichkeit von Erdkabel-Anlagen im Vergleich zu Freileitungen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene wurde in zahlreichen Studien aus Sicht der Netzbetreiber für das gesamte Landesnetz, einzelne Teilnetze oder Netzebenen untersucht ([4], [18], [11]).

Die Substitution von vorort fossil bereitgestellter Industrie-Prozesswärme und die Implementierung von Prozessen zur Erzeugung nachhaltiger Energieträger erfordert im Speziellen auch Hochleistungs-Stichleitungen zur Versorgung einzelner Anlagen. Derartige Leitungen sind - so sie vom Betreiber der Industrieanlage selbst verantwortet werden - der Anlage zuzuordnen und somit in Kombination mit dieser wirtschaftlich zu betrachten.

1 Einleitung

1.2 Fragestellung und Methode

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die Wirtschaftlichkeit der Investition und des Betriebs verschiedener Leitungsvarianten zur Versorgung einer Industrieanlage zu untersuchen. Zu diesem Zweck wird eine Einzelanlage für den Netzanschluss einer Industrieanlage mit hohem Leistungsbedarf untersucht. Es wird dabei angenommen, dass die Leitungsanlage vom Betreiber der Industrieanlage selbst errichtet und betrieben wird. Es werden verschiedene Varianten von Freileitungs- und Erdkabel-Anlagen sowie Kombinationen beider Technologien gegenübergestellt. Zunächst wird die energietechnische Machbarkeit und Auslegung der Anlage behandelt, wobei die thermische Strombelastbarkeit verschiedener Kabel- und Leiterseiltypen untersucht und eine entsprechende Auswahl vorgenommen wird. Im Anschluss werden die zu erwartenden Verluste im Betrieb der Anlage erörtert. Auf Basis der Spezifikation der selektierten Leitungstypen und deren Verlusterwartung wird eine Aufstellung der Investitionskosten und der zu erwartenden Betriebs- und Verlustkosten vorgenommen. Diese werden in einem Wirtschaftlichkeitsvergleich für einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren gegenübergestellt.

Gesichtspunkte der Trassierung werden insofern betrachtet, als sie Einfluss auf die Energieübertragung haben. Einschränkungen wie bestehende Verkehrs- bzw. Leitungsinfrastruktur und notwendige Unterquerungen derselben bzw. von Siedlungsräumen werden als pauschale Reserve berücksichtigt, verbleiben aber Gegenstand der detaillierten Leitungsplanung. Kriterien wie der Einfluss auf Mensch und Siedlungen, Natur und Landschaft, Kultur und Sachgüter, Gefahren und Risiken der Umsetzung sowie Bodenverhältnisse und Geologie bleiben unberücksichtigt, stellen aber einen beträchtlichen Teil der Planung von Leitungsprojekten dar.

1.3 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 gibt einen Überblick über die theoretischen Grundlagen zu Erdkabel-Anlagen und Freileitungen und deren Behandlung im Stromnetz.

Kapitel 3 behandelt die einzelnen Schritte zur Erarbeitung der Grundlagen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich. Dies betrifft die elektrischen Parameter von Leitungen, die Planung und Auslegung der Leitungsanlagen und die Berechnung der Verlusterwartung im Normalbetrieb, resultierend in der Aufstellung der Gesamtkosten und deren Auswertung mittels dynamischer Investitionsrechnung.

Kapitel 4 erörtert die Ausgangssituation der Case Study einer Groß-Industrieanlage und die Parameter für die Berechnungen. Es werden die verschiedenen behandelten Leitungsvarianten vorgestellt.

Kapitel 5 stellt die Ergebnisse der Dimensionierung, Verlustberechnung und Kostenkalkulation der Varianten

- V1 - 380 kV Kupfer-Erdkabel mit Cross-Bonding-Schirmerdung
- V2 - 380 kV Aluminium-Erdkabel mit Cross-Bonding-Schirmerdung
- V3 - 380 kV Aluminium-Erdkabel mit beidseitiger Schirmerdung
- V4 - 220 kV Kupfer-Erdkabel mit Cross-Bonding-Schirmerdung
- V5 - 380 kV Freileitung
- V6 - 220 kV Freileitung
- V7 - Erdkabel-Freileitung-Hybrid, Verhältnis 1:2
- V8 - Erdkabel-Freileitung-Hybrid, Verhältnis 1:1

vor. Die darauf folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung behandelt die ökonomische Bewertung der Varianten im Vergleich. Ausgewählte Aspekte werden anhand von Sensitivitätsanalysen dargestellt.

Kapitel 6 enthält eine Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

2 Theorie und Grundlagen

2.1 Leitungen im Energiesystem

Leitungen dienen zur Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie von den Erzeugern über das Stromnetz zu den Verbrauchern. Dabei kommen auf allen Spannungsebenen Freileitungen oder Erdkabel zum Einsatz. Der Anteil von Erdkabel-Leitungen am Leitungsnetz einer Netzebene sinkt mit steigender Spannungsebene. Im Hoch- und Höchstspannungsnetz des Übertragungsnetzes werden große Distanzen überbrückt oder große Erzeuger bzw. Lasten mit dem Netz verbunden. Dafür sind zumeist - mit Ausnahme dicht bebauter urbaner Gebiete - Freileitungen und vermehrt Hochspannungs-Gleichstromkabel in Verwendung. Für große Entfernungen oder hohe Übertragungsleistungen kommen aufgrund der Übertragungscharakteristik, der besseren Handhabbarkeit von Leitungsstörungen und der günstigeren Errichtungskosten hauptsächlich Freileitungen zum Einsatz. Im Nieder- und Mittelspannungsnetz sind Erdkabel weit verbreitet, auch im Verteilernetz werden sie v.a. im urbanen Raum eingesetzt. Abbildung 2.1 zeigt den grundlegenden Aufbau typischer Stromversorgungsnetze mit den verschiedenen Netzebenen.

2.1.1 Leitungstheorie

In diesem Abschnitt werden Teile der Leitungstheorie behandelt, wobei Ausschnitte aus [39] und [38] zitiert werden. Symmetrische Drehstromleitungen können, mit für die Anwendung dieser Arbeit ausreichender Genauigkeit, als homogene Leitungen bestehend aus infinitesimal kleinen differentiellen Längenelementen (siehe Abbildung 2.2) und unter Verwendung von symmetrischen Impedanzkomponenten modelliert werden. Um die elektrischen Parameter einer Leitung unabhängig von ihrer absoluten Länge angeben zu können, werden diese als längenbezogene Beläge definiert. Diese haben für sich keine physikalische Entsprechung, erlauben aber die rechnerische Behandlung einer Leitung zunächst ohne ihre Länge. Ein Längenelement besteht aus dem Widerstandsbelag $R'dx$, dem Induktivitätsbelag $L'dx$, dem Querleitwert bzw. Ableitbelag $G'dx$ und dem Kapazitätsbelag $C'dx$.

2 Theorie und Grundlagen

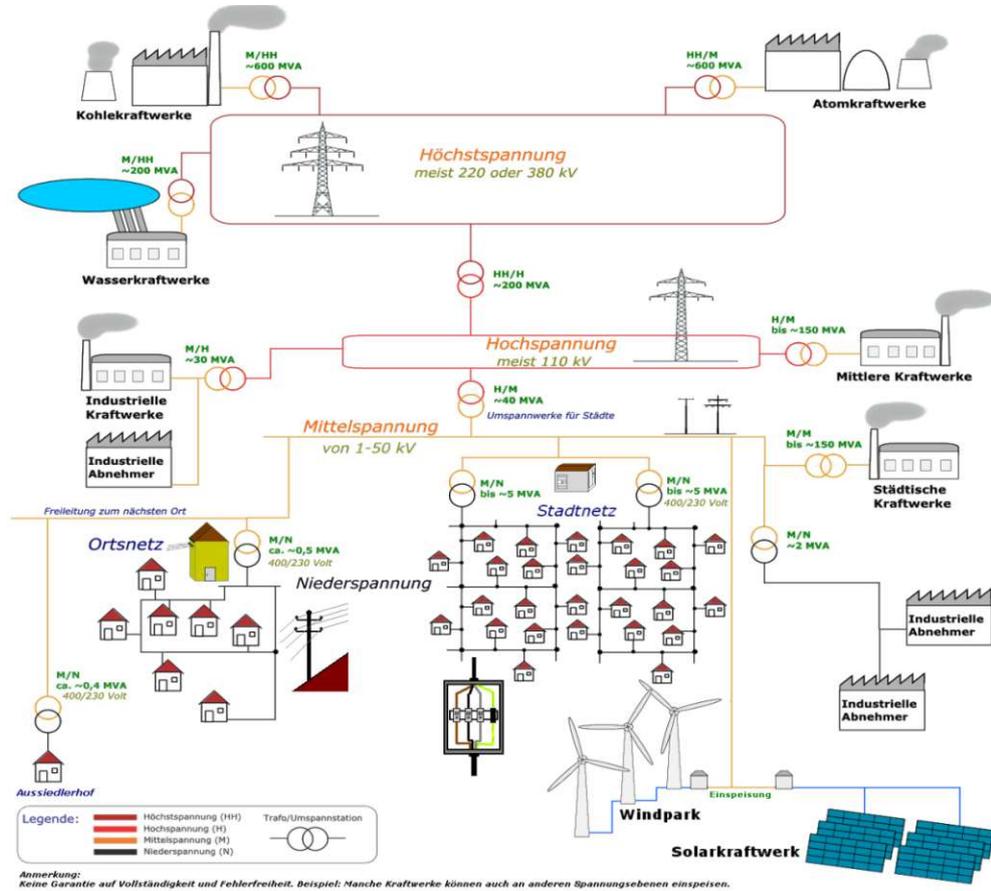


Abbildung 2.1: Aufbau der Stromversorgungsnetze ([13])

Die Beläge ergeben sich jeweils aus der längenbezogenen Größe und der differentiellen Längeneinheit, es bezeichnet R' den längenbezogenen Ohmschen Widerstand, L' die längenbezogene Induktivität, G' den längenbezogenen Leitwert, C' die längenbezogene Kapazität.

Aus den partiellen Differentialgleichungen für das differentielle Längenelement lässt sich die Telegraphengleichung mit allgemeinen Lösungen für Spannung und Strom als vorlaufende und rücklaufende Welle ableiten. Die Lösungen der Differentialgleichung für Spannung und Strom beinhalten über den Ansatz komplexer Amplitudenzeiger für eingeschwungene, sinusförmige Spannungen und Ströme die komplexe Ausbreitungskonstante

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}' \cdot \underline{Y}'} = \sqrt{(R' + j\omega L') (G' + j\omega C')}, \quad (2.1)$$

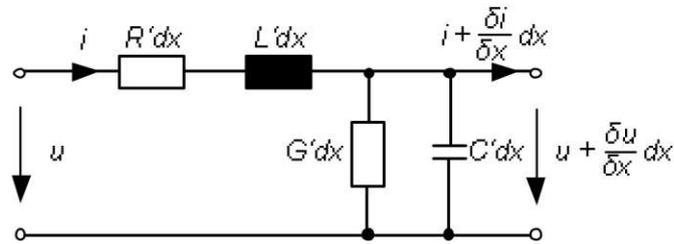


Abbildung 2.2: Differentielles Längenelement einer homogenen Leitung ([39])

außerdem wird der komplexe Wellenwiderstand

$$\underline{Z}_w = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (2.2)$$

eingeführt. \underline{Z}' bezeichnet die längenbezogene Impedanz, \underline{Y}' die längenbezogene Admittanz. Die Lösungen der Leitungsgleichungen für Strom und Spannung lassen sich nun in Matrixschreibweise nach Gleichung 2.3 und 2.4 anschreiben, wobei \underline{U}_1 und \underline{I}_1 die Größen am Anfang der Leitung und l die Leitungslänge bezeichnet.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}(l) \\ \underline{Z}_w \underline{I}(l) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & -\sinh(\gamma l) \\ -\sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{Z}_w \underline{I}_1 \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{Z}_w \underline{I}_1 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & \sinh(\gamma l) \\ \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}(l) \\ \underline{Z}_w \underline{I}(l) \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

2.1.2 Betrieb von Drehstromleitungen

Betrieb bei Natürlicher Leistung

Bei Abschluss der Leitung mit einer Impedanz die dem Wellenwiderstand entspricht gilt weiters

$$\frac{\underline{U}_1}{\underline{I}_1} = \frac{\underline{U}(x=l)}{\underline{I}(x=l)} = \frac{\underline{U}(x)}{\underline{I}(x)} = \underline{Z}_w. \quad (2.5)$$

Die Leistung, die über eine dieser Art abgeschlossene und bei Nennspannung betriebene Leitung übertragen wird, wird als natürliche Leistung

$$P_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{|Z_w|} \quad (2.6)$$

bezeichnet. Bei dieser Betriebsart wird ausschließlich Wirkleistung übertragen. Wird eine Leitung, abhängig von der Beschaltung am Leitungsende, unterhalb der natürlichen Leistung betrieben, zeigt sie ein kapazitives, oberhalb der natürlichen Leistung ein induktives Verhalten. Betrieb bei natürlicher Leistung stellt den für den Netzbetrieb idealen Betriebsfall dar, da keine Blindleistung übertragen werden muss.

Die natürliche Leistung wird in vereinfachten Betrachtungen manchmal als Maß für die thermische Belastbarkeit herangezogen. Die thermische Belastbarkeit von Freileitungen liegt jedoch üblicherweise darüber, jene von Erdkabeln darunter. Dies ist in hohem Maße von den Wetterbedingungen (Freileitung) und den Verlegebedingungen (Erdkabel) abhängig. Diese Gesichtspunkte werden in den Abschnitten 3.3.1 und 3.3.2 behandelt.

Betrieb bei leerlaufender Leitung

Der Betrieb mit offenem Ende der Leitung kann im Fall des Zuschaltens der unbelasteten Leitung oder im Fall des Abschaltens der Last eintreten. Vor allem bei Kabelleitungen können dabei auch schon bei kurzen Leitungslängen Spannungsüberhöhungen am Leitungsende auftreten (Ferranti-Effekt). Die Überhöhung der Spannung lässt sich wie folgt angeben:

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{\cosh \gamma l}. \quad (2.7)$$

Vor allem bei Kabelleitungen muss außerdem berücksichtigt werden, dass diese, aufgrund ihrer Erdkapazitäten, Blindleistung ins Netz einspeisen.

2.1.3 Blindleistungskompensation

Je nach Leitungslänge bzw. Belastung der Leitung kann aus netzbetrieblichen Gründen, aus Gründen der Leitungsbelastung oder für den Fall der leerlaufenden Leitung eine entsprechende Kompensation der Blindleistung erforderlich sein. Blindleistungskompensation hat die Aufgabe, durch Anpassung des Wellenwiderstandes der Leitung an die jeweilige Belastung, einen ausgeglichenen Blindleistungshaushalt an Anfang und Ende der Leitung herzustellen und die Spannung entlang der Leitung im zugelassenen Spannungsband zu halten. Bei Betrieb unterhalb der natürlichen Leistung (kapazitives

2.1 Leitungen im Energiesystem

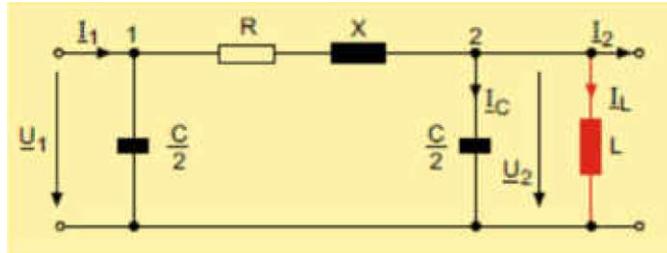


Abbildung 2.3: Parallelkompensation leerlaufender Leitungen ([38])

Verhalten) kann die Induktivität der Leitung erhöht (Serienschaltung einer Induktivität), oder die Kapazität verringert werden (Parallelschalten einer Induktivität). Bei Kabelleitungen ist die Kompensation kapazitiver Blindleistung erforderlich. Abbildung 2.3 zeigt eine Schaltung zur Parallelkompensation, und Abbildung 2.4 zeigt ein Beispiel einer Kompensations-Drosselspule. Bei Betrieb oberhalb der natürlichen Leistung (induktives Verhalten) kann die Induktivität der Leitung verringert (Serienschaltung einer Kapazität), oder die Kapazität erhöht werden (Parallelschalten einer Kapazität).



Abbildung 2.4: Blindleistungskompensations-Drosselspule, 150 Mvar, Siemens ([4])

Abbildung 2.5 zeigt die Blindleistungsverhältnisse beim Betrieb unterschiedlicher Leitungen. Dabei ist ersichtlich, dass bei Kabelleitungen (selbst bei kurzen Leitungslängen) ein erheblicher Bedarf an Kompensation der kapazitiven Blindleistung besteht. Bei Freileitungen ist der Kompensationsbedarf wesentlich geringer. Vor allem bei größeren Leitungslängen ist die Kompensation induktiver Blindleistung erforderlich. Die erforder-

2 Theorie und Grundlagen

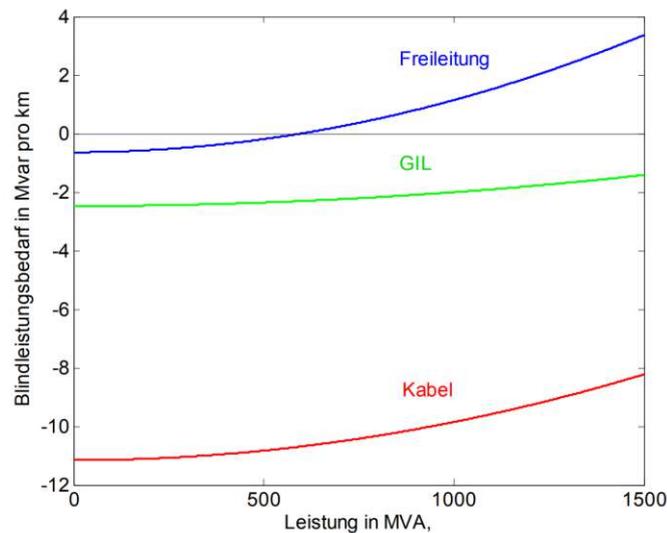


Abbildung 2.5: Blindleistung pro System und pro km von 380-kV-Freileitung, -Kabel und -GIL (gasisolierte Leitung) in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung (Kabel 2500 mm²) ([4])

derliche Kompensationsleistung ergibt sich aus der elektrischen Leitungscharakteristik und dem jeweiligen Betriebsfall bzw. der jeweiligen Belastung. Die dynamische Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung kann durch regelbare Kompensationsdrosselspulen oder FACTS-Elemente (Flexible AC Transmission Systems), wie Static Var Compensators und STATCOMs erfolgen.

2.1.4 Verluste

Beim Betrieb einer Leitungsanlage lassen sich stromabhängige und spannungsabhängige Verluste unterscheiden.

Stromabhängige Verluste

Die stromabhängigen Verluste ergeben sich durch den für die zu übertragende Wirk- und Blindleistung erforderlichen Strom. Es sind Joule-Verluste, die sich aus dem Stromfluss und den ohmschen Widerständen des Leiters ergeben. Bei Leitern mit großem Querschnitt spielen Skin-Effekt und Proximity-Effekt eine Rolle. Durch die Stromverdrängung im Leiter (Skin-Effekt) wird der Widerstand und damit auch

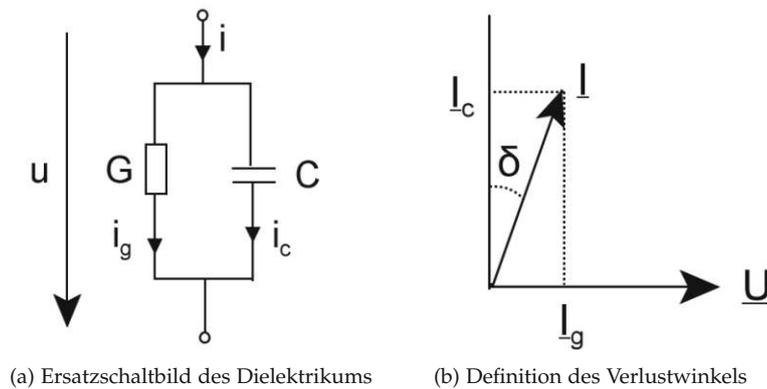


Abbildung 2.6: Zur Definition des Verlustfaktors ([12])

der Stromwärmeverlust im Leiter erhöht. Der Proximity-Effekt bezeichnet Stromverdrängungseffekte, verursacht durch benachbarte Leiter.

Spannungsabhängige Verluste

Die spannungsabhängigen Verluste sind unabhängig vom Stromfluss und entstehen, sobald die Leitung unter Spannung steht. Die dielektrischen Verluste bezeichnen die Energiemenge die aus dem am Isolationsmedium anliegenden elektrischen Feld entnommen und in Verlustwärme umgewandelt wird. Es handelt sich dabei um Polarisationsseffekte durch die elektrische Wechsel-Feldstärke, die durch den Ableitungsbelag (siehe Abschnitt 3.1.3) berücksichtigt werden. Die Berechnung erfolgt über den Verlustfaktor $\tan \delta$, wobei δ den Verlustwinkel bezeichnet (siehe Abbildung 2.6). Er ist definiert als das Verhältnis der Wirkleistung zur Blindleistung einer an Spannung liegenden Kapazität ([25]) und ist abhängig von der Temperatur, der Frequenz und der Spannung.

2.2 Erdkabel-Leitungen

In diesem Kapitel wird auf Erdkabel-Leitungen eingegangen, wobei Ausschnitte von [13] und [37] zitiert werden. Erdkabel ermöglichen einen im Vergleich zu Freileitungen besseren Schutz vor atmosphärischen Einwirkungen, benötigen geringere Sicherheitsabstände und haben durch unterirdische Verlegung keine Beeinträchtigung des Landschaftsbilds zur Folge. Es wird jedoch, v.a. in der Bauphase, mehr Boden in Anspruch genommen. In der Betriebsphase muss ein Bereich von tief wurzelnden

2 Theorie und Grundlagen

Pflanzen freigehalten werden. Kabel haben durch Wärmeabgabe Einfluss auf das umgebende Erdreich und andere Einbauten; die erwartete Lebensdauer, aber auch die Ausfallrate ist geringer. Die Ausfalldauer, der Reparaturaufwand im Schadensfall sowie die Investitionskosten sind jedoch höher. Kabel können, je nach Ausführung, in Luft (in Kanälen oder Tunneln), im Wasser, in Rohren, oder direkt im Erdboden verlegt werden. Sie müssen in der Lage sein, die vorgesehenen Betriebsströme dauerhaft, und Fehlerströme und Überspannungen über einen gewissen Zeitraum führen zu können. Dies sind auch die zentralen Kriterien der Dimensionierung. Weiters müssen sie in der Lage sein, den Leiter gegen mechanische und chemische Umwelteinflüsse zu schützen. Das Systemdesign der Kabel-Anlage muss darauf ausgelegt sein, die Grenzwerte für die entstehenden elektromagnetischen Felder einzuhalten. Hochspannungskabel werden zunächst nach dem Isolationsmaterial unterschieden. Es kommen papierisolierte Niederdruck-Ölkabel, Gasaußen- und Gasinnendruckkabel, sowie kunststoffisolierte, PVC (Polyvinylchlorid)- oder VPE (Vernetztes Polyethylen)-Kabel zum Einsatz. Kabel können als Ein- oder Mehrleiter-Kabel ausgeführt sein. Dreileiter-Kabel kommen bis 220 kV zur Anwendung (z.B. Stadtkabel). Im Höchstspannungsbereich kommen aufgrund der hohen Leiterquerschnitte fast ausschließlich Einleiterkabel zum Einsatz. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den heute im Hochspannungsbereich hauptsächlich verwendeten VPE-Einleiter-Erdkabel; in Rohren oder direkt im Erdboden verlegt.

2.2.1 Kabelaufbau

Der grundlegende Aufbau ist in Abbildung 2.7 dargestellt und besteht (von innen nach außen) aus folgenden Schichten, die in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert werden:

- Leiter
- Innere Leitschicht
- Isolierung
- Äußere Leitschicht
- Kabelschirm
- Mantel

Der Aufbau von Kabel der Hochspannungsebene ist im Gegensatz zu jenen der Mittelspannungsebene nicht standardisiert und variiert je nach Projektanforderungen und Hersteller.

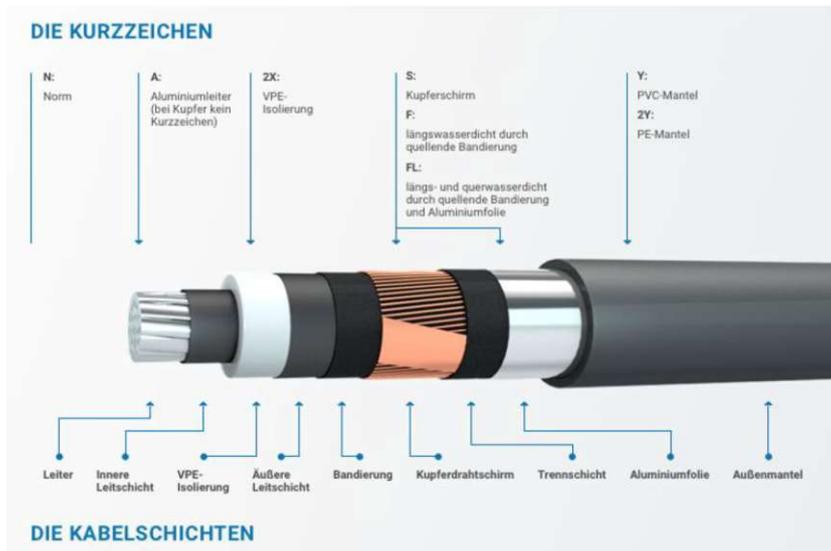


Abbildung 2.7: Kabelaufbau ([13])

Leiter

Als Leiterwerkstoff kommen hauptsächlich Kupfer und Aluminium zum Einsatz. Kupfer hat bei guter elektrischer Leitfähigkeit ein höheres Gewicht und höhere Kosten. Aluminium bzw. Aluminiumlegierungen haben bei schlechterer Leitfähigkeit ein geringeres Gewicht und einen geringeren Preis. Es sind bei gleicher Stromtragfähigkeit höhere Querschnitte erforderlich. Maßgebend für den Gleichstromwiderstand ist der elektrisch wirksame Querschnitt. Die Leiter bestehen im Hochspannungsbereich aus verseilten Einzeldrähten und werden bei großen Querschnitten, zur Verringerung des Einflusses des Skin-Effekts auf den Wechselstromwiderstand, als sogenannte Millikenleiter (gegeneinander isolierte Teilleiter, siehe Abbildung 2.8) ausgeführt.

Innere Leitschicht

Die innere Leitschicht ist eine schwach leitfähige Schicht, die dazu dient, eine glatte Oberfläche des Leiters zur Isolierung hin sicher zu stellen und damit für ein möglichst homogenes elektrisches Feld zu sorgen um hohe Feldstärken zu vermeiden. Dadurch wird das Risiko von Isolationsschäden, in Folge von Durchschlägen, nach Teilentladungen verringert. Bei Kunststoffkabeln wird die Schicht aus leitfähigem Kunststoff extrudiert.

2 Theorie und Grundlagen

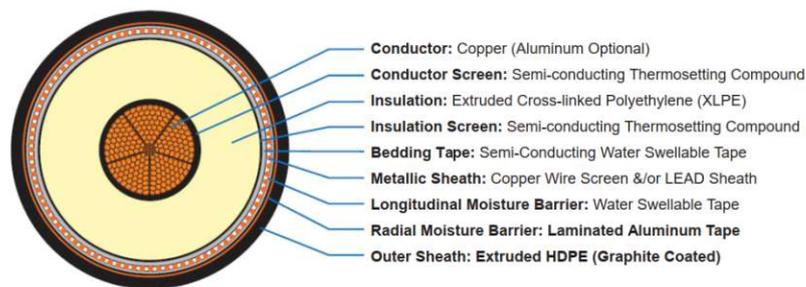


Abbildung 2.8: Millikenleiter ([31])

Isolierung

Die Funktion der Isolationsschicht ist die galvanische Trennung der Phasenleiter untereinander (bei Mehrleiterkabeln), zwischen Leiter und Schirm und gegenüber dem Erdpotenzial. Die Vorteile von VPE sind sehr gute mechanische und elektrische Eigenschaften, jedoch spielt die Problematik von "Watertrees"¹ eine Rolle, weiters ist das Material brennbar. Die dielektrischen Verluste (siehe Abschnitt 2.1.4) sind geringer und die thermische Festigkeit höher als bei PVC-Kabel. VPE-Kabel können bei Dauertemperaturen bis 90 °C betrieben werden, im Fehlerfall ist eine kurzfristige Erwärmung bis zu 250 °C zulässig. Dauerhafter Betrieb bei höheren Temperaturen hat eine Herabsetzung der Lebensdauer zur Folge. Die Schichtdicke richtet sich nach der elektrischen Festigkeit bei Nennspannung, für die das Kabel ausgelegt ist.

Äußere Leitschicht

Die äußere Leitschicht ist eine schwach leitfähige Schicht und entspricht grundsätzlich der inneren Leitschicht. Sie dient als leitfähige Abgrenzung der Isolation mit dem Zweck der Vermeidung hoher lokaler elektrischer Feldstärken, verursacht durch Materialunebenheiten. Durch eine quellende Bandierung zwischen äußerer Leitschicht und Kupferdrahtschirm kann Längswasserdichtheit sichergestellt werden.

¹Nach dem Eindringen von Wasser in das Isoliermaterial können sich durch dauerhafte elektrische Feldeinwirkung Störstellen bilden und zu "Wasserbäumchen" zw. innerer und äußerer Leitschicht ausbilden, wodurch es aufgrund der Verringerung des Isolierabstands und Feldinhomogenität zu Teilentladungen und Durchschlag kommen kann.

Schirm

Der Kabelschirm ist ein konzentrischer Leiter mit der Funktion der Begrenzung des elektrischen Feldes, des Berührungsschutzes und der Leitung von Ableit- oder Erdschlussströmen. Der Schirm kann als Drahtschirm aus Kupferdrähten mit Querleitwendel oder als Bandleiter (Aluminium, Blei) ausgeführt werden. Der Kabelschirm ist, um ein definiertes Potenzial zu haben, geerdet (siehe Abschnitt 2.2.2). Weiters dient der Schirm zur Ableitung von Erdschluss-Fehlerströmen und reduziert damit den Stromfluss über das Erdreich (dies wird über Reduktionsfaktoren in der Auslegung der Erdungsanlagen berücksichtigt). Durch das Magnetfeld der Leiterströme kommt es zur magnetischen Kopplung der Leiter und der metallischen Hüllen. Die dort induzierte Spannung führt zu Verlusten in Form von Wirbelströmen und Kreisströmen (abhängig von der Schirmerdung). Kreisströme können sich nur bei einem geschlossenen Stromkreis des Schirms mit der Erde ausbilden.

Mantel

Der Kabelmantel besteht bei kunststoffisolierten Hochspannungskabel meist aus einer querwasserdichten Aluminiumschicht (diffusionsdicht) sowie einem äußeren Kunststoffmantel (PE oder PVC) zum Schutz vor mechanischer Beanspruchung und Feuchtigkeit.

2.2.2 Schirmerdung

Die Erdung des Kabelschirms kann auf drei Arten erfolgen.

Beidseitige Erdung

Bei beidseitiger Erdung sind beide Enden des Kabelschirms an den Enden der Kabelleitung geerdet. Die Schirme sind in den Kabelmuffen (siehe Abschnitt 2.2.3) durchverbunden. Die Erdung an den Kabelenden erfolgt durch eigene Erdungsanlagen oder den Anschluss an die Erdung der elektrischen Anlage, an der die Leitung endet (Umspannwerk, Übergangsanlage, Schaltanlage). Dadurch ergibt sich ein geschlossener Stromkreis über den Schirm und das Erdreich. Die induzierte Spannung in den Kabelschirmen kann nach [21] berechnet werden. In Abhängigkeit des Schirmwiderstands stellt sich ein Stromfluss ein, der zu hohen Joule-Verlusten und in weiterer Folge stark herabgesetzter Strombelastbarkeit durch Erwärmung des Kabels führen kann. Beidseitige Erdung wird hauptsächlich auf der Mittelspannungsebene eingesetzt, auf

2 Theorie und Grundlagen

höheren Netzebenen führen die Kreisströme zu hohen Verlusten und reduzieren die Stromtragfähigkeit stark. Die Wirbelströme sind bei beidseitiger Erdung im Vergleich zu den Kreisstromverlusten bedeutungslos.

Einseitige Erdung

Bei einseitiger Erdung wird der Kabelschirm an einem Ende der Leitung geerdet. Das andere Ende bleibt offen und wird über einen Überspannungsableiter mit dem Erdpotenzial verbunden. Dadurch können sich keine Kreisströme ausbilden. Der Überspannungsableiter stellt sicher, dass die Mantelisolierung gegen Überschläge zwischen Schirm und Erde durch hohe induzierte Schirmspannungen geschützt ist. Schirm und Überspannungsableiter werden so ausgelegt, dass bei betrieblichen Überspannungen die Isolationsstrecke am offenen Ende bestehen bleibt. Einseitige Erdung wird nur bei kurzen Kabelstrecken eingesetzt, da die zum offenen Ende hin zunehmende, induzierte Spannung im Schirm sonst sehr hoch werden kann. Abbildung 2.9 zeigt den Verlauf des Betrags der elektrischen Feldstärke an der Isolierung (und in weiterer Folge jenen der im Kabelschirm induzierten Spannung) entlang der Kabelstrecke. Kabel können in mehrere Abschnitte mit einseitiger Erdung unterteilt werden. Bei einseitiger Erdung wird ein Erdleiter mitverlegt, da in diesem Fall keine Erdströme über den Schirm geführt werden können und die induzierte Spannung im Schirm durch große Rückstrompfade stark ansteigen kann ([2]).

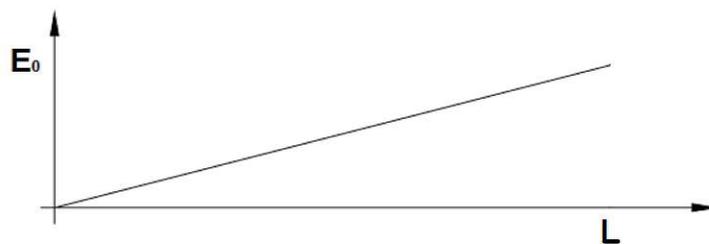


Abbildung 2.9: Feldverlauf entlang des Schirms bei einseitiger Schirmerdung ([14])

Cross-Bonding

Bei beidseitiger Erdung mit Cross-Bonding werden die Schirme der drei Phasen in regelmäßigen Abständen zyklisch ausgekreuzt. Dabei wird der Schirm einer Phase mit dem Schirm einer anderen Phase verbunden (siehe Abbildung 2.10).

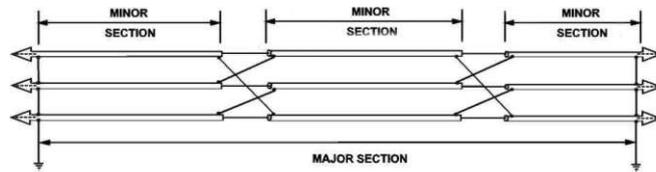


Abbildung 2.10: Cross-Bonding ([21])

Werden die Schirme von drei aufeinanderfolgenden Abschnitten ausgekreuzt, heben sich die induzierten Spannungen in den Schirmstromschleifen auf. Abbildung 2.11 zeigt den Verlauf des Betrags der im Kabelschirm induzierten Spannung entlang einer Kabelleitung mit drei Cross-Bonding Abschnitten. Um das beste Resultat bei der Aufhebung der Schirmspannungen zu erreichen, kann weiters Transposition der Phasenleiter nach Abbildung 2.12 verwendet werden.

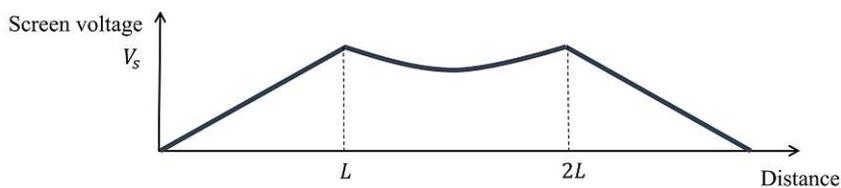


Abbildung 2.11: Verlauf der induzierten Spannung entlang des Kabelschirms bei Cross-Bonding ([10])

Cross-Bonding kann also kontinuierlich über die gesamte Länge der Erdkabelleitung angewandt werden. Die Strecke hat dabei einen Hauptabschnitt, die Anzahl der gleich langen Abschnitte muss durch drei teilbar sein. Die Strecke kann auch in mehrere Hauptabschnitte unterteilt werden. Dabei müssen nicht mehr alle Abschnitte über die gesamte Strecke die gleiche Länge haben, sondern nur jene in einem Hauptabschnitt. Das kann sinnvoll sein, wenn es Zwangspunkte für Muffenverbindungen gibt. Durch

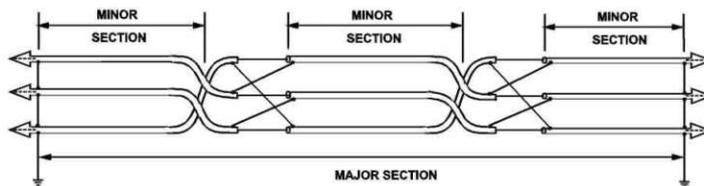


Abbildung 2.12: Cross-Bonding mit Transposition ([21])

2 Theorie und Grundlagen

modifiziertes Cross-Bonding ist nach [2] ein System möglich, welches nicht mehr eine durch drei teilbare Anzahl der Unterabschnitte in einem Hauptabschnitt fordert. Die Schirme werden an den Hauptabschnitten beidseitig geerdet. An den Verbindungsstellen (Muffen) der Unterabschnitte werden die Schirme über Überspannungsableiter mit Erde verbunden. Aus praktischen Gründen ist es meist nicht möglich, exakt gleiche Längen der Unterabschnitte zu erreichen. Dadurch heben sich die induzierten Spannungen nicht exakt auf und es bilden sich Kreisströme aus. Der resultierende Strom ist jedoch sehr gering im Vergleich zu beidseitiger Erdung. In den meisten Fällen können etwa bis zu 10 % Längenunterschied in Kauf genommen werden, rechnerisch führen aber auch Abweichungen bis zu 20 % zu akzeptablen Ergebnissen.

2.2.3 Garnituren

Als Kabelgarnituren werden Verbindungselemente zwischen Kabelabschnitten (Muffen) und dem Kabel und anderen elektrischen Anlagen (Endabschlüsse) bezeichnet (siehe Abbildung 2.13).

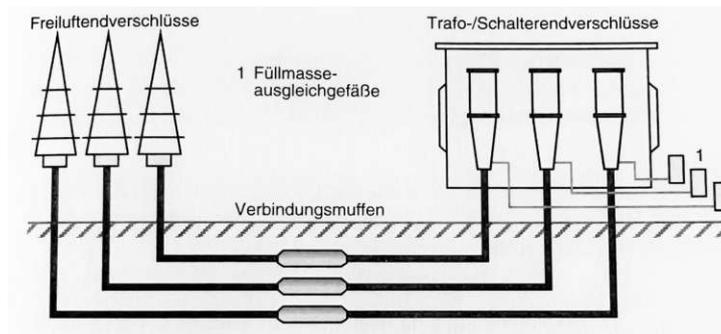


Abbildung 2.13: Kabelsystem ([13])

Die Anzahl der Kabelabschnitte, und damit die Anzahl der Muffen ergibt sich aus der Länge des Kabels pro Kabeltrommel und örtlichen Gegebenheiten. Die Grundbestandteile von Garnituren sind die Leiterverbindung, Isolierung und Schutzhülle. Es wird eine stromtragende Verbindung hergestellt, die Isolierung mit Unterstützung elektrischer Feldsteuerung² und Schutz gegen äußere mechanische und elektrische Einflüsse sichergestellt. Als Verbindungselemente zwischen Kabelabschnitten kommen meist Aufschiebemuffen (siehe Abbildung 2.14) zum Einsatz; der Leiter wird durch Preß- oder Schraubverbinder verbunden. Es wird zwischen konventionellen Verbindungsmuffen, bei denen der Kabelschirm der verbundenen Kabeladern verbunden

²Aufgabe der Feldsteuerung ist die Vermeidung von hohen Feldstärken

2.2 Erdkabel-Leitungen

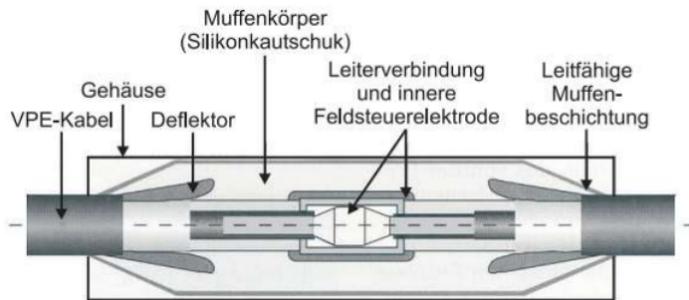


Abbildung 2.14: Schnittbild einer Hochspannungs-Aufschiebemuffe ([rs'grube' erfahrungen' 2001])

wird, und Cross-Bonding-Muffen, bei denen die Verbindung der Schirme der Adern ausgekreuzt wird, unterschieden.

Kabelendverschlüsse (Abbildung 2.15) kommen am Übergang zwischen Kabel und anderen elektrischen Betriebsmitteln wie Schaltanlagen oder Übergangsanlagen zu Freileitungen zum Einsatz. Sie stellen die leitende Verbindung, elektrische Feldsteuerung und den Übergang zwischen der Kabelisolation und den Isolationsmedien der Anlage bzw. zu Luft her.

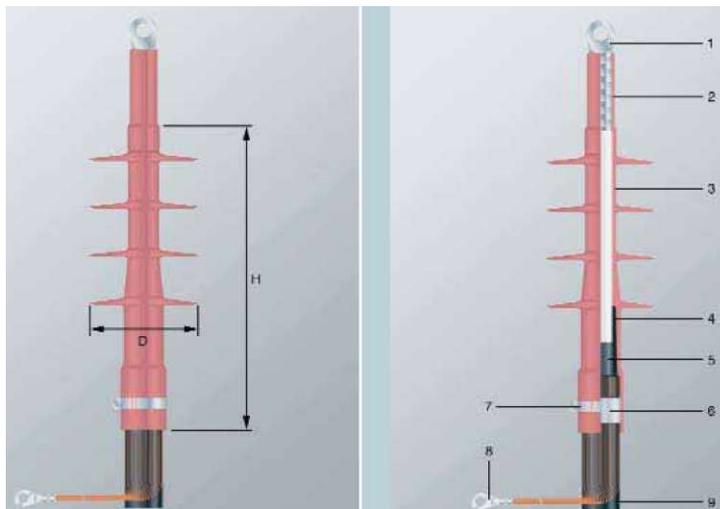


Abbildung 2.15: Kabelendverschluss (1 Kabelschuh für Leiterverbindung, 2 Abdichtschlauch, 3 Isolierkörper, 4 Feldsteuerelement, 5 Äußere Leitschicht, 6 Schirmkabelschuh, 7 VPE-Kabel ([33])

2.2.4 Tiefbau, Verlegung, Montage

In diesem Abschnitt werden Verlegung und Montage von Erdkabeln behandelt, wobei Teile von [37] zitiert werden. Erdkabel können direkt in der Erde, in Rohren im Erdboden, in Kabelkanälen oder im Tunnel verlegt werden. Die Verlegeart hängt, neben der baulichen und technischen Machbarkeit, von den Kriterien Investitionskosten, Zugänglichkeit im Schadensfall und mechanischer Schutz ab. Die Übertragungsleistung ist von der thermischen Belastbarkeit des Kabels abhängig. Die entstehende Verlustwärme muss entsprechend abgeführt werden können. Dies ist in entscheidendem Maße von der Verlegetiefe abhängig. Um die thermischen Übertragungseigenschaften zu verbessern, können Kühlanlagen oder spezielle Bettungsmaterialien wie Kabelsand oder Magerbeton zum Einsatz kommen, welche auch die Beschädigung der Kabel bei direkter Erdverlegung minimieren. Die Verlegung von Erdkabel im Rohr oder direkt im Boden erfolgt im freien Feld bzw. soweit möglich in offener Bauweise (Künette) oder mittels Kabelpflug. Bei Querungen von Einbauten oder oberirdischen Infrastrukturen kommen Horizontalspülbohr- oder Pressverfahren zum Einsatz. Dabei ist die Verlegetiefe üblicherweise höher und der Abstand zwischen den Adern geringer, was eine geringere thermische Strombelastbarkeit zur Folge hat. Die Verlegung im Kanal bzw. im Tunnel kommt hauptsächlich im Bereich von Anlagen bzw. bei speziellen Voraussetzungen zur Anwendung und ist nicht Teil dieser Arbeit. Bei der Verlegung der Kabel per Kabelzug - nach Herstellung der tiefbaulichen Voraussetzungen - erfolgt unter Einhaltung der Biegeradien und zulässigen Zugkräfte des jeweiligen Kabels, welche somit bei der Feintrassierung berücksichtigt werden müssen. Die Muffenmontage erfolgt unter hohen Reinheitsbedingungen um Verunreinigungen durch Einschlüsse und damit potenzielle Feldinhomogenitäten zu vermeiden. Die Verlegung dreier Einzelleiter erfolgt flach oder in Trefoil³-Anordnung. Die Trefoil-Anordnung benötigt dabei weniger Platz und bietet vorteilhaftere elektromagnetische Feldverhältnisse (bessere Aufhebung der Magnetfelder, geringere Induktion in Kabelschirmen). Bei flacher Anordnung ist die Strombelastbarkeit aufgrund besserer Wärmeabfuhr höher. Bei Trefoil-Anordnung kann der Wärmeabtransport mit größeren Abständen zwischen den Einleiter-Kabeln der Phasen verbessert werden.

2.2.5 Kabelprüfung und Kabelüberwachung

Nach [13] werden vor der Inbetriebnahme eines Erdkabels eine Mantelprüfung, eine Wechselspannungsprüfung an der Hauptisolation und eine Teilentladungsmessung durchgeführt. Bei der Mantelprüfung wird mit Gleichspannung die Unversehrtheit des Kabelmantels geprüft. Die Wechselspannungsprüfung dient der Bestimmung des

³dt. "Kleeblatt"

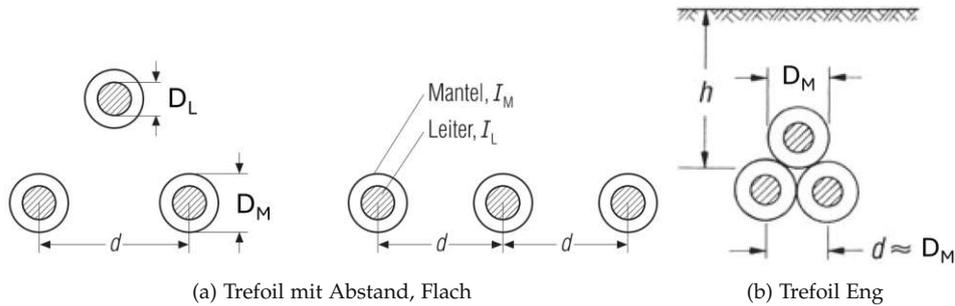


Abbildung 2.16: Leiteranordnungen (D_L - Leiterdurchmesser, D_M - Mantel-Außendurchmesser, d - Abstand zw. Leiterachsen) ([27])

Verlustfaktors ($\tan \delta$) der Isolation. Watertrees erhöhen den Verlustwinkel und setzen die Isolationsfähigkeit herab. Im Betrieb findet in der Regel eine permanente Temperaturüberwachung zur Feststellung des Betriebszustands statt. Zusätzlich ist permanente Teilentladungsüberwachung und Vibrationsmonitoring möglich. Um den Alterungszustand der Kabelanlage festzustellen, werden in regelmäßigen Abständen über die Betriebszeit verschiedene Diagnoseverfahren angewandt. Die Prüfverfahren zielen darauf ab, den Alterungszustand und/oder die Kurzschlussfestigkeit festzustellen. Für die Diagnose und Fehlerortung bei Kabelfehlern kommen spezielle Verfahren zum Einsatz.

2.2.6 Verluste

Verluste im Leiter

Aufgrund der großen Leiter-Querschnitte von Hochspannungs-Erdkabeln können Skin- und Proximity-Effekt nicht vernachlässigt werden. Die Stromverdrängung kann durch den Einsatz von Millikenleitern (siehe Abschnitt 2.2.1) reduziert werden. Der Proximity-Effekt kann durch entsprechenden Abstand zwischen stromführenden Leitern (z.B. dem zweiten System, bei Ausführung der Leitung als Doppelsystem) reduziert werden. Die beiden Effekte werden in der Berechnung des Widerstandsbelags in 3.1 berücksichtigt.

Verluste in metallischen Schirme und Mänteln

Bei Erdkabelleitungen kommt es auch in den metallischen Schirmen und Mänteln zu Stromwärmeverlusten. Durch das Magnetfeld der Leiterströme kommt es zur magnetischen Kopplung der Leiter und der metallischen Hüllen. Die dort induzierte Spannung führt zu Stromwärmeverlusten in Form von Wirbel- und Kreisströmen.

2 Theorie und Grundlagen

Wirbelströme treten in allen metallischen Komponenten des Kabels auf und verursachen dadurch Joule-Verluste. Kreisstromverluste treten in metallischen Hüllen auf, in denen sich durch entsprechende Erdung eine geschlossene Stromschleife ausbilden kann. Die Höhe der Kreisstromverluste ist abhängig von der Schirmbehandlung. Durch die Wärmeentwicklung in Folge von Kreisströmen können die Schirmverluste auch signifikanten Einfluss auf die Strombelastbarkeit des Kabels haben (siehe Abschnitt 3.3.1).

Dielektrische Verluste

Die dielektrischen Verluste bei Erdkabel-Leitungen entstehen aufgrund von Polarisationsseffekten durch die an der Isolierschicht anliegende elektrische Wechsel-Feldstärke. Der Verlustfaktor $\tan(\delta)$ stellt eine Größe zur Beurteilung des Isolationsmediums dar und dient als Kriterium für Güte, Reinheitsgrad und Alterungszustand. Er wird von den Kabelherstellern angegeben und im Laufe der Betriebszeit des Kabels regelmäßig gemessen und überprüft. Für Kabel mit, aufgrund der Erfordernisse der thermischen Strombelastbarkeit, großen Leiterquerschnitten können die dielektrischen Verluste die Joule-Verluste in den metallischen Leitern übersteigen.

Verluste durch Blindleistungskompensationsanlagen

Wenn für den Betrieb einer Erdkabelleitung dauerhafte Blindleistungskompensation (siehe Abschnitt 2.1.3) erforderlich ist, kommt es in den Kompensationsanlagen (Kompensationsdrosselspulen, FACTS) zu zusätzlichen Wärmeverlusten. Je nach Übertragungs- und Kompensationsleistung und Leitungslänge können sie die Gesamtverluste der Leitungsanlage deutlich erhöhen. Die Gesamtverluste einer Kabelstrecke können dabei die Größenordnung einer gleich langen Freileitung erreichen.

2.3 Freileitung

In diesem Kapitel wird auf Freileitungsanlagen eingegangen, wobei Ausschnitte von [39], [27] und [26] sowie interne Projektstudien zitiert werden. Der überwiegende Teil des Hoch- und Höchstspannungsnetzes besteht aus Freileitungsanlagen. Der Aufwand für Bau und Montage ist geringer als bei Erdkabel, daraus resultieren geringere Investitionskosten. Luft hat bei den entsprechenden Sicherheitsabständen gute Eigenschaften als Isolations- und Kühlmedium. Die Ausfall- und Reparaturdauer ist um ein Vielfaches geringer als bei Erdkabeln. Freileitungen sind atmosphärischen Einwirkungen und der

Witterung direkt ausgesetzt; außerdem beeinträchtigen sie das Landschaftsbild und, v.a. in der Nähe von urbanen Ballungsräumen, den nutzbaren Luftraum.

2.3.1 Leiter-, Erdseile und Armaturen

Die Leiterseile von Hochspannungsfreileitungen bestehen üblicherweise aus einem Stahlkern und dem umgebenden Leiter. Der Stahlkern trägt geringfügig zur Leitfähigkeit bei und stellt hauptsächlich die mechanische Festigkeit sicher. Er ist umgeben von verdrehten Leiterdrähten aus Aluminium oder Aluminiumlegierungen (Aldrey). Zur Reduktion der Stromverdrängung können diese gegeneinander mit einer Aluminium-Oxid-Schicht isoliert sein. Abbildung 2.17 zeigt den Aufbau von Freileitungsseilen.

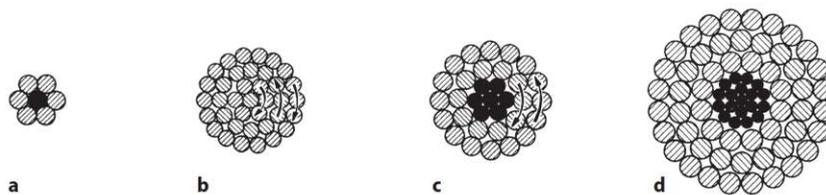


Abbildung 2.17: Aufbau von Freileitungsseilen. a) Al/St-Seil, b) Al ohne Kern in drei Lagen, c) Al/St-Seil (zwei Lagen), d) Al/St-Seil (drei Lagen) ([27])

Auf den höheren Spannungsebenen kommen Bündelleiter (mehrere Leiterseile pro Phase) zum Einsatz. Abbildung 2.18 zeigt mögliche Anordnungen. Dadurch wird bei gleichem zur Verfügung stehendem Querschnitt die Induktivität des Gesamtleiters verringert und die Kapazität erhöht. Die Wärmeableitung wird durch die größere Leiteroberfläche verbessert und die Oberflächenfeldstärke der Einzelleiter verringert, wodurch die Koronaverluste (siehe Abschnitt 2.1.4) reduziert und die Stromverdrängungseffekte weiter minimiert werden. In regelmäßigen Abständen sind Abstandshalter zwischen den Einzelleitern des Bündels platziert. Bei Hoch- und Höchstspannungsleitungen kommen meist Doppelsysteme (zwei parallele Drehstromleitungen am selben Mast) zum Einsatz.

Die Leiterseile werden über Stütz- und Hängeisolatoren (Isolator Ketten) an den Masttraversen befestigt (Tragmaste mit vertikaler, Abspannmaste mit horizontaler Isolatoranordnung). Die Isolatoren sind aus Porzellan oder Glas gefertigt und müssen gleichzeitig mechanischen und elektrischen Beanspruchungen gewachsen sein. Ein oder mehrere auf den Mastspitzen oder pro System mitgeführte, über Mast und Mast der geerdete Erdseile schützen die Drehstromleitungen vor Blitzeinschlag. Im Erdseil können Lichtwellenleiter zur Datenübertragung (OPGW) integriert werden.

2 Theorie und Grundlagen

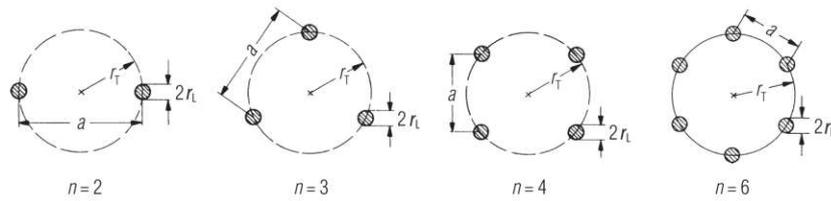


Abbildung 2.18: Bündelleiteranordnungen ([27])

2.3.2 Maste, Mechanik, Statik

Freileitungen werden auf Trag-, Abspann- oder Winkelabspannmasten geführt. Während Tragmasten nur das Gewicht der Leiterseile aufnehmen müssen, müssen Abspannmaste zusätzlich der Zugspannung standhalten. Winkelabspannmaste kommen bei Richtungsänderungen der Trasse zum Einsatz. Die Masten müssen den auf sie selbst und die Leiterseile ausgeübten Wind- und Eislasten und daraus resultierenden Schwingungen sowie Temperaturschwankungen standhalten. Hochspannungs-Freileitungsmasten sind zumeist als Stahlgitter-Konstruktion ausgeführt. Abhängig von den Bodenverhältnissen und der Mastbauform kommen Pfahlgründungen, oder bewehrte Stahlbeton-Platten- oder -Stufenfundamente zur Anwendung. Die Abmessungen der Masten werden durch die Betriebsspannung, die Anzahl der Systeme, den Abstand zwischen zwei Masten und den Durchhang der Leiterseile bestimmt. Abhängig von den örtlichen Gegebenheiten hinsichtlich der möglichen Höhe und Breite der Leitungsführung sind mehrere Bauformen in Gebrauch. Die Mastkopfbilder Abbildung 2.19 (d) Donaumast, (e) Einebenenmast und (f) Tonnenmast sind die in Europa üblichen Bauformen für Hoch- und Höchstspannungsleitungen. An Verdrillungsmasten wird die Anordnung der Leiterseile der Phasen zyklisch vertauscht um Unsymmetrien in der Anordnung auszugleichen und Induktivitätsbelag zu reduzieren. Zwischen den Masten ergibt sich in Abhängigkeit des Gewichts der Leiterseile, der Zugkräfte, der thermischen Auswirkungen des Stromflusses, der Wetterbedingungen und des Mastabstands ein bogenförmiger Durchhang. Er folgt in einem horizontalen Spannungsfeld zwischen zwei Tragmasten einer Kettenlinie. Für die meisten (kürzeren) Mastabstände kann die Kurve durch einen parabolischen Verlauf approximiert werden. Abbildung 2.20 zeigt schematisch den Seildurchhang in einem Spannungsfeld. Der Seildurchhang darf entsprechende Sicherheitsabstände zu Bauwerken oder Infrastrukturen nicht unterschreiten. Die Notwendigkeiten der Trassenführung, die Einhaltung der Sicherheitsabstände und die mögliche Mastbauhöhe sind die Kriterien für die Mastanzahl und haben damit Auswirkungen auf die Errichtungskosten der Freileitungsanlage.

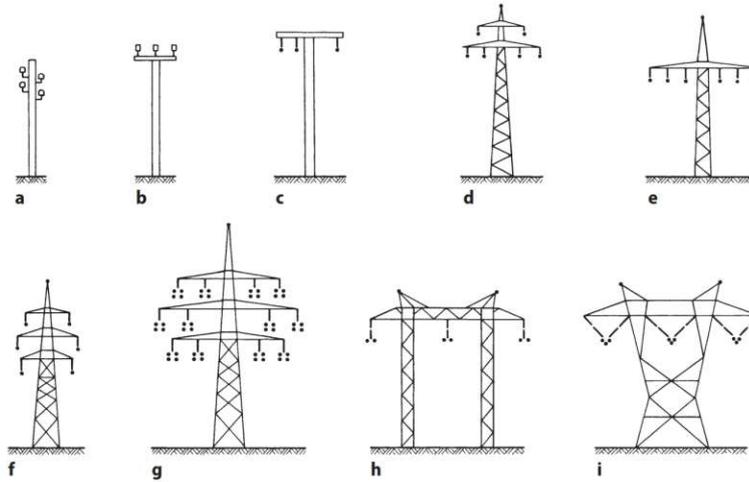


Abbildung 2.19: Typische Mastbauformen ([27])

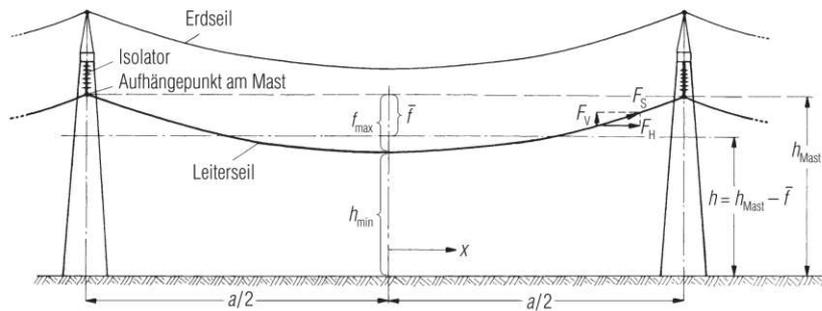


Abbildung 2.20: Leiterseilaufhängung und Durchhang in horizontalem Spannungsfeld zwischen zwei Tragmasten ([27])

2.3.3 Verluste

Verluste im Leiter

Aufgrund der geringeren Leiterquerschnitte und des Einsatzes von Bündelleitern (v.a. in Hoch- und Höchstspannungsnetzen) spielen Stromverdrängungseffekte bei Freileitungen eine untergeordnete Rolle. Sie werden daher bei der Berechnung des Widerstandsbelags in der vorliegenden Arbeit vernachlässigt.

Dielektrische Verluste

Die dielektrischen Verluste bei Freileitungen werden durch Korona-Entladungen verursacht. Es handelt sich dabei um einen kumulativen Polarisationsprozess von durch kosmische, ultraviolette oder radioaktive Strahlung ionisierten Partikeln. Die Potentialdifferenz zwischen zwei Phasen führt zur Beschleunigung freier Elektronen und dadurch zu weiterer Ionisation. Der Ionisationsprozess kann zu hör- und sichtbaren Korona-Entladungen oder zu Überschlügen führen. Die Korona-Verluste bei Freileitungen spielen eine untergeordnete Rolle im Vergleich zu den dielektrischen Verlusten bei Kabel-Leitungen. Eine exakte Berechnung ist aufwendig und kann nach [7] bzw. [32] vorgenommen werden, ist jedoch nicht Teil der vorliegenden Arbeit.

2.4 Hybrid-Leitungen

Hybrid-Leitungen beinhalten Freileitungs- und Erdkabel-Abschnitte. Üblicherweise handelt es sich um Freileitungs-Strecken mit Teilverkabelung, wo aus zwingenden Gründen keine durchgängige Freileitung möglich ist. In einem solchen System begrenzt üblicherweise die Belastbarkeit des Kabels jene der gesamten Strecke. Die Wahrscheinlichkeit des Alterns der Kabel in Folge von Überspannungen ist höher als in reinen Kabelnetzen, da Blitzspannungswellen aufgrund der unterschiedlichen Wellenwiderstände entlang der Leitung an den Übergangstellen reflektiert werden und sich überlagern können. Übergangsanlagen von Freileitungen auf Erdkabel, wie in Abbildung 2.21, benötigen daher Überspannungsableiter. Der Netzschutz muss zudem auf beide Systeme abgestimmt werden.



Abbildung 2.21: Kabelübergabestation Segberg ([20])

3 Methode

Im Rahmen der Diplomarbeit wird die Wirtschaftlichkeit der Investition und des Betriebs verschiedener Leitungsvarianten für den Netzanschluss einer Groß-Industrieanlage mit hohem Leistungsbedarf untersucht. Als Grundlage für den Wirtschaftlichkeitsvergleich wird die Planung einer Leitungsanlage erläutert und eine grobe Auslegung anhand der thermischen Strombelastbarkeit vorgenommen. Anhand der elektrischen Parameter und des resultierenden Stromflusses wird die Verlusterwartung für den Normalbetrieb berechnet. Aufbauend auf Grobauslegung und Verlustberechnung wird die Aufstellung der Investitions- und Betriebskosten und die Auswertung der Gesamtkosten mittels dynamischer Investitionsrechnung vorgenommen.

3.1 Bestimmung der Leitungsparameter

Die Bestimmung der Leitungsparameter erfolgt nach [39], [27], [19] und IEC-60287-1-1:2023-05, 5.1.

3.1.1 Widerstandsbelag

Der Gleichstromwiderstandsbelag errechnet sich nach Gleichung

$$R_{dc,20}' = \frac{\rho_{el,20}}{S_L} \beta, \quad (3.1)$$

wobei ρ den spezifischen Widerstand des Leitermaterials, S_L den Leiterquerschnitt und β den Verseilungsfaktor bezeichnet. Die Temperaturabhängigkeit des Leiters wird nach

$$R'_{dc,\vartheta_r} = R'_{dc,20} [1 + \alpha_{20} (\vartheta_{Lr} - 20)]. \quad (3.2)$$

berücksichtigt, wobei α den Temperaturkoeffizienten bei 20 °C und ϑ_{Lr} die Betriebstemperatur des Leiters bezeichnet. Für die Berechnung der Widerstände der Leiter werden

3 Methode

die spezifischen elektrischen Widerstände nach Tabelle 3.1 und die Temperaturkoeffizienten nach Tabelle 3.2 verwendet.

Tabelle 3.1: Spezifischer Elektrischer Widerstand bei bei 20 °C

Var.	Spezifischer elektrischer Widerstand in $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$	Wert	Quelle
$\rho_{\text{el},20,\text{Cu}}$	Kupfer (Elektro-Kabel)	0,0178	OVE EN 60909
$\rho_{\text{el},20,\text{Al}}$	Aluminium	0,0286	OVE EN 60909
$\rho_{\text{el},20,\text{Ald}}$	Aldrey	0,0330	OVE EN 60909
$\rho_{\text{el},20,\text{St}}$	Stahl	0,7200	Wikipedia

Tabelle 3.2: Temperaturkoeffizienten verschiedener Materialien

Var.	Temperaturkoeffizient in K^{-1}	Wert	Quelle
α_{Cu}	Kupfer	0,00370	[39]
α_{Al}	Aluminium	0,00403	[39]
α_{Ald}	Aldrey	0,00400	[39]
α_{St}	Stahl	0,00000	Wikipedia

Erdkabel

Der Wechselstromwiderstandsbelag $R'_{\text{ac},\theta\text{r}}$ ergibt sich nach Einbeziehung der Faktoren y_s für den Stromverdrängungseffekt (Skin-Effekt) und y_p für den Nähe-Effekt (Proximity-Effekt). Für im Rohr verlegte Erdkabel kann er nach

$$R'_{\text{ac},\theta\text{r}} = R'_{\text{dc},\theta\text{r}} [1 + 1,5 (y_s + y_p)] \quad (3.3)$$

berechnet werden. Der Faktor 1,5 muss nur bei Verlegung im Rohr verwendet werden. Der Skin-Effekt-Faktor y_s wird nach

$$y_s = \begin{cases} \frac{x_s^4}{192+0,8x_s^4}, & \text{für } 0 < x_s \leq 2,8, \\ -0,136 - 0,0177x_s + 0,0563x_s^2, & \text{für } 2.8 < x_s \leq 3,8, \\ 0,354x_s - 0,733, & \text{für } x_s > 3,8 \end{cases} \quad (3.4)$$

mit

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_s$$

3.1 Bestimmung der Leitungsparameter

ermittelt, wobei der Faktor k_s nach IEC-60287-1-1:2023-05 Tabelle 2 zwischen 0,25 und 1,00 beträgt. Der Proximity-Effekt-Faktor y_p wird nach

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \left[0,312 \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} + 0,27} \right] \quad (3.5)$$

mit

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_p$$

ermittelt, wobei der Faktor k_s nach IEC-60287-1-1:2023-05, Tabelle 2 zwischen 0,15 und 1,00 beträgt. Für die Berechnung des für Auslegung und Verlustberechnung verwendeten Wirkwiderstandsbelags

$$R'_{wr} = R'_{ac,\vartheta_r} (1 + y_s + y_p) (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (3.6)$$

werden über den Verlustfaktor für die Abschirmung λ_1 die Joule-Verluste in Kabelschirm und Metallmantel berücksichtigt. Da in dieser Arbeit von einem VPE-Kabel ohne Bewehrung ausgegangen wird, wird der Verlustfaktor λ_2 nicht verwendet. Der Verlustfaktor

$$\lambda_1 = \lambda_{11} + \lambda_{12} \quad (3.7)$$

setzt sich aus dem Kreisstrom-Verlustfaktor λ_{11}

$$\lambda_{11} = \frac{R'_{S,dc,\vartheta_{Sr}}}{R'_{L,ac,\vartheta_{Lr}}} \frac{1}{1 + \left(\frac{R'_{S,dc,\vartheta_{Sr}}}{X'_S}\right)^2} \quad (3.8)$$

und dem Wirbelstrom-Verlustfaktor λ_{12} zusammen. Die Wirbelstromverluste sind für die Gesamtbetrachtung von untergeordneter Bedeutung und werden daher in dieser Arbeit vernachlässigt. Der Schirm-Widerstand $R'_{S,dc,\vartheta_{Sr}}$ ist abhängig von der Temperatur

$$\vartheta_{Sr} = \vartheta_{Lr} - \Delta\vartheta \quad (3.9)$$

des Schirms. Diese ist abhängig von der Leitertemperatur und der abzuführenden Verlustwärme, welche wiederum abhängig vom Leiterstrom ist. Es gilt

3 Methode

$$\Delta\vartheta = \vartheta_{Lr} - \vartheta_{Sr} = I_{L,D}^2 \cdot R'_{L,ac,\vartheta_{Lr}} \cdot T_1 + 0,5 \cdot P'_D. \quad (3.10)$$

T_1 bezeichnet den Wärmewiderstand der Isolation. Verfügt das Erdkabel über metallischen Schirm und Mantel wird die Parallelschaltung der beiden Komponenten herangezogen. Für Verlegung in Trefoil-Anordnung kann die Schirmreaktanz nach

$$X'_S = \omega \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right) \quad (3.11)$$

berechnet werden. D bezeichnet den Abstand zwischen den Phasen und r den Schirmradius bzw. den mittleren Radius von Schirm und Mantel (wenn vorhanden). Erfolgt die Schirmerdung durch beidseitige Erdung mit Cross-Bonding sind die Verluste durch Kreisströme im Kabelschirm stark reduziert, dies kann mit dem Cross-Bonding-Faktor

$$f_{CB} = \frac{p^2 + q^2 + 1 - p - pq - q}{(p + q + 1)^2} \quad (3.12)$$

nach

$$\lambda_{11,CB} = f_{CB} \cdot \lambda_{11} \quad (3.13)$$

berücksichtigt werden. Ein Cross-Bonding-Hauptabschnitt hat drei Abschnitte. Ausgehend vom Abschnitt mit der geringsten Länge, bezeichnet p das kleinere Verhältnis der beiden anderen Abschnittslängen zur geringsten Abschnittslänge und q das größere Verhältnis der beiden anderen Abschnittslängen zur geringsten Abschnittslänge.

Freileitung

Für Freileitungen ist der Einfluss von Skin- und Proximity-Effekt aufgrund der deutlich geringeren Querschnitte bei vergleichbarer Strombelastbarkeit deutlich kleiner, weshalb er in dieser Arbeit vernachlässigt wird. Genauere Berechnungen können nach [8] durchgeführt werden.

3.1.2 Induktivitätsbelag

Der Induktivitätsbelag setzt sich aus dem Selbst- (Induktivität der Leiterschleife einer Phase mit sich selbst) und dem Koppelinduktivitätsbelag (Induktivität mit der Leiterschleife einer anderen Phase) zusammen. Der Betriebsinduktivitätsbelag (im Mit- und Gegensystem) errechnet sich nach

$$L'_B = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \cdot \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r} \right). \quad (3.14)$$

Dabei bezeichnet

$$D = \sqrt[3]{D_{ab} D_{ac} D_{bc}}, \quad (3.15)$$

unter Annahme perfekt symmetrischer Anordnung der Leiterseile, den mittleren geometrischen Abstand der einzelnen Phasenleiter zueinander und r den Einzel-Leiterradius. D_{ab}, D_{ac}, D_{bc} bezeichnen die Abstände der jeweiligen Phasen. Tatsächliche Unsymmetrie und Einwirkungen von Mehrfachsystemen werden durch zyklische Vertauschung der Anordnung auf den Masten reduziert. Für eine exakte Behandlung ist nach [12] zu berücksichtigen, dass die im metallischen Schirm und Mantel induzierten Ströme eine gewisse Verminderung der Induktivität verursachen. Für Erdkabel kann nach [1]

$$L'_B = 0.05 + 0.2 \cdot \ln \left(\frac{K \cdot D}{r} \right) \text{ [mH/km]} \quad (3.16)$$

zur Berücksichtigung der Verlegegeometrie (mit $K = 1$ für Verlegung in Trefoil-Anordnung, $K = 1,26$ für flache Verlegung) verwendet werden. Bei Hochspannungsfreileitungen werden Bündelleiter eingesetzt. Für die Berechnung des Induktivitätsbelags wird der Ersatzradius des Bündels nach

$$r_B = \sqrt[n_B]{n_B \cdot r \cdot r_T^{n_B - 1}} \quad (3.17)$$

(siehe Abbildung 2.18) verwendet. Dabei bezeichnet r_T den Teilleiterradius (Radius des Kreises der Anordnung der Teilleiter), a den gegenseitigen Abstand der Leiter im Bündel und n_B die Anzahl der Teilleiter. Der Teilleiterradius ergibt sich aus dem Abstand der Leiter (nach [39]) $\frac{a}{2}$ für ein 2er-Bündel, $\frac{a}{\sqrt{3}}$ für ein 3er-Bündel und $\frac{a}{\sqrt{2}}$ für ein 4er-Bündel). Die Reaktanz ergibt sich in weiterer Folge nach

$$X'_{LB} = \omega \cdot L'_B. \quad (3.18)$$

3 Methode

3.1.3 Ableitungsbelag

Der Querleitwert- bzw. Ableitungsbelag wird für Erdkabel-Leitungen nach Gleichung

$$G' = \omega \cdot C'_B \cdot \tan(\delta) \quad (3.19)$$

mit dem Verlustfaktor $\tan(\delta)$ berechnet (siehe auch Abschnitt 2.2.6). Für Freileitungen wird aufgrund der aufwendigen exakten Berechnung und der untergeordneten Bedeutung für die Gesamtverluste ein Wert aus [39] angesetzt.

3.1.4 Kapazitätsbelag

Der Kapazitätsbelag (die Betriebskapazität für Mit- und Gegenimpedanz) errechnet sich für Erdkabel nach

$$C'_B = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{d_s}{d_r}} \quad (3.20)$$

und für Freileitungen nach

$$C'_B \approx \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{D}{r_B}} \quad (3.21)$$

d_s bezeichnet den Schirmdurchmesser, d_r den Leiterdurchmesser, D und r_B bezeichnen die Größen aus Abschnitt 3.1.2. Die exakte Berechnung der Kapazitätsbeläge von Freileitungen wird in [3] erörtert. Für die Anwendung der vorliegenden Arbeit wird die Approximation nach Gleichung 3.21 verwendet.

3.2 Leitungsplanungsprozess

Die Auslegung einer Leitungsanlage beinhaltet die Dimensionierung der Leitung selbst, des Zubehörs (Garnituren und Armaturen) und der dazugehörigen Infrastruktur (elektrische Anlagen). Der System-Designprozess einer Leitungsanlage ist in Abbildung 3.1 veranschaulicht. Die Eingangsgrößen bilden die Vorgaben an die Leistungsfähigkeit der Leitung und die Randbedingungen der Topographie der Strecke, sowie der technischen und rechtlichen Vorgaben hinsichtlich Verlegung und Bau. Auf dieser Basis wird eine Vor-Dimensionierung der Leitung, sowie der Infrastruktur und eine grobe Trassierung vorgenommen.

3.2 Leitungsplanungsprozess

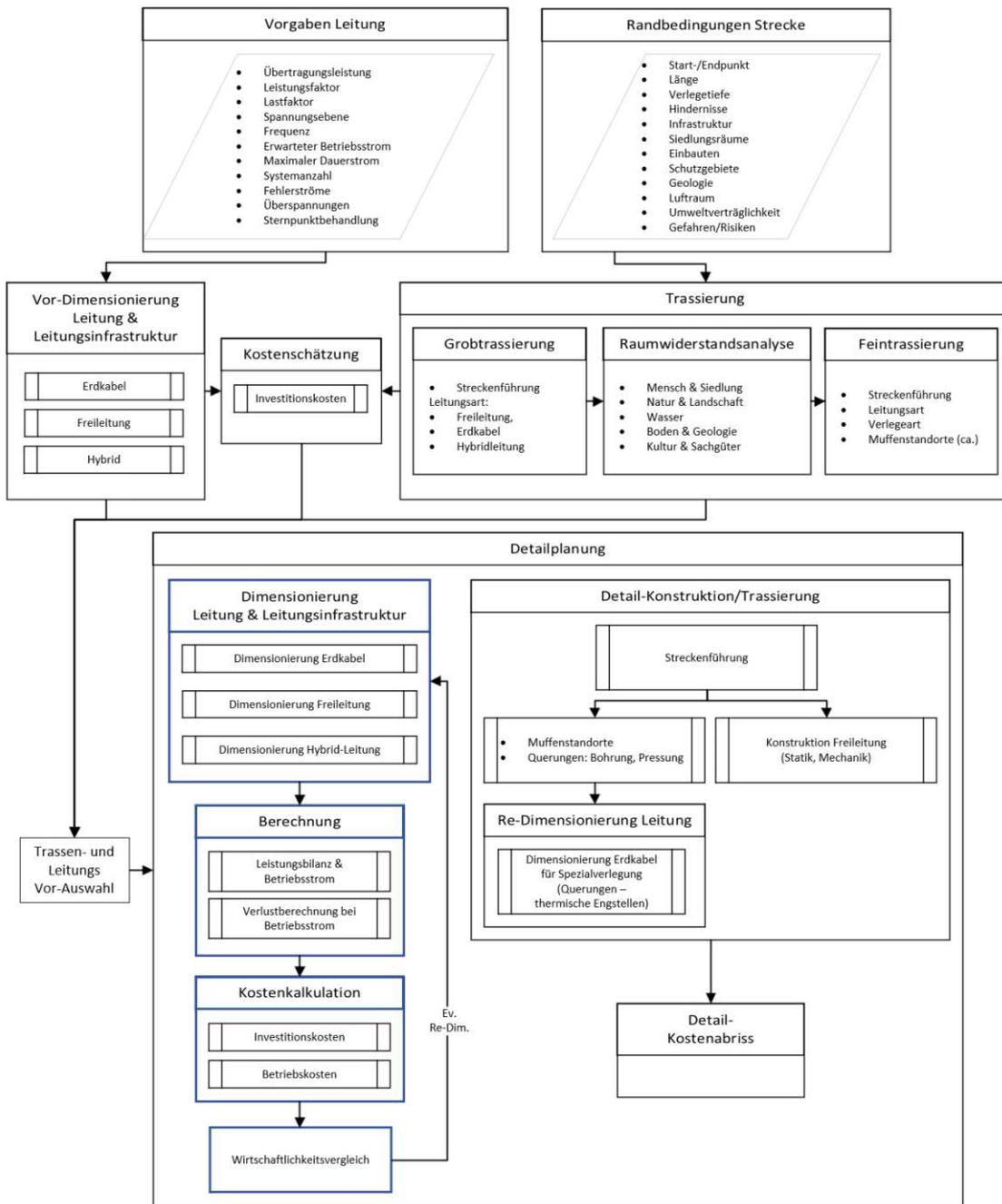


Abbildung 3.1: Systemdesign Leitung (eigene Grafik basierend auf [9])

3 Methode

Die grobe Trassenplanung folgt geografischen Gegebenheiten und legt Korridore fest. Nach der Raumwiderstandsanalyse, zur Einbeziehung aller Faktoren, die Einfluss auf den Verlauf der Trasse haben, folgt die Feintrassierung. Auf Basis der Vor-Dimensionierung der Leitungsanlage und Grob- und Feintrassierung kann eine erste Kostenschätzung vorgenommen werden. Die vorliegenden Informationen und Entscheidungsgrundlagen führen zur Vorauswahl der Trasse und des Leitungstyps. Anschließend folgt die Detailplanung. Hier erfolgt die Dimensionierung der Leitung nach der thermischen Strombelastbarkeit und des entsprechenden Zubehörs, sowie der Infrastruktur. Nach anschließender Verlustberechnung für den Dauerbetrieb kann eine Kostenkalkulation für Investitions- und Betriebskosten erfolgen und daraus eine Wirtschaftlichkeitsberechnung abgeleitet werden. Weiters erfolgt die Detailplanung der Trassierung. Dabei wird die Streckenführung im Detail konkretisiert und im Speziellen an neuralgischen Punkten mit komplexen Randbedingungen näher untersucht. Im Fall einer Erdkabelleitung werden dabei die Muffenstandorte und das Verfahren bei der Querung von Einbauten, Infrastrukturen, Schutz- oder Siedlungsräumen festgelegt. Bei Querungen werden Spezial-Tiefbauverfahren wie Rammvortrieb oder Spülbohrung eingesetzt. Dadurch muss die Leitungsverlegung oft unter beengten Verhältnissen oder größeren Tiefen erfolgen, was zu höherer thermischer Belastung der Leitung führen kann. Diese thermischen Engpassstellen müssen erneut einer Prüfung bzgl. der Strombelastbarkeit unterzogen werden und bilden meist den Flaschenhals in der Auslegung, was zu einer Re-Dimensionierung der Leitung führen kann. Bei Freileitungen erfolgt die Konstruktion und statische Auslegung der Mastbauwerke. Daraus folgt der Durchhang und die nötige Mastanzahl. Anschließend kann ein Detail-Kostenabriss vorgenommen werden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden (in Abbildung 3.1 blau markiert) die Auslegung und Dimensionierung der Leitung und der zugehörigen Infrastruktur (siehe Abschnitt 3.3.1 und Abschnitt 3.3.2), die Leistungsbilanz und Verlustberechnung (siehe Abschnitt 3.5) und die Kostenkalkulation und Investitionsrechnung (siehe Abschnitt 3.6) betrachtet.

3.3 Auslegung

Die elektrotechnische Auslegung einer Leitungsanlage erfolgt zunächst nach der erforderlichen Leistungsfähigkeit der Leitung im stationären Betrieb bei Dauerbelastung. Die folgenden Systemparameter bestimmen die Auslegung der Leitung

- bei stationärem Betrieb:
 - Übertragungsleistung: Maximale Wirkleistung
 - Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$
 - Spannungsebene: Betriebsspannung

- Betriebsfrequenz
- Maximaler Dauerstrom unter stationären Betriebsbedingungen: Dimensionierungs-Strangstrom
- Systemanzahl: Redundanzniveau
- Lastfaktor: Dauerbetrieb oder zyklische Belastung
- Erwarteter Betriebsstrom
- bei transienten Betriebsfällen:
 - Fehlerströme, Überspannungen für Betriebsereignisse mit höchster transienter Belastung
 - Sternpunktbehandlung der elektrischen Anlagen an Start- und Endpunkt der Leitung

Die geforderte Übertragungsleistung, für eine Übertragungsleitung als Scheinleistung, für eine Stickleitung - wie in der behandelten Case Study - als Wirkleistung gegeben, gibt die der erwarteten Belastung entsprechende Leistungsfähigkeit der Leitung vor. Über den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ (wobei φ die Phasenverschiebung zwischen der Spannung \underline{U} und dem Strom \underline{I} in der komplexen Ebene bezeichnet) wird die erforderliche Blindleistungsübertragung berücksichtigt. Damit kann mit der Betriebsspannung der Netzebene der erwartete Betriebsstrom unter stationären Bedingungen nach

$$I_{L,B,max} = \frac{P}{n_S \cdot U_N \cdot \sqrt{3} \cdot \cos(\varphi)} \quad (3.22)$$

ermittelt werden, wobei n_S die Anzahl der parallelen Systeme bezeichnet. Der erwartete Betriebs-Strangstrom wird für die Verlustberechnung herangezogen. Über den Lastfaktor kann in der Berechnung der thermischen Belastbarkeit der erwartete Betriebsablauf berücksichtigt werden. Für zyklischen Betrieb, in Form von Tageslastspielen oder anderen Regelmäßigkeiten bzw. Abweichungen vom Dauerbetrieb (Lastfaktor 1), wird eine reduzierte thermische Belastung der Leitungsanlage abgebildet. Der maximale Dauerstrom ist der höchste Betriebsstrom, der unter stationären Betriebsbedingungen bei, je nach Redundanz-Konzept, minimal in Betrieb befindlicher Systemanzahl, minimaler Betriebsspannung (für eine Versorgungs-Stickleitung, wie in der Case Study, ist dies die minimale Betriebsspannung am Einspeisepunkt auf Netzseite; Ann.: 90 % U_N) und voller Last zu erwarten ist. Die Berechnung erfolgt nach

$$I_{L,D,max} = \frac{P}{n_{S,min} \cdot U_{N,min} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos(\varphi)} \quad (3.23)$$

3 Methode

Für den maximalen Dauerstrom einer Erdkabelleitung wird in der vorliegenden Arbeit eine Reserve für thermische Engpassstellen nach

$$I_{L,D,max,EK} = \frac{P}{n_S \cdot U_{N,min} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos(\varphi)} f_{TE} \quad (3.24)$$

hinguzerechnet. Auf Abschnitten der Erdkabelstrecke mit ungünstigen Bedingungen für die Wärmeableitung ist die Strombelastbarkeit des Kabels deutlich herabgesetzt. Dies wird hier für die grobe Einordnung der erforderlichen Strombelastbarkeit mit dem Faktor f_{TE} für erhöhten Dauerstrom für normale Verlegebedingungen berücksichtigt.

Die Leitungsanlage muss weiters für transiente Betriebsereignisse wie Fehlerströme und Überspannungen ausgelegt sein. Die Höhe der Fehlerströme hängt wesentlich von der Sternpunktbehandlung der elektrischen Anlagen an Start- und Endpunkt der Leitung ab. Nach Feststellung der erforderlichen Stromtragfähigkeit der Leitungsanlage erfolgt die Vor-Auswahl bzw. Vor-Dimensionierung der Erdkabel- oder Freileitung per Einschränkung auf mögliche Leitungstypen anhand verfügbarer Herstellerdaten. Dabei sollte bei Auswahl der Varianten für Leitermaterial und Leiterquerschnitt eine Reserve für thermische Problemstellen (Bohrung/Pressung, enge Verlegung höhere Verlegetiefe) berücksichtigt werden. Das notwendige Isolationsvermögen (Dicke der Isolierung) richtet sich nach der erforderlichen elektrischen Festigkeit und ist für Kabel der entsprechenden Netzebene von den Herstellern weitgehend standardisiert.

Die Auslegung der Erdkabel- und Freileitungsanlagen wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit auch als Dimensionierung für die Teile der Hybrid-Anlagen herangezogen.

3.3.1 Dimensionierung Erdkabel

Die Dimensionierung einer Erdkabelleitung erfolgt nach in Abbildung 3.2 dargestelltem Schema. Nach Verifizierung der Vorauswahl des Kabeltyps und Dimensionierung des Kabelschirms und der Schirmbehandlung folgt die Berechnung der thermischen Dauer-Stromtragfähigkeit für den gewählten Kabeltyp unter Einbeziehung der Verlegebedingungen für folgende Einflussfaktoren:

- Leitermaterial, Leiterquerschnitt und Kabelkomponenten
- Verlegetiefe
- Bodenbeschaffenheit
- Bodenaustrocknung
- Kabelhäufung
- Rohrverlegung

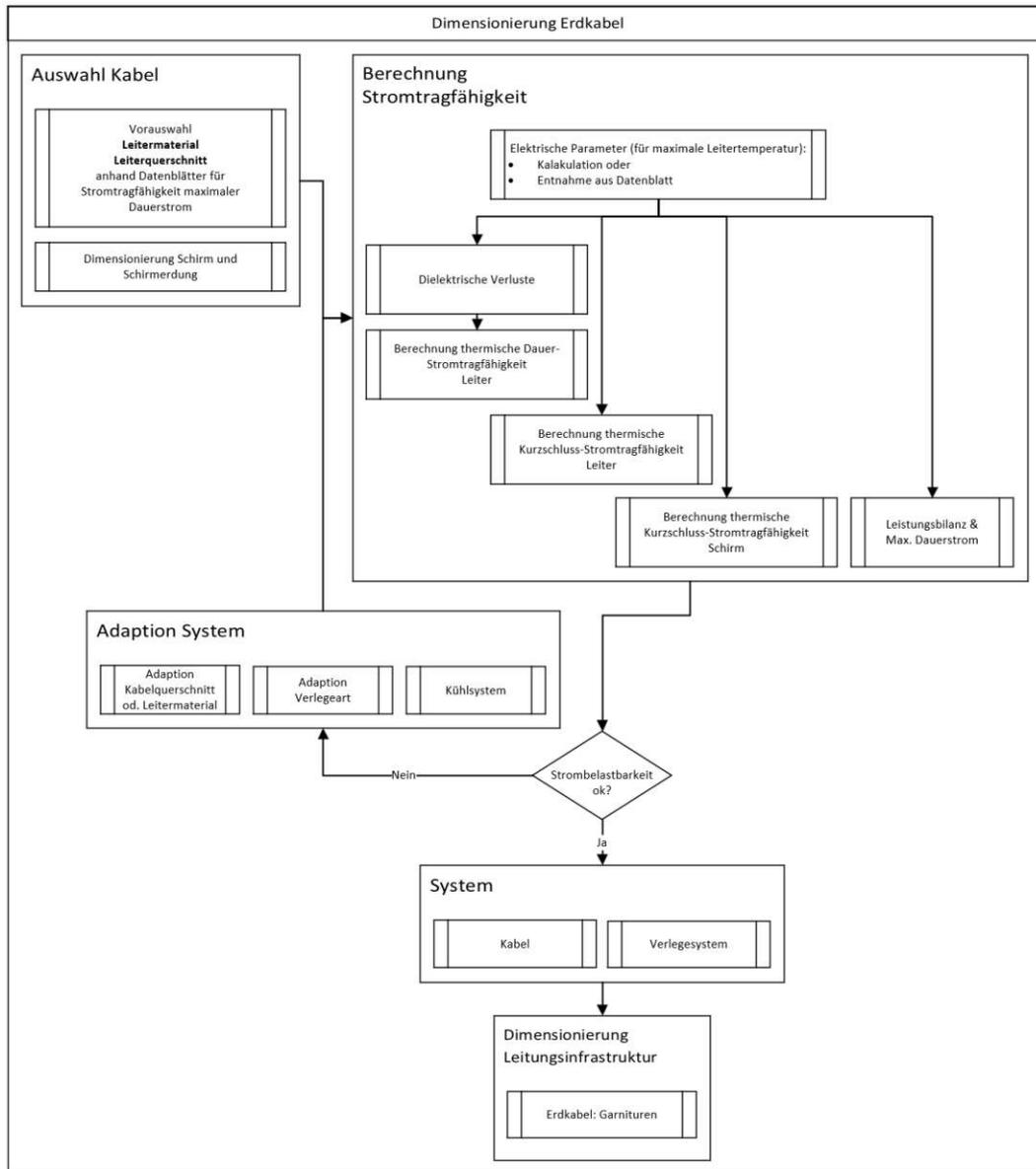


Abbildung 3.2: Dimensionierung Erdkabel

Die Dimensionierung ist im Anschluss auf Kurzschlussfestigkeit zu untersuchen. Der Dimensionierungsprozess kann mehrere Iterationsschritte erfordern, sollte die Stromtragfähigkeit nicht ausreichen. Dabei kann der Kabelquerschnitt, das Leitermaterial, die

3 Methode

Verlegeart (Rohr/Erde, Rohrquerschnitt, Anordnung, Leiterachsenabstand) bzw. die Bettungsbedingungen verändert werden oder der Einsatz eines Kühlsystems in Betracht gezogen werden. Ist die Stromtragfähigkeit gegeben, sind Kabel und Verlegesystem festgelegt und es werden die Garnituren (Muffen und Endverschlüsse) entsprechend ausgelegt.

Berechnung der thermischen Stromtragfähigkeit

Die Grenze der Strombelastbarkeit ist durch die thermische Belastung der Kabelmaterialien gegeben. Belastung über die Belastungsgrenze hinaus kann zu thermischer Zerstörung der Isolation oder reduzierter Lebensdauer führen. Die Strombelastbarkeit kann nach [19] bzw. IEC 60287-1-1:2023 ([16]) ermittelt werden. Sie ist neben dem Leiterquerschnitt und dem Kabelaufbau von der Verlegeart und -tiefe, den Bodenverhältnissen und der Schirmbehandlung abhängig. Das Kabel wird durch die Stromwärmeverluste im Leiter und, bei Betrieb mit Wechselstrom, durch die dielektrischen Verluste und die induktiven Kreis- und Wirbelstromverluste im Kabelschirm und dem Metallmantel erwärmt. Die Schirmverluste sind abhängig von der Schirmbehandlung. Die Wirbelstromverluste sind üblicherweise von untergeordneter Bedeutung und werden in weiterer Folge vernachlässigt. Die Belastung ist weiters von den Lastspielen resultierend im Lastfaktor abhängig. Für die Industrieanlage wird von Dauerbetrieb im Gegensatz zu zyklischen Tageslastspielen im EVU-Betrieb ausgegangen, daher wird im Weiteren der Lastfaktor $m = 1$ verwendet. Da für die in der Case Study geforderten Übertragungsleistungen ausschließlich Einleiterkabel zum Einsatz kommen, werden andere Bauformen nicht betrachtet. Die Verlustwärme des Leiters und der metallischen Schirme und Mäntel strömt an die Kabeloberfläche und muss bei natürlicher Kühlung über die Isolation, die Schutzhüllen und die Kabeloberflächen an die Umgebung abgegeben werden. Bei direkter Verlegung in der Erde wird die Wärme über den Erdboden an die Atmosphäre abgegeben, bei Verlegung im Rohr muss noch das Medium im Rohr und das Rohrmaterial selbst berücksichtigt werden. Durch verschiedene Bettungsmaterialien oder aktive Kühlleitungen kann die Wärmeabfuhr verbessert werden.

Im stationären Betriebszustand gleicht die abzuführende Wärme den Verlusten im Kabel. Der Temperaturunterschied zwischen Leiter und Umgebung ist den Gesamtverlusten in guter Näherung proportional. Analog zum Ohmschen Gesetz folgt die Wärmeübertragung dem Zusammenhang

$$\Delta v_L = \Phi \cdot \Sigma T, \quad (3.25)$$

wobei $\Delta\vartheta_L$ die Erwärmung bzw. den Temperaturunterschied bezeichnet. Φ bezeichnet den Wärmestrom, zusammengesetzt aus den stromabhängigen Stromwärmeverlusten in Leiter, Schirm, Mantel und Bewehrung und den spannungsabhängigen dielektrischen Ableitungsverlusten in der Isolierung. ΣT ist die Summe bzw. Serienschaltung der Wärmewiderstände. Die durch die Leiter- und Mantelverluste entstehende Wärme muss über den Ersatzwärmewiderstand

$$T'_K = T'_1 + T'_2 + T'_3 \quad (3.26)$$

für Einleiterkabel, bestehend aus den Wärmewiderständen der Isolierung, den inneren und äußeren Schutzhüllen und dem Wärmewiderstand T'_U der Umgebung (bei Verlegung in Erde: Erde, bzw. Rohr und Erdboden) abgeführt werden. Abbildung 3.3 zeigt den Kabelaufbau und die Wärmewiderstände der Komponenten.

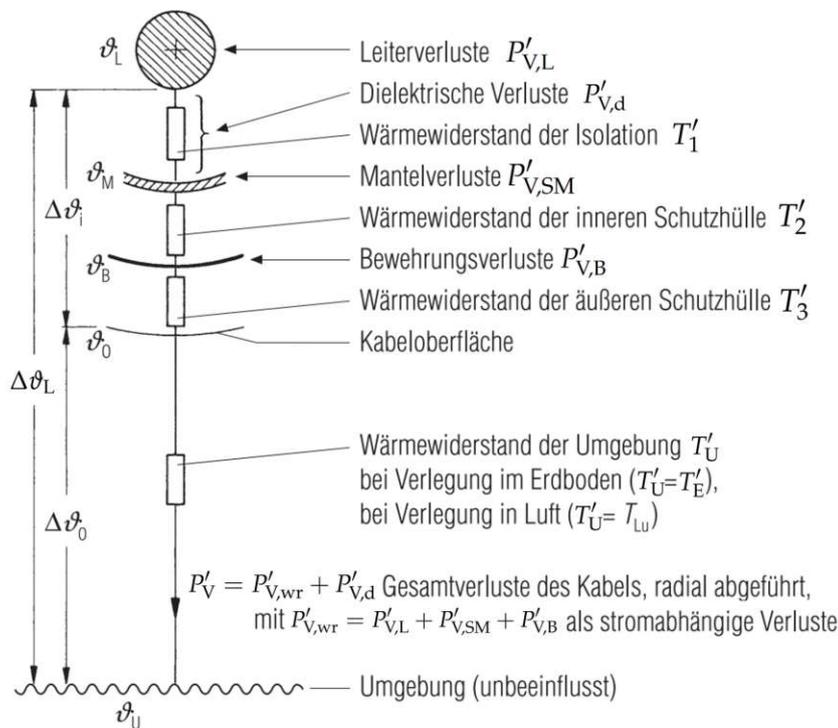


Abbildung 3.3: Verluste, Wärmewiderstände und Temperaturen zur Berechnung der Strombelastbarkeit eines Einleiterkabels (basierend auf [27])

Nach Gleichung 3.25 lässt sich mit der Betriebstemperatur ϑ_{Lr} und der Umgebungstemperatur ϑ_U der Zusammenhang

3 Methode

$$\vartheta_{Lr} - \vartheta_U - \Delta\vartheta_d = (T'_K + T'_U) P'_{V,wr} \quad (3.27)$$

anschreiben, wobei $\Delta\vartheta_d$ die allein durch die dielektrischen Verluste (Gleichung 3.29) verursachte Temperaturerhöhung bezeichnet. Mit den Verlustfaktoren für Schirm/Mantel ($\lambda_1 = \frac{P'_{i,SM}}{P'_{i,L}}$) und Bewehrung ($\lambda_2 = \frac{P'_{i,B}}{P'_{i,L}}$) kann der Wirkwiderstand nach Gleichung 3.6 angegeben werden.

Mit den Stromwärmeverlusten

$$P'_{V,wr} = I_L^2 R'_{wr} \quad (3.28)$$

und den dielektrischen Verlusten

$$P'_{V,d} = \omega C'_b \left(\frac{U}{\sqrt{3}} \right)^2 \tan(\delta). \quad (3.29)$$

lässt sich mit Gleichung

$$\Delta\vartheta_d = P'_d (T'_{Kd} + T'_U). \quad (3.30)$$

und unter Verwendung von

$$T'_{Ki} = \frac{T'_1 + (1 + \lambda_1) T'_2}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} + T'_3 \quad (3.31)$$

und

$$T'_{Kd} = \frac{T'_1}{2} + T'_2 + T'_3. \quad (3.32)$$

(welche fiktive Wärmewiderstände repräsentieren) nun der maximal zulässige Dauerbetriebsstrom

$$I_{L,D,max} = \sqrt{\frac{\vartheta_{Lr} - \vartheta_U - \Delta\vartheta_d}{R'_{wr} (T'_{Ki} + T'_U)}} \quad (3.33)$$

für Einleiterkabel angeben.

Berechnung der Wärmewiderstände der Kabelkomponenten

Der Wärmewiderstand der metallischen Schichten (Schirm, Mantel) kann als vernachlässigbar betrachtet werden. Für den Wärmewiderstand des Kabels müssen die Isolierung und die (ev. innere und äußere) Schutzhülle berücksichtigt werden. Der Wärmewiderstand der jeweiligen Komponente errechnet sich mit dem jeweiligen spezifischen Wärmewiderstand und dem inneren und äußeren Durchmesser der Komponente nach

$$T'_i = \frac{\rho_i}{2\pi} \ln \frac{d_{i,\text{innen}}}{d_{i,\text{außen}}}. \quad (3.34)$$

Berechnung des Wärmewiderstands der Umgebung

Der Wärmewiderstand der Umgebung ist von der Verlegeart und den Bodenverhältnissen abhängig. Weiters ist die Häufung von Kabel bzw. Kabelsystemen und die Nähe zu anderen wärmeemittierenden Einbauten ausschlaggebend für die Strombelastbarkeit. Für die Berechnung des Wärmewiderstands des Erdreichs T'_E wird die Vereinfachung der geschlossenen Verlegung im Trefoil-Bündel ohne Abstand angesetzt. Für diese Verhältnisse kann der Wärmewiderstand des Erdreichs mit

$$T'_E = \frac{\rho_E}{2\pi} \left[\underbrace{\ln \left(\frac{2h}{d} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d} \right)^2 - 1} \right)}_k + 2 \underbrace{\ln \left(\frac{2h}{d} \right)}_{k_a} \right] \quad (3.35)$$

angegeben werden, wobei ρ_E den spezifischen Erd-Wärmewiderstand, h die Verlegetiefe, und d den Außendurchmesser des Kabels bezeichnen. k bezeichnet die Geometrie-konstante für die Verlegung im Erdboden und k_a die näherungsweise gültige Geometrie-konstante für die Häufung. ρ bezeichnet den spezifischen Wärmewiderstand. Für natürlich gewachsenen Erdboden kann $\rho_E = 1$ angenommen werden, für Sandboden $\rho_E = 1 - 1,2$, für trockenen Sandboden $\rho_E = 2,5$. Für ungünstige Bodenverhältnisse mit schlechter Wärmeleitfähigkeit können spezielle Bettungsmaterialien wie beispielsweise Magerbeton ($\rho_E \leq 1$) eingesetzt werden.

3 Methode

Der Temperaturunterschied zwischen Leiter und Umgebung kann nach

$$\begin{aligned} \Delta\vartheta_L = & [I^2 R'_{\vartheta_r} + (P'_d/2)] T'_1 + \\ & + [I^2 R'_{\vartheta_r} (1 + \lambda_1) + P'_d] n T'_2 + \\ & + [I^2 R'_{\vartheta_r} (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + P'_d] n (T'_3 + T'_E). \end{aligned} \quad (3.36)$$

errechnet werden. Wird die Trefoil-Anordnung beibehalten und Abstände zwischen den Rohren der Einzelleiter vorgesehen, kann die Strombelastbarkeit aufgrund der besseren Wärmeableitung erhöht werden.

Durch die vom Kabel abgegebene Verlustwärme kann es zu **Bodenaustrocknung** des umgebenden Erdreichs kommen. Es bildet sich um das Kabel ein Trockenbereich, dessen Wärmewiderstand deutlich höher sein kann als jener des üblicherweise feuchten Erdbodens. Bei Annahme des Dauerbetriebs mit gleichbleibender Belastung stellt sich nach dem Einschaltvorgang nach Ende des Erwärmungsvorgangs ein stationärer Zustand ein. Bei zyklischem (Tageslastspiel) oder unregelmäßigem Betrieb kommt es zwischendurch zu Abkühlungsphasen und damit wieder zur Durchfeuchtung des umgebenden Erdreichs. Auch in diesem Fall gibt es einen initialen Erwärmungsvorgang, der durch den Erwärmungs- und Abkühlungszyklen überlagert wird. Für den eingeschwungenen, zyklischen Betrieb ist aufgrund der thermischen Trägheit des Erdbodens und regelmäßigen Wieder-Durchfeuchtung ein geringerer thermischer Widerstand und damit eine höhere Strombelastbarkeit als für den Dauerbetrieb anzusetzen. Die Berücksichtigung der Bodenaustrocknung in der Ermittlung der Strombelastbarkeit nach Gleichung 3.33 erfolgt über die Grenzerwärmung

$$\Delta\vartheta_x = 15 + \frac{(1 - m)100}{3} \quad (3.37)$$

(Temperaturdifferenz Temperatur Erdboden ohne Erwärmung und Temperatur der Grenzisotherme des Trockenbereichs) und die fiktiven Erdbodenwärmewiderstände

$$\begin{aligned} T'_{xy} &= \frac{\rho_x}{2\pi} [\ln k + (\mu - 1) \ln k_s + 2 \ln k_a] \\ T'_x &= \frac{\rho_x}{2\pi} [\ln k + 2 \ln k_a]. \end{aligned} \quad (3.38)$$

Mit dem Verlustfaktor $\mu = 0.3m + 0,7m^2$, dem Belastungsgrad m (mit $m = 1$ für Dauerbetrieb) und dem spezifischen Wärmewiderstand des ausgetrockneten Erdreichs ρ_x (mit $\rho_x = 2,5 \frac{Km}{W}$ für trockenen Sand) kann mit

$$I_{L,D,max,Ba} = \sqrt{\frac{\vartheta_{Lr} - \vartheta_E - P'_d (T'_{Kd} + T'_x) + \left(\frac{\rho_x}{\rho_E} - 1\right) \Delta\vartheta_x}{R'_{wr}(T'_{Ki} + T'_{xy})}} \quad (3.39)$$

die maximale Strombelastbarkeit mit Bodenaustrocknung berechnet werden. Im Anschluss ist zu überprüfen, ob die Bedingung $\vartheta_O < \vartheta_x$ für

$$\begin{aligned} v_o &= v_{Lr} - P'_i T'_{Ki} - P'_d T'_{Kd} \\ v_x &= v_E - \Delta v_x \end{aligned} \quad (3.40)$$

zutrifft. Dabei ist $P'_i = I_{L,D,max,Ba}^2 \cdot R'_{wr}$ zu verwenden. Ist dies nicht der Fall, kann mit $\rho_x = \rho_E$ gerechnet werden, was der Berechnung ohne Bodenaustrocknung entspricht.

Befinden sich mehrere Systeme in unmittelbarer Nähe, muss die **Häufung** der Kabel berücksichtigt werden. Dies hat durch die gegenseitige thermische Einwirkung Auswirkungen auf die Strombelastbarkeit. Dieser Umstand wird über die fiktiven Zusatzwärmewiderstände

$$\begin{aligned} \Delta T'_{xy} &= \frac{\rho_x}{2\pi} \left[\sum_{i=4}^{N_y} \delta_i + \mu \sum_{i=N_y+1}^N \delta_i + (N_y - 3) (\mu - 1) \ln(k_y) \right] \\ \Delta T'_x &= \frac{\rho_x}{2\pi} \sum_{i=4}^N \delta_i \end{aligned} \quad (3.41)$$

mit dem Häufungsfaktor

$$\sum_i \delta_i = \sum_i \ln \frac{c'_i}{c_i} \quad (3.42)$$

nach Abbildung 3.4 berücksichtigt.

Für den Fall $m = 1 \rightarrow \mu = 1$ ergibt sich $\Delta T'_{xy} = \frac{\rho_x}{2\pi} \sum_{i=4}^N \delta_i$, mit N als der Anzahl der Kabel im Nahbereich. Mit

$$I_{L,D,max,Ba,H} = \sqrt{\frac{\vartheta_{Lr} - \vartheta_E - P'_d (T'_{Kd} + T'_x + \Delta T'_x) + [(\rho_x/\rho_E) - 1] \Delta\vartheta_x}{nR'_{wr} (T'_{Ki} + T'_{xy} + \Delta T'_{xy})}} \quad (3.43)$$

kann nun die maximale Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung der Häufung von anderen Erdkabeln (zweites System, bei Verlegung im Doppelsystem) ermittelt werden.

3 Methode

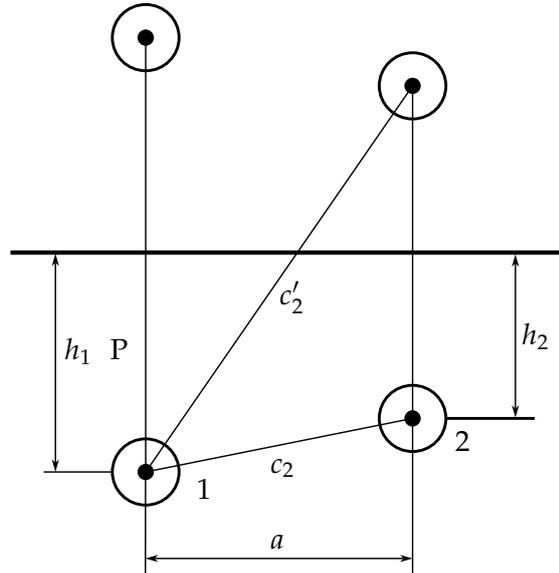


Abbildung 3.4: Abstände zur Berechnung des Häufungsfaktors ([19])

Werden Kabel, aus tiefbau-technischer Notwendigkeit oder zum mechanischen Schutz, im Rohr verlegt, müssen auch diese geänderten Umgebungsverhältnisse miteinbezogen werden. Vor allem der luftgefüllte Bereich hat signifikanten Einfluss auf den Wärmewiderstand der Kabelumgebung. Zur Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit an Stellen kritischer Strombelastbarkeit kann das Rohr verfüllt werden. Mit dem spezifischen Wärmewiderstand ρ_R , dem Außendurchmesser d_R und der Dicke δ_R des Rohres kann der Wärmewiderstand

$$T'_R = \frac{\rho_R}{2\pi} \ln \frac{1}{1 - \frac{2\delta_R}{d_R}} \quad (3.44)$$

des Rohres angegeben werden. Um den Wärmewiderstand des luftgefüllten Bereichs zu errechnen, kann iterativ vorgegangen werden. Dabei wird ausgehend von einem Startwert T'_{P_0} der Wärmewiderstand des Luftspalts

$$T'_{P_{i+1}} = \frac{1}{d_E \left[a \left(\frac{\Delta\theta_P p^2}{100 d_E} \right)^{\frac{1}{4}} + b + c\vartheta_m \right]} \quad (3.45)$$

mit

$$\begin{aligned}
\Delta\vartheta_{P_i} &= T'_{P_i} n_R (P'_1 + P'_d), \\
\vartheta_m &\approx \left[\vartheta_{Lr} - v_E - \Delta v_d + \left(\frac{v_x}{\vartheta_E} - 1 \right) \Delta v_x \right] \times \\
&\quad \times \frac{n_R \left(\frac{T'_{P_i}}{2} + T'_R + T'_{xy} \right)}{T'_{K_i} + n_R (T'_{P_i} + T'_R + T'_{xy})} + \\
&\quad + P'_d \left[n_R \left(\frac{T'_{P_i}}{2} + T'_R + T'_{xy} \right) \right] + \\
&\quad + v_E - \left(\frac{\rho_x}{\rho_E} - 1 \right) \Delta v_x, \\
\Delta\vartheta_d &= P'_d [T'_{K_d} + n_R (T'_P + T'_R + T'_x)],
\end{aligned} \tag{3.46}$$

entsprechend oft berechnet, bis nur noch kleine Änderungen feststellbar sind. Dabei bezeichnet $p = 1$ bar den Luftdruck im Rohr, d_E den Ersatzdurchmesser für die Anzahl der Kabel im Rohr ($d_E = d$ für ein Kabel, $d_E = 2,15d$ für drei Kabel im Rohr), ϑ_m die mittlere Temperatur im Luftspalt mit n_R , der Anzahl der Kabel im Rohr. Die Konstanten a , b und c werden nach [19] Tabelle 18.30 für Kabel im Hartfaserrohr im Beton mit $a = 11,41$, $b = 5,55$, $c = 0.1808$ angesetzt. Damit kann die Strombelastbarkeit für Kabel im Rohr bei Verlegung in der Erde mit

$$I_{L,D,max,Ba,H,R} = \sqrt{\frac{\vartheta_{Lx} - \vartheta_E - P'_d [T'_{K_d} + n_R (T'_P + T'_R + T'_x) + \Delta T'_x] + [(\rho_x/\rho_E) - 1] \Delta\vartheta_x}{nR'_{wr} [T'_{K_i} + n_R (T'_P + T'_R + T'_{xy}) + \Delta T'_{xy}]}} \tag{3.47}$$

berechnet werden.

Dimensionierung Kabelschirm und Schirmerdung

Die Dimensionierung des Kabelschirms und der Schirmerdung muss sicherstellen, dass der Kabelschirm von transienten Vorgängen im Leiter induzierte Kreisströme sowie durch den Schirm abgeleitete Fehlerströme sicher führen kann. Der höchste Fehlerstrom ist das ausschlagende Kriterium. Die Auslegung erfolgt somit nach dem höchsten zu erwartenden Fehlerstrom. Dieser ist abhängig von der Sternpunktbehandlung der Netzknoten an Anfang und Ende der Leitung. Für den Fall starr geerdeter Transformator-Sternpunkte - wie im 380 kV Netz der Case Study anzunehmen - ist

3 Methode

nach OVE/ÖNORM 50522:2023 ([17]) der Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom für den einpoligen Erd(kurz)schluss I''_{k1p} als dimensionierender Maximalstrom für Erdungsanlagen anzusetzen. Dies entspricht auch dem maximalen Schirmstrom im Erdschluss-Fall. In starr geerdeten Netzen ist der einpolige Anfangs-Erdschluss-Wechselstrom etwa kleiner oder gleich dem dreipoligen Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom I''_{k3p} . Somit kann mit einer dieser beiden Kenngrößen der Schirmquerschnitt ausgelegt werden. Dies erfolgt nach IEC 60949 ([22]) für die Berechnung zulässiger Kurzschlussströme unter Berücksichtigung nicht adiabatischer Erwärmung nach

$$S_{\text{Schirm}} = \frac{I}{K \sqrt{\ln \frac{\beta + \theta_f}{\beta + \theta_i} \frac{t}{t}}}. \quad (3.48)$$

Dabei bezeichnet S_{Schirm} den Schirmquerschnitt, I den Fehlerstrom, K die Materialkonstante für die Stromtragfähigkeit nach IEC 60949, β den Kehrwert des Temperaturkoeffizienten des Widerstands der stromdurchflossenen Komponente bei 0°C , θ_i die Anfangstemperatur, θ_f die maximal erlaubte Endtemperatur und t die Kurzschlussdauer.

Die Möglichkeiten der Schirmerdung wurden in 2.2.6 erörtert. Beidseitige Schirmerdung kann zum Einsatz kommen, wenn die erforderliche Stromtragfähigkeit dafür gegeben ist. Es sollten jedoch im Zuge der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Verlustkosten für diesen Fall evaluiert werden. Auf Hoch- und Höchstspannungsebenen kann auf kurzen Kabelstrecken (bis ca. 500 m) einseitige Erdung zum Einsatz kommen. Dabei muss die induzierte Spannung nach [21] berechnet werden und überprüft werden, ob die Anlage mit entsprechenden Überspannungsableitern am offenen Leitungsende ausgestattet werden kann, die einerseits eine sichere Trennstrecke gegen Erde im Normalbetrieb und andererseits eine leitende Verbindung für die Ableitung von Blitzüberspannungen gewährleisten können. Für längere Leitungen kommt Cross-Bonding zum Einsatz. Dabei sind nach Maßgabe möglichst gleicher Länge die Cross-Bonding-Abschnitte zu evaluieren und die Auswirkung von ungleichen Abschnittslängen auf die thermische Strombelastbarkeit und die Verluste zu untersuchen. Die Schirme werden an den Auskreuzungsstellen mit Überspannungsableitern ausgerüstet, die für stationäre und transiente Betriebsvorgänge eine sichere Trennstrecke und eine Ableitung von Blitzstromstößen gegen Erde sicherstellen. Bei beidseitiger und einseitiger Erdung können die Erdungsanlagen der Netzknoten an den Enden der Kabelstrecke verwendet werden. Für Cross-Bonding- und Erdungs-Muffen müssen nach Maßgabe der örtlichen Erdungsimpedanz und der Sicherheitsbestimmungen Erdungsanlagen dimensioniert werden.

3.3.2 Dimensionierung Freileitung

Die Dimensionierung einer Freileitung kann nach in Abbildung 3.5 dargestelltem Schema erfolgen. Nach Verifizierung der Vorauswahl des benötigten Leiterquerschnitts folgt die Berechnung der thermischen Dauer-Stromtragfähigkeit unter Berücksichtigung möglicher atmosphärischer Umweltbedingungen.

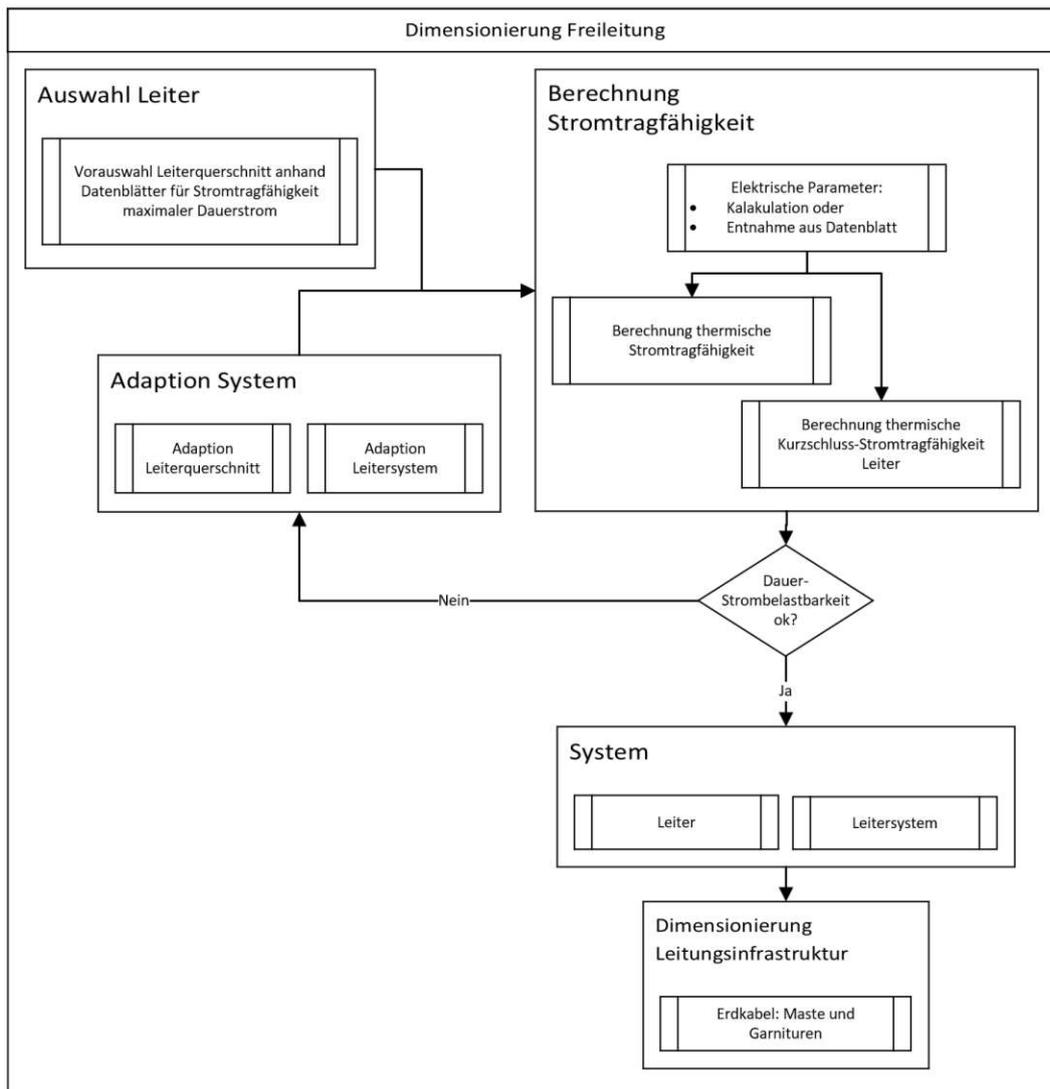


Abbildung 3.5: Dimensionierung Freileitung

3 Methode

Die Dimensionierung ist im Anschluss auf Kurzschlussfestigkeit zu untersuchen. Der Dimensionierungsprozess kann mehrere Iterationsschritte erfordern, sollte die Stromtragfähigkeit nicht ausreichen. Dabei kann der Leiterquerschnitt, oder das Leitersystem (z.B: Bündelleiter) verändert werden. Ist die Stromtragfähigkeit gegeben, kann Leiterseil und Leitersystem festgelegt und eine grobe Dimensionierung der Mastanzahl vorgenommen werden. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit kann es jedoch sinnvoll sein, größere Leiterquerschnitte zu verwenden. Dies wird über die Wirtschaftlichkeitsrechnung evaluiert. Praktisch wird die Auswahl der Leiterquerschnitte nach OVE/ÖNORM EN 50182/AC:2016 Tabelle F.3 ([24]) (siehe Tabelle 3.6) vorgenommen.

ÖVE/ÖNORM EN 50182/AC:2016

Tabelle F.3 (2 von 2)

Bezeichnung	alte Bezeichnung	Querschnittsfläche			Anzahl der Drähte		Drahtdurchmesser		Durchmesser		Masse je Längeneinheit	Rechnerische Bruchkraft	Gleichstromwiderstand	praktischer E-Modul	Längenausdehnungskoeffizient	Dauerstrombelastbarkeit
		Aluminium	Stahl	gesamt	Al	St	Al	St	Seele	Leiter						
		mm ²	mm ²	mm ²			mm	mm	mm	mm						
172-AL1/40-ST1A	170/40	171,8	40,1	211,8	30	7	2,70	2,70	8,10	18,9	788,2	74,89	0,1683	82 000	1,78E-05	515
184-AL1/30-ST1A	185/30	183,8	29,8	213,6	26	7	3,00	2,33	6,99	19,0	741,0	65,27	0,1571	77 000	1,89E-05	535
209-AL1/34-ST1A	210/35	209,1	34,1	243,2	26	7	3,20	2,49	7,47	20,3	844,1	73,36	0,1381	77 000	1,89E-05	590
212-AL1/49-ST1A	210/50	212,1	49,5	261,5	30	7	3,00	3,00	9,00	21,0	973,1	92,46	0,1363	82 000	1,78E-05	610
243-AL1/39-ST1A	240/40	243,1	39,5	282,5	26	7	3,45	2,68	8,04	21,8	980,1	85,12	0,1188	77 000	1,89E-05	640
238-AL1/82-ST1A	240/80	237,8	82,4	320,2	36	19	2,90	2,35	11,8	23,4	1305,3	134,37	0,1218	99 890	1,64E-05	645
257-AL1/60-ST1A	257/60	256,6	59,9	316,5	30	7	3,30	3,30	9,90	23,1	1177,5	108,20	0,1126	82 000	1,78E-05	665
304-AL1/49-ST1A	300/50	304,3	49,5	353,7	26	7	3,86	3,00	9,00	24,4	1227,3	105,09	0,0949	77 000	1,89E-05	740
341-AL1/109-ST1A	340/110	341,2	108,8	450,0	78	19	2,36	2,70	13,5	27,7	1797,4	183,73	0,0848	84 000	1,67E-05	800
382-AL1/49-ST1A	380/50	381,7	49,5	431,2	54	7	3,00	3,00	9,00	27,0	1442,5	121,30	0,0758	70 000	1,93E-05	840
448-AL1/39-ST1A	450/40	448,7	39,5	488,2	48	7	3,45	2,68	8,04	28,7	1549,1	119,05	0,0644	62 000	2,09E-05	920
562-AL1/49-ST1A	560/50	561,7	49,5	611,2	48	7	3,86	3,00	9,00	32,2	1939,5	146,28	0,0515	62 000	2,09E-05	1040
635-AL1/117-ST1A	635/117	634,7	117,0	751,7	38+22	19	3,25/4,30	2,80	14,0	35,6	2671,2	236,50	0,0455	84 120	1,82E-05	1106
679-AL1/86-ST1A	680/85	678,6	86,0	764,5	54	19	4,00	2,40	12,0	36,0	2549,7	206,56	0,0426	68 000	1,94E-05	1150
1288-AL1/183-ST1A	1280/183	1288,2	182,8	1471,1	100	19	4,05	3,50	17,5	49,9	5001,6	407,20	0,0225	79 260	1,90E-05	1780

ANMERKUNG 1 Die äußere Lage ist rechts geschlagen (Z).

ANMERKUNG 2 Die in der Tabelle aufgelisteten Werte des praktischen E-Moduls und des Längenausdehnungskoeffizienten werden in Österreich verwendet. Werte für andere Leiterkonstruktionen dürfen entsprechend dem in IEC 61597 vorgegebenen Verfahren berechnet werden.

ANMERKUNG 3 Richtwerte für Dauerstrombelastbarkeit gültig bis 60 Hz bei einer Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s und Sonneneinstrahlung (für Österreich) für eine Umgebungs-Ausgangstemperatur von 35°C und einer Leiter-Endtemperatur von 80°C. Für besonders gelagerte Fälle bei ruhender Luft sind die Werte im Mittel um etwa 30% herabzusetzen.

Abbildung 3.6: Dimensionierung Freileitung nach Norm ([24])

Berechnung der thermischen Stromtragfähigkeit

Die Dauer-Strombelastbarkeit einer Freileitung wird für den thermischen Gleichgewichtszustand aus Verlustwärmeezeugung durch den Stromfluss auf der Leitung und Abgabe, in Wechselwirkung mit der thermischen Einwirkung von über einen gewissen Zeitraum konstanten atmosphärischen Einflüssen ermittelt. Die für den sicheren Leitungsbetrieb abzutransportierende Verlustwärme entsteht hauptsächlich durch Joule-Verluste in Kombination mit Korona-Verlusten und Verlusten aufgrund magnetischer Kopplung mit dem Stahlkern. Des Weiteren kommt es zu Erwärmung durch solare Einstrahlung. Die Verlustwärme wird hauptsächlich durch Konvektion

und Strahlung in Kombination mit Verdunstung abgeführt. Die Wetterbedingungen (Windgeschwindigkeit und -richtung, Umgebungstemperatur, solare Einstrahlung) spielen dabei eine große Rolle. Die Erwärmung durch Korona-Effekte ist meist im Vergleich mit dem Wärmeabtransport durch Konvektion von untergeordneter Bedeutung. Wärmedissipation durch Verdunstung kann eine entscheidende Rolle spielen, wird aber in den meisten Berechnungen, aufgrund der Komplexität der Berechnung, nicht betrachtet. Die magnetischen Verluste können rechnerisch in die Joule-Verluste integriert werden.

Unter Annahme des Gleichgewichts $P'_V = P'_c + P'_r - P'_s$ zwischen den Stromwärmeverlusten P'_V , der Wärmeabgabe durch Konvektion P'_c und Strahlung P'_r und den solaren Einträgen P'_s kann die Strombelastbarkeit einer Freileitung nach

$$I_{\max} = \sqrt{\frac{P'_r + P'_c - P'_s}{R'_{ac, \vartheta r}}} \quad (3.49)$$

berechnet werden. Mit der Vorgangsweise nach [8] in Tabelle 3.3 und mit

$$P'_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (\vartheta_{Lr} - \vartheta_U) \cdot Nu \quad (3.50)$$

kann die Konvektions-Wärmeabgabe berechnet werden. Die Wärmeabgabe durch Strahlung kann nach

$$P'_r = \pi \cdot D \cdot \sigma_B \cdot \varepsilon_s \cdot [(\vartheta_{Lr} + 273)^4 - (\vartheta_U + 273)^4] \quad (3.51)$$

3.51 ermittelt werden. Die solaren Wärmeeinträge können nach der Vorgangsweise nach [8] in Tabelle 3.4 und mit

$$P'_s = \alpha_s \cdot I_T \cdot D \quad (3.52)$$

berechnet werden, dabei bezeichnet α_s das solare Absorptionsvermögen der Leiteroberfläche I_T die Strahlungsintensität der Globalstrahlung und D den Außendurchmesser des Leiterseils.

3 Methode

Tabelle 3.3: Konvektionswärmeabgabe

Temperatur Luftfilm über Leiter	$T_f = 0.5 \cdot (T_s + T_a)$
Thermische Leitfähigkeit der Luft	$\lambda_f = 2.368 \cdot 10^{-2} + 7.23 \cdot 10^{-5} \cdot T_f - 2.763 \cdot 10^{-8} \cdot T_f^2$
Luftdichte	γ_0 (Dichte auf Meereshöhe) $\gamma = \frac{1.293 - 1.525 \cdot 10^{-4} y + 6.379 \cdot 10^{-9} \cdot y^2}{1 + 0.00367 \cdot T_f}$
Dynamische Viskosität der Luft	$\mu_f = (17.239 + 4.635 \cdot 10^{-2} \cdot T_f - 2.03 \cdot 10^{-5} \cdot T_f^2) \cdot 10^{-6}$
Kinematische Viskosität der Luft	$\nu_f = \mu_f / \gamma$
Oberflächen-Rauigkeit Leiter	$R_s = d/2 \cdot (D - d)$
Reynolds-Zahl	$Re = V \cdot D / \nu_f$
Koeffizienten Konvektionswärmeabgabe	Auswahl tabellarisch nach Re : $B = 0,641, n = 0,471$
Nusselt-Zahl	$Nu_{90} = B \cdot Re^n$
Nusselt-Zahl	$Nu_\delta = Nu_{90} \cdot (0.42 + 0.58 \cdot \sin(\delta)^{0.90})$
Konvektionswärmeabgabe	$P'_{c,forced} = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_s - T_a) \cdot Nu_\delta$
Grashof-Zahl	$Gr = \frac{D^3 \cdot (T_s - T_a) \cdot g}{(T_f + 273) \cdot \nu_f^2}$
Prandtl-Zahl	$Pr = c_f \cdot \mu_f / \lambda_f$
Koeffizienten Konvektionswärmeabgabe	Auswahl tabellarisch nach $(Gr \cdot Pr)$: $A = 0,48, m = 0,25$
Nusselt-Zahl	$Nu_{nat} = A \cdot (Gr \cdot Pr)^m$
Nusselt-Zahl	$Nu_\beta = Nu_{nat} \cdot (1 - 6.76 \cdot 10^{-6} \cdot \beta^{2.5})$
Konvektionswärmeabgabe	$P'_{c,nat} = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_s - T_a) \cdot Nu_\beta$
Konvektionswärmeabgabe	$P'_c = \max(P'_{c,forced}, P'_{c,nat})$

Tabelle 3.4: Solarer Wärmeeintrag

Deklination	$\delta_s = 23.4 \cdot \sin [2 \cdot \pi \cdot (284 + N^*) / 365]$
Sonnenstand	$H_S = \arcsin (\sin (\varphi) \sin (\delta_s) + \cos (\varphi) \cos (\delta_s) \cos (Z))$
Azimet Leiter	$\gamma_S = \arcsin (\cos (\delta_s) \cdot \sin (Z) / \cos (H_S))$
Sonnen- einstrahlungs- winkel Meeresniveau	$\eta = \arccos [\cos (H_S) \cdot \cos (\gamma_S - \gamma_c)]$
Intensität Direkte Sonneneninstrahlung Meeresniveau	$I_{B(0)} = N_S \cdot \frac{1280 \cdot \sin(H_S)}{\sin(H_S) + 0.314}$
Intensität Direkte Sonneneninstrahlung Höhe y	$I_{B(y)} = I_{B(0)} \cdot \left[1 + 1.4 \cdot 10^{-4} \cdot y \left(\frac{1367}{I_{B(0)}} - 1 \right) \right]$
Intensität Diffuse Sonneneinstrahlung	$I_d = \left(430.5 - 0.3288 \cdot I_{B(y)} \right) \cdot \sin (H_S)$
Intensität Globale Sonneneinstrahlung	$I_T = I_{B(y)} \cdot \left(\sin(\eta) + \frac{\pi}{2} \cdot F \cdot \sin (H_S) \right) + I_d \cdot \left(1 + \frac{\pi}{2} \cdot F \right)$

3.3.3 Dimensionierung Hybrid-Leitung

Die Dimensionierung einer Hybrid-Leitung erfolgt nach in Abbildung 3.7 dargestelltem Schema. Die Dimensionierung der Erdkabel und Freileitungen erfolgt nach den in 3.3.1 und 3.3.2 vorgestellten Verfahren. Dadurch sind Kabel und Verlegesystem, sowie Leiter und Leitersystem der Freileitung festgelegt. Im Anschluss erfolgt die Dimensionierung der Übergangsanlage(n).

3 Methode

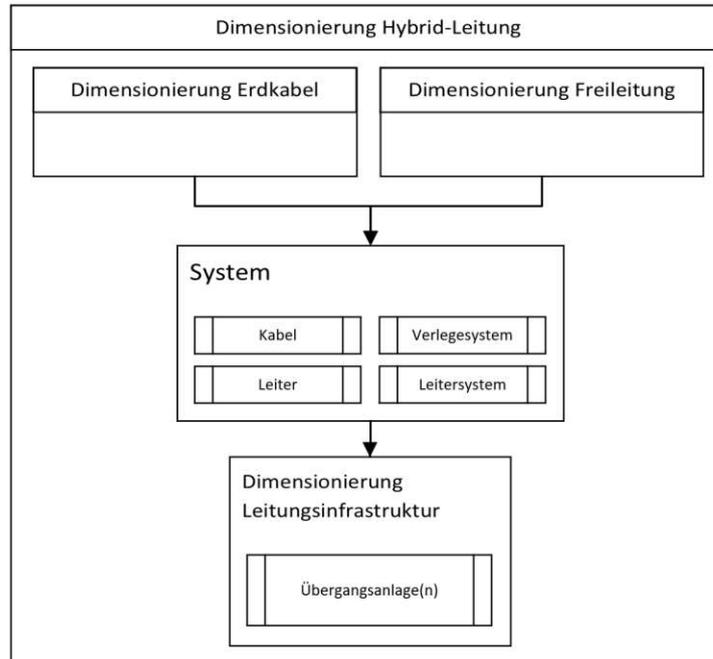


Abbildung 3.7: Systemdesign Hybrid-Leitung

3.4 Leistungsbilanz (Spannungen, Stromberechnung)

Die Berechnungen erfolgen nach [39]. Mit den elektrischen Parametern der Stich-Leitungsstrecke, der Leitungslänge, der Spannung am für die Berechnung als Bezugspunkt geltenden Netzknoten und der Last am Leitungsende können die Spannungen und Leistungen an den Netzknoten und der Strom über die Leitung berechnet werden. Das Ziel der Berechnung ist einerseits die übertragene Wirk- und Blindleistung und andererseits die Spannung am Leitungsende für die leerlaufende Leitung zu ermitteln. Aufgrund des kapazitiven Verhaltens von Erdkabelleitungen kann es bei leerlaufenden Leitungen zu Spannungsüberhöhungen am leerlaufenden Ende und hoher Blindleistungseinspeisung ins Netz kommen, die eine Blindleistungskompensation erforderlich machen. Für Verbraucher mit Anschluss an das 380 kV Übertragungsnetz sind, gelten den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) für Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss ([15]), die Vorgaben:

- Spannungsbereich für den der Betrieb der Last am Netz gewährleistet sein muss:
 - 0,90 pu - 1,05 pu: unbegrenzt

3.4 Leistungsbilanz (Spannungen, Stromberechnung)

– 1,05 pu - 1,10 pu: 30 Minuten

- maximale Blindleistungsaufnahme Q (induktiv): nicht höher als 48 % der maximalen Bezugskapazität P_{\max}
- bei Aufnahme von Wirkleistung größer oder gleich 10 % von P_{\max} darf der festgelegte Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,90$ induktiv nicht unterschritten werden
- bei Aufnahme von Wirkleistung kleiner 10 % von P_{\max} darf die maximale Blindleistungsaufnahme (induktiv) nicht höher als 5 % von P_{\max} sein
- die Blindleistungseinspeisung (kapazitiv) darf maximal 5 % der maximalen Bezugskapazität P_{\max} betragen

Für die in der Case Study betrachtete, vom Verbraucher errichtete, Stickleitung wird die Leitung dem Verbraucher zugerechnet und muss damit die oben genannten Kriterien am Einspeisepunkt einhalten. Andererseits werden für den angesetzten Belastungsfall der erwartete Betriebsstrom für Normalbetrieb sowie der maximale Dauerstrom bei minimaler Netzspannung und Ausfall eines Systems ermittelt. Der maximale Dauerstrom wird als Auslegungskriterium und zur Überprüfung der Dimensionierung der Leitung nach 3.3.1 und 3.3.2 herangezogen und mit den elektrischen Leitungsparametern für maximale Betriebstemperatur berechnet. Der erwartete Betriebsstrom wird für die Verlustberechnung verwendet. Dabei wird über die thermische Berechnung die Betriebstemperatur der Leitung für den Normalbetrieb ermittelt und die elektrischen Parameter entsprechend iterativ angepasst.

Mit $\underline{\gamma}$ aus Gleichung 2.1 kann nach

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 \frac{1}{\cosh(\underline{\gamma}l)} \quad (3.53)$$

die Spannung am leerlaufenden Ende berechnet werden. Die Spannungserhöhung von $|\underline{U}_2|$ gegenüber $|\underline{U}_1|$ sollte meist 10 % der Nennspannung nicht überschreiten. Weiters kann unter Verwendung von

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_1}{\underline{I}_1} = \underline{Z}_w \frac{\cosh(\underline{\gamma}l)}{\sinh(\underline{\gamma}l)} \quad (3.54)$$

die Leistung

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{U}_1^2}{\underline{Z}_1^*} = P + jQ \quad (3.55)$$

3 Methode

am Anfang der Leitung und somit die eingespeiste oder bezogene Blindleistung berechnet werden. Sollte sich die Spannungsüberhöhung oder die kapazitive Blindleistungseinspeisung nicht im Rahmen der geforderten Bandbreiten befinden, müssen Kompensationsmaßnahmen nach 2.1.3 ergriffen werden. Für unbelastete Leitungen kann die Kompensation durch eine parallele Induktivität erfolgen. Für die vereinfachte Annahme gleicher Spannung an Anfang und Ende der Leitung kann die Blindleistungsaufnahme der Leitung nach [6] mit $Q = Q_C - Q_L = \omega CU^2 - 3\omega LI^2$ errechnet werden.

Für eine vorgegebene Spannungsgrenze $|\underline{U}_2|$ kann die entsprechende Impedanz

$$\underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_w \underline{U}_2 \sinh(\underline{\gamma}l)}{\underline{U}_1 - \underline{U}_2 \cosh(\underline{\gamma}l)} \quad (3.56)$$

am Ende der Leitung ermittelt werden. Je weniger Spannungsüberhöhung zugelassen wird, desto mehr überwiegt der reaktive Teil der Impedanz \underline{Z}_2 und kann näherungsweise in eine Induktivität L_2 übersetzt werden. Ist das relevante Kriterium zur Einhaltung der Vorgaben die eingespeiste kapazitive Blindleistung, so kann diese durch eine parallele Induktivität der Größe

$$L_2 = \frac{U_N^2}{\omega Q} \quad (3.57)$$

die nach

$$\underline{Z}_2 = j\omega L_2 \quad (3.58)$$

direkt in die Impedanz \underline{Z}_2 übersetzt werden kann, kompensiert werden. Um Überkompensation im Falle geringerer Spannung zu vermeiden, wird eine Unterkompensation vorgenommen. Die resultierende Spannung am Ende der Leitung kann mit

$$\underline{U}_2 = \frac{U_N}{\cosh(\underline{\gamma}l) + \underline{Z}_w / \underline{Z}_2 \sinh(\underline{\gamma}l)} \quad (3.59)$$

ermittelt werden. Die resultierende Scheinleistung am Anfang der Leitung lässt sich mit

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_1}{\underline{I}_1} = \underline{Z}_w \frac{\underline{Z}_2 \cosh(\underline{\gamma}l) + \underline{Z}_w \sinh(\underline{\gamma}l)}{\underline{Z}_2 \sinh(\underline{\gamma}l) + \underline{Z}_w \cosh(\underline{\gamma}l)} \quad (3.60)$$

und

$$\underline{S}_1 = \frac{U_1^2}{\underline{Z}_1^*} \quad (3.61)$$

errechnen, wobei \underline{Z}_1^* die konjugiert komplexe Größe von \underline{Z}_1 bedeutet. Für die Belastung der Leitung mit $S = P + jQ$, wobei sich die Annahme von Q aus dem Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ abschätzen lässt, kann über $\underline{Z}_2 = \left(\frac{U_N^2}{S_2}\right)^*$ die Spannung U_2 , sowie \underline{Z}_1 und darauf die Scheinleistung \underline{S}_1 ermittelt werden. Für den Fall des kapazitiv wirkenden Erdkabels wird im stationären Betriebsfall für eine ohmsch-induktive Last, deren Blindleistung jene durch das Kabel erzeugte übersteigt, keine Kompensation für die Leitung erforderlich sein. Andere Kompensationsmaßnahmen (z.B.: Regeltransformatoren, FACTS) können für den Anlagenbetrieb gemäß TOR ([15]) erforderlich sein.

3.5 Verlustberechnung

Die Verluste setzen sich aus den stromabhängigen und spannungsabhängigen Anteilen (siehe Abschnitt 3.5) zusammen. Die stromabhängigen Verluste werden durch den Stromfluss im Leiter und in den metallischen Schirmen und Mänteln von Erdkabeln und die dadurch entstehenden Stromwärme-Verluste (Joule-Verluste) verursacht. Sie sind damit vom ohm'schen Widerstandsbelag abhängig. Die Joule-Verluste einer Drehstrom-Leitung ergeben sich mit der Anzahl der parallelen Systeme n_S und dem Wirkwiderstand für Erdkabel nach Gleichung 3.6 zu

$$P_{V,WR} = n_S \cdot 3 \cdot R'_{WR} \cdot I_L^2 \quad (3.62)$$

und für Freileitungen zu

$$P_{V,WR} = n_S \cdot 3 \cdot R'_{\theta r} \cdot I_L^2 \quad (3.63)$$

Aufgrund des deutlich geringeren Leiterquerschnitts bei Freileitungen (auch aufgrund der Verwendung von Bündelleitern) derselben Strombelastbarkeit wird der Skin-Effekt bei der Verlustberechnung für Freileitungen hier vernachlässigt. Die dielektrischen Verluste (spannungsabhängige Verluste) errechnen sich mit dem Ableitungsbelag nach Gleichung 3.19 nach

3 Methode

$$P_{V,d} = n_S \cdot 3 \cdot \left(\frac{U_N}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot G' \quad (3.64)$$

Die Gesamtverluste der Leitungen ergeben sich damit zu

$$P_V = P_{V,wr} + P_{V,d}. \quad (3.65)$$

3.6 Kostenkalkulation und Wirtschaftlichkeitsvergleich

Die Kosten einer Leitungsanlage bestehen nach [37] aus

- den Investitionskosten, bestehend aus den Kosten für die
 - Erst-Investition und jenen für
 - die Re-Investition in Leitung oder Komponenten, sollte der Durchrechnungszeitraum über die technische Lebensdauer hinaus reichen,
- den Betriebskosten, bestehend aus
 - Verlustkosten und
 - Inspektions- und Wartungskosten,
- den Instandhaltungskosten und den
- Entstörungskosten.

Wartungs- und Instandhaltungskosten fallen für die Leitung selbst, die Trasse und zusätzliche Anlagen an. Die Instandhaltungskosten bezeichnen über Wartung hinausgehende Re-Investitionen, wie Neuanschaffung oder Generalüberholung, von einzelnen Komponenten, deren technische Lebensdauer geringer als die des jeweiligen Anlagenteils ist. Entstörungskosten werden aufgrund der schwierigen Abschätzbarkeit von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Ausfall- und Reparaturzeiten und der geringen Erfahrungsgrundlage für Hochspannungs-Erdkabel in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet. Abbildung 3.8 zeigt die Komponenten der Kostenkalkulation.

Die Kosten für Grundeinlöse und Servitut, das Anlegen von Zuwegungen, sowie Rodung und Trassierung werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

3.6 Kostenkalkulation und Wirtschaftlichkeitsvergleich

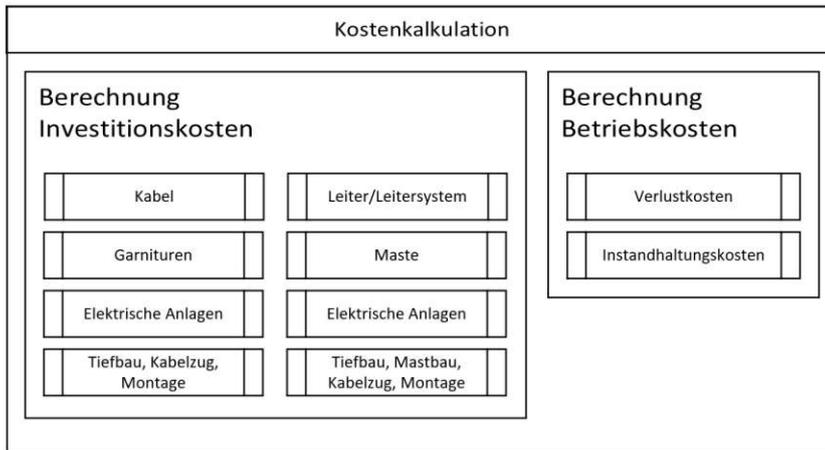


Abbildung 3.8: Kostenkalkulation

3.6.1 Investitionskosten

Erdkabel

Die Investitionskosten einer Erdkabel-Leitung beinhalten die Material-Kosten für Kabel, Erdseil und Garnituren, die Kosten für die zugehörigen elektrischen Anlagen, sowie die Kosten für die Verlegung (Tiefbau), das Einziehen der Kabel und die Montage der Garnituren (Muffen, Endverschlüsse). Die Kosten für das Kabel setzen sich aus einem Hohlpreis p_{hohl} , welcher grundsätzlich das hohle Kabel, ohne metallische Leiter, bezeichnet, aber über die Metallbasis $p_{\text{Metallbasis},j}$ einen Teil des Leiterpreises beinhaltet. Die Metallbasis wird in EURO/kg angegeben. Die Materialzahl

$$m_{i,j} = S_{L,i} \cdot \rho_j \quad (3.66)$$

bezeichnet für die jeweilige Kabelkomponente und das jeweilige Metall die kalkulatorische Metallmasse in kg/m (Gleichung 3.66), wobei $S_{L,i}$ den Querschnitt der jeweiligen Komponente i (Komponenten: Leiter, Schirm und Metallmantel), ρ die Dichte des jeweiligen Metalls j (üblicherweise Kupfer oder Aluminium) bezeichnet.

Mit den Materialzahlen der Komponenten und den Tages-Metallpreisen $p_{\text{Metall},j}$ wird der Materialzuschlag

$$M = \sum_i (p_{\text{Metall},j} - p_{\text{Metallbasis},j}) \cdot m_{i,j} \quad (3.67)$$

3 Methode

errechnet. Aus Materialzuschlag und Hohlpreis ergibt sich der Vollpreis

$$p_{\text{voll}} = p_{\text{hohl}} + M \quad (3.68)$$

eines Kabels. Die Kosten für ein mitverlegtes Erdseil werden über Material-Querschnitt, -Dichte und Metallpreis berechnet. Die Kosten für Garnituren beinhalten die Kosten für Verbindungsmuffen (Verbindung von Kabelabschnitten nach Erfordernissen der Trommellängen), Cross-Bonding-Muffen (Verbindungsmuffen mit Auskreuzung der Kabelschirme in einer Linkbox) und Erdungsmuffen (Verbindungsmuffe mit Erdung der Kabelschirme, zwischen Cross-Bonding-Hauptabschnitten oder Sektionen mit einseitiger Erdung), Linkboxen, Überspannungsableiter an den Auskreuzungspunkten (Cross-Bonding) oder den Enden von Sektionen mit einseitiger Erdung und Endverschlüsse. In den für diese Arbeit verfügbaren Preisinformationen sind die Kosten für die Muffenmontage bereits im Positionspreis enthalten. Erdungsmuffen erfordern der örtlichen Situation entsprechende Erdungsanlagen. Abhängig vom Erdwiderstand können Tiefen-, Band- oder Maschenerder mit unterschiedlichem Kostenaufwand zum Einsatz kommen. In der vorliegenden Arbeit wird ein mittlerer Preis für die Erdungsanlagen angesetzt. Erdkabel-Anlagen sind mit Überwachungsanlagen ausgestattet. Hochspannungs-Erdkabel verfügen typischerweise zumindest über ein Lichtwellenleiter-basiertes Temperaturüberwachungssystem. Hierfür wird ein Komplettpreis angesetzt. Die Kosten für den Kabelzug (Verlegen in der Künette oder Einziehen der Kabel in Rohre) werden inklusive Logistik und Entsorgung in EUR/m angegeben und in dieser Arbeit den Kabelkosten zugeordnet. Die Kosten für den Tiefbau beinhalten das Herstellen der Künette, Verlegen der Rohre und anschließendes Verfüllen bzw. das Einpflügen von Kabeln oder Kabelrohren, die Materialkosten für die Rohre, die Kosten für das Herstellen der Muffengruben und Muffenbauwerke sowie die Kosten für Spezialtiefbau-Abschnitte (Spülbohrungen, Verlegung im Pressverfahren). Die Kosten für Projektmanagement, System Engineering, Dokumentation und Bauaufsicht sowie die Kosten für Hochspannungsprüfungen vor Inbetriebnahme (Mantelprüfung, Teilentladungsmessung) werden als Pauschalposition veranschlagt.

Elektrische Anlagen

Die Kosten für elektrische Anlagen beinhalten verallgemeinerte Kosten für Blindleistungskompensations-Drosselspulen für Kabelanlagen in EUR/Mvar, sowie die Kosten für Kabelübergangsanlagen die als pauschaler Stückpreis angesetzt werden.

Freileitung

Die Investitionskosten einer Freileitung beinhalten die Materialkosten für Leiter- und Erdseile, Isolatoren und Armaturen (Klemmen, Dämpfer, Abspanner und Abstandshalter), die Kosten für die Masten, für Mast- und Tiefbau (Fundamente), die Montage und das Einziehen der Leiterseile. Die Kosten für die Leiterseile (Aluminium-Leiter, Stahl-Kern) werden aus dem Materialgewicht und den Metallpreisen und einem Ansatz für die Produktionskosten errechnet. Die Kosten für Isolatoren und Armaturen werden pro Stück veranschlagt. Im Erdseil mitgeführte Lichtwellenleiter werden mit einem pauschalen Preis für ein LWL-System berücksichtigt. Das Einziehen der Leiter- und Erdseile wird in EUR/m angesetzt. Für Masten und Mast- und Tiefbau werden Kosten pro Mast angesetzt, welche die Materialkosten für den Stahl-Mast und die Kosten für Fundamentherstellung und Mastmontage beinhalten. Die Kosten unterscheiden sich je nach Mastart (Tragmast, Abspannmast, Winkelabspannmast). Die Kosten für Projektmanagement, System Engineering, Dokumentation und Bauaufsicht sowie die Kosten für Hochspannungsprüfungen vor Inbetriebnahme werden als Pauschalposition veranschlagt.

3.6.2 Betriebskosten

Instandhaltungskosten

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden Wartungs- und Instandhaltungskosten als kilometerbezogene Kosten zusammengefasst. Die Instandhaltungskosten für Erdkabel beinhalten Inspektion, Wartung und Generalüberholung von Kabelendverschlüssen, Erdungsanlagen, Überspannungsableiter und Cross-Bonding-Linkboxen, sowie den Betrieb der Temperatur-Überwachungsanlage. Die Instandhaltungskosten für Freileitungen beinhalten Inspektion, Wartung und Generalüberholung von Leiterseilen, Isolatoren und Armaturen.

Verlustkosten

Bei einer Stickleitung im Kundenbesitz - wie in der Case Study der vorliegenden Arbeit - fallen die Wirkverluste am Zählpunkt direkt als Stromkosten an. Die Verlustkosten werden daher über die gesamten Wirkverluste und den Strompreis berechnet. Der Strompreis wird als mittlerer Arbeitspreis für Industriekunden zuzüglich der Netzkosten berechnet. Bei Anschluss an das Übertragungsnetz fallen Kosten für Blindenergie an, sofern die per TOR festgelegten Grenzwerte (siehe Abschnitt 3.4) überschritten werden. Im Fall einer Kabelleitung trägt diese zur Kompensation der (induktiven) Blindleistung

3 Methode

der angeschlossenen Last der Case Study bei. Eine Freileitungsanlage hat aufgrund der Kürze der Strecke keine signifikante Auswirkung auf die Blindleistungsbilanz. Daher werden keine, der Leitungsanlage zuzurechnende, Blindenergiekosten angesetzt.

3.6.3 Investitionsrechnung, Barwertmethode

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Leitungsprojekten wird üblicherweise eine dynamische Investitionsrechnung mit der Barwert-Methode ([30], [4], [37]) angewandt. Damit werden die Zeitpunkte von Ein- und Auszahlungen und somit der Aspekt der Kapitalbindung miteinbezogen. Um die Wirtschaftlichkeit einer Investition bzw. mehrerer möglicher Realisierungsvarianten zu untersuchen bzw. gegenüber zu stellen, werden sämtliche über den Durchrechnungszeitraum anfallenden Einnahmen und Ausgaben betrachtet. Da für eine Stickleitung keinerlei Einnahmen anfallen, handelt es sich um eine rein ausgabenseitige Betrachtung und beinhaltet Investitions- und Betriebskosten der Anlage. Sämtliche Zahlungen werden auf einen Bezugszeitpunkt (üblicherweise jenen der Investitionsentscheidung) abgezinst, anschließend aufsummiert und bilden den Barwert. Die Barwerte erlauben einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Varianten anhand ihrer Gesamtkosten. Da den Ausgaben keine Einnahmen gegenübergestellt werden können, stellt jene Variante mit dem (absolut) geringsten Barwert die wirtschaftlichste Variante dar.

Zahlungen zum Zeitpunkt (Jahr) n werden nach

$$K_0 = K_n \cdot q^{-n} \quad (3.69)$$

auf den Zeitpunkt 0 abgezinst (diskontiert) und repräsentieren den Wert einer zukünftigen Zahlung zum Bezugszeitpunkt. Dabei bezeichnet K_n den Nominalbetrag der Zahlung, K_0 den Barwert der Zahlung und q^{-n} den Abzinsungsfaktor

$$q^{-n} = \frac{1}{(1+r)^n} \quad (3.70)$$

mit dem Kalkulationszinssatz r . Das Abzinsen der Zahlungen berücksichtigt einerseits den Wertverlust des Geldes, andererseits die Möglichkeit der Kapitalverzinsung durch alternative Anlageformen. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Freileitungs- und Erdkabel-Anlagen der Case Study wird als Betrachtungszeitraum die technische Lebensdauer von Freileitungen herangezogen. Die technische Lebensdauer für Erdkabel ist deutlich kürzer, daher fällt eine Re-Investition für den Ersatz der Kabelanlage während des Betrachtungszeitraums an. Beide Leitungsarten haben laufende Betriebskosten in Form von Instandhaltungs- und Verlustkosten, die als jährliche Zahlungen angesetzt

3.6 Kostenkalkulation und Wirtschaftlichkeitsvergleich

werden. Der Barwert (Net Present Value) der Investition errechnet sich mit konstanten, als jährliche Zahlungen angesetzten, Betriebskosten und nachschüssiger Verzinsung mit dem Rentenbarwertfaktor

$$PVF(r, N) = \frac{(1+r)^N - 1}{(1+r)^N r} \quad (3.71)$$

für Freileitungen nach

$$NPV_{FL} = -I_{0,FL} - PVF(r, N_{FL}) \cdot B_{K,FL} \quad (3.72)$$

und für Erdkabel nach

$$NPV_{EK} = -I_{0,EK} - I_{Re,EK} \cdot q^{-N_{EK}} - PVF(r, N_{FL}) \cdot B_{K,EK}. \quad (3.73)$$

Dabei bezeichnet N den Betrachtungszeitraum bzw. die technische Lebensdauer, I_0 die initialen Investitionskosten, I_{Re} die Re-Investitionskosten und B_K die Betriebskosten der jeweiligen Technologie.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

4 Case Study

Die Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird am Beispiel einer Stichleitung zu einer Industrieanlage ausgeführt. Die Versorgung der Anlage mit elektrischer Energie erfolgt derzeit durch Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz auf der 110 kV Ebene und durch eigene Erzeugung mittels kalorischer Anlagen (Gaskraftwerke). Durch den Ausbau der bestehenden Raffinerieanlage und die angestrebte Reduktion bzw. dem Ersatz der kalorischen Energieversorgung ist eine leistungsfähige Zuleitung aus dem öffentlichen Netz erforderlich.

4.1 Leitungsprojekt

Die bestehende 110 kV Zuleitung kann nicht weiter ausgebaut oder belastet werden. Es wird daher eine zusätzliche leistungsfähige Zuleitung erörtert. Es stehen entsprechend leistungsfähige Netzknoten in relativer Nähe zur Verfügung. Die Eckdaten der erforderlichen Zuleitung sind:

- Elektrische Anschlussleistung 600 MW, indikativ 1200 MW (Wirkleistung)
- Leistungsfaktor 0,9
- Betriebsspannung 220 kV oder 380 kV
- Auslegung als Doppelsystem
- Annahme von Bandlast mit Lastfaktor 1
- Trassenlänge ca. 9000 m

Die Leitungsanlage soll die elektrische Anschlussleistung von 600 MW mit redundanter Systemauslegung bereitstellen können. Die Bereitstellung der indikativen Maximalleistung soll für den Vollbetrieb möglich sein. Für die Ausbaustufe von 1200 MW ist für die gegenständliche Systemauslegung keine Redundanz vorzusehen. Diese wird - so benötigt - auf andere Art und Weise sichergestellt. Die Zuleitung kann grundsätzlich als Erdkabel-, Frei- oder Hybridleitung erfolgen. Die Konzeption der Zuleitung wird hauptsächlich durch elektro- und bautechnische, topografische, natur- und forstschutzrechtliche, eigentumsrechtliche und wirtschaftliche Gesichtspunkte bestimmt. Siedlungs- und naturräumliche Aspekte, sowie vorhandene Infrastruktur in

4 Case Study

Form von überirdischen Linienbauwerken oder Einbauten, als auch Fragen der Akzeptanz haben einen hohen Einfluss auf die Trassenführung und die Ausführung als ober- oder unterirdische Leitung. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Voraussetzungen für die Realisierung und die Trassenlänge.

Im Rahmen eines techno-ökonomischen Vergleichs werden die folgenden acht Leitungsvarianten gegenübergestellt:

- V1: 380 kV Kupfer-Erdkabel mit Cross-Bonding-Schirmerdung
- V2: 380 kV Aluminium-Erdkabel mit Cross-Bonding-Schirmerdung
- V3: 380 kV Aluminium-Erdkabel mit beidseitiger Schirmerdung
- V4: 220 kV Kupfer-Erdkabel mit Cross-Bonding-Schirmerdung
- V5: 380 kV Freileitung
- V6: 220 kV Freileitung
- V7 - Erdkabel-Freileitung-Hybrid, Verhältnis 1:2
- V8 - Erdkabel-Freileitung-Hybrid, Verhältnis 1:1

Um die direkte Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Technologien zu gewährleisten, werden die Trassenlänge und die Vorgabe der Verlegetiefe für alle möglichen Leitungsvarianten gleich angesetzt. Die vorliegende Untersuchung betrachtet nur die elektrotechnischen und wirtschaftlichen Aspekte. Sämtliche Raumwiderstände und Aspekte der Trassenführung werden in der vorliegenden Analyse nicht betrachtet. In der tatsächlichen Projektierung würde dieser Vergleich durch die Vielzahl an Einflussfaktoren überlagert. Unmittelbar zur Leitungsverbindung gehörende elektrische Anlagen wie Kompensationsdrosselspulen oder Kabelübergangsanlagen werden berücksichtigt. Schaltanlagen, Schaltfelder und Umspannwerke werden nicht betrachtet. Die Kosten für Schaltanlagen und Umspannwerke können, je nach Leitungslänge, in der Größenordnung der Kosten der Leitung selbst liegen.

Kosten

Die Kosten und Preise der Einzelpositionen stammen zum Großteil aus Projektkalkulationen, zusätzliche Quellen sind extra ausgewiesen. Für die Anpassung der Kalkulation an aktuelle Metall-Rohstoffpreise werden aktuelle Metallpreise verwendet.

Metallpreise

Die Metallpreise sind wichtige Einflussfaktoren auf die Investitionskosten der Kabelleiter und Leiterseile nach Abschnitt 3.6.1. In der vorliegenden Arbeit werden die mittleren

Tabelle 4.1: Metallpreise

Metallpreis	Wert	Wert	Quelle
Aluminium	2535,30 USD/t	2,26 EUR/kg	[34]
Kupfer	4,4024 USD/lbs	8,62 EUR/kg	[35]
Stahl	3150 CNY/t	0,39 EUR/kg	[36]

Tabelle 4.2: Umrechnungskurse

Parameter Preisumrechnung	Wert
Umrechnungskurs Dollar/Euro Kurs	0,8896 EUR/USD
Umrechnungskurs Renmibi/Euro Kurs	0,1232 EUR/CNY
Umrechnung lbs (Pfund) / kilo	2,20 lbs/kg

Preise in Tabelle 4.1 für das vergangene Jahr bis zum Stichtag 21.05.2025 herangezogen. Tabelle 4.2 enthält die verwendeten Umrechnungskurse (vom 21.05.2025). Die Kosten des jeweiligen Leitermetalls werden durch Leiterquerschnitt, -länge und -masse anhand der jeweiligen Dichten in Tabelle 4.3 ermittelt.

Strompreis

Die Verlustkosten werden auf Basis der Verlustarbeit und der Stromkosten berechnet. Dabei wird, angelehnt an [23], der Arbeitspreis für Industriekunden mit 100 EUR/MWh angesetzt. Der für den Wirtschaftlichkeitsvergleich der Leitungsvarianten angesetzte Strompreis ergibt sich mit den arbeitsbezogenen Netzkosten und -entgelten zu 104,74 EUR/MWh. Die leistungsbezogenen Netzkosten und das Netzbereitstellungsentgelt wird in die Kostenkalkulation nicht einbezogen, da sie für alle Varianten gleich sind und eher der anzuschließenden Last zuzurechnen sind. Die Höhe des Netzbereitstellungsentgelt für die anzuschließende Leistung auf Netzebene 1 beträgt 5,22 Mio. EUR.

Tabelle 4.3: Metall-Dichten

Parameter Preisumrechnung	Wert
Dichte Aluminium	2700 kg/m ³
Dichte Kupfer	8960 kg/m ³
Dichte Stahl	7860 kg/m ³

4.2 Erdkabel-Varianten

In Tabelle 4.4 sind die grundlegenden Systemparameter der Erdkabel-Varianten aufgelistet. In Variante 1 (380 kV Kupfer-Erdkabel mit Cross-Bonding (CB)) und Variante 2 (380 kV Aluminium-Erdkabel mit Cross-Bonding (CB)) werden die beiden typischen Leitermaterialien Kupfer und Aluminium bei Anschluss an das 380 kV Netz gegenübergestellt. Beide Varianten sehen Cross-Bonding vor. Variante 3 (380 kV Aluminium-Erdkabel mit beidseitiger Erdung (BE)) untersucht den Einsatz von beidseitiger Erdung, im Vergleich zu Variante 2. Variante 4 (220 kV Kupfer-Erdkabel) untersucht den Anschluss an das 220 kV Netz, im Vergleich zu Variante 2. Der erwartete Betriebsstrom folgt aus dem Stromfluss für die erforderliche Wirkleistung beim angegebenen Leistungs- und Lastfaktor bei zwei Systemen im Parallelbetrieb.

Tabelle 4.4: Allgemeine Systemparameter der Erdkabel-Varianten

Variable	Systemparameter	V1	V2	V3	V4
	Leitermaterial	Cu	Al	Al	Cu
	Schirmerdung	CB	CB	BE	CB
P	Max. Wirkleistung in MW	600			
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor (Last)	0,90			
S	System-Scheinleistung in Mvar	$600 + j291$			
$ S $	Betrag System-Scheinleistung in Mvar	667			
m	Lastfaktor	1			
U_N	Betriebsspannung in kV	380			220
$U_{N,\min}$	Minimale Betriebsspannung in kV	342			198
f	Frequenz in Hz	50			
$I_{L,B,\max}$	Erwarteter Betriebsstrom in A	506			875
$I_{L,D,\max}$	Dauerstrom bei $U_{N,\min}$ in A	1125			1944
f_{TE}	Zuschlag thermische Engpassstellen	15%			
$I_{L,D,\max}$	Maximaler Dauerstrom bei $U_{N,\min}$ in A inkl. Reserve	1294			2236
$\vartheta_{Lr,\max}$	Maximale Leitertemperatur	90 °C			
n_S	Systemanzahl	2			
l	Trassenlänge in m	9000			
	Verlegart	Trefoil			
h	Verlegetiefe	2,6 m			

Die Verlegung in der Erde ist, vor allem aufgrund des geringeren Platzbedarfs, in Trefoil-Anordnung vorgesehen. Der Dimensionierungs-Strangstrom und somit die erforderliche Stromtragfähigkeit für die Kabelauslegung ist der maximale Dauerstrom

4.2 Erdkabel-Varianten

Tabelle 4.5: Strombelastbarkeit 1600 mm² Kupfer-Erdkabel ([31], [5], [1], [29])

Kabel Hersteller	ϑ_E in °C	ρ_E in Km/W	Tiefe in m	Anordnung	Schirm- erdung	Schirm- Quer- schnitt in mm ²	I_{\max} in A
ABB	20	1,0	1,0	Trefoil (eng)	CB	95	1470
BRUGG Cab.	20	1,0	1,2	Trefoil (eng)	CB		1373
Riyadh Cab.	40	2,0	1,5	Trefoil (eng)	CB	440	901
Prysmian	25	1,2	1,0	Trefoil (eng)	CB		1040

Tabelle 4.6: Strombelastbarkeit 2500 mm² Aluminium-Erdkabel ([31], [5], [1], [29])

Kabel Hersteller	ϑ_E in °C	ρ_E in Km/W	Tiefe in m	Anordnung	Schirm- erdung	Schirm- Quer- schnitt in mm ²	I_{\max} in A
ABB (2000 mm ²)	20	1,0	1,0	Trefoil (eng)	CB	95	1190
BRUGG Cab.	20	1,0	1,2	Trefoil (eng)	CB		1340
Prysmian	25	1,2	1,0	Trefoil (eng)	CB		1083

nach Gleichung 3.24. Die Vorauswahl der Leiterquerschnitte für die entsprechenden Leitermaterialien erfolgte nach Datenblatt-Angaben. Für Variante 1 kommt als 380 kV XLPE-Kupfer-Kabel, bei Annahme von Standardverlegung und der entsprechenden Verlegetiefe, der Typ 2XS(F)2Y 220/380 kV mit Leiterquerschnitt 1600 mm² (nächstgrößerer Querschnitt 2000 mm²) in Frage. Tabelle 4.5 zeigt eine Übersicht für die Strombelastbarkeit und die unterstellten Verlegebedingungen für Kabelprodukte ausgewählter Hersteller.

Für Variante 2 und 3 kommt als 380 kV XLPE-Aluminium-Kabel der Typ A2XS(F)2Y 220/380 kV mit Leiterquerschnitt 2500 mm² (die elektrische Leitfähigkeit eines 2500 mm² Al-Leiters ist vergleichbar mit einem 1600 mm² Cu-Leiter; nächstgrößerer Querschnitt 3000 mm²) in Frage. Tabelle 4.6 zeigt eine Übersicht für die Strombelastbarkeit und die unterstellten Verlegebedingungen für Kabelprodukte ausgewählter Hersteller. ABB bietet in ihrem Katalog kein Aluminium-Kabel mit Querschnitt 2500 mm² an, als weiteres Vergleichsprodukt wurde daher ein 2000 mm² Kabel herangezogen. Für Variante 4 werden als 220 kV XLPE-Kabel, aufgrund der höheren erforderlichen Strombelastbarkeit durch die niedrigere Spannungsebene, 3500 mm² Kupfer-Kabel in Betracht gezogen.

Die in den Datenblattangaben unterstellten Verlegebedingungen unterscheiden sich durchaus deutlich von den Bedingungen an Strecke der Case Study. Dies betrifft vor allem die geforderte Verlegetiefe, aber auch den spezifischen Erd-Wärmewiderstand

4.2.1 Dimensionierung, Schirm und Schirmerdung

Schirm und Schirmerdung

Für Hochspannungs-Erdkabel mit einer Trassenlänge von mehr als etwa 500 m kommt üblicherweise Cross-Bonding zum Einsatz. Einseitige Schirmerdung über die ganze Kabelstrecke würde zu zu hohen induzierten Schirmspannungen führen, bei sektionierter einseitiger Erdung stünde im Fehlerfall keine durchgehende Verbindung zur Ableitung von Erdschluss-Fehlerströmen zur Verfügung. Tabelle 4.7 listet die relevanten Parameter zu Kabelschirm und Schirmbehandlung auf. Bei den Varianten 1,2 und 4 kommt Cross-Bonding zum Einsatz. Variante 3 zeigt den Vergleich für den Einsatz von beidseitiger Erdung. Aufgrund der Gegebenheiten der Leitungstrasse können die Längen der Cross-Bonding Abschnitte voneinander abweichen. Für die gegenständliche Trasse der Case Study wurden in der Feintrassierung bereits grobe Abschnittslängen festgelegt, die in Verhältnisse umgesetzt wurden.

Tabelle 4.7: Parameter der Schirmerdung

Parameter	V1	V2	V3	V4
Schirmerdung	CB	CB	BE	CB
Längen der CB Abschnitt 1 in p.u.	1,00	1,01	-	1,01
CB Abschnitt 2 / CB Abschnitt 1 in p.u	1,01	1,01	-	1,01
CB Abschnitt 3 / CB Abschnitt 1 in p.u	0,99	0,99	-	0,99

4 Case Study

Dimensionierung

Die Dimensionierung der Erdkabel erfolgte nach der in Abschnitt 3.3.1 beschriebenen Vorgangsweise. Mit den Parametern der gewählten Kabeltypen für die jeweilige Variante (Tabellen 4.8 und 4.9) wurden nach Abschnitt 3.1 die Leitungsparameter ermittelt. Die Berechnung der thermischen Stromtragfähigkeit der Erdkabel erfolgt nach der Vorgangsweise in Abschnitt 3.3.1 mit den spezifischen Wärmewiderständen nach Tabelle 4.10 und den Durchmessern über den Kabelkomponenten.

Tabelle 4.8: Kabelparameter der Erdkabel-Varianten (V1, V2)

Parameter	V1		V2	
	Kupfer- Erdkabel mit CB		Alu- Erdkabel mit CB	
Leiter-Material	Cu	Cu	Al	Al
Leiter-Querschnitt elektrisch in mm ²	1600	2000	2500	3000
Leiter-Durchmesser mm	49,6	54,60	62	68,40
Schirm-Material	Cu	Cu	Cu	Cu
Durchmesser Schirm innen in mm	107,8	112,80	123,7	130,10
Durchmesser Schirm außen in mm		121,80		136,10
Schirm-Durchmesser, Mittel in mm		117,30		133,10
Schirmbehandlung	CB	CB	CB	CB
Mantel-Material	Al	Al	Al	Al
Mantel-Querschnitt in mm ²	170	170		170
Durchmesser Mantel innen in mm		125,90		141,64
Durchmesser Mantel außen in mm	121,80	126,80	136,00	142,40
Mantel-Durchmesser, Mittel in mm		126,35		142,02
Außen-Durchmesser in mm	127	132,00	149,00	155,40
Erdseil-Material	Cu	Cu	Cu	Cu
Erdseil-Querschnitt in mm ²	400	400	400	400
Betriebskapazität (Angabe) in $\mu\text{F}/\text{km}$	0,20	0,20	0,21	0,21
Verlustfaktor VPE-Isolierung $\tan \delta$	0,001	0,001	0,001	0,001
Leiterachsenabstand	500	500	500	500

4.2 Erdkabel-Varianten

Tabelle 4.9: Kabelparameter der Erdkabel-Varianten (V3, V4)

Parameter	V3 Alu- Erdkabel mit BE	V4 Alu- Erdkabel 220 kV
Leiter-Material	Al	Cu
Leiter-Querschnitt elektrisch in mm ²	3000	3500
Leiter-Durchmesser m	68,40	73,88
Schirm-Material	Cu	Cu
Schirm-Querschnitt in mm ²	408	408
Durchmesser Schirm innen in mm	130.10	140.52
Durchmesser Schirm außen in mm	136.10	146.52
Schirm-Durchmesser, Mittel in mm	133.10	143.52
Schirmbehandlung	BE	CB
Mantel-Material	Al	Al
Mantel-Querschnitt in mm ²	170	170
Durchmesser Mantel innen in mm	141.64	152.31
Durchmesser Mantel außen in mm	142.40	153.81
Mantel-Durchmesser, Mittel in mm	142.02	153.06
Außen-Durchmesser in mm	155,40	167,58
Erdseil-Material	Cu	Cu
Erdseil-Querschnitt in mm ²	400	400
Betriebskapazität (Angabe) in $\mu\text{F}/\text{km}$	0,21	0,29
Verlustfaktor VPE-Isolierung $\tan \delta$	0,001	0,001
Leiterachsenabstand	500	500

Tabelle 4.10: Spezifische Wärmewiderstände der Kabelkomponenten

Var.	Spezifischer Wärmewiderstand	Wert in K m/W	Quelle
$\rho_{\text{th},1}$	VPE Isolierung	3,50	[39]
$\rho_{\text{th},2}$	VPE Innere Schutzhülle	3,50	[39]
$\rho_{\text{th},3}$	VPE Äußere Schutzhülle	3,50	[39]
$\rho_{\text{th},E}$	Erdboden Trocken	2,00	[39]
$\rho_{\text{th},x}$	Sand	1,80	[19]
$\rho_{\text{th},x}$	Sand feucht	0,67	[19]
$\rho_{\text{th},x}$	Sand trocken	2,50	[19]
$\rho_{\text{th},x}$	Magerbeton	1,00	[19]
$\rho_{\text{th},x}$	Luft	38,17	Wikipedia

4 Case Study

4.2.2 Kostenkalkulation

Investitionskosten

Die Berechnung der Investitionskosten basiert auf der Systemlänge nach Tabelle 4.11 und der Anzahl der benötigten Komponenten nach Tabelle 4.12. Die Kosten für das Kabel werden mit den Preisen für Erdkabel nach Tabelle 4.13 basierend auf der Metallbasis nach Tabelle 4.14 errechnet.

Tabelle 4.11: Systemlängen der Erdkabel-Anlage

Parameter	Wert
Länge System 1 in m	9000
Zusatzlänge für HDD-Bohrungen in m	175
Zusatzlänge für Muffen in m	408
HDD-Länge in m	1749
Länge Erdkabel in m	54219
Länge Erdseil in m	18073
Länge LWL-Kabel in m	18073

Tabelle 4.12: Parameter und Anzahl der Garnituren der Erdkabel-Anlage

Parameter	V1	V2	V3	V3
Leiter-Material	Cu	Al	Al	Cu
Leiter-Querschnitt elektrisch in mm ²	2000	3000	3000	3500
Länge Kabel pro Trommel in m	750	625	625	580
Schirmerdung	CB	CB	BE	CB
Hauptabschnitte der Schirmerdung	2	2	1	2
Muffen in Stk.	72	87	87	96
Verbindungs-muffen in Stk.	48	63	87	72
Cross Bonding Muffen in Stk.	24	24	0	24
Cross Bonding Linkboxen in Stk.	8	8	0	6
Erdungsmuffen in Stk.	6	6	0	6
Freiluft-Endverschlüsse in Stk.	12	12	12	12
Erdung CB Boxen, Erdungsmuffen in Stk.	10	10	0	10

4.2 Erdkabel-Varianten

Tabelle 4.13: Preise Erdkabel und Erdleiter

Parameter	V1	V2	V3	V4
Kabel Hohlpreis in EUR/m	213	250,00	250,00	273
Material-Zahl Leiter in kg/m	17,92	8,10	8,10	31,36
Material-Zahl Schirm in kg/m	3,66	3,66	3,66	3,66
Material-Zahl Mantel in kg/m	0,46	0,46	0,46	0,46
Materialzuschlag Kabel in EUR/m	190	45	45	257
Kabel Vollpreis in EUR/m	402	295	295	529
Material-Zahl Erdleiter in kg/m	3,58	3,58	3,58	3,58
Preis Erdleiter EUR/m	31	31	31	31

Tabelle 4.14: Metallbasis

Metallbasis	Wert in EUR/kg
Aluminium	1,30
Kupfer	1,00

Für Kabel-Garnituren werden die Preise nach Tabelle 4.15 und für den Tiefbau nach Tabelle 4.16 verwendet. Die Kosten für den Kabelzug im Rohr inklusive Logistik und Entsorgung werden mit 50 EUR/m abgeschätzt.

Tabelle 4.15: Preise Garnituren

Parameter	Preis in EUR
380 kV Verbindungsmuffe (inkl. Montage)	30.000
380 kV Cross-Bonding Verbindungsmuffe (inkl. Montage)	36.000
380 kV Erdungsmuffe (inkl. Montage)	30.000
Cross-Bonding Linkbox	4.500
Überspannungsableiter	8.000
380 kV Freiluft-Endverschluss (inkl. Montage)	60.000
Erdung Cross-Bonding Boxen, Erdungsmuffen	15.000
LWL Temperatur Monitoring, komplett	225.000

4 Case Study

Tabelle 4.16: Preise Tiefbau und Montage

Parameter	Preis
Kabelrohr DN250	57
Künette in EUR/m	500
Muffengrube in EUR/Stk.	7.000
Spülbohrung/Pressung in EUR/m	1.700
Kabelzug in EUR/m	50

Sonstige Kosten beinhalten Bauüberwachung und Projektmanagement, sowie die Überprüfungen nach Fertigstellung (OTDR Messung zur Überprüfung der LWL-Glasfaserinstallationen, Kabelmantelprüfung, Hochspannungsprüfung, Teilentladungsmessung). Nach [4] werden unter Berücksichtigung der Inflationsentwicklung 21.000 EUR/Mvar für die Kosten von Drosselspulen angenommen.

Betriebskosten

Die für die Case Study relevanten Instandhaltungskosten werden im Gesamtausmaß pro km nach [37] und der groben Inflationsentwicklung mit 2,04 EUR/m/a abgeschätzt und setzen sich nach eigener Abschätzung zu je einem Drittel aus den Inspektions- und Wartungskosten für Endverschlüsse und Erdungsanlagen, für Überspannungsableiter und Cross-Bonding-Linkboxen und den Kosten für Betrieb und Wartung der Temperatur-Monitoring-Anlage zusammen.

4.3 Freileitungsvarianten

In Tabelle 4.17 sind die grundlegenden Systemparameter der Freileitungsvarianten aufgelistet, sie entsprechen grundsätzlich jenen der Erdkabel-Varianten. Variante 5 (380 kV Freileitung) bildet die Vergleichsvariante zu den 380 kV Erdkabel-Varianten V1, V2 und V3. Variante 6 (220 kV Freileitung) untersucht den Anschluss an das 220 kV Netz. Der erwartete Betriebsstrom folgt - wie bei den Erdkabel-Varianten - aus der erforderlichen Wirkleistung, dem Leistungsfaktor, dem Lastfaktor und der Systemanzahl.

Tabelle 4.17: Allgemeine Systemparameter der Freileitungsvarianten

Variable	Ssystemparameter	V5	V6
P	Max. Wirkleistung in MW	600	
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor (Last)	0,90	
S	System-Scheinleistung in Mvar	667	
m	Lastfaktor	1	
U_N	Betriebsspannung in kV	380	220
$U_{N,\min}$	Minimale Betriebsspannung in kV	342	198
f	Frequenz in Hz	50	
$I_{L,B,\max}$	Erwarteter Betriebsstrom in A	506	875
$I_{L,D,\max}$	Maximaler Dauerstrom bei $U_{N,\min}$ in A	1125	1944
$\vartheta_{Lr,\max}$	Maximale Leitertemperatur in °C	80	
n_S	Systemanzahl	2	
l	Trassenlänge in m	9000	

Der Dimensionierungs-Strangstrom und somit die erforderliche Stromtragfähigkeit für die Leitungsauslegung ist der maximale Dauerstrom nach Gleichung 3.23. Die Vorauswahl des Leiterquerschnitts erfolgt nach ÖVEÖNORM EN 50182/AC:2016 ([24]) (siehe Tabelle 3.6). Danach hat ein 243-AL1/39-ST1A Leiterseil (240/40-Al/St) eine Dauerstrombelastbarkeit von 640 A. Für Variante 5 kann der maximale Dauerstrom nach Norm mit einem 2er-Bündel erfüllt werden. Für Variante 6 kann die erforderliche Strombelastbarkeit mit einem 4er-Bündel erfüllt werden. Im Hinblick auf die Gesamtkosten inklusive der Verlustkosten kann eine höhere Anzahl von Leitern im Bündel oder größere Querschnitte sinnvoll sein. Als Leiterseil mit größerem Vergleichs-Querschnitt wird in der Case Study der Typ 679-AL1/86-ST1A (680/85-Al/St) vorgesehen. In Tabelle 4.18 sind die Leitungsparameter für das 240/40-Leiterseil aufgelistet.

4.3.1 Dimensionierung

Die Dimensionierung der Freileitungen, bzw. Überprüfung der normgerechten Auswahl, erfolgte nach der Vorgangsweise in Abschnitt 3.3.2. Mit den Parametern der Leiterseile nach Tabelle 4.18 wurden nach Abschnitt 3.1 die Leitungsparameter ermittelt. Die Berechnung der thermischen Stromtragfähigkeit der Freileitung erfolgte für zwei Wetterbedingungs-Grenzfälle nach Tabelle 4.19, nach der Vorgangsweise in Abschnitt 3.3.2. Die maximale Leitertemperatur für den Betrieb von Freileitungen ist 80 °C.

4 Case Study

Tabelle 4.18: Leiterseilparameter der Freileitungsvarianten

Variante	V5	V6
Leitertyp	240/40 mm ² Al/St 243-AL1/39-ST1A	
Leiter-Material	Al	
Leiter-Querschnitt (elektrisch/effektiv) in mm ²	243,10	
Kern-Material	St	
Kern-Querschnitt (elektrisch/effektiv) in mm ²	39,50	
Einzel-Leiterradius, geometrisch (Angabe) in mm	10,90	
Gegenseitiger Abstand der Leiter im Bündel in m	0,40	
Anzahl Leiter pro Bündel	2	4
Erdseil-Material	Al	
Erdseil-Querschnitt in mm ²	240	
Phasenabstand A-B in m	6,00	
Phasenabstand A-C in m	12,00	
Phasenabstand B-C in m	6,00	

Tabelle 4.19: Technische und meteorologische Parameter für Leiter, Luft, Wind und Sonne

Var.	Parameter	Wetterbedingungen	
		heiß	kalt
d_A	Außendurchmesser Leiter in mm	21,9	
d_K	Durchmesser Kern in mm	8,3	
d_L	Durchmesser Außenlitze in mm	4,4	
ϵ_s	Emissionskoeffizient der Leiteroberfläche	0,8	0,9
α_s	Solares Absorptionsvermögen	0,8	0,9
g	Erdbeschleunigung in m/s ²	9,81	
σ_B	Boltzmann-Konstante in m ⁻² K ⁻⁴	$5,6697 \cdot 10^{-8}$	
ϑ_U	Lufttemperatur in °C	40	20
v_w	Windgeschwindigkeit in m/s	0,61	1,66
θ	Windangriffsrichtung (Winkel) in °	60	80
β	Inklination zur Horizontalen in °	0	10
y	Höhe über Meeresspiegel in m	0	500
β	Azimuth in °	90	0
ϕ	Breitengrad in °	47,5	
N_s	Klarheit der Atmosphäre	1	0,5
N^*	Datum (x-te Tag des Jahres)	161 (10.Jun.)	276 (03.Okt.)
Z	Stunde des Tages	14	12
F	Reflexionsgrad des Bodens	0,1	0,15

4.3.2 Kostenkalkulation

Die Berechnung der Investitionskosten basiert auf der Systemlänge nach Tabelle 4.20.

Tabelle 4.20: Systemlänge Freileitung

Parameter	V5	V6
Länge System in m	9000	9000
Zusatzlänge in %	3	3
Länge Freileitung in m	55620	55620
Länge Erdseil in m	9270	9270
Länge LWL-Kabel in m	9270	9270

Die Kosten für die Leiter- und Erdseile werden auf Basis der Metallpreise nach Tabelle 4.21 errechnet. Es sind die Preise für die Leiterseil-Typen 240/40-Al/St (243-AL1/39-ST1A) und 680/85-Al/St (679-AL1/86-ST1A) angegeben.

Tabelle 4.21: Preis Leiter- und Erdseil

Leiterseil	240/40	680/85
Material-Zahl Leiter in kg/m	0,65	1,84
Material-Zahl Kern in kg/m	0,31	0,67
Preis Material in EUR/m	1,60	4,40
Kosten Produktion (geschätzt) in EUR/m	12,00	12,00
Preis Leiterseil in EUR/m	13,58	16,40

Für ein Erdseil werden Dimension und Kosten des 240/40 Leiterseils angesetzt. In den Erdseilen können LWL-Kommunikationsleitungen integriert sein, diese sind hier jedoch als pauschaler Positionspreis mit 225.000 EUR wie im Fall der Erdkabelleitungen berücksichtigt. Die Kosten der Isolatoren werden mit 500 EUR/Stk. angesetzt. Hinzu kommen die Kosten für Armaturen (Klemmen, Dämpfer, Abspanner und Abstandshalter). Tabelle 4.22 listet den Bedarf und die Kosten für die Maste, inklusive Fundament, Montage, Erdungs- und Blitzschutzanlagen.

4 Case Study

Tabelle 4.22: Kosten der Freileitungsmasten

Position	240/40	680/80	Anzahl V5, V6 in Stk.	Anzahl V7 in Stk.	Anzahl V8 in Stk.
	in EUR/Stk.	635/117 in EUR/Stk.			
Tragmast	75.000	90.000	17	12	9
Abspannmast	85.000	102.000	2	2	2
Winkelabspannmast	90.000	108.000	6	4	3

Unter der Annahme, dass die Masten und die Mastausstattung mechanisch und statisch massiver ausgeführt werden müssen, sind die Kosten entsprechend höher angesetzt. Es werden für die 380 kV- und die 220 kV-Leitung dieselbe Mastanzahl und dieselben Kosten angesetzt. Aus statischen Gründen kann es durchaus zu Abweichungen kommen. Die Kosten für das benötigte Kranfahrzeug werden mit ca. 2000 EUR/Tag für eine geschätzte Bauzeit von 1,7 Monaten angesetzt. Der Bedarf an Trag-, Abspann- und Winkelabspannmasten wurde anhand der Grobtrassierung abgeschätzt. Die Kosten für das Einziehen der Leiterseile werden inklusive Logistik und Entsorgung mit 10 EUR/m abgeschätzt. Sonstige Kosten beinhalten Bauüberwachung und Projektmanagement, sowie die Überprüfungen nach Fertigstellung (OTDR-Messung zur Überprüfung der LWL-Glasfaserinstallationen, Hochspannungsprüfung). Die Instandhaltungskosten für Freileitungsanlagen sind deutlich höher als für Kabelanlagen, sie werden mit 3 EUR/m abgeschätzt. Es handelt sich dabei um Kosten für Inspektion und Wartung der Isolatoren und Leiterseile, Korrosionsschutz der Maste und Kontrolle der Vegetation.

4.4 Hybrid-Varianten

In Tabelle 4.23 sind die grundlegenden Systemparameter der Hybrid-Varianten aufgelistet. Die Varianten 7 und 8 kombinieren das 380 kV Erdkabel-System aus Variante 2 und das Freileitungssystem aus Variante 5 mit unterschiedlichen Längen. Die Dimensionierung der Erdkabel wird von Variante 2, jene der Freileitungen von Variante 5 übernommen. Variante 7 repräsentiert eine realistische Trassenvariante, wobei die Gesamtlänge zur Vergleichbarkeit der Varianten auf die Länge der Erdkabel- und Freileitungsvarianten skaliert wurde. Die tatsächliche Trassenführung dieser Hybrid-Variante sieht eine andere Streckenführung vor. Variante 8 stellt eine Vergleichsvariante zur Hybrid-Variante 7 dar, die aber keinen realen Bezug hat.

Tabelle 4.23: Allgemeine Systemparameter der Hybrid-Varianten

Variable	Systemparameter	V7	V8
P	Max. Wirkleistung in MW	600	
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor (Last)	0,90	
S	System-Scheinleistung in Mvar	667	
m	Lastfaktor	1	
U_N	Betriebsspannung in kV	380	
$U_{N,\min}$	Minimale Betriebsspannung in kV	342	
f	Frequenz in Hz	50	
$I_{L,B,\max}$	Erwarteter Betriebsstrom in A	506	
$I_{L,D,\max}$	Maximaler Dauerstrom bei $U_{N,\min}$ in A	1125	
$\vartheta_{Lr,\max}$	Maximale Leitertemperatur Erdkabel in °C	90	
$\vartheta_{Lr,\max}$	Maximale Leitertemperatur Freileitung in °C	80	
n_S	Systemanzahl	2	
l_{EK}	Trassenlänge Erdkabel in m	2600	4500
	Verlegart	Trefoil	
h	Verlegetiefe in m	2,6	
l_{EK}	Trassenlänge Freileitung in m	6400	4500

4.4.1 Kostenkalkulation

Die Berechnung der Investitionskosten basiert auf den Systemlängen nach Tabelle 4.23. Die benötigten Komponenten ergeben sich anteilig wie in Abschnitt 4.2.2 und Abschnitt 4.3.2. Nach [4] werden 4.000.000 EUR für die Kosten einer Kabelübergangsanlage angesetzt.

4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die ökonomische Bewertung der Varianten erfolgt mittels dynamischer Investitionsrechnung nach der Barwertmethode nach Abschnitt 3.6.3. Die Kosten der Erdkabel-, Freileitungs- und Hybrid-Varianten, basierend auf Abschnitt 4.2.2, Abschnitt 4.3.2 und Abschnitt 4.4.1, werden auf den Investitionszeitpunkt diskontiert und aufsummiert und können dadurch einem Wirtschaftlichkeitsvergleich unterzogen werden. Nach [30] wird für Investitionen im Bereich der Energiewirtschaft ein Kalkulationszinssatz zwischen 4 % und 10 % angesetzt. Nach [28] wird für Neuinvestitionen ein WACC (Weighted Average Cost of Capital) Zinssatz von 6,24 % vor Steuern empfohlen. [37] setzt für Investitionen im Jahr 2010 6 % an, [4] im Jahr 2007 6,65 %. Für die Berechnungen der vorliegenden Arbeit wird in Anlehnung an die genannten Quellen ein Kalkulationszinssatz von 6 % als realer Zinssatz angesetzt. Damit wird angenommen, dass sämtliche Kosten als reale Kosten betrachtet werden können. Für den Strompreis werden mit diesem Ansatz real gleichbleibende Preise unterstellt. Diese Annahme ist vor dem Hintergrund aktueller Netzausbaumaßnahmen und damit zu erwartender Netzkostensteigerungen, sowie der Unsicherheit der Entwicklung des Arbeitspreises, mit großer Unsicherheit behaftet. Aufgrund der schwierigen Vorhersagbarkeit über die lange Nutzungsdauer wird dieser Ansatz in der vorliegenden Arbeit jedoch herangezogen.

Es wird weiters angesetzt, dass die realen Kosten der Positionen der Re-Investition jenen der Erst-Investition entsprechen. Diese Annahme unterstellt gleiche Metall- und Kabelpreise. Dies bedeutet ebenfalls eine Unsicherheit für den Wirtschaftlichkeitsvergleich. Aufgrund der starken Nachfrage und hohen Auslastung der Kabelwerke sind aktuell stark steigende Preise für Hochspannungskabel zu bemerken.

Als Betrachtungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird die technische Lebensdauer von Freileitungen von 80 Jahren angesetzt. Die technische Lebensdauer von Erdkabel-Leitungen und Elektrischen Anlagen wird mit 40 Jahren angenommen. Dadurch fällt eine Re-Investition für den Ersatz der Kabelanlage und der elektrischen Anlagen (Kompensationsdrosselspulen, Kabelübergangsanlagen) zur Mitte des Betrachtungszeitraums an.

Die Kosten für den Rückbau einer Anlage bzw. deren Restwert werden aufgrund der Annahme der Schaffung einer langfristigen Infrastruktur und der, aufgrund der Abzinsung, kalkulatorisch untergeordneten Bedeutung nicht betrachtet.

5 Ergebnisse

Die Case Study wurde entsprechend der in Kapitel 4 dargelegten Vorgaben, Rahmenbedingungen und Varianten nach den Methoden aus Kapitel 3 bearbeitet. Dabei wurde die Dimensionierung der Erdkabel- und Freileitungsanlagen vorgenommen und, nach der Abschätzung der zu erwartenden Verluste im Betrieb, eine Aufstellung der gesamten Investitions- und Betriebskosten erstellt. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Varianten erfolgt als dynamische Investitionsrechnung über die erwartete technische Lebensdauer.

5.1 Erdkabel-Varianten

5.1.1 Dimensionierung

Strombelastbarkeit

Für die Erdkabel-Varianten (V1-V4) wurde nach der Vorauswahl der Kabeltypen in Abschnitt 4.2, mit den Parametern für die Dimensionierung der Erdkabel aus Abschnitt 4.2.1, resultierend in den spezifischen Wärmewiderständen der Komponenten in Tabelle 5.1, und mit den elektrischen Parametern (elektrischer Widerstand für die erlaubte maximale Leitertemperatur) die thermische Strombelastbarkeit berechnet.

Der Schirmquerschnitt wurde für einen Fehlerstrom von 60 kA nach Abschnitt 3.3.1, angelehnt an eine vergleichbare Kabelanlage, zu 408 mm² ermittelt. Tabelle 5.2 zeigt

Tabelle 5.1: Spezifischer Wärmewiderstand der Kabelkomponenten

Var.	Spezifischer Wärmewiderstand in K m/W	2000 mm ²	3000 mm ²	3500 mm ²
		Cu	Al	Cu
T'_1	XLPE Isolierung	0,40	0,36	0,36
T'_2	Innere Schutzhülle (über Mantel)	0,07	0,05	0,05
T'_3	Äußere Schutzhülle (bis Außen)	0,02	0,05	0,05

5 Ergebnisse

Tabelle 5.2: Maximale Dauer-Strombelastbarkeit in A

Variable	Maximale Strombelastbarkeit in A	Variante 1		Variante 2		Var. 3	Variante 4
	Leiterquerschnitt in mm ²	1600	2000	2500	3000	3000	3500
	Leitermaterial	Cu	Cu	Al	Al	Al	Cu
	Schirmerdung	CB	CB	CB	CB	BE	CB
$I_{L,D,max,Ba}$	Trefoil (eng) mit Boden-austrocknung	1000	1089	1032	1133	616	1375
$I_{L,D,max}$	Trefoil (eng) ohne Boden-austrocknung	1311	1445	1368	1505	847	1806
$I_{L,D,max,H}$	Häufung	1224	1347	1273	1399	781	1681
$I_{L,D,max,H,R}$	Verlegung im Rohr	1095	1208	1156	1273	710	1534

die ohne Schädigung bzw. Herabsetzung der Lebensdauer maximal möglichen Dauerströme für die vorausgewählten Erdkabel-Varianten mit der geforderten Verlegeart. Die Berechnung erfolgt hinsichtlich der geforderten Ziel-Leistungsfähigkeit von 600 MW der redundant aufgebauten Leitungsanlage. Um die indikative Leistungsfähigkeit von 1200 MW zu berücksichtigen, wurde bei der Berechnung der thermischen Belastbarkeit das zweite System ebenfalls im Vollbetrieb angesetzt. Die Aufstellung zeigt die Querschnitte der Vorauswahl und die nächstgrößeren Querschnitte. In der Reihenfolge der Berechnungsschritte sind die Werte für die Strombelastbarkeit unter den jeweiligen Bedingungen aufgelistet. Dabei kommt jeweils eine weitere Verlegebedingung hinzu, die die Belastbarkeit verringert, wobei Bodenaustrocknung durch optimierte Bettung in Magerbeton vermieden wird. Die Werte für Verlegung im Rohr stellen die, für die Bedingungen der Case Study, maximale Dauerstrombelastbarkeit dar. Durch den Einsatz von beidseitiger Schirm-Erdung bei Variante 3 kommt es zu Kreisstromverlusten im Schirm, dadurch zu einer zusätzlichen Erwärmung des Kabels und infolgedessen deutlich herabgesetzter Strombelastbarkeit.

Auf Basis der Ergebnisse kommt für Variante 1 das 380 kV Kupfer-Erdkabel mit einem Leiterquerschnitt von 2000 mm² und für Variante 2 das 380 kV Aluminium-Erdkabel mit einem Leiterquerschnitt von 3000 mm² in Betracht, die elektrischen Parameter dieser Kabel-Varianten wurden für die Stromflussberechnung im Dauerbetrieb herangezogen. Es ist zu beachten, dass in der Berechnungsmethode nach Abschnitt 3.3.1 von geschlossener Trefoil-Anordnung ausgegangen wird. Werden Abstände zwischen den Rohren der Einzelleiter vorgesehen, kann die Strombelastbarkeit aufgrund der

Tabelle 5.3: Maximaler Dauerstrom für 1 Kabelsystem

Variable	Maximaler Dauerstrom in A	V1	V2	V3	V4
$I_{L,D,max}$	bei $U_{N,min}$		1049		1877
$I_{L,D,max}$	bei $U_{N,min}$, inkl. Reserve		1207		2158

besseren Wärmeableitung erhöht werden. Aufgrund der Unwägbarkeiten thermischer Engpassstellen bleibt die Auswahl jedoch bestehen.

Maximaler Dauerstrom

Mit der Auswahl der Kabeltypen in Abschnitt 5.1.1, kann nach Abschnitt 3.4 die Leistung am Einspeise-Netzknöt und der Stromfluss über das Kabel, bei Belastung nach Vorgabe der Case Study, berechnet werden. Durch das größtenteils kapazitiv wirkende Kabel kann ein Teil der induktiven Last kompensiert werden, wodurch sich der maximal zu führende Dauerstrom reduziert (inkl. einer nach Abschnitt 4.2 unterstellten Reserve von 15% für thermische Engpassstellen). Die Ergebnisse zeigt Tabelle 5.3.

Es ist zu beachten, dass in der thermischen Strombelastbarkeitsrechnung nach Abschnitt 3.3.1 von der Verlegung in enger Trefoil-Anordnung ausgegangen wird. In der Case Study wird jedoch ein Leiterachsenabstand von 500 mm vorgesehen. Dadurch wird die Wärmeableitung verbessert und die Strombelastbarkeit erhöht.

Kabelauswahl

Nach den Ergebnissen nach Tabelle 5.2 wird die erforderliche Strombelastbarkeit für Variante 1 von einem 2000 mm² Kupfer-Kabel und für Variante 2 von einem 3000 mm² Aluminium-Kabel, jeweils mit Cross-Bonding, erfüllt. Für Variante 4 ist die Stromtragfähigkeit eines 3500 mm²-Kupfer-Kabels nicht ausreichend. Größere Querschnitte sind v.a. bei Variante 4 nicht mehr wirtschaftlich. Die thermischen Eigenschaften der Kabelumgebung wurden durch die Annahme der Bettung in Magerbeton schon weitgehend optimiert. Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der thermischen Eigenschaften ist die geeignete Verfüllung der luftgefüllten Rohre an thermisch kritischen Abschnitten. Dies kann an thermischen Engpassstellen sinnvoll sein, ist aber keine wirtschaftliche Lösung für die gesamte Kabelstrecke. Die Varianten 3 und 4 erreichen damit - ohne zusätzliche Maßnahmen - nicht die erforderliche Strombelastbarkeit. Durch Kühlung kann die Stromtragfähigkeit mit passiven Systemen um 10 % - 30 % und mit aktiven Systemen nach [7] um 30 % - 100 % verbessert werden. Die Leistungssteigerung

5 Ergebnisse

Tabelle 5.4: Elektrische Parameter Erdkabel

Parameter	V1	V2	V3	V4
Betriebstemperatur Leiter in °C	37	36	54	43
DC Resistanz Leiter in Ω/km	0,0095	0,0100	0,0107	0,0064
Skin-Effekt Faktor	0,1527	0,0491	0,0432	0,2904
Proximity-Effekt Faktor	0,0042	0,0014	0,0012	0,01171
AC Resistanz Leiter in Ω/km	0,0117	0,0108	0,0114	0,0094
DC Resistanz Schirm in Ω/km	0,0462	0,0460	0,0491	0,0473
DC Resistanz Mantel in Ω/km	0,1776	0,1770	0,1890	0,1817
DC Resistanz Schirm/Mantel in Ω/km	0,0367	0,0365	0,0390	0,0376
Schirm/Mantel-Reaktanz Trefoil in Ω/km	0,1322	0,1246	0,1246	0,1199
Schirm-Verlustfaktor Kreisströme λ_{11}	2,91296	3,11838	3,10760	3,65524
Cross-Bonding factor f_{cb}	0,00003	0,00003	1,00000	0,00003
Schirm-Verlustfaktor Kreisströme $\lambda_{11,cb}$	0,00010	0,00010	3,10760	0,00012
Induktivitätsbelag Leiter in mH/km	0,6473	0,5865	0,5865	0,5711
Reaktanz Leiter in Ω/km	0,2034	0,1842	0,1842	0,1794
Betriebskapazität pro Phase in $\mu\text{F}/\text{km}$	0,20	0,21	0,21	0,29

ist je nach System unterschiedlich. Eine weitere Möglichkeit zur Leistungssteigerung einer Leitungsanlage ist die Erhöhung der Systemanzahl. Bei der Festlegung der Anzahl ist das geforderte Redundanzniveau einzubeziehen. Die zusätzlichen Investitionskosten für Kühlung bzw. Systemanzahlerhöhung müssen abgewogen werden. Die Varianten 3 und 4 können damit nicht weiter als realisierbare Leitungsvarianten betrachtet werden, werden aber in den Gegenüberstellungen für die Einordnung der leitungsbezogenen Investitionskosten und der Verluste für diese Konfigurationen beibehalten.

5.1.2 Leistungen und Betriebsstrom

Entsprechend der Dimensionierung der Erdkabel in Abschnitt 5.1.1 wurden die elektrischen Parameter der Erdkabel-Varianten für den erwarteten Normalbetrieb, aufgelistet in Tabelle 5.4, ermittelt.

Nach Abschnitt 3.4 wurden die Leistungsverhältnisse am Anfang und am Ende der Leitung, sowie der Stromfluss bei Normalbetrieb, aufgelistet in Tabelle 5.5, ermittelt. Normalbetrieb bedeutet, dass beide Systeme in Betrieb sind, unter der Annahme, dass je ein System die Hälfte der vorgegebenen Last versorgt. Das größtenteils kapazitiv wirkende Kabel kompensiert einen Teil der induktiven Last. Dadurch reduziert sich der zu erwartende Betriebsstrom. Weiters sind im Normalbetrieb keine Kompensati-

onsmaßnahmen notwendig, sondern das Kabel reduziert die Blindleistungsaufnahme der Last. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 5.5.

Tabelle 5.5: Leistungen und Betriebsstrom bei Normalbetrieb

Parameter	V1	V2	V3	V4
Erwarteter Betriebsstrom pro System in A	458			810
Scheinleistung am Leitungsanfang pro System in Mvar	299 + j52			297 + j104
Scheinleistung am Leitungsende pro System in Mvar	299 + j145			297 + j144

Leerlauf

Die Leitung muss für den Betriebsfall Leerlauf untersucht werden, da es im leerlaufenden Betrieb einer Leitung zu Spannungsüberhöhung am offenen Leitungsende kommen kann, dies ist jedoch erst für längere Leitungen relevant. Weiters führt eine leerlaufende Kabelleitung aufgrund ihrer hohen Erdkapazitäten zu Blindleistungseinspeisung ins Netz. Diese muss vermieden und daher kompensiert werden. Aus der Berechnung der Leistungsverhältnisse ergeben sich die Spannungen an Anfang und Ende der Leitung. Tabelle 5.6 zeigt die Spannung am Leitungsende und die zu kompensierende Blindleistung bei stationärem Betriebszustand der Leitung im Leerlauf (z.B. nach Zuschalten der Leitung, oder Lastabwurf). Aufgrund der Kürze der Leitung beträgt die Spannungsüberhöhung am offenen Leitungsende lediglich 0,064% bzw. 0,08%. Die von der Kabelleitung bei Betrieb im Leerlauf ins Netz eingespeiste Blindleistung beträgt 94 Mvar bzw. 44 Mvar. Die Blindleistungseinspeisung muss für den Leerlaufbetrieb mit Kompensationsdrosselspulen entsprechender Induktivität kompensiert werden.

Tabelle 5.6: Verlustleistungen und Verluste

Parameter	V1	V2	V3	V4
Spannungsüberhöhung bei Leerlauf in %	0,064			0,080
Zu kompensierende Blindleistung pro System U_N in Mvar	94			44
Erforderliche Induktivität für Kompensations-Drosselspule pro System auf Primärseite am Leitungsende in H	4,87			3,52
Resultierender Spulenstrom in A	249			199

5.1.3 Verlustberechnung

Mit den elektrischen Parametern und dem erwarteten Betriebsstrom können die Verluste nach Abschnitt 3.5 berechnet werden. Tabelle 5.7 zeigt die errechneten Verluste der Leitung bei Betrieb der Last unter Annahme der Industrieanlage als konstante Bandlast nach Vorgabe von Abschnitt 4.1. Die Joule-Verluste sind hauptsächlich abhängig von Leiterquerschnitt, Betriebstemperatur und Schirmbehandlung, die dielektrischen Verluste von Spannungsebene, Betriebskapazität und Verlustfaktor.

Tabelle 5.7: Verlustleistungen und Verlustarbeit

Parameter	V1	V2	V3	V4
Joule-Verluste, Leiter in kW/km	7,34	6,78	7,18	18,42
Joule-Verluste, Schirm BE in kW/km	-	-	22,30	-
Joule-Verluste, Schirm CB in kW/km	0,00	0,00	-	0,00
Dielektrische Verluste in kW/km	9,07	9,53	9,53	4,41
Joule-Verluste, Leiter in MW	0,07	0,07	0,07	0,18
Joule-Verluste, Schirm BE in MW	0,21	0,21	0,22	0,67
Joule-Verluste, Schirm CB	0,00	0,00	0,00	0,00
Dielektrische Verluste in MW	0,09	0,09	0,09	0,04
Verlustleistung pro System Gesamt in MW	0,16	0,16	0,46	0,30
Verluste Gesamt in MWh	2850	2831	8102	5293

Durch die Auswahl entsprechend großer Leiterquerschnitte, um die Strombelastbarkeit bei den thermischen Bedingungen in Folge der Verlegevorgaben erreichen zu können, sind die Joule-Verluste der Kabelanlagen verhältnismäßig gering. Durch die Auslegung der Querschnitte der Varianten 1 und 2 auf vergleichbare Strombelastbarkeit bei sonst gleicher Anlagenkonfiguration sind auch die Verluste sehr ähnlich. Die Schirm-Verluste sind durch den Einsatz von Cross-Bonding nahe Null. Die Joule-Verluste sind, auch bedingt durch den Betrieb am Höchstspannungsnetz (380 kV), geringer als die dielektrischen Verluste. Variante 3 hat höhere Verluste in Folge der Ausbildung von Kreisströmen mit entsprechender Verlustentwicklung im Kabelschirm. Die höheren Joule-Verluste in Variante 4 resultieren aus dem höheren Stromfluss aufgrund der niedrigeren Spannungsebene; sie sind deutlich höher als die dielektrischen Verluste.

5.1.4 Kostenkalkulation

Auf Basis der Kabelparameter (Tabellen 4.8 und 4.9), der Systemlänge (Tabelle 4.11), der Komponenten der Leitungsanlage (Tabelle 4.12) und der Kosten aus Abschnitt 4.2.2

5.1 Erdkabel-Varianten

wurden die Investitionskosten (Tabelle 5.8) und die Betriebskosten (Tabelle 5.9) für die Erdkabel-Varianten errechnet.

Tabelle 5.8: Investitionskosten Erdkabel

Position in EUR	V1	V2	V3	V4
Kabel	21.829.000	15.994.000	15.994.000	28.696.000
Erdseil	558.000	558.000	558.000	558.000
Kabelzug	2.711.000	2.711.000	2.711.000	2.711.000
Garnituren (inkl. Montage)	3.432.000	3.882.000	3.330.000	4.152.000
Erdung	150.000	150.000	-	150.000
LWL Temperatur Monitoring System	225.000	225.000	225.000	225.000
Summe Kabel	28.905.000	23.520.000	22.818.000	36.492.000
Tiefbau	10.541.000	3.131.000	10.534.000	10.548.000
Sonstiges	425.000	431.000	431.000	434.000
Elektrische Anlagen	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Summe Erdkabel-Anlage	41.950.000	36.592.000	35.883.000	49.574.000

Tabelle 5.9: Betriebskosten Erdkabel pro Jahr

Position in EUR/a	V1	V2	V3	V4
Instandhaltungskosten	111.000	111.000	74.000	111.000
Verlustkosten	299.000	297.000	849.000	554.00

Die Investitionskosten betragen zwischen 35,9 und 49,6 Millionen Euro. Die geringsten Investitionskosten weisen die Varianten 2 (380 kV Al-Erdkabel mit Cross-Bonding) und 3 (380 kV Al-Erdkabel mit beidseitiger Erdung der Kabelschirme) auf. Die Kosten für Aluminium-Leiter sind, trotz größerer Querschnitte, aufgrund der geringeren Metallpreise deutlich niedriger. Bei Schirmbehandlung mittels beidseitiger Erdung fallen geringere Investitionskosten an, da keine Überspannungsableiter, Cross-Bonding Linkboxen mit Auskreuzung der Schirme und Erdungsanlagen entlang der Strecke (für sektioniertes Cross-Bonding) benötigt werden. Die Instandhaltungskosten für Variante 3 sind, aufgrund von weniger System-Komponenten bei beidseitiger Schirmerdung, etwas geringer als jene der Varianten mit Cross-Bonding. Die Verlustkosten sind bei Variante 2 in Folge der niedrigsten Verluste (siehe Abschnitt 5.1.3) am geringsten.

5.2 Freileitungsvarianten

5.2.1 Dimensionierung

Strombelastbarkeit

Für die Freileitungsvarianten (V5,V6) wurde nach der Vorauswahl der Leiterseile in Abschnitt 4.3, mit den Parametern für die Dimensionierung der Freileitung aus Abschnitt 4.3.1 und mit den elektrischen Parametern die thermische Strombelastbarkeit berechnet.

Tabelle 5.10 zeigt die maximal möglichen Dauerströme für Bündel mit 240/40 Al/St-Leiterseilen für die erlaubte Maximaltemperatur von $\vartheta_{Lr} = 80 \text{ °C}$ für Randwerte unterschiedlicher Wetterbedingungen. Außerdem sind die zu erwartenden Betriebsströme bei typischen Leitertemperaturen für die beiden Wetterszenarien angegeben. Die beiden Leiterseil-Konfigurationen erfüllen die erforderliche Strombelastbarkeit. Größere Querschnitte können nach Untersuchung der Verluste in Betracht gezogen werden.

Tabelle 5.10: Strombelastbarkeit Freileitung 240/40 mm² Al/St

Parameter	Betriebsstrom				Max. Dauerstrom			
	Wetterbed.		Wetterbed.		Wetterbed.		Wetterbed.	
	heiß	kalt	heiß	kalt	heiß	kalt	heiß	kalt
ϑ_{Lr} in °C	60	30	60	30	80	80	80	80
R_{wr} in Ω/m	0,14	0,12	0,14	0,12	0,15	0,15	0,15	0,15
n_B	2	2	4	4	2	2	4	4
I_{max} in A	566	618	1132	1235	1101	1909	2201	3819

5.2.2 Leistungen und Ströme

Entsprechend der Dimensionierung der Leiterseile in Abschnitt 5.2.1 wurden die elektrischen Parameter der Freileitungsvarianten für den erwarteten Normalbetrieb (als Betriebstemperatur ϑ_B des Leiters wird 40 °C angesetzt), aufgelistet in Tabelle 5.11, ermittelt. Die Leistung am Einspeise-Netzknotten und der Stromfluss über die Leitung bei Belastung, ermittelt nach den Vorgaben der Case Study, sind in Tabelle 5.12 angegeben.

5.2 Freileitungsvarianten

Tabelle 5.11: Elektrische Parameter der Freileitung

Var.	Parameter	V5	V6
$R'_{dc,\vartheta_B,L}$	DC Resistanz Leiter in Ω/km	0,1273	0,1273
$R'_{dc,\vartheta_B,K}$	DC Resistanz Kern in Ω/km	18,0000	18,0000
$R'_{dc,\vartheta_B,EL}$	DC Resistanz Einzelleiter Gesamt in Ω/km	0,0632	0,0316
D	mittlerer geometrischer Abstand der Phasen in m	7,55	7,55
r	Einzel-Leiterradius in mm	10,90	10,90
r_T	Teilleiterradius in mm	283,00	400,00
r_B	Ersatzradius des Bündels in mm	65,90	295,60
L'_B	Induktivitätsbelag in mH/km	0,9735	0,6567
X'_B	Betriebsreaktanz in Ω/km	0,3058	0,2063
C'_B	Betriebskapazitätsbelag $\mu\text{F}/\text{km}$	0,0117	0,0172
G'	Ableitungsbelag in W/km	$2 \cdot 10^{-11}$	$2 \cdot 10^{-11}$

Tabelle 5.12: Leistungen und Ströme

Parameter	V5	V6
Maximaler Dauerstrom in A	1120	1941
Erwarteter Betriebsstrom pro System in A	501	871
Scheinleistung am Leitungsanfang pro System in Mvar	$298 + j141$	$295 + j146$
Scheinleistung am Leitungsende pro System in Mvar	$298 + j144$	$295 + j142$

5.2.3 Verlustberechnung

Die Berechnung der Verluste erfolgte nach Abschnitt 3.5. Tabelle 5.13 listet die Verluste der Varianten auf. V5 und V6 bezeichnen die Varianten mit Leiterseil-Dimensionierung nach thermischer Stromtragfähigkeit. Die Verluste für Freileitungen die rein nach der thermischen Stromtragfähigkeit dimensioniert werden, sind aufgrund der Leiter-Querschnitte deutlich höher als die von nach entsprechenden Kriterien ausgelegten Erdkabel. Durch Erhöhung der Leiterquerschnitte können die Verluste deutlich reduziert werden. Im Wirtschaftlichkeitsvergleich, zeigt sich, dass die daraus folgende Reduktion der Verlustkosten eine deutliche Senkung der Gesamtkosten zur Folge hat. Daher werden hier die Verluste für die Varianten V5 mit 2x3x4 240/40 Konfiguration und V6 mit 2x3x6 240/40 Konfiguration angeführt; diese Konfigurationen wurden für die weiteren Berechnungen verwendet. Zusätzlich werden noch die Konfigurationen 2x3x2 680/85 und 2x3x3 680/85 als Vergleichsvarianten V5b und V6b hinsichtlich der weiteren Verlustreduktion dargestellt. Tabelle 5.14 listet die Verlustanteile auf. Der Skin-Effekt wurde bei der Berechnung vernachlässigt.

Tabelle 5.13: Verlustleistungen und Verlustarbeit

Parameter	V5	V5a	V5b	V6	V6a	V6b
Leiterseil	2x 240/40	4x	2x 680/85	4x 240/40	6x	3x 635/117
Verluste Gesamt in MWh	7523	3761	2660	11.336	7557	5708

Tabelle 5.14: Verlustleistungsanteile

Parameter	V5a	V6a
Leiterseil	4x 240/40	4x 240/40
Joule-Verluste in kW/km	23,85	47,93
Dielektrische Verluste in kW/km	$6 \cdot 10^{-11}$	$6 \cdot 10^{-11}$
Joule-Verluste in MW	0,43	0,86
Dielektrische Verluste in MW	$\sim 0,00$	$\sim 0,00$
Verlustleistung Gesamt in MW	0,43	0,86

5.2.4 Kostenkalkulation

Auf Basis der Leitungsparameter (Tabelle 4.18), der Systemlänge (Tabelle 4.20), der Komponenten der Leitungsanlage (Tabelle 4.22) und der Kosten aus 4.3.2 wurden die

Tabelle 5.15: Investitionskosten Freileitung

Position in EUR	V5a	V6a
Leiterseile	3.022.000	4.533.000
Erdseil	126.000	126.000
Seilzug	649.000	656.000
Isolatoren	158.000	158.000
Erdung	375.000	375.000
LWL System	225.000	225.000
Summe Freileitung	4.555.000	6.730.000
Masten	2.087.000	2.087.000
Sonstiges	425.000	425.000
Summe Investitionskosten Freileitung	7.067.000	9.242.000

Tabelle 5.16: Betriebskosten Freileitung pro Jahr

Position in EUR/a	V5a	V6a
Instandhaltungskosten	166.860	166.860
Verlustkosten	393.957	791.559

Investitionskosten (Tabelle 5.15) und die Betriebskosten (Tabelle 5.16) für die Freileitungsvarianten errechnet. Die Investitionskosten betragen zwischen 7 und 9,2 Millionen Euro. Die höheren Ströme der 220 kV Netzebene bei Variante 6 erfordern größere Leiterquerschnitte, daraus und aus den Folgekosten resultieren die höheren Investitionskosten.

Die Instandhaltungskosten sind aufgrund des ähnlichen Systemaufbaus gleich angesetzt. Die Verlustkosten sind wiederum ein Resultat der höheren Ströme bei Variante 6; dies kann auch durch höhere Querschnitte aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht kompensiert werden.

5.3 Hybrid-Varianten

Bei der Dimensionierung der Hybrid-Leitungen wird auf die Ergebnisse von Abschnitt 5.1.1 und Abschnitt 5.2.1 zurückgegriffen. Die Leitungen der Varianten 7 und 8 entsprechen der Spezifikation des Erdkabels von Variante 2 und der Freileitung von Variante 5.

5 Ergebnisse

5.3.1 Verlustberechnung

Für die Verlustberechnung der Hybridvarianten werden, aufgrund der Komplexität der Berechnung der Leistungsbilanz, im Rahmen dieser Arbeit die Ströme der Auslegungsvorgabe herangezogen. Tabelle 5.17 listet die Ergebnisse auf.

Tabelle 5.17: Verluste Hybrid-Varianten

Parameter	V7	V8
Erdkabel		
Joule-Verluste, Leiter in MW	0,02	0,04
Joule-Verluste, Schirm CB	0,00	0,00
Dielektrische Verluste in MW	0,03	0,04
Verlustleistung pro System Gesamt in MW	0,12	0,16
Verluste Gesamt in MWh	2165	2777
Freileitung		
Joule-Verluste in MW	0,31	0,22
Dielektrische Verluste in MW	~ 0,00	~ 0,00
Verluste Gesamt in MWh	2727	1916

5.3.2 Kostenkalkulation

Auf Basis der Kabel- (Tabellen 4.8 und 4.9) und Freileitungsparameter (Tabelle 4.18), der Komponenten der Leitungsanlagen (Tabelle 4.12 und Tabelle 4.22) und der Kosten aus Abschnitt 4.2.2 und Abschnitt 4.3.2 sowie der Systemlängen (Tabelle 4.23) wurden die Investitionskosten für die Kabel- und Freileitungsanteile errechnet. Die gesamten Erst-Investitionskosten der Hybrid-Varianten sind in Tabelle 5.18 aufgelistet und betragen etwa zwischen 21 und 27 Millionen Euro. Die höheren Kosten von Variante 8 erklären sich durch den höheren Erdkabel-Anteil. Die Betriebskosten für die Erdkabel- und Freileitungsanteile sind in Tabelle 5.19 angegeben. Die Instandhaltungskosten und die Verlustkosten von Variante 7 sind aufgrund des höheren Freileitungsanteils etwas höher.

5.3 Hybrid-Varianten

Tabelle 5.18: Investitionskosten Hybrid-Varianten

Position in EUR	V7	V8
Erdkabel		
Kabel	4.740.000	8.204.000
Erdseil	166.000	287.000
Kabelzug	803.000	1.391.000
Garnituren (+Montage)	1.806.000	2.346.000
Erdung	60.000	60.000
LWL System	66.800	115.000
Summe Kabel	7.614.000	12.402.000
Tiefbau		
Tiefbau	3.133.000	5.418.000
Sonstiges	193.000	264.000
Freileitung		
Leiterseile	2.149.000	1.511.000
Erdseil	43.000	7.000
Seilzug	469.000	332.000
Isolatoren	115.000	91.000
Erdung	270.000	210.000
LWL Temperatur Monitoring System	93.000	75.000
Summe Freileitung	3.609.000	2.558.000
Masten		
Masten	1.430.000	1.115.000
Sonstiges		
Sonstiges	302.000	212.000
Elektrische Anlagen		
Elektrische Anlagen	4.630.000	5.050.000
Summe Hybrid-Leitung	20.938.000	27.019.000

Tabelle 5.19: Betriebskosten Hybrid-Leitung pro Jahr

Position in EUR/a	V7	V8
Erdkabel		
Instandhaltungskosten	32.000	56.000
Verlustkosten	227.000	291.000
Freileitung		
Instandhaltungskosten	119.000	83.000
Verlustkosten	285.000	201.000
Summe Instandhaltungskosten	151.000	140.000
Summe Verlustkosten	512.000	492.000

5.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In diesem Kapitel werden die Varianten einem wirtschaftlichen Vergleich unterzogen. Dabei werden die Gesamtkosten der Anlagen für Investition und Betrieb über die Laufzeit der technischen Lebensdauer gegenübergestellt. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich erfolgt mittels dynamischer Investitionsrechnung anhand der Gegenüberstellung der Barwerte nach Abschnitt 3.6.3. Die Tabellen 5.21, 5.22 und 5.23 listen die Kostenanteile und Barwerte der Erdkabel-, Freileitungs- und Hybrid-Varianten auf. Abbildung 5.1 zeigt die Barwerte der Gesamtkosten aller Varianten.

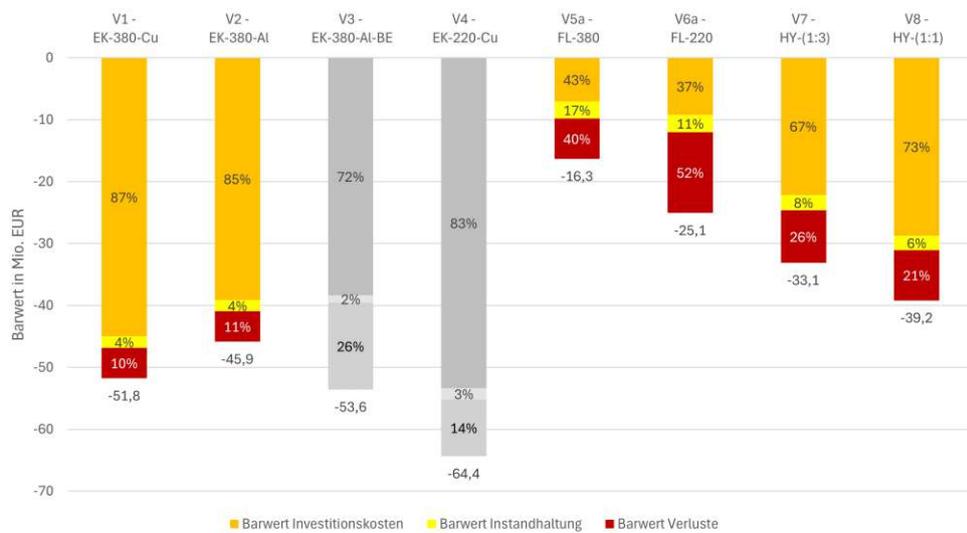


Abbildung 5.1: Barwerte der Gesamtkosten in Mio. EUR mit den jeweiligen Kostenanteilen (grau - nicht ohne Zusatzmaßnahmen realisierbare Varianten)

Die Freileitungsvarianten weisen die mit Abstand geringsten Gesamtkosten auf, dabei sind die Kosten für Variante 5a (380 kV Freileitung) am niedrigsten. Die im Vergleich zu Variante 6a (220 kV Freileitung) geringeren Gesamtkosten ergeben sich zum einen durch geringere Investitionskosten für die Leiterseile, vor allem aber durch geringere Verlustkosten aufgrund des niedrigeren Stromflusses. Die Erdkabel-Varianten weisen deutlich höhere Gesamtkosten aus, wobei Variante 2 (380 kV Al-Erdkabel mit Cross-Bonding-Schirmerdung) die geringsten Gesamtkosten für eine Erdkabelanlage aufweist. Dies ergibt sich aus geringeren Investitionskosten für Kabel mit Aluminium-Leiter im Vergleich zu solchen mit Kupfer-Leiter und den vergleichsweise geringen Verlustkosten aufgrund von Spannungsebene, Leiterquerschnitt und Schirmbehandlung. Die Varianten 3 und 4 werden zum Vergleich ihrer Kostenanteile mit jenen der anderen

5.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Erdkabel-Varianten dargestellt. Da beide Varianten mit den vorgesehenen Systemen nicht die erforderliche Stromtragfähigkeit erreichen, können sie ohne zusätzliche Maßnahmen (Kühlung oder höhere Systemanzahl) und damit verbundenen höheren Kosten für Errichtung und Betrieb aber nicht als vergleichbare Varianten betrachtet werden. Die Gesamtkosten der Hybrid-Varianten liegen zwischen jenen der Freileitungs- und Erdkabel-Varianten. Höhere Erdkabel-Anteile haben höhere Gesamtkosten zur Folge.

Tabelle 5.20 enthält die Verhältnisse der Gesamtkosten der Varianten im Vergleich zu Variante 5a. Die Erdkabel-Varianten haben 3-4 mal höhere Investitionskosten als die günstigere Freileitungsvariante.

Tabelle 5.20: Kostenvergleich der Varianten im Vergleich zu Variante 5a

Variante	V1	V2	V3	V4	V5a	V6a	V7	V8
Verhältnis Gesamtkosten	3,2	2,9	3,3	4,0	1,0	1,5	2,0	2,4

Tabelle 5.21: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Erdkabel-Varianten

Variante	V1	V2	V3	V4
Betriebsspannung	380 kV	380 kV	380 kV	220 kV
Leitermaterial	Cu	Al	Al	Cu
Schirmerdung	CB	CB	BE	CB
Investitionskosten in EUR				
Kabel	28.905.000	23.520.000	22.818.000	36.492.000
Tiefbau	10.520.000	10.541.000	10.534.000	10.548.000
Sonstiges	425.000	431.000	431.000	434.000
Elektrische Anlagen	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Initiale Investitionskosten	41.950.000	36.592.000	35.883.000	49.574.000
Relnv Kabel	2.860.000	2.339.000	2.271.000	3.602.000
Relnv EA	204.000	204.000	204.000	204.000
Barwert Investitionen	-45.015.000	-39.136.000	-38.358.000	-53.379.000
Betriebskosten in EUR				
Instandhaltung p.a.	111.000	111.000	74.000	111.000
Barwert Instandhaltung	-1.826.000	-1.826.000	-1.217.000	-1.826.000
Verluste p.a.	299.000	297.000	849.000	554.000
Barwert Verluste	-4.928.000	-4.895.000	-14.010.000	-9.152.000
Barwert Gesamt	-52.769.000	-45.857.000	-53.586.000	-64.358.000

5 Ergebnisse

Tabelle 5.22: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Freileitungsvarianten

Variante	V5	V6
Betriebsspannung	380 kV	220 kV
Investitionskosten in EUR		
Freileitung	4.555.000	6.730.000
Tiefbau	2.087.000	2.087.000
Sonstiges	425.000	425.000
Barwert Investitionen	-7.067.000	-9.242.000
Betriebskosten in EUR		
Instandhaltung p.a.	167.000	167.000
Barwert Instandhltg.	-2.755.000	-2.755.000
Verluste Freileitung p.a.	394.000	792.000
Barwert Verluste	-6.504.000	-13.068.000
Barwert Gesamt	-16.326.000	-25.065.000

Tabelle 5.23: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Hybrid-Varianten

Variante	V7	V8
Betriebsspannung	380 kV	380 kV
Anteil Erdkabel:Freileitung	$\approx 1 : 3$	$1 : 1$
Investitionskosten in EUR		
Erdkabel	7.641.000	12.402.000
Tiefbau Erdkabel	3.133.000	5.418.000
Sonstiges Erdkabel	193.000	264.000
Freileitung	3.609.000	2.558.000
Tiefbau Freileitung	1.430.000	1.115.000
Sonstiges Freileitung	302.000	213.000
Elektrische Anlagen	4.630.000	5.050.000
Initiale Investitionskosten	20.938.000	27.019.000
Relnv Kabel	765,000	1.237.000
Relnv EA	450.000	491.000
Barwert Investitionen	-22.153.000	-28.747.000
Betriebskosten in EUR		
Instandhaltung Erdkabel p.a.	33.000	57.000
Instandhaltung Freileitung p.a.	119.000	83.000
Barwert Instandhaltung.	-2.500.000	-2.314.000
Verluste Erdkabel p.a.	227.000	291.000
Verluste Freileitung p.a.	286.000	201.000
Barwert Verluste	-8.458.000	-8.115.000
Barwert Gesamt	-33.111.000	-39.176.000

Die Investitionskosten machen den größten Anteil an den Gesamtkosten bei den meisten Leitungsanlagen aus. Die Anteile reichen von 37% bzw. 43% bei Freileitungen, 67% bis 74% bei Hybrid-Leitungen und 86% bis 87% bei Erdkabel-Leitungen. Bei Freileitungen steigt der Anteil der Investitionskosten mit steigendem Leiterquerschnitt und niedrigeren Strömen. Die Einsparungen durch niedrigere Verluste übersteigen die Mehrkosten für Leiterseile und deren Folgekosten. Die dargestellten Erdkabel-Varianten weisen unterschiedliche Leitermaterialien auf, sind auf die gleiche Stromtragfähigkeit dimensioniert, und mussten aus Gründen der thermischen Strombelastbarkeit in Folge der Verlegungsbedingungen mit vergleichsweise großen Querschnitten ausgelegt werden. Dadurch fallen die aufgrund höherer Leiterquerschnitte bei gleicher Belastbarkeit bei Erdkabel ohnehin geringeren Verluste hier tendenziell noch geringer aus als typischerweise der Fall. Mit noch größeren Querschnitten könnten die Verluste zwar weiter verringert werden, die Gesamtkosten würden sich aber nicht in einem

5 Ergebnisse

für den Vergleich in der vorliegenden Arbeit aussagekräftigen Maß verändern. Für Variante 2a ist eine geringfügige Reduktion, aber eher keine Steigerung anzunehmen, für Variante 1a ist eine Steigerung anzunehmen. Der Vergleich der Varianten in dieser Hinsicht erfordert eine diesbezügliche Detailuntersuchung die im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgenommen wurde. Abbildung 5.2 zeigt die initialen Investitionskosten der Varianten.

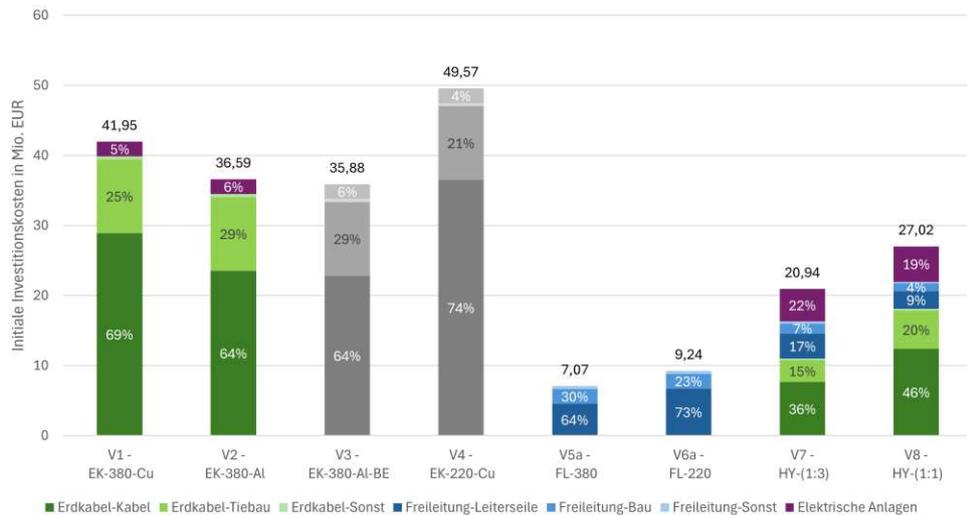


Abbildung 5.2: Initiale Investitionskosten in Mio. EUR mit den jeweiligen Kostenanteilen (grün - Erdkabel, blau - Freileitung, grau - nicht ohne Zusatzmaßnahmen realisierbare Varianten)

Der größte Teil entfällt auf die Anschaffung der Kabel bzw. Leiterseile, deren Zubehör und Montage. Der Anteil beträgt zwischen 53% (Hybrid-Variante 7) bis 73% (Freileitungsvariante 6). Der Anteil der Baukosten (Rohrverlegung bzw. Mastbau) beträgt 22% (Hybrid-Variante 7) und 30% (Freileitungsvariante 5a). Für die reinen Freileitungs- oder Erdkabel-Systeme können die Kosten für Kabel/Leiterseile mit etwa 2/3 bis 3/4 der Investitionskosten und die Baukosten mit etwa 1/4 bis 1/3 abgeschätzt werden. Bei Hybrid-Leitungen fallen Kosten für die Übergangsanlagen zwischen dem Erdkabel- und Freileitungs-Anteil an. Im Fall dieser relativ kurzen Sticheleitungen machen diese Kosten mit ca. 20% einen vergleichsweise eher hohen Anteil aus. Tabelle 5.24 enthält die Verhältnisse der initialen Investitionskosten der Varianten im Vergleich zu Variante 5a. Die Erdkabel-Varianten haben 5 – 7 mal höhere Investitionskosten als die günstigere Freileitungsvariante. Tabelle 5.25 listet die Investitionskosten der Varianten pro Leitungskilometer. Diese liegen zwischen etwa 785.000 EUR/km für Variante 5a und 5,5 Mio. EUR/km für Variante 4a. Abbildung 5.3 zeigt die Barwerte der Investitionskosten. Dabei werden die Re-Investitionen über den betrachteten Durchrechnungszeitraum

5.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

miteinbezogen. Über die angesetzte technische Lebensdauer von Freileitungsanlagen von 80 Jahren wird angenommen, dass Kabelanlagen und elektrische Anlagen nach 40 Jahren erneuert werden müssen.

Tabelle 5.24: Kostenvergleich der Varianten im Vergleich zu Variante 5

Variante	V1a	V2a	V3a	V4a	V5a	V6a	V7	V8
Verhältnis Investitionskosten	5,9	5,2	5,1	7,0	1,0	1,3	3,0	3,8

Tabelle 5.25: Investitionskosten pro Leitungs-Kilometer

Variante	V1	V2	V3	V4
Investitionskosten in EUR/km	4.661.000	4.066.000	3.987.000	5.508.000
Variante	V5a	V6a	V7	V8
Investitionskosten in EUR/km	785.000	1.027.000	2.326.000	3.002.000

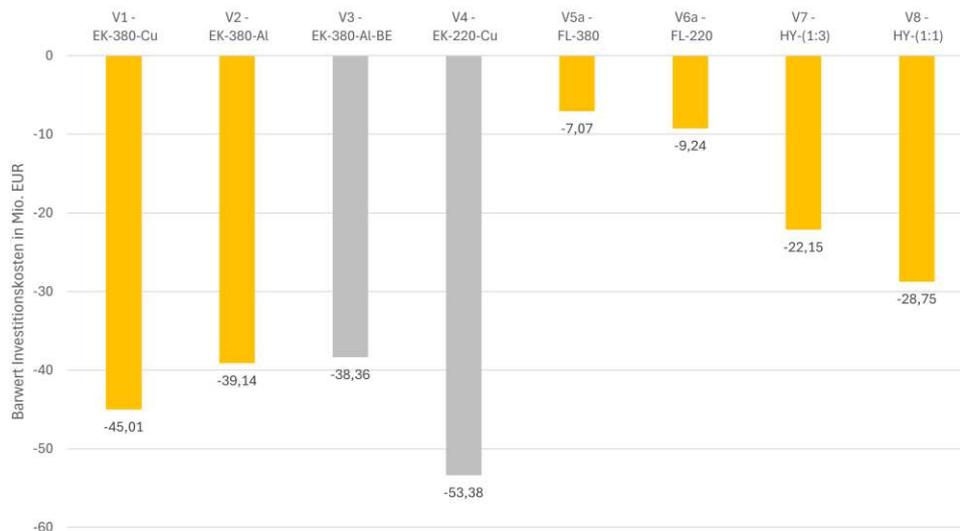


Abbildung 5.3: Barwerte der Investitionskosten in Mio. EUR (grau - nicht ohne Zusatzmaßnahmen realisierbare Varianten)

5 Ergebnisse

Die Verluste der Anlagen nach Abschnitt 5.1.3, Abschnitt 5.1.3 und Abschnitt 5.1.3, gegenübergestellt in Abbildung 5.4, übersetzen sich in die Verlustkosten und letztlich in die Barwerte der Verlustkosten und deren Anteile am Barwert der Gesamtkosten in Abbildung 5.5.

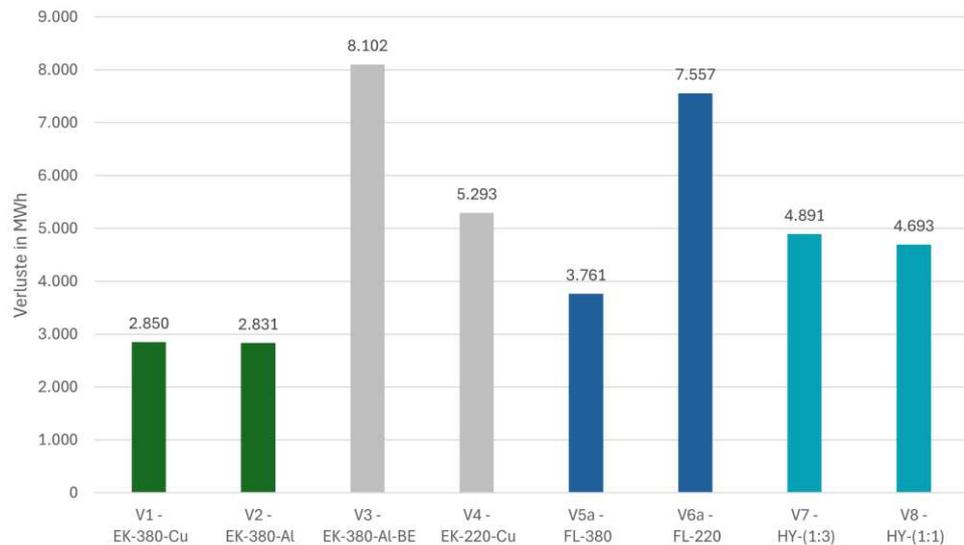


Abbildung 5.4: Verluste der Varianten in MWh pro Jahr (grau - nicht ohne Zusatzaßnahmen realisierbare Varianten)

Die geringeren dielektrischen Verluste des 220 kV Kabels im Vergleich zum 380 kV Kabel haben eine geringere Auswirkung als die höheren Verluste aufgrund des höheren Leiterstroms. Die höchsten absoluten Verlustkosten weisen die Varianten 3 und 6a auf. Dies ist bedingt durch die hohen Leitungsströme bei Variante 6a und die hohen Kreisstromverluste bei Variante 3. Variante 3 weist die höchsten Absolutwerte der Verlustkosten auf, welche die zusätzlichen Investitionskosten für ein Cross-Bonding-System zur Vermeidung der Kreisströme deutlich übersteigen. Die Variante ist mit diesem Systemkonzept aufgrund der nicht ausreichenden Strombelastbarkeit ohnehin nicht realisierbar. Die hohen Verluste der Kabelanlage von Variante 3 machen etwa 26% der Gesamtkosten aus, wohingegen die Verlustkosten von Variante 6a bereits etwa 52% ausmachen. Die Ergebnisse der absoluten und relativen Verlustkosten von Variante 6a monetarisieren den Vorteil des Anschlusses an die höchstmögliche technisch sinnvolle Spannungsebene.

5.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

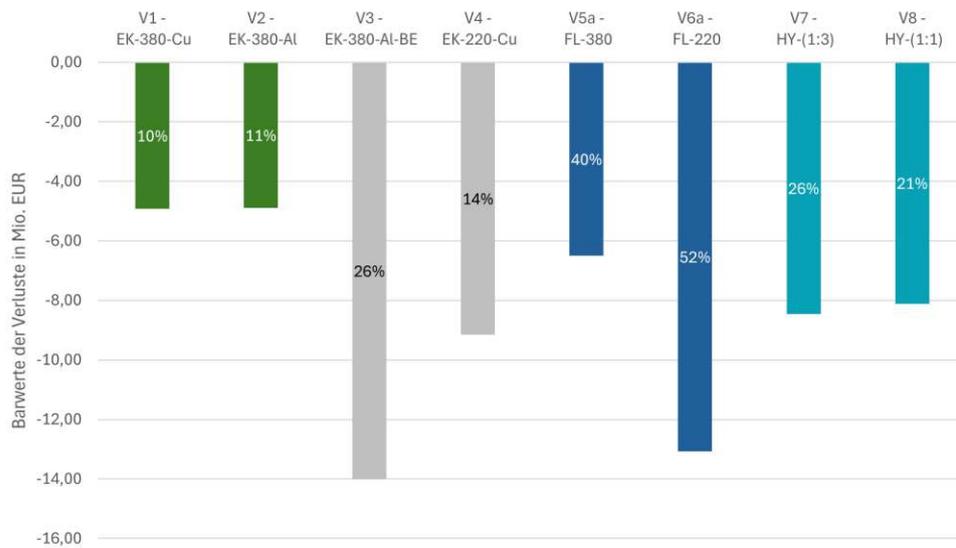


Abbildung 5.5: Barwerte der Verluste in Mio. EUR mit Anteilen der Verluste am Barwert (grau - nicht ohne Zusatzmaßnahmen realisierbare Varianten)

5.4.1 Sensitivitäten

Unterschiedliche Längen von Cross-Bonding-Abschnitten

Unterschiedliche Längen von Cross-Bonding-Abschnitten haben (siehe Abschnitt 2.2.2) zur Folge, dass sich die im Schirm eines Erdkabels induzierten Spannungen nicht mehr vollständig aufheben und eine Restspannung verbleibt, die Kreisströme und damit Verluste verursacht. Die Auswirkungen unterschiedlicher Verhältnisse der Abschnittslängen zueinander können Tabelle 5.26 entnommen werden.

Die Abschnittslängen-Verhältnisse 1 : 1,01 : 0,99 sind jene der Annahme der Case Study. 1 : 1,2 : 0,8 bedeutet, dass der zweite Abschnitt um 20% länger ist als der Erste und der dritte Abschnitt um 20% kürzer ist als der Erste. Die Strombelastbarkeit für diesen Fall sinkt um 1,73%, die Verluste steigen leicht, dementsprechend auch die Verlustkosten. Signifikante Auswirkungen haben jedoch erst Verhältnisse in der Größenordnung 1 : 1,5 : 0,5. Dabei sind die Abschnittslängen grob verschieden. Erst hier zeigen sich signifikante Unterschiede in der Strombelastbarkeit (-9,66%) und den jährlichen Verlustkosten (+10,8%). Die Auswirkung auf den Barwert und damit auf die Wirtschaftlichkeit und die Investitionsentscheidung ist mit +0,97% dennoch gering. Unterschiedliche Abschnittslängen können somit in gewissem Rahmen (10% - 20%) toleriert werden. Diese Grenzen können in der Praxis gut eingehalten werden.

5 Ergebnisse

Tabelle 5.26: Ergebnisse für unterschiedliche Cross-Bonding-Abschnittslängen, 3000 mm² Al-Erdkabel bei enger Trefoil-Anordnung in Einzelrohren

Verhältnis der Abschnittslängen	1 : 1,01 : 0,99	1 : 1,2 : 0,8	1 : 1,5 : 0,5
Strombelastbarkeit in A	1273	1251	1150
Verlustrarbeit in MWh	2831	2880	3137
Verlustkosten p.a.	297.000	302.000	329.000
Barwert Verluste in EUR	-4.980.000	-4.980.000	-5.424.000
Barwert Gesamt in EUR	-45.942.000	-45.942.000	-46.386.000

Unterschiedliche Freileitungs-Leiterseil-Querschnitte

Nach der Berechnung der thermischen Belastbarkeit von Freileitungen in Abschnitt 5.2.3 wurde die Verlustreduktion durch höhere Leiterseil-Querschnitte aufgezeigt. Abbildung 5.6 zeigt nun die Auswirkung auf die Barwerte der Gesamtkosten. Bei weiterer Steigerung der Querschnitte ist eine weitere Verlustreduktion zu erwarten, allerdings benötigen die massiveren Leiterseile in weiterer Folge statisch und mechanisch robustere Masten. Es ist anzunehmen, dass ein Optimum gefunden werden kann.

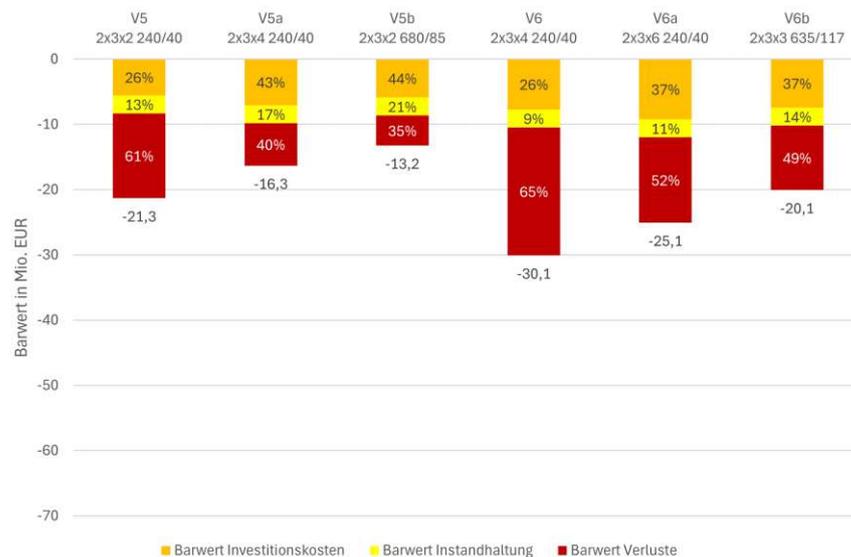


Abbildung 5.6: Gesamt-Barwerte der Varianten 5 und 6 für verschiedene Freileitungs-Leiterseilquerschnitte in Mio. EUR mit den jeweiligen Kostenanteilen

Höhere Betriebsströme

Typischerweise sind die Unterschiede in den Verlusten zwischen Freileitungen und Erdkabel-Anlagen deutlich ausgeprägt. Durch die redundante Auslegung und daraus folgende dauerhafte Betriebsbelastung von nur 50% der Belastbarkeit sind die Unterschiede in den Verlusten der Case Study, dargestellt in Abbildung 5.4, vergleichsweise gering. Abbildung 5.7 zeigt nun die Unterschiede für eine fiktive höhere Belastung mit 800 A. Es ist nun ein deutlicherer Unterschied zwischen den Verlusten von Variante 5a und Variante 2 zu bemerken. Ebenfalls deutlich erkennbar ist die Auswirkung der Anwendung von beidseitiger Erdung bei Variante 3.

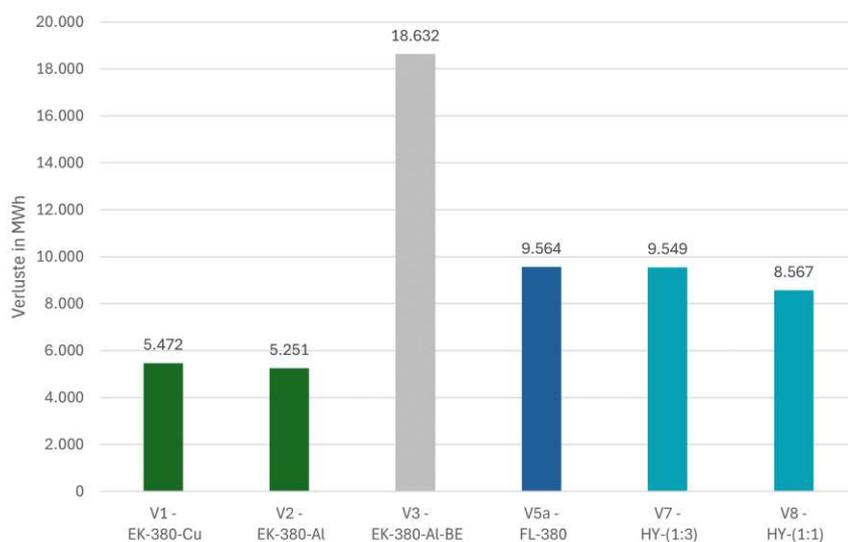


Abbildung 5.7: Verluste der Varianten in MWh pro Jahr für höheren Betriebsstrom (800A) (grau - nicht ohne Zusatzmaßnahmen realisierbare Varianten)

Längere Leitungsstrecken

Wird eine längere Leitungsstrecke vorgesehen, hat dies Auswirkungen auf die Kostenverhältnisse. Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung für eine Trassenlänge von 50 km zeigt Tabelle 5.27 und Abbildung 5.8. Die Verhältnisse von Verlustkosten und Investitionskosten sind für die Freileitungsvarianten nahezu gleich. Bei Erdkabel-Leitungen sind für diese Streckenlänge Kompensationsdrosselspulen mit einer Leistung von 480 Mvar pro System für Variante 2 erforderlich. Diese müssen auch bei Normalbetrieb - unter der Annahme der konstanten Bandlast der Case Study - in Betrieb

5 Ergebnisse

Tabelle 5.27: Barwerte für eine 50 km Leitung

Barwerte in Mio. EUR	V1	V2	V5a	V6a	V7	V8
Investitionskosten	-246	-212	-38	-50	-101	-127
Instandhaltung	-10	-10	-15	-15	-14	-13
Verluste	-47	-50	-36	-73	42	-45
Gesamt	-303	-273	-89	-138	-157	-185

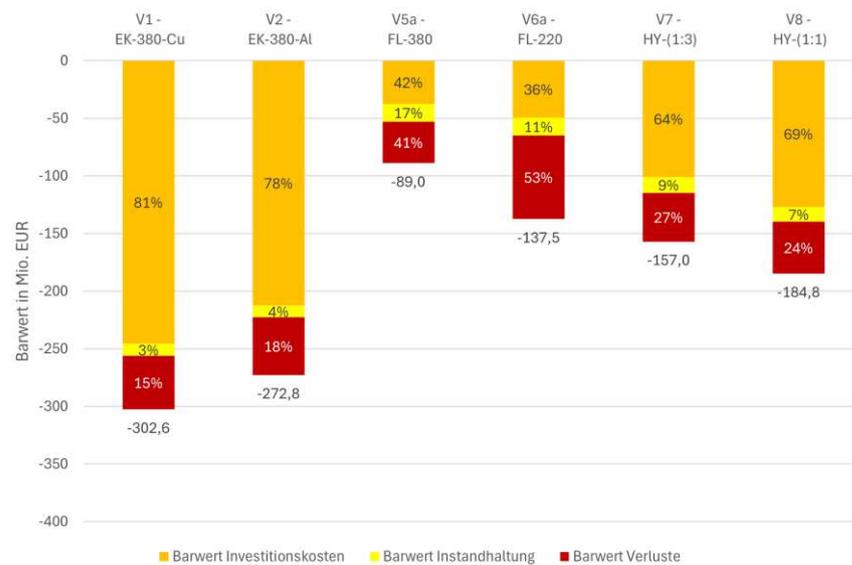


Abbildung 5.8: Gesamt-Barwerte in Mio. EUR für eine 50 km Leitung mit den jeweiligen Kostenanteilen

sein, um die erzeugte kapazitive Blindleistung zu kompensieren. Der Kompensationsbedarf der anderen Varianten ergibt sich entsprechend des Kabelanteils und des eingesetzten Kabeltyps. Nach [37] wurden aufgrund des Stromflusses in den Drosselspulen Verluste von 1,5 kW/Mvar angesetzt. Aufgrund der verhältnismäßig geringen ohm'schen Verluste der Erdkabel, aufgrund der großen Querschnitte, bedingt durch die Strombelastbarkeit in Folge der Verlegebedingungen, machen die Verluste in den Drosselspulen von Variante 2 43,6% der Gesamtverluste aus. Die Verluste der anderen Varianten verhalten sich analog, entsprechend des Kabelanteils. Die gestiegenen Verluste zeigen sich in den Anteilen der Kostenbestandteile. Für Variante 1 steigt der Anteil der Verlustkosten am Gesamtbarwert von 10% auf 15%, für Variante 2 von 11% auf 18%.

6 Schlussfolgerungen

Die Untersuchung der Case Study zeigt die Größenordnungen der Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit verschiedener Leitungsvarianten für die Errichtung einer betriebseigenen Elektrizitätszuleitung eines Industriebetriebs. Die Entscheidungsgrundlage für eine Leitungsvariante sind typischerweise die technische Machbarkeit, die Investitionskosten und die Raumwiderstände betreffende Gesichtspunkte. In der vorliegenden Arbeit wurde die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Leitungsanlagen aus Tabelle 6.1 über die gesamte Lebensdauer erörtert.

Tabelle 6.1: Leitungsvarianten (EK...Erdkabel, FL...Freileitung, Hyb...Hybrid-Leitung, CB...Cross-Bonding Schirmerdung, BE...Beidseitige Schirmerdung)

Variante in	V1	V2	V3	V4	V5a	V6a	V7	V8
Typ	EK	EK	EK	EK	FL	FL	Hyb	Hyb
Spannungsebene in kV	380	380	380	220	380	220	380	380
Leitermaterial Kabel	Cu	Al	Al	Cu			Al	Al
Material Leiterseil	Cu	Al	Al	Cu	Al/St	Al/St	Al/St	Al/St
Schirmerdung	CB	CB	BE	CB			CB	CB

Die Investitionskosten sind zunächst für Freileitungs- und Erdkabel-Anlagen in gleicher Weise beeinflusst durch die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes, die Systemanzahl und den anzusetzenden Lastfaktor. Höhere Ströme erfordern leistungsfähigere Leitungen. Der in erster Betrachtung auslegungsrelevante Strom ist der maximale Dauerstrom für ein Drehstromsystem. Im Falle einer Sticheitung ist er abhängig von der maximalen Verbraucherlast unter Berücksichtigung der Netzanschlussbedingungen.

Die Strombelastbarkeit einer Leitung ist abhängig von der Wärmeentwicklung durch den Stromfluss und von den Bedingungen der Wärmeabgabe an die Umgebung. Bei Freileitungsanlagen haben die Wetterbedingungen großen Einfluss. Die Auslegung von Freileitungsanlagen erfolgt nach Normvorgaben. Bei der rechnerischen Dimensionierung müssen die für die Wärmeableitung ungünstigsten Wetterbedingungen herangezogen werden. Signifikanten Einfluss auf die Dimensionierung von Erdkabel-Anlagen haben die Verlegebedingungen. Durch die Verlegeart, die erforderliche Verlegtiefe, die Umgebungstemperatur, Bodenaustrocknung, Häufung von benachbarten

6 Schlussfolgerungen

Leitungen und Verlegung im Rohr wird die Strombelastbarkeit erheblich beeinflusst. Die thermische Belastbarkeit kann durch größere Leiterquerschnitte, Verbesserung der thermischen Leitfähigkeit der Kabelbettung, oder Kühlungsmaßnahmen erhöht werden. Ein zusätzlicher Einflussfaktor ist die zusätzliche Wärmeentwicklung durch Verluste im Kabelschirm. Diese können mit entsprechender Schirmerdung minimiert werden.

Kurze Kabelanlagen können zur Kompensation induktiver Blindleistung einer Verbraucheranlage beitragen, während lange Kabelanlagen eine Kompensation der aufgrund ihrer Erdkapazitäten erzeugten Blindleistung benötigen. In der Case Study wurde eine vereinfachte Abschätzung für die Annahme einer Bandlast vorgenommen. Tatsächlich sind Lastfaktor und Belastungsart zu berücksichtigen und können dynamische Blindleistungsregelungsanlagen erforderlich machen.

Die stromabhängigen Verluste sind abhängig von den Strömen in Leiter und Schirm, wobei eine gegenseitige Abhängigkeit des Leiterstroms und daraus resultierender Leiter- und Schirmverluste und der elektrischen Parameter der Leitungsanlage besteht. Die spannungsabhängigen Verluste sind bei Kabelanlagen mit relativ großen Leiterquerschnitten und im Verhältnis geringen Betriebsströmen in der Größenordnung der Joule-Verluste. Die Verluste von Freileitungen sind höher als jene von Erdkabelanlagen; deutlich sichtbar ist die Abhängigkeit vom Spannungsniveau.

Die unmittelbar mit Erdkabel und Leiterseilen verbundenen Investitionskosten machen den größten Anteil von etwa 2/3 der Investitionskosten für reine Erdkabel- oder Freileitungsanlagen aus. Für Hybridanlagen ist das Verhältnis abhängig vom Bedarf an Kabelübergangsanlagen. Die Investitionskosten für Erdkabelanlagen der Varianten 1 und 2, die ohne zusätzliche Kühlung auskommen, betragen das 5- bis 6-fache einer 380 kV Freileitungsanlage.

Aufgrund der niedrigeren Kosten für Aluminium-Kabel im Vergleich zu Kupfer-Kabel bei vergleichbarer Strombelastbarkeit hat Variante 2 die geringsten Investitionskosten der Erdkabel-Varianten. Die 380 kV Freileitungsanlage der Variante 5 hat die geringsten Investitionskosten aller Varianten. Die Kosten der Hybrid-Varianten liegen dazwischen. Bei Erdkabel-Anlagen ist die Notwendigkeit des Ersatzes etwa nach der Hälfte der technischen Lebensdauer von Freileitungen zu beachten.

Die höchsten Verluste weist Variante 3, aufgrund der Schirmstromverluste durch die Anwendung von beidseitiger Schirmerdung, auf. Die Verluste von Variante 6 sind in ähnlicher Größenordnung, in diesem Fall verursacht durch hohe Leitungsströme. Der Vergleich der Verluste der Erdkabel-Leitungen macht den Unterschied bzw. den Vorteil der Anwendung von Cross-Bonding-Schirmerdung deutlich.

Die Betriebskosten sind in hohem Maße von den Verlustkosten beeinflusst. Die Barwerte der Verlustkosten machen etwa 40% bis 50% des Barwertes der Gesamtkosten von Freileitungen, und 10% bis 11% Barwertes der Gesamtkosten von Erdkabel-Anlagen aus.

Die Verlustkosten sind somit für Erdkabelleitungen von untergeordneter Bedeutung, es ist somit gerechtfertigt, sie in ersten Kostenschätzungen zu vernachlässigen.

Im Verhältnis der Barwerte der Gesamtkosten sind jene von Erdkabel-Anlagen ohne Zusatzmaßnahmen etwa 2,8 bis 3,2 mal höher als jene von vergleichbaren Freileitungsanlagen. Die Barwerte der Gesamtkosten von Hybrid-Anlagen sind 2 bis 2,4 mal höher.

Nach der Untersuchung der Machbarkeit und der Wirtschaftlichkeit der acht ausgewählten Leitungsvarianten sind die Erdkabel-Varianten 1 und 2, die Freileitungsvarianten 5 und 6, sowie beide Hybrid-Varianten ohne Zusatzmaßnahmen realisierbar. Die Variante mit der höchsten Wirtschaftlichkeit ist Variante 5, die 380 kV Freileitung. Sollte eine Freileitung aufgrund von Raumwiderständen nicht realisierbar sein, ist Variante 2, das 380kV Aluminium-Erdkabel mit Cross-Bonding, die wirtschaftlichste Erdkabel-Variante. Die Hybrid-Varianten bieten eine Kompromisslösung für die Überwindung von Teilstrecken auf denen keine Erdkabel-Anlage realisierbar ist, bergen allerdings einige technische Nachteile und erfordern außerdem die von der Leitungslänge unabhängige Investition in Kabelübergangsanlagen. Variante 3 ist ohne Zusatzmaßnahmen nicht realisierbar und stellt somit keine sinnvolle Variante dar. Variante 4 ist die mit Abstand teuerste Variante. Ihre Umsetzung ist ebenfalls nur mit Zusatzmaßnahmen realisierbar und nur argumentierbar falls der Anschluss an die 380 kV Ebene nicht möglich ist.

Die oben getätigten Aussagen sind nach den Ergebnissen der Sensitivitätsanalysen auch für längere Leitungen und unterschiedliche Cross-Bonding-Abschnitte qualitativ zutreffend. Eine Unsicherheit betrifft die angesetzten Strom- und Erdkabelleitungspreise. Nach der aktuellen Marktsituation sind für mittlere Zeithorizonte aufgrund der Nachfrage tendenziell eher steigende Kabelpreise zu erwarten. Eine Änderung der Reihung der Varianten nach dem Barwert der Gesamtkosten ist nur für sehr stark steigende Strompreise zu erwarten. Es kann daher nach den vorliegenden Ergebnissen geschlossen werden, dass diese Unsicherheiten keine Auswirkung auf die Reihung der Varianten hat.

Abschließend ist festzuhalten, dass ökonomische Gesichtspunkte nur ein Baustein bei der Entscheidungsfindung zwischen Freileitungs- und Erdkabel-Varianten sind. Die vorliegende Arbeit bietet eine Grundlage zur Einordnung der ökonomischen Größenordnungen für den Fall einer Stickleitung. Die vielfältigen Raumwiderstände und Interessenslagen haben allerdings üblicherweise höheres Gewicht. Bei Leitungen mit hohen Anforderungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit kann weiters die um ein Vielfaches kürzere Ausfallzeit von Freileitungen den Ausschlag gegen die geringere Ausfallwahrscheinlichkeit von Erdkabel-Leitungen geben.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Literatur

- [1] ABB. *XLPE Land Cable Systems User's Guide, Rev 5*. (Besucht am 21. 03. 2025) (siehe S. 31, 67).
- [2] Damian Aegerter. »Erdung und Schirmbehandlung von Hochspannungskabeln«. In: Nov. 2019 (siehe S. 16, 18).
- [3] Andreas Kleinl. »Berechnung der Kapazitätsbeläge von Freileitungen«. Diplomarbeit. Wien: TU Wien, 13. Apr. 2020. (Besucht am 07. 03. 2025) (siehe S. 32).
- [4] B. R. Oswald. *380-kV-Salzburgleitung Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu*. 2007 (siehe S. 1, 9, 10, 60, 74, 79, 80).
- [5] BRUGG CABLES. *Hochspannungskabel 60 - 500 kV*. (Besucht am 24. 03. 2025) (siehe S. 67).
- [6] Christoph Schred. »Blindleistungsoptimierung an der Übergabestelle ÜNB/VNB«. Diplomarbeit. Graz: TU Graz, Nov. 2018. (Besucht am 13. 03. 2025) (siehe S. 54).
- [7] Conseil international des grands réseaux électriques, Hrsg. *A guide for rating calculations of insulated cables*. Paris: CIGRÉ, 2015. ISBN: 978-2-85873-343-9 (siehe S. 26, 83).
- [8] Conseil international des grands réseaux électriques, Hrsg. *Guide for thermal rating calculations of overhead lines*. Paris: CIGRÉ, 2014. ISBN: 978-2-85873-302-6 (siehe S. 30, 49).
- [9] Conseil international des grands réseaux électriques. *Installation of underground HV cable systems*. Paris: CIGRÉ. ISBN: ISBN : 978-2-85873-594-5 (siehe S. 33).
- [10] Conseil international des grands réseaux électriques. *Sheath bonding systems of AC transmission cables - Design, testing, and maintenance*. Paris: CIGRÉ, 2020. ISBN: 978-2-85873-502-0 (siehe S. 17).
- [11] Consentec GmbH. *Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors*. 2013 (siehe S. 1).

Literatur

- [12] Valentin Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015. ISBN: 978-3-662-45984-3 978-3-662-45985-0. DOI: 10.1007/978-3-662-45985-0. URL: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-662-45985-0> (besucht am 03.05.2025) (siehe S. 11, 31).
- [13] Detlef Jegust. *Präsentation Prüfungen von Kabeln und Garnituren, Seminar Starkstromkabel* (siehe S. 6, 11, 13, 18, 20).
- [14] Detlef Jegust. *Präsentation Starkstromkabel, Seminar Starkstromkabel* (siehe S. 16).
- [15] E-Control. *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss*. (Besucht am 26.05.2025) (siehe S. 52, 55).
- [16] »Electric cables - calculation of the current rating. Part 1 1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation losses General«. In: Unter Mitarb. von Internationale Elektrotechnische Kommission. Edition 3.0. International standard / IEC 60287. Num Pages: 39. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2023. ISBN: 978-2-8322-6937-4 (siehe S. 38).
- [17] *Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV*. 11. Jan. 2023 (siehe S. 46).
- [18] Erich Lehner und Katharina Schrenk. *Gutachten im Auftrag der OÖ Landesholding GmbH zum Investitions- und Kostenvergleich Freileitung – Erdkabel auf der 110-kV-Spannungsebene im ländlichen Raum*. 2018 (siehe S. 1).
- [19] Lothar Heinhold und Reimer Stubbe, Hrsg. *Kabel und Leitungen für Starkstrom: Grundlagen und Produkt-Know-how für das Projektieren von Kabelanlagen*. 5., wesentlich überarb. und erw. Aufl. Erlangen: Publicis MCD Verl, 1999. 597 S. ISBN: 978-3-89578-088-2 (siehe S. 27, 38, 44, 45, 71).
- [20] 50 Hertz u. a. *Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungsbereich*. (Besucht am 26.05.2025) (siehe S. 26).
- [21] IEEE Power Engineering Society, Institute of Electrical and Electronics Engineers und IEEE-SA Standards Board, Hrsg. *IEEE guide for bonding shields and sheaths of single-conductor power cables rated 5 kV through 500 kV*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers. 1 S. ISBN: 978-0-7381-9228-4 (siehe S. 15, 17, 46).
- [22] Internationale Elektrotechnische Kommission. »Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects«. In: 1. Aufl. International standard / IEC 60949. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 1988 (siehe S. 46).

- [23] Sven Kreidelmeyer, Jana Breitenstein und Fabian Muralter. *Internationaler Strompreisvergleich, Prognos.* URL: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/endbericht-internationaler-vergleich-industriestrompreise> (besucht am 27.05.2025) (siehe S. 65).
- [24] *Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten (Berichtigung).* 1. März 2016 (siehe S. 48, 75).
- [25] Mario Glaser. *Präsentation Kabelanlagen, Seminar Starkstromkabel* (siehe S. 11).
- [26] Matthias Pichler. »Comparison of Overhead Lines and Underground Cables for High Voltage AC Power Transmission«. Bakkalaureatsarbeit. Wien: TU Wien, Sep. 2024 (siehe S. 22).
- [27] Dietrich Oeding und Bernd R. Oswald. *Elektrische Kraftwerke und Netze.* Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. ISBN: 978-3-662-52702-3 978-3-662-52703-0. DOI: 10.1007/978-3-662-52703-0. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-52703-0> (besucht am 03.05.2025) (siehe S. 21–25, 27, 39).
- [28] Otto Randl und Josef Zechner. *Aktualisierung des WACC für Neuinvestitionen der Gasverteiler-, Stromverteiler- und Stromübertragungsnetzbetreiber mit Datenbasis 31. August 2024.* 9. Mai 2024 (siehe S. 80).
- [29] Prysmian. *High Voltage Cables* (siehe S. 67).
- [30] Reinhard Haas und Marlene Sayer. *Energieökonomie.* Wien: TU Wien, 2023 (siehe S. 60, 80).
- [31] Riyadh Cables Group. *HV & EHV Cables Catalogue.* (Besucht am 14.03.2025) (siehe S. 14, 67).
- [32] Soukayna Jermouni. *Overhead line Methodology.* 24. Juli 2024 (siehe S. 26).
- [33] Südkabel. *Endverschlüsse und Zubehör für kunststoffisolierte Kabel 12–36 kV.* (Besucht am 26.05.2025) (siehe S. 19).
- [34] tradingeconomics.com. *Mittlerer Aluminium-Preis über 1 Jahr.* URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/aluminum> (besucht am 21.05.2025) (siehe S. 65).
- [35] tradingeconomics.com. *Mittlerer Kupfer-Preis über 1 Jahr.* URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/copper> (besucht am 21.05.2025) (siehe S. 65).
- [36] tradingeconomics.com. *Mittlerer Stahl-Preis über 1 Jahr.* URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/steel> (besucht am 21.05.2025) (siehe S. 65).
- [37] Barbara Trenkler. »Verlegung von Kunststoff-Höchstspannungskabeln - Argumente zur Systemauswahl«. Diplomarbeit. TU Graz, 2010. (Besucht am 24.02.2025) (siehe S. 11, 20, 56, 60, 74, 80, 104).

Literatur

- [38] Wolfgang Gawlik. *Energieübertragung und Hochspannungstechnik*. Wien: TU Wien, 2019 (siehe S. 5, 9).
- [39] Wolfgang Gawlik. *Energieversorgung*. Wien: TU Wien, 2018 (siehe S. 5, 7, 22, 27, 28, 31, 32, 52, 71).