

<p>Auslegungsvermerk der Gemeinde (Öffentlichkeitsbeteiligung § 43b EnWG)</p> <p>Der Plan hat ausgelegen in der Zeit vom 20.... bis 20....</p> <p>in der Gemeinde.....</p> <p>Gemeinde</p> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  </div>		
<p>Planfeststellungsvermerk der Planfeststellungsbehörde</p> <p>Nach § 43b EnWG i.V.m. § 74 VwVfG planfestgestellt durch Beschluss vom 20....</p> <p>Planfeststellungsbehörde</p> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  </div>		
<p>Auslegungsvermerk der Gemeinde (Planfeststellungsbeschluss und festgestellter Plan (§ 43b EnWG i.V.m. § 74 VwVfG))</p> <p>Der Planfeststellungsbeschluss und Ausfertigung des festgestellten Planes haben ausgelegen in der Zeit vom 20.... bis 20....</p> <p>in der Gemeinde.....</p> <p>Gemeinde</p> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  </div>		
<p>Gutachten über die Möglichkeiten und Auswirkungen einer 380-kV-Erdkabelverlegung gegenüber der geplanten 380-kV-Freileitung Pkt. Fellerhöfe – Pkt. St. Tönis, Bl. 4571</p> <p>380-kV-Höchstspannungsfreileitung Wesel – Pkt. Meppen, Bl. 4201 Abschnitt: Pkt. Haddorfer See – Pkt. Meppen</p> <p>Änderung der 110-kV-Hochspannungsfreileitung Anschluss Hanekenfähr, Bl. 0830</p> <p>Änderung der 110-kV-Bahnstromleitung Salzbergen - Haren, Nr. 0541</p>		
Stand:	11.08.2011	 <p>amprion</p> <p>Amprion GmbH Genehmigungen Nord</p>
Inhalt:	Seiten 1 – 60	

Gutachten

über die Möglichkeiten und Auswirkungen einer
380-kV-Erdkabelverlegung gegenüber der geplanten
380-kV-Freileitung Pkt. Fellerhöfe – Pkt. St. Tönis, Bl. 4571

Auftraggeber

Stadt Krefeld
Fachbereich Umwelt

Mit der Durchführung beauftragt

Prof. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald

Hannover, 11.08.2011

Inhalt

1	Anlass und Ziel des Gutachtens.....	3
2	Allgemeine Aspekte zur Bewertung von Leitungsbauvorhaben	4
3	Technische Eigenschaften von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln	5
3.1	Freileitungen	5
3.2	Kabel.....	7
4	Betriebliche Eigenschaften von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln	11
4.1	Übertragungsfähigkeit.....	12
4.2	Verluste.....	15
4.3	Blindleistungsbedarf.....	18
4.4	Verhalten bei Betriebsstörungen.....	21
4.5	Verfügbarkeit und Lebensdauer.....	23
5	Umweltrelevante Eigenschaften von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln	27
5.1	Bauliche Maßnahmen bei der Errichtung von 380-kV-Freileitungen	27
5.2	Bauliche Maßnahmen bei der Errichtung von 380-kV-Kabelanlagen.....	28
5.3	Elektrische und magnetische Felder von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln	30
5.4	Umwelterhebliche Wirkungen bei der Errichtung und dem Betrieb von 380-kV-Freileitungen und -Kabeln	34
6	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Freileitungen und Kabelanlagen	37
6.1	Methode.....	37
6.2	Kostenarten und Kostenparameter	39
6.3	Investitionskosten für die Freileitungs- und Kabelausführungen.....	40
6.4	Betriebskosten für die Freileitungs- und Kabelausführungen	42
6.5	Barwerte der Kosten für die Freileitungs- und Kabelausführungen	45
7	Zusammenfassende Erläuterung	47
8	Fazit.....	49
9	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	50
10	Glossar	51
11	Anhang	53

Das Gutachten umfasst einschließlich des Anhangs 60 Seiten.

1 Anlass und Ziel des Gutachtens

Die Vorhabensträgerin Amprion GmbH plant im Regierungsbezirk Düsseldorf den Neubau einer rd. 7,3 km langen 380-kV-Freileitung in der Ausführung als Doppelleitung mit dem Namen Pkt. Fellerhöfe - Pkt. St. Tönis, Blatt 4571 (rot gestrichelter Verlauf in Bild 1.1)

Die geplante Leitung verläuft auf der gesamten Länge parallel zu der 220-kV-Freileitung St. Tönis - Osterath, Blatt 2388 (grüner Leitungszug in Bild 1.1). Auf dem etwa 3 km langen Abschnitt vom UA Edelstahlwerk bis zum UA St. Tönis soll die 220-kV-Leitung Blatt 2339 demontiert werden und die frei gewordenen Trasse für die neue Leitung genutzt werden (grün gestrichelter Leitungszug in Bild 1.1).

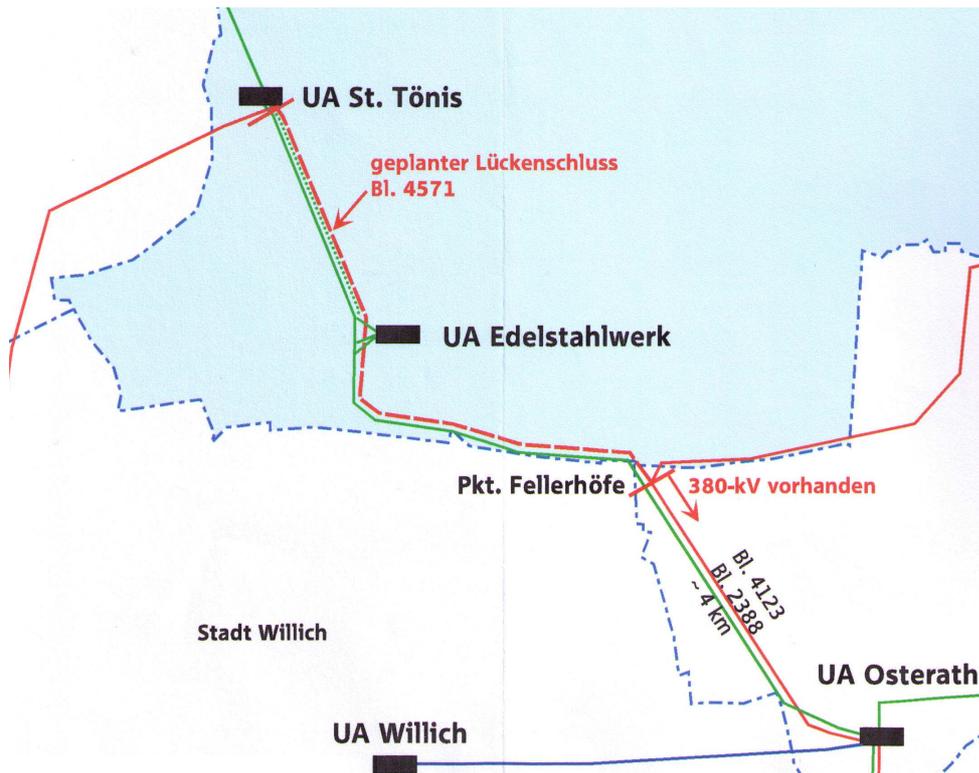


Bild 1.1. Räumliche Einordnung des Leitungsvorhabens in das Höchstspannungsnetz /1/

Das **Ziel** des Gutachtens besteht laut Auftragserteilung vom 30.05.2011 in folgenden Punkten.

1. Ermittlung, Darstellung, Erläuterung und vergleichende Bewertung der

- technischen Eigenschaften
- betrieblichen Eigenschaften und
- umweltrelevanten Eigenschaften

von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Erdkabeln mit Bezug auf das Leitungsvorhaben.

2. Vergleich der Investitions- und Betriebskosten der Ausführungsvarianten als

- Freileitung
- Erdkabel
- Freileitung mit Teilverkabelung im Abschnitt UA Edelstahlwerk bis UA St. Tönis.

3. Schlussfolgerungen (Fazit)

2 Allgemeine Aspekte zur Bewertung von Leitungsbauvorhaben

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG i.d.F. vom 07.07.2005) verpflichtet die Energieversorgungsunternehmen zu „*einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas*“. Dabei kommt es darauf an, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen diesen in sich widersprüchlichen Forderungen herzustellen, ohne dass einer der Aspekte überbetont oder unterbewertet wird (Bild 2.1).

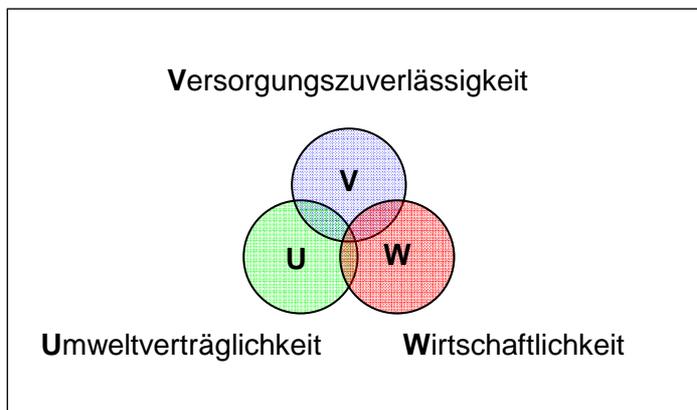


Bild 2.1. Kompromiss zwischen Versorgungszuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit nach EnWG

Versorgungszuverlässigkeit (einschließlich Versorgungssicherheit und Verbraucherfreundlichkeit als Resultat der technischen und betrieblichen Eigenschaften), **Umweltverträglichkeit** und **Wirtschaftlichkeit** (einschließlich Effizienz) bilden demzufolge auch die Bewertungskriterien für das hier zu begutachtende Leitungsbauvorhaben mit den Einzelaspekten nach Bild 2.2.

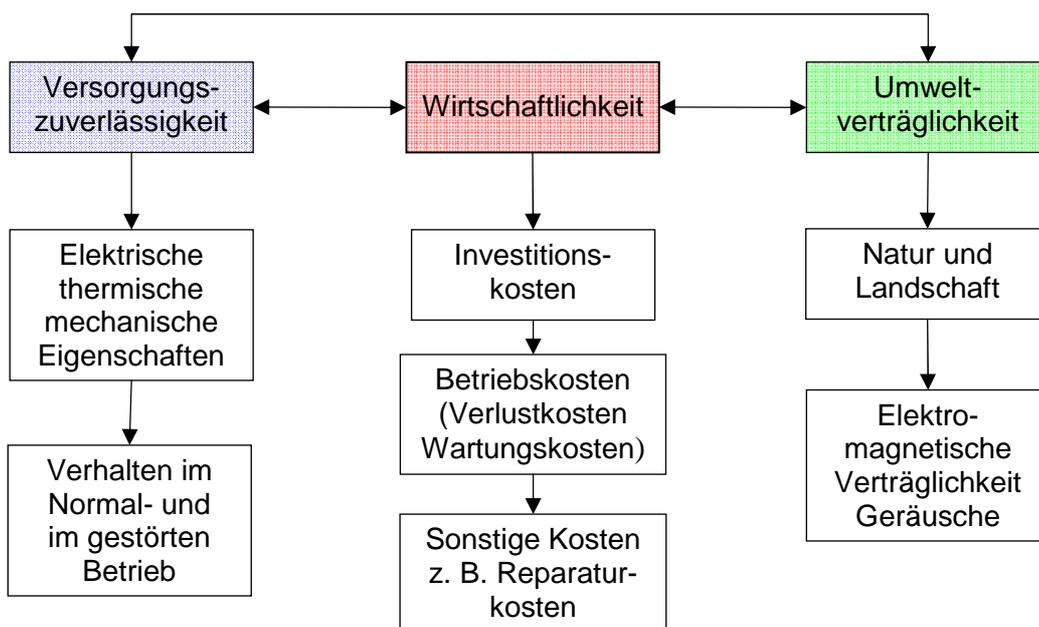


Bild 2.2. Detaillierte Bewertungskriterien für Leitungen

3 Technischen Eigenschaften von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln

Die technischen und betrieblichen Eigenschaften einer Leitung bestimmen maßgebend das Verhalten der Leitung im normalen und gestörten Betrieb und deren Beitrag zur Versorgungszuverlässigkeit, im Fall von 380-kV-Leitungen des Übertragungsnetzes. Durch den völlig unterschiedlichen Aufbau von Freileitungen und Kabeln (voluminös bzw. gedungen) und den unterschiedlichen Isolierstoff (Luft bzw. VPE) ergeben sich zum Teil erhebliche Unterschiede in den technischen und betrieblichen Eigenschaften, die mit wachsender Betriebsspannung immer deutlicher in Erscheinung treten.

3.1 Freileitungen

Freileitungen werden grundsätzlich als Doppelleitungen ausgeführt. Jeder Mast einer Doppelleitung führt rechts und links jeweils ein Drehstromsystem (kurz System) bestehend aus drei einzelnen Leitern. Für die geplante Leitung sind Stahlgittermaste aus verzinkten Normprofilen vorgesehen. Im Leitungsabschnitt Pkt. Fellerhöfe - Edelstahlwerk sind 13 Maste des Typs D 381-1 und auf dem Abschnitt Edelstahlwerk - Pkt. St. Tönis 10 Maste vom Typ D 48-1 zu errichten. Beide Masttypen weisen die gleiche Mastgeometrie auf und unterscheiden sich nur in den Abmessungen, die beim Masttyp D 48-1 etwas größer sind /1, Anlage 3/.

Innerhalb der Masttypen unterscheidet man der Art nach noch zwischen Trag-, Abspann- und Winkelabspannmasten sowie Endmasten. Während Tragmaste lediglich das Seilgewicht aufzunehmen haben, müssen Abspann- und Winkelabspannmaste auf Leitungszug bemessen sein. Bei gerader Leitungsführung folgt nach mehreren Tragmasten ein Abspannmast, um die Leitung in Längsrichtung zu stabilisieren. Winkelabspannmaste sind erforderlich, wenn die Leitung ihre Richtung ändert. Vor der Einführung der Leitung in eine Umspannanlage (UA) ist ein Endmast oder ein Portal erforderlich. Die mittlere Feldlänge oder Regelspannweite beträgt bei 380-kV-Freileitungen 400 m, kann aufgrund der Trassenführung aber nicht immer eingehalten werden. Bei der geplanten Freileitung variieren die Mastabstände zwischen 196 m und 374 m. Das Bild 3.1 zeigt einen Tragmast und einen Winkel/Abspannmast des Typs D 381-1 /1, Anlage 3/.

Nach der Anordnung der Traversen, an denen über Isolator Ketten die Leiterseile angebracht sind, nennt man diese Masten auch Tonnenmasten. Im Unterschied zu den bei 380-kV-Leitungen auch üblichen Donaumasten mit nur zwei Traversen erreicht man mit den Tonnenmasten einen schmalen Mastkopf und damit auch einen schmalen Schutzstreifen, allerdings auf Kosten einer größeren Masthöhe. Die Einhaltung eines schmalen Schutzstreifens ist eine Voraussetzung, um auf dem Leitungsabschnitt UA Edelstahlwerk - UA St. Tönis den vorhandenen Schutzstreifen der rückzubauenden 220-kV-Freileitung nicht zu überschreiten.

Die Masthöhe ist von der Geländebeschaffenheit und dem Trassenverlauf abhängig. Sie kann ausgehend vom Mastgrundtyp aus konstruktiven Gründen nur in Schritten von 2,5 m beim Masttyp D 381-1 und um 3,5 m beim Grundtyp D 48-1 verändert werden. Die sich so ergebene Masthöhen längs der vorgesehenen Trasse liegen zwischen 57,6 m und 71,5 m /1, Anlage 4/.

Die Leiterseile bestehen aus je vier durch Abstandshalter parallel geführten Teilleitern (Bild 3.2). Die Teilleiter sind Stahl-Aluminium-Verbundseile, bei dem die Stahlseele für die mechanische Zugfestigkeit sorgt und der Strom größtenteils in den elektrisch besser leitenden Aluminiumadern fließt (Bild 3.3). Auf dem Leitungsabschnitt Pkt. Fellerhöfe - Edelstahlwerk sollen Leiterseile Al/St 265/35 mit einem Aluminiumquerschnitt von 265 mm^2 und einem Stahlquerschnitt von 35 mm^2 eingesetzt werden, während auf dem Abschnitt Edelstahlwerk -

St. Tönis aufgrund der Parallelführung zur Wohnbebauung zur Reduzierung der Koronageräusche (s. Kapitel 5) dickere Leiterseile mit Al/St 550/70 mit einem Aluminiumquerschnitt von 550 mm^2 und einem Stahlquerschnitt von 70 mm^2 verwendet werden sollen.

Auf den Mastspitzen wird ein sog. Erdseil mitgeführt, das den Blitzeinschlag in die Freileitung verhindern soll und die Erdungsverhältnisse der Maste verbessert. Im Kern des Erdseils ist ein Lichtwellenleiter zur Signalübertragung integriert.

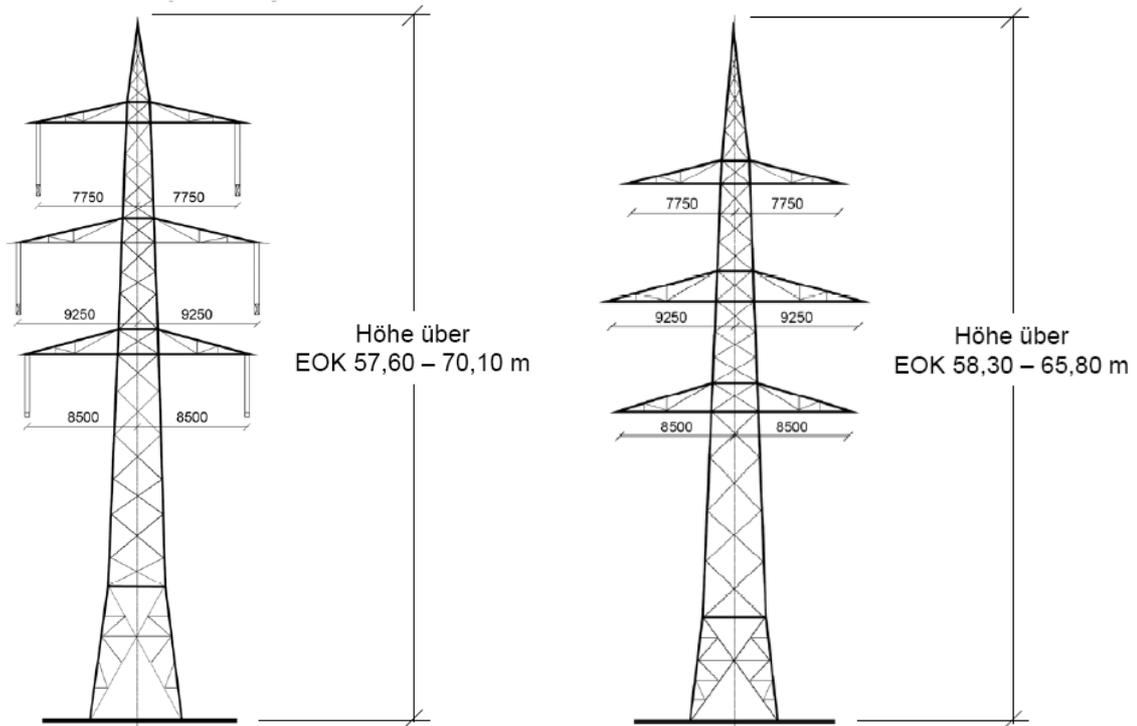


Bild 3.1. 380-kV-Tragmast (links) und Winkel/Abspannmast vom Typ D 381-1 (Tonnenmastbild)

Diese sog. Viererbündelleiter haben den 4-fachen Querschnitt eines Einzelleiters und eine geringere elektrische Randfeldstärke, wodurch zum einen die Verluste reduziert und zum anderen die als Korona bezeichneten Vorentladungen an der Leiteroberfläche unterdrückt werden. Außerdem werden durch die Bündelleiter die Leitungsparameter günstig beeinflusst und damit die Betriebseigenschaften verbessert (s. Kapitel 4)

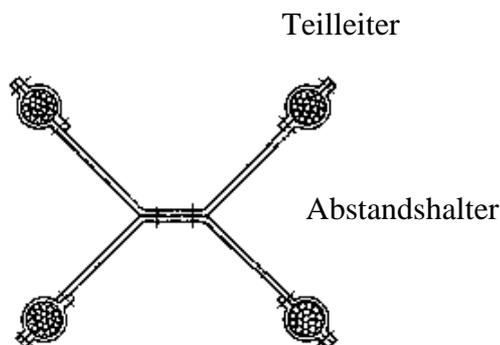


Bild 3.2. Aufbau eines 4-er Bündelleiters (Viererbündel)

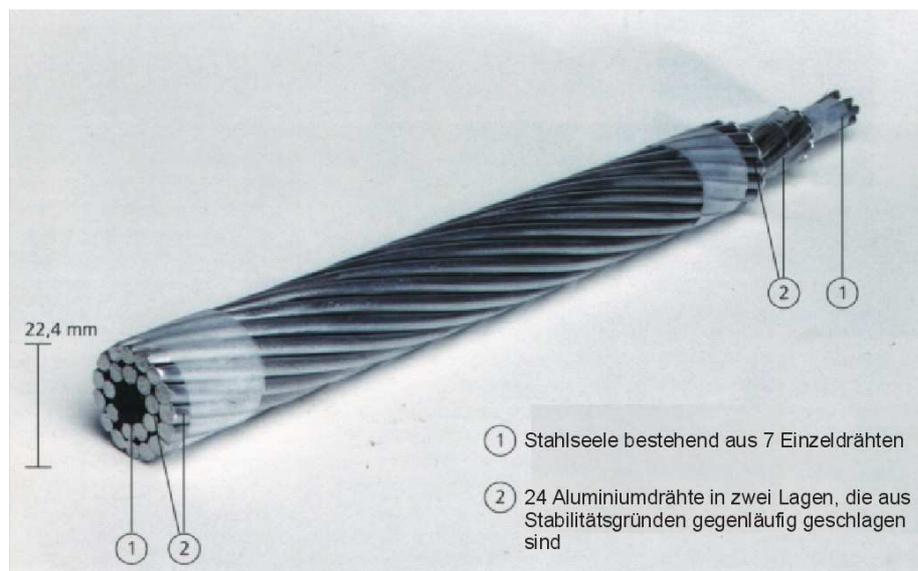


Bild 3.3. Aufbau eines Stahl-Aluminium-Freileitungsverbundseiles

Die erste für 380 kV ausgelegte Freileitung in Deutschland von Brauweiler nach Hoheneck wurde 1929 errichtet und ist heute noch (mit anderen Seilen) in Betrieb. Das gesamte 380-kV-Übertragungsnetz der Bundesrepublik Deutschland hat eine Länge von rd. 16000 km und besteht bis auf wenige kurze Kabelstrecken im städtischen Bereich aus Freileitungen.

3.2 Kabel

Als Alternative zur 380-kV-Freileitung kommen aus Umweltgründen nur noch Kunststoffkabel, nach dem Isolierstoff VPE (vernetztes Polyethylen) als VPE-Kabel bezeichnet, in Frage. VPE-Kabel für die Höchstspannung stehen ab etwa 1990 kommerziell zur Verfügung, wurden aber bisher nur in wenigen Fällen und dann auch nur in kurzen Längen eingesetzt. Statistische Angaben zum Langzeitverhalten sind deshalb noch nicht verfügbar.

Das Bild 3.4 zeigt den Aufbau eines solchen Kabels mit dem zurzeit verfügbaren größten Leiterquerschnitt von 2500 mm². Für *ein* Drehstromsystem sind drei solcher Einleiterkabel erforderlich.



Bild 3.4. 380-kV-VPE-Einleiterkabel mit PE-Mantel, Kupferschirm, Aluminium-Dampfsperre, 2500 mm² Leiterquerschnitt, Außendurchmesser 14,2 cm (Quelle: Nexans)

Die Übertragungsfähigkeit der erdverlegten Kabel wird wesentlich durch die Abführung der Verlustwärme über das Erdreich bestimmt (s. Abschnitt 4.1). Um die Stromwärmeverluste (s. Abschnitt 4.2) klein zu halten, sind große Leiterquerschnitte und Kupfer als Leitermaterial erforderlich. Dennoch erreicht man mit dem Kabel größten Querschnitts in Bild 3.4 bei natürlicher Kühlung nur etwa zwei Drittel der Übertragungsfähigkeit einer 380-kV-Freileitung mit Viererbündeln Al/St 265/35. Um die Stromverdrängung bei diesen großen Querschnitten klein zu halten (und um das Kabel biegen und auf Spulen befördern zu können) besteht der Kupferleiter aus vielen einzelnen durch eine Lackschicht isolierten Drähten und mehreren gegeneinander isolierten Segmenten (sog. Milikenleiter). Das im Bild 3.4 dargestellte Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 und einem äußeren Durchmesser von 14,2 cm hat ein Gewicht von etwa 40 kg pro m. Für den Transport auf dem Landweg wird das Kabel auf Spulen (Trommeln) aufgewickelt, wobei der zulässige Biegeradius nicht unterschritten werden darf. Aus dem Fassungsvermögen und dem Gewicht der größten Spulen, das bei einem Durchmesser von etwa 4,4 m und einer Breite von etwa 2,6 m etwa 40 t ausmacht, ergeben sich die maximalen Lieferlängen der Kabel. Diese liegen für das erwähnte Kabel bei etwa 900 bis 1000 m. Bei der Legung müssen die durch die Lieferlängen begrenzten Kabelabschnitte durch Muffen miteinander verbunden werden, was eine relativ komplizierte Angelegenheit ist und höchste Sorgfalt erfordert.

Zum Anschluss der Kabel an eine Umspannanlage oder eine Freileitung werden die Kabelenden aus dem Erdboden herausgeführt und mit sog. Endverschlüssen für den Übergang auf das Isolationsmedium Luft versehen. Parallel zu den Endverschlüssen werden Überspannungsableiter angeschlossen, die das Eindringen von Blitz- und Schaltüberspannungen verhindern sollen (s. Bild 3.5).



Bild 3.5. Kabelendverschluss (im Vordergrund) und Überspannungsableiter (im Hintergrund)

An die Fertigung der Kabel, Muffen und Endverschlüsse werden höchste Ansprüche hinsichtlich Reinheit der Isolierung und Wasserdichtigkeit gestellt. Die Kabelisolierung wird deshalb

mit einer Aluminium- oder Bleidampfsperre in radialer Richtung und inneren und äußeren Quellschichten in Längsrichtung vor dem Eindringen von Wasser geschützt. Über der Isolierung ist auf einer glättenden Schicht (in Bild 3.4 schwarz) ein Schirm aus Kupferdrähten, die über einen Querwendel miteinander verbunden sind, angebracht. Der Schirm leitet im Normalbetrieb die über die Isolierung abfließenden kapazitiven und resistiven Ströme ab und übernimmt im Falle eines Kurzschlusses einen Teil des über die Erde zurückfließenden Kurzschlussstromes. Der Schirm wird in der Regel beidseitig geerdet. Durch die Erdung des Schirmes weisen die Kabel im Innern ein radiales und außerhalb kein elektrisches Feld auf (s. Kapitel 5). Die äußerste Hülle ist ein PE-Mantel, der das Kabel vor mechanischen Beschädigungen, insbesondere bei der Legung schützt.

Die beidseitige Schirmerdung ist erforderlich, weil sonst am offenen Ende eine unzulässig hohe Spannung entstehen würde. Ursache für die Schirmspannungen ist die Induktionswirkung des eigenen und der von den anderen Kabelleitern eines Drehstromsystems herrührenden magnetischen Wechselfelder. Bei beidseitiger Schirmerdung treiben die induzierten Schirmspannungen Ströme durch die Schirme an, die an den Schirmwiderständen unerwünschte Stromwärmeverluste verursachen. Um diese klein zu halten, wendet man das sog. Cross-Bonding an. Dabei werden die Kabelschirme an speziellen Muffen, den sog. Cross-Bonding-Muffen aufgetrennt, mittels Koaxialleiter zu den neben oder über dem Kabel angeordneten Cross-Bonding-Kästen geführt und dort zyklisch vertauscht. Dadurch heben sich die abschnittsweisen, jeweils um 120°phasenverschobenen Schirmspannungen längs eines aus drei Teilabschnitten bestehenden Cross-Bonding-Abschnittes (nahezu) auf, so dass die Schirmströme klein bleiben. Die Bilder 3.6 bis 3.8 zeigen den Längsschnitt durch eine Cross-Bonding-Muffe und das Schema des Auskreuzens der Kabelschirme.

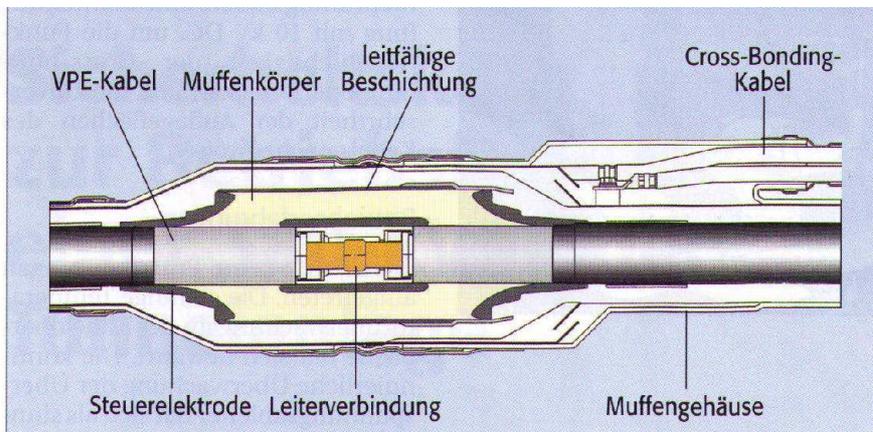


Bild 3.6. Längsschnitt durch eine 380-kV-Cross-Bonding-Muffe /2/

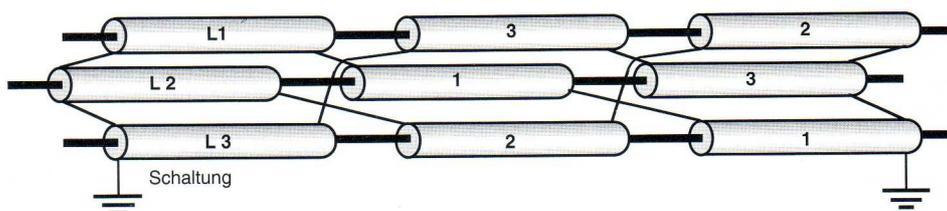


Bild 3.7. Auskreuzen der Kabelschirme (Cross-Bonding) zur Verringerung der Schirmverluste /3/

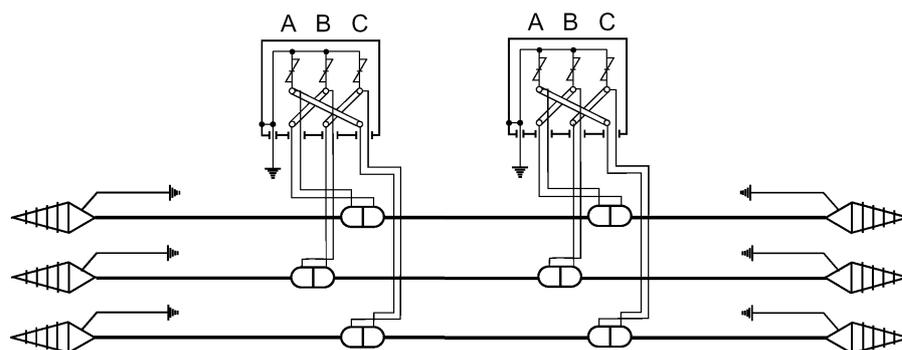


Bild 3.8. Auskreuzen der Schirme in Cross-Bonding-Kästen (Quelle: Nexans)

Bei der Teilverkabelung von Freileitungen sind für den Übergang von der Freileitung auf die Kabel (oder umgekehrt) spezielle Anlagen erforderlich. Diese Kabelübergangsanlagen bestehen aus einem Endmast oder einem Portal, von dem aus die Leiterseile der Freileitung über Seilschlaufen zu den Endverschlüssen geführt werden (Bilder 3.5 und 3.9). Endverschlüsse und Überspannungsableiter sind entweder durch Rohrleiter wie im Bild 3.5 links oder Seile wie im Bild 3.5 rechts miteinander verbunden.



Bild 3.9. Kabelübergangsanlage für den Übergang von zwei Freileitungssystemen auf zwei Kabelsysteme mit Überspannungsableitern (rechts) und Kabelendverschlüssen

4 Betriebliche Eigenschaften von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln

Das Verhalten eines Leitungssystems im normalen und im gestörten Betrieb wird im Wesentlichen durch folgende Eigenschaften charakterisiert:

- Übertragungsfähigkeit
- Spannungsabfall längs der Leitung
- Stabilität
- Verluste
- Blindleistungsbedarf
- Verhalten bei Störungen
- Verfügbarkeit und Lebensdauer

Spannungsabfall und Stabilität spielen bei der kurzen Leitungslänge der geplanten Leitung Pkt. Fellerhöfe - Pkt. St. Tönis keine Rolle, so dass im Folgenden darauf nicht weiter eingegangen wird.

Maßgebend für die Betriebseigenschaften einer Leitung sind ihre elektrischen Parameter und die Umgebungsbedingungen. Die Parameter einer Leitung sind der ohmsche Widerstand (Wirkwiderstand) R , der Ableitungsleitwert G , die Induktivität L , bzw. induktive Reaktanz (Blindwiderstand) $X = \omega L$ und die Betriebskapazität C . Sie werden in der Regel pro Drehstromsystem und km Leitungslänge angegeben und dann als Beläge bezeichnet und im Formelsymbol durch einen hoch gestellten Strich gekennzeichnet (R', G', L', X', C').

Der ohmsche Widerstand eines Kabels mit Kupferleitern ist um den Faktor 0,63 kleiner als der einer Freileitung mit Stahl-Aluminium-Seilen gleichen Querschnitts. Im direkten Vergleich von Kabel und Freileitung für ein konkretes Projekt fällt der Unterschied zwischen den Widerständen meist noch größer aus, da der Kabelleiterquerschnitt aus thermischen Gründen größer als der der Freileitung gewählt werden muss. Der Ableitungsleitwert von Kabeln ist aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der Isoliermedien größer als der der Freileitung.

Die Induktivität und Kapazität der Freileitung und die Induktivität der Kabel hängen vom Abstand der drei Leiter untereinander ab, der bei der Freileitung durch das Mastbild und beim Kabel durch die Art der Legung bestimmt wird. Durch den gedrungenen Aufbau der Kabel und den festen Isolierstoff weisen Kabel deutlich größere Betriebskapazitäten bei etwas geringeren Induktivitäten als die Freileitung gleicher Nennspannung auf.

Die Tabelle 4.1 enthält eine Zusammenstellung der Parameter für 380-kV-Freileitungen und VPE-Kabel, wie sie beim vorliegenden Leitungsbauprojekt zum Einsatz kommen würden oder könnten.

Tabelle 4.1. Freileitungs- und Kabelparameter für ein Drehstromsystem

Leitungstyp	$R' / \text{m}\Omega/\text{km}^{1)}$	$G' / \text{nS}/\text{km}$	$C' / \text{nF}/\text{km}$	$X' / \Omega/\text{km}$
Freileitung 4×265/35 Al/St	29,5	17,0	12,6 ²⁾	0,281 ²⁾
Freileitung 4×550/70 Al/St	14,3	17,0	12,4 ²⁾	0,286 ²⁾
Kabel 1600 mm ² Cu	13,2	64,4	205,1	0,203 ³⁾
Kabel 2000 mm ² Cu	10,9	71,8	228,4	0,196 ³⁾
Kabel 2500 mm ² Cu	9,24	77,3	245,9	0,188 ³⁾

¹⁾ bei 40° C, bei Kabeln mit Zusatzwiderstand

²⁾ aus Mastgeometrie (Tragmast) berechnet (s. Anhang 11.1)

³⁾ bei ebener Legung mit Leitermittenabstand $a = 0,5 \text{ m}$

4.1 Übertragungsfähigkeit

Die Übertragungsfähigkeit kurzer Leitungen wird durch die höchste dauernd zulässige Leitertemperatur bestimmt. Diese beträgt bei Freileitungen 80 °C. Bei höheren Temperaturen kommt es zu einem unzulässigen Durchhang oder gar zur Entfestigung der Leiterseile. Für 380-kV-Freileitungen mit Leiterseilen 4×265/35 Al/St liegt die thermische Grenzleistung bei 1790 MVA pro Drehstromsystem und mit Seilen 4×550/70 Al/St bei 2680 MVA. Bei längeren Leitungen (einige 100 km) wird die Übertragungsfähigkeit durch den Spannungsabfall und die Stabilitätsgrenze herabgesetzt.

Für VPE-Kabel beträgt die maximal zulässige Temperatur an der Leiteroberfläche mit Rücksicht auf den Isolierstoff VPE 90 °C. Die dabei zulässige thermische Grenzleistung hängt stark vom thermischen Widerstand des Erdbodens und der Temperatur an der Erdoberfläche sowie von der Legetiefe und Anordnung (in einer Ebene oder im Dreieck) der Kabel und dem Einfluss weiterer Wärmequellen wie z. B. weiterer paralleler Kabelsysteme ab. Tageszeitliche Temperaturschwankungen sind schon wenige Zentimeter unter der Erdoberfläche fast ohne Wirkung. Jahreszeitliche Temperaturschwankungen müssen dagegen bei der Auslegung der Kabelanlage berücksichtigt werden.

Aus thermischer Sicht ist die Legung der Kabel in einer Ebene günstiger als die Legung im Dreieck. Man verlegt deshalb Hochleistungskabel möglichst in einer Ebene. Die Legetiefe, der Leitermittenabstand und bei mehreren parallelen Systemen der Systemmittenabstand, sind entsprechend der Übertragungsleistung festzulegen. Bei einem Doppelkabelsystem in ebener Legung in einem gemeinsamen Graben muss man aufgrund der thermischen Beeinflussung mit einer Reduzierung der Übertragungsleistung rechnen. Mit Abschlägen in der Belastbarkeit von etwa 15 % muss man auch rechnen, wenn die Kabel zum mechanischen Schutz und zur besseren Austauschbarkeit bei Schäden in PE-Rohren verlegt werden.

Für die Abführung der Verlustwärme spielt die Wärmeleitfähigkeit der Erde eine zentrale Rolle. Diese ist stark vom Feuchtigkeitsgehalt des Bodens abhängig. Feuchter Boden leitet die Wärme besser als trockener Boden. Der spezifische Wärmewiderstand R_{th} des trockenen Bodens kann mit 2,5 Km/W angenommen werden, während für feuchten Boden mit 1,0 Km/W zu rechnen ist.

Bei hoch ausgelasteten Kabeln kommt es in unmittelbarer Nähe des Kabels zur Bodenaustrocknung. Um der damit verbundenen Verringerung der Wärmeleitfähigkeit entgegenzuwirken, füllt man den Trockenbereich mit speziellem Bettungsmaterial, das auch im trockenen Zustand einen spezifischen Wärmewiderstand kleiner als 1,2 Km/W aufweist, aus. Dieses sog. thermisch stabilisierte Bettungsmaterial besteht aus einem Kies-Sandgemisch bestimmter Körnung oder einem Sand-Zementgemisch (Magerbeton).

Durch den gegenüber bewegter Luft wesentlich schlechteren Wärmeabtransport und das Wärmespeichervermögens des Erdreiches folgt die Kabeltemperatur einer Belastungsänderung im Gegensatz zu der Freileitung nur mit einer merklichen Verzögerung. Die dafür maßgebende thermische Zeitkonstante liegt in der Größenordnung von mehreren Stunden. Durch den verzögerten Temperaturanstieg kann man für ein erdverlegtes Kabel bei Wechsellast eine höhere thermische Grenzleistung als bei Dauerlast zugrunde legen. Die thermische Grenzleistung des Kabels hängt somit vom Belastungsspiel, das durch den Belastungsgrad m charakterisiert wird, ab. Der Belastungsgrad entspricht der mittleren Leistung über einen bestimmten Zeitraum, z. B. einem Tag. Das Bild 4.1 enthält eine typische Tagesbelastungskurve mit dem Tagesbelastungsgrad $m = 0,73$.

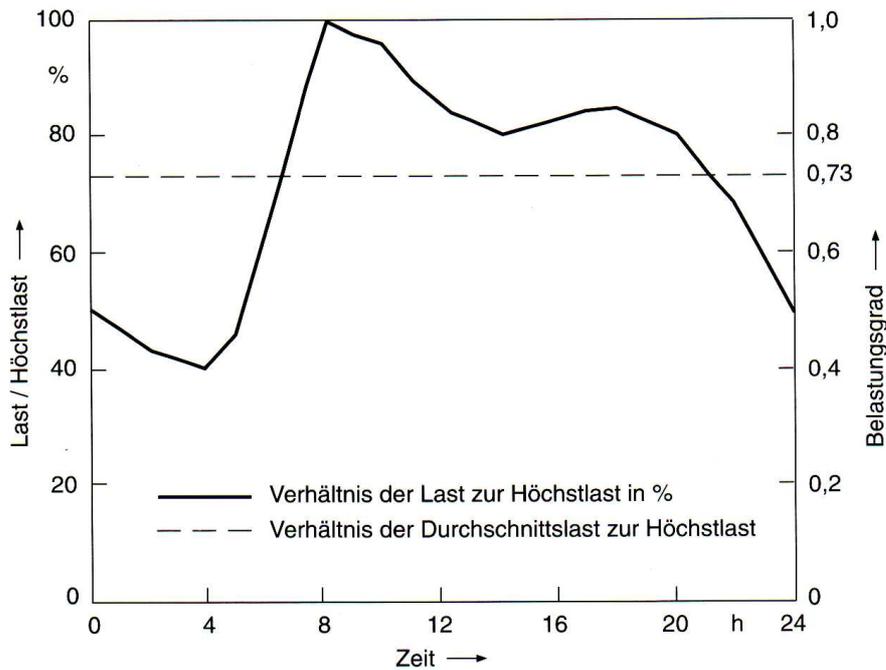


Bild 4.1. Leistungsverlauf (Tagesbelastungskurve) im EVU-Netz mit $m = 0,73$ /4/

Die folgenden Bilder 4.2 und 4.3 zeigen die thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln pro Drehstromsystem in Abhängigkeit vom Querschnitt des Kupferleiters, dem thermischen Widerstand des umgebenden Bettungsmaterials, dem Belastungsgrad und den Legebedingungen.

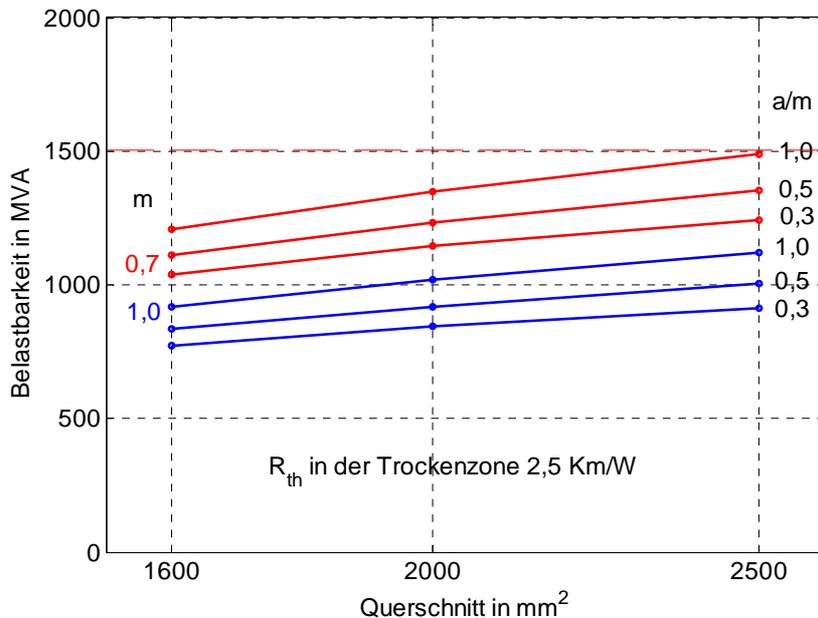


Bild 4.2. Thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln mit Kupferleitern und Cross-Bonding in ebener Legung in 1,5 m Tiefe in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt A , dem Leiternmittenabstand a und dem Belastungsgrad m ohne thermisch stabilisierte Bettung bei einer Umgebungstemperatur von 15 °C.

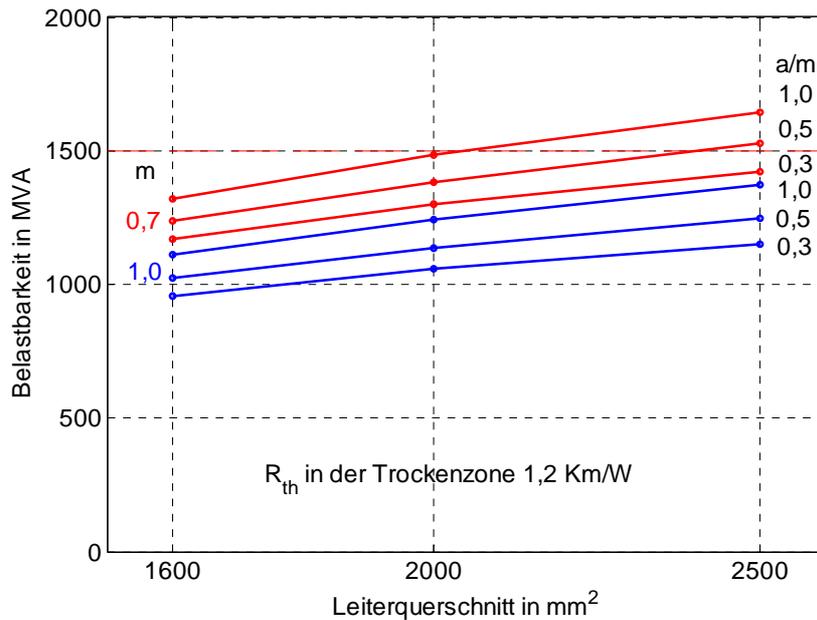


Bild 4.3. Thermische Grenzleistung von 380-kV-VPE-Kabeln mit Kupferleitern und Cross-Bonding in ebener Legung in 1,5 m Tiefe in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt A , dem Leitermittenabstand a und dem Belastungsgrad m mit thermisch stabilisierter Bettung bei einer Umgebungstemperatur von 15 °C.

Um hohe Übertragungsleistungen zu erzielen, müssen relativ große Leitermittenabstände gewählt werden, wodurch ein breiter Kabelgraben erforderlich wird und hohe Tiefbaukosten entstehen. Außerdem führen größere Leitermittenabstände zu größeren Werten der magnetischen Feldstärke in der Umgebung des Kabels (s. Abschnitt 5.3).

Die Kurven in den Bildern 4.2 und 4.3 gelten ohne den Einfluss von weiteren Wärmequellen (z. B. durch ein zweites Kabelsystem) in der unmittelbaren Nähe. Unter dem Einfluss weiterer Kabelsysteme und bei Verlegung in PE-Rohren muss man mit einer Minderung der Übertragungsleistung von 5 bis etwa 15 % rechnen. Zu einer Minderung der Übertragungsleistung können auch ungünstige thermische Verhältnisse an den Muffen und an Stellen der Unterquerungen von Wasser- oder Verkehrswegen führen.

Für den Fall einer Verkabelung der gesamten Leitung oder einzelner Leitungsabschnitte wird man bestrebt sein, eine ähnlich hohe Übertragungsleistung und Versorgungszuverlässigkeit, wie sie durch eine Freileitung gegeben ist, zu erreichen. Die thermische Grenzleistung der 380-kV-Freileitung mit dem Leiterseil 4×265/35 Al/St liegt pro Drehstromsystem bei 1790 MVA. Diese Größenordnung ist mit *einem* Kabelsystem bei natürlicher Kühlung nicht zu erreichen. Hinzu kommt, dass bei Fehlern auf einem Kabelleiter das betroffene System während der relativ langen Reparaturdauer (s. Abschnitt 4.5) komplett ausfallen würde. Es ist deshalb auch aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderlich, anstelle eines Freileitungssystems jeweils zwei parallele Kabelsysteme vorzusehen, so dass für eine Doppelleitung insgesamt 4 Kabelsysteme mit insgesamt 12 Einleiterkabeln erforderlich wären.

Die Auswahl des Kabelquerschnittes hat entsprechend dem (n-1)-Kriterium so zu erfolgen, so dass bei Ausfall eines Kabelsystems die restlichen 3 Kabelsysteme nicht überlastet werden. Da die Kabeldimensionierung nicht Aufgabe des Gutachtens ist, werden bei der Beurteilung der Kabel- und Teilverkabelungsvariante Kabel mit den Leiterquerschnitten 1600, 2000 und 2500 mm² angenommen, so dass auch der Einfluss des Kabelquerschnittes auf die Gesamtkosten deutlich wird.

4.2 Verluste

Beim Betrieb von Leitungssystemen entstehen Verluste. Die Verluste bestimmen den Wirkungsgrad der Übertragung und damit die Wirtschaftlichkeit während der Betriebsdauer.

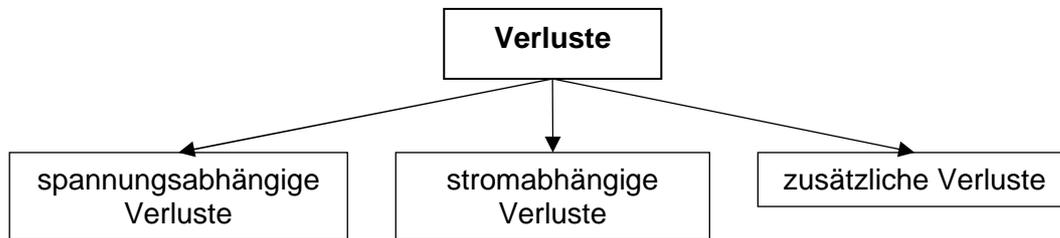


Bild 4.4. Verluste auf Leitungssystemen

Nach ihrer Ursache (Bild 4.4) unterscheidet man zwischen:

- spannungsabhängigen Verlusten (auch als Leerlaufverluste bezeichnet)
- stromabhängigen Verlusten (auch als Lastverluste bezeichnet) und
- zusätzlichen Verlusten

Die **spannungsabhängigen Verluste** werden durch Ströme durch die Isolierung, deren Leitfähigkeit zwar äußerst klein, aber nicht Null ist, verursacht. Diese sog. Ableitungsströme hängen vom Quadrat der Spannung ab und treten auf, sobald die Leitung unter Spannung gesetzt wird. Für ihre Berechnung nimmt man an, dass die Leitung mit der entsprechenden Netznominalspannung betrieben wird:

$$P_{VU} = n \cdot G' \cdot l \cdot U_n^2 \tag{4.1}$$

n Anzahl der parallelen Leitungssysteme

G' Ableitungsbelag pro km (als Maß für die „Durchlässigkeit“ der Isolierung)

l Leitungslänge

U_n Netznominalspannung

Der Ableitungsbelag G' ist bei Kabeln *größer* als bei Freileitungen (s. die Tabelle 4.1). Demzufolge sind bei sonst gleichen Bedingungen die spannungsabhängigen Verluste von Kabeln größer als die von Freileitungen.

Der Leitwertbelag G' von Freileitungen ist witterungsabhängig. Für 380-kV-Freileitungen kann man mit einem Jahresmittelwert von 17 nS/km rechnen.

Bei Kabeln berechnet sich der Leitwertbelag aus dem Kapazitätsbelag und dem Tangens des Verlustwinkels δ wie folgt, wobei für VPE-Kabel $\tan \delta = 0,001$ angenommen werden kann.

$$G' = \omega C' \tan \delta \tag{4.2}$$

Die **stromabhängigen Verluste** entstehen an den ohmschen Widerständen R der Leitungen. Sie hängen quadratisch vom Strom, oder wenn man den Strom durch den Quotient von übertragener Leistung und Spannung ausdrückt und konstante Spannung (Netznominalspannung) voraussetzt, vom Quadrat der übertragenen Leistung ab:

$$P_{VI} = \frac{1}{n} \cdot R' \cdot l \cdot \left(\frac{S}{U_n} \right)^2 \quad (4.3)$$

- n Anzahl der parallelen Leitungssysteme
 R' Widerstandsbelag pro km
 l Leitungslänge
 U_n Netznominalspannung
 S über alle n parallelen Systeme übertragene Gesamtleistung

Die Verluste und insbesondere die stromabhängigen Verluste spielen eine zentrale Rolle bei der Dimensionierung einer Leitung, da sie über die zulässige Leitertemperatur die thermische Grenzleistung der Freileitung oder des Kabels bestimmen.

Bei Freileitungen wird die Verlustwärme über die Luft wesentlich besser als bei Kabeln über das Erdreich abgeführt. Folglich lassen Freileitungen prinzipiell höhere Verluste als Kabel zu und werden so dimensioniert, dass ein Minimum aus Investitions- und Betriebskosten entsteht. Bei Kabeln muss man dagegen von vornherein darauf achten, dass die Verluste möglichst klein bleiben, um eine möglichst große thermische Grenzleistung zu erreichen. 380-kV-Kabel werden deshalb mit möglichst großem Leiterquerschnitt ausgeführt und für höchste Leistungen mit Kupferleitern versehen. Der Leiterquerschnitt der Kabel ist durch die erforderliche Biegsamkeit und das Gewicht begrenzt, so dass man auch mit den heute verfügbaren größten Querschnitten nicht die thermische Grenzleistung einer 380-kV-Freileitung erreicht. Deshalb müssen, um ähnlich hohe Übertragungsleistungen zu erreichen, Kabel parallel geschaltet werden (s. Abschnitt 4.1), wodurch relativ hohe Investitionskosten, dafür aber geringere Verlustkosten entstehen (s. Kapitel 6).

Der Widerstandsbelag R' von Freileitungen und Kabeln ist temperaturabhängig. Bei Kabeln mit großem Leiterquerschnitt sind die Stromverdrängungserscheinungen (Skin- und Proximityeffekt) nicht mehr vernachlässigbar. Der Widerstandsbelag bei der Leitertemperatur ϑ ergibt sich dann aus dem Gleichstromwiderstandsbelag $R'_{=20}$ bei 20 °C und den Faktoren y_s und y_p für den Skin- und Proximity-Effekt nach der Beziehung /5/:

$$R'(\vartheta) = R'_{=20} [1 + \alpha_{20}(\vartheta - 20^\circ\text{C})](1 + y_s + y_p) \quad (4.4)$$

mit $\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} / \text{K}$ für Kupfer- und $\alpha_{20} = 4,03 \cdot 10^{-3} / \text{K}$ für Aluminiumleiter. Näherungsweise kann für beide Leitermaterialien mit einer Widerstandserhöhung von 4 % bei einer Temperaturerhöhung von 10 K gegenüber 20 °C gerechnet werden.

Die Schirm- und Bewehrungsverluste beim Kabel werden durch einen Zusatzwiderstand $\Delta R'$ zu $R'(\vartheta)$ berücksichtigt, womit sich für den wirksamen Widerstandsbelag ergibt:

$$R'_w(\vartheta) = R'(\vartheta) + \Delta R' = R'_{=20} [1 + \alpha_{20}(\vartheta - 20^\circ\text{C})](1 + y_s + y_p) + \Delta R' \quad (4.5)$$

Durch das im Abschnitt 3.2 beschriebene zyklische Auskreuzen der Schirme (Cross-Bonding) und ggf. auch der Leiter lassen sich die Schirmverluste und damit der Zusatzwiderstand auf einen Anteil von weniger als 2 % am gesamten Widerstand reduzieren. Der Reduzierung der Schirmverluste steht der Investitionsaufwand für die Cross-Bonding-Anlage gegenüber.

Zusätzliche Verluste treten bei Kabelanlagen mit Blindleistungskompensation auf. Bei 380-kV-Kabeln ist Blindleistungskompensation bereits ab etwa 20 km Länge, bei parallelen Kabeln ggf. auch schon bei kürzeren Längen erforderlich. In den dafür eingesetzten Blindleistungskompensationsspulen entstehen Verluste durch deren ohmsche Widerstände. Da die

(oder einzelne Spulen) ständig eingeschaltet sind, treten die Kompensationsverluste wie die spannungsabhängigen Verluste ständig auf.

Die folgende Tabelle 4.3 und das folgende Bild 4.5 geben eine Vorstellung von der Größenordnung der Verluste bei den 380-kV-Freileitungen und -kabeln verschiedenen Leiterquerschnitts. Die Abhängigkeit der Gesamtverluste von der Übertragungsleistung für die Freileitung und Kabel in Bild 4.5 zeigt, dass im Schwachlastbereich die Kabelverluste aufgrund der höheren spannungsabhängigen Leerlaufverluste größer als die der Freileitung sind. Das Bild 4.5 veranschaulicht zugleich, dass für die Bewertung der jährlichen Verlustleistung der zeitliche Verlauf der Übertragungsleistung herangezogen werden muss (s. Abschnitt 6.3).

Tabelle 4.3. Leitungsverluste pro System und km in kW/km (Leitungsparameter nach Tabelle 4.1)

Leitungstyp	spannungsabhängige Verluste P'_{VU}	stromabhängige Verluste ¹⁾ P'_{VI}	Gesamtverluste ¹⁾ $P'_V = P'_{VU} + P'_{VI}$
Freileitung 4×265/35 Al/St	2,455	204,294	206,748
Freileitung 4×550/70 Al/St	2,455	99,030	101,485
Kabel 1600 mm ² Cu	9,299	91,413	100,712
Kabel 2000 mm ² Cu	10,368	75,485	85,853
Kabel 2500 mm ² Cu	11,162	63,989	75,151

¹⁾ bei $S = 1000$ MVA Übertragungsleistung

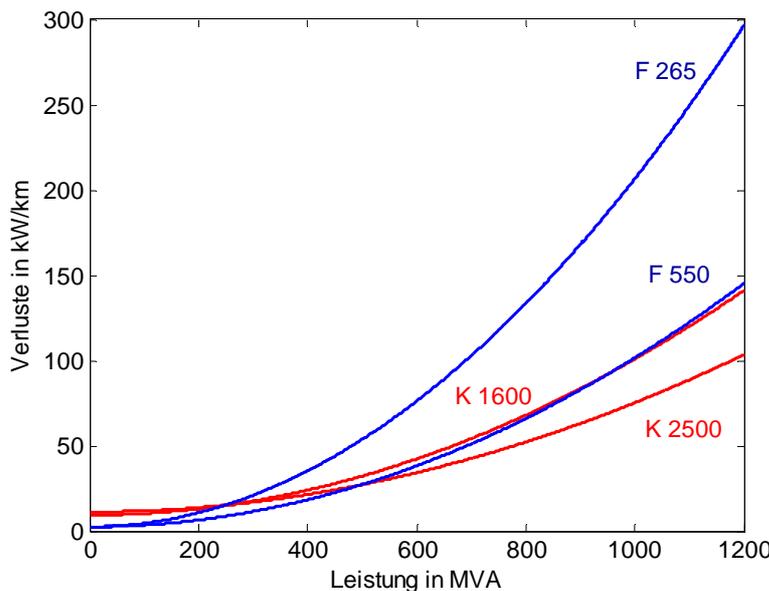


Bild 4.5a. Gesamtverluste pro km und System für die Freileitungen 4×550/70 Al/St und 4×265/35 Al/St sowie die Kabel mit 1600 mm² und 2500 mm² Leiterquerschnitt mit den Parametern nach Tabelle 4.1 in Abhängigkeit von der übertragenen Leistung bei 380 kV

Für die Doppelfreileitungen mit der gleichen Leistung pro System verdoppeln sich die Verluste (Bild 4.5b gegenüber dem Verlauf in Bild 4.5a. Werden an deren Stelle 4 Kabelsysteme eingesetzt, so entstehen die vierfachen Leerlaufverluste und nur die halben stromabhängigen Verluste gegenüber Bild 4.5a, so dass die Verlustkurven der Kabel insgesamt flacher verlaufen, worauf im Abschnitt 6.3 noch einmal zurück gekommen wird.

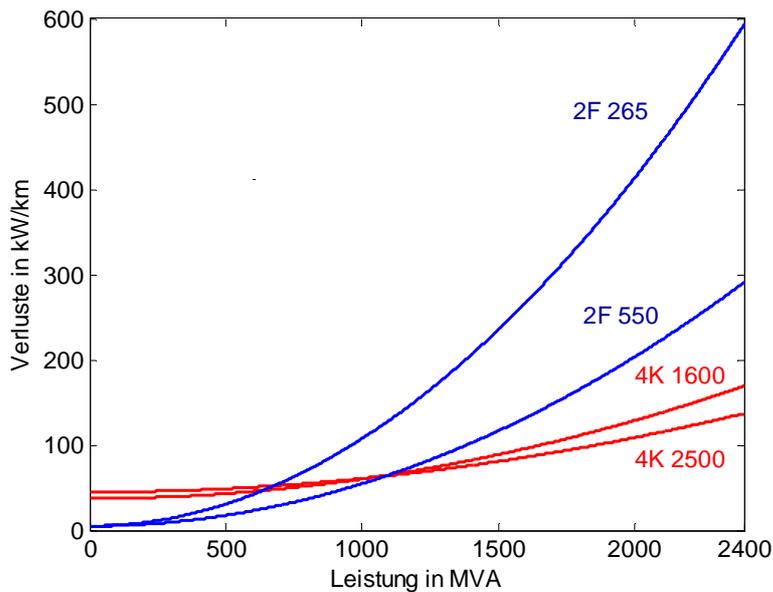


Bild 4.5b. Gesamtverluste pro km für 2 Systeme Freileitungen 4×550/70 Al/St und 4×265/35 Al/St sowie 4 Systeme Kabel mit 1600 mm² und 2500 mm² Leiterquerschnitt mit den Parametern nach Tabelle 4.1 in Abhängigkeit von der übertragenen Leistung bei 380 kV

4.3 Blindleistungsbedarf

Die zum Aufbau der elektrischen und magnetischen Felder der Leitung benötigte Leistung wird als Blindleistung bezeichnet. Sie beeinträchtigt die Übertragungsfähigkeit, indem sie die Leitung zusätzlich belastet und dabei zusätzliche Verluste verursacht.

Wie bei den Verlusten gibt es einen spannungsabhängigen, mit dem Quadrat der Spannung wachsenden Anteil und einen stromabhängigen, mit dem Quadrat des Stromes bzw. der Leistung wachsenden Anteil der Blindleistung. Die spannungsabhängige Blindleistung wird durch die Leitungskapazitäten verursacht und deshalb auch als kapazitive Blindleistung bezeichnet. Sie ergibt sich pro Drehstromsystem aus der Beziehung:

$$Q_C = \omega \cdot C' \cdot l \cdot U_n^2 \tag{4.6}$$

Die stromabhängige Blindleistung entsteht durch die Leitungsinduktivitäten und wird deshalb auch induktive Blindleistung genannt. Man berechnet sie pro Drehstromsystem aus:

$$Q_L = \omega \cdot L' \cdot l \cdot \frac{S^2}{U_n^2} \tag{4.7}$$

Die gesamte Blindleistung einer Leitung ergibt sich aus der vorzeichenbehafteten Überlagerung der beiden Anteile:

$$Q = Q_L - Q_C \tag{4.8}$$

Die Bilder 4.6a und 4.6b zeigen den stark unterschiedlichen Verlauf der gesamten Blindleistung von 380-kV-Freileitungen und -Kabeln in Abhängigkeit von der übertragenen Leistung und der Anzahl der parallelen Systeme. Die kapazitive Blindleistung tritt mit dem Einschalten der Leitung auf und bleibt (bei konstanter Spannung) in gleicher Höhe im gesamten Betriebsbereich konstant. Man spricht deshalb bei der kapazitiven Blindleistung auch von der Ladeleistung (die Leitung wird geladen). Die Ladeleistung ist bei Kabeln aufgrund der vielfach

höheren Kapazität auch entsprechend größer als bei Freileitungen (vgl. die Größenordnung der Kapazitäten in Tabelle 4.1). Bei 4 Kabelsystemen von 7,3 km Länge beträgt die Ladeleistung immerhin $44,62 \times 7,3 = 325,7$ Mvar (!).

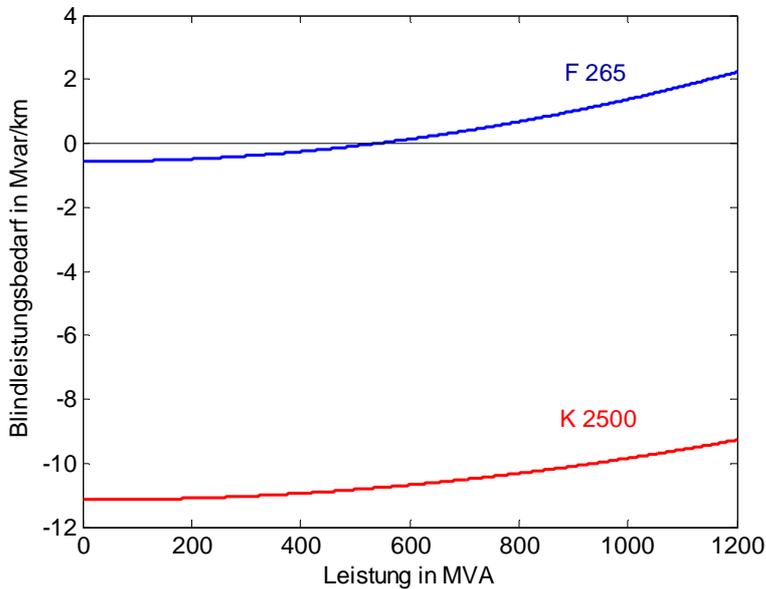


Bild 4.6a. Blindleistungsbedarf für die Freileitung 4×265/35 Al/St und das Kabel mit 2500 mm² Leiterquerschnitt pro km und System mit den Parametern nach Tabelle 4.1 in Abhängigkeit von der übertragenen Leistung bei 380 kV

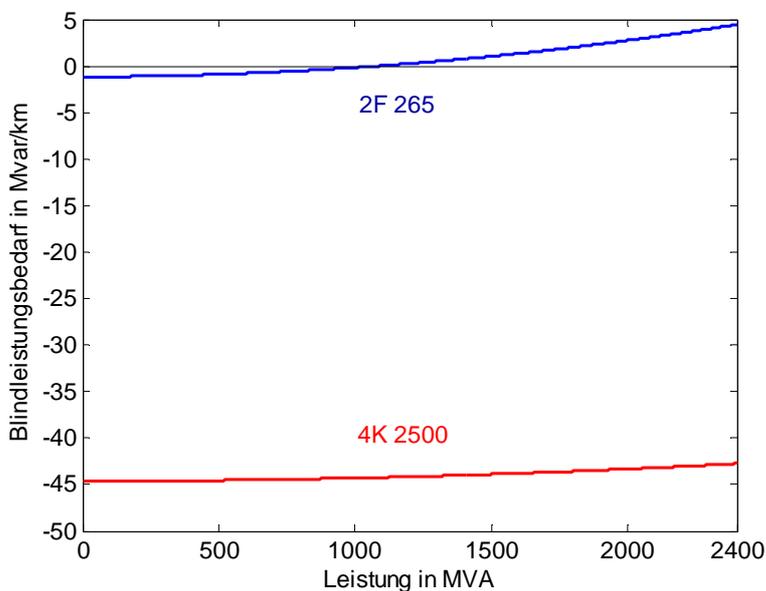


Bild 4.6b. Blindleistungsbedarf für 2 Systeme Freileitung 4×265/35 Al/St und 4 Systeme Kabel mit 2500 mm² Leiterquerschnitt pro km mit den Parametern nach Tabelle 4.1 in Abhängigkeit von der übertragenen Leistung bei 380 kV

Mit wachsender Übertragungsleistung steigt der induktive Blindleistungsbedarf quadratisch an und überlagert sich dem kapazitiven Anteil. Während es bei der Freileitung bei einer bestimmten Übertragungsleistung zum Ausgleich der kapazitiven und induktiven Blindleistung

$Q_L = Q_C$, d. h. $Q = 0$) kommt, überwiegt beim Kabel im gesamten Betriebsbereich die kapazitive Blindleistung. Die Übertragungsleistung, bei der die Leitung keine Blindleistung benötigt ist die sog. natürliche Leistung. Sie beträgt für ein Freileitungssystem 542 MW (s. Bild 4.6a) und ist eine reine Wirkleistung.

Der Betrieb mit der natürlichen Leistung wird natürlicher Betrieb genannt. Im natürlichen Betrieb ist der Spannungsabfall längs der Leitung am kleinsten (nahezu Null). Deshalb und wegen der ausgeglichenen Blindleistungsbilanz (es muss keine Blindleistung vom Netz oder Generator bereitgestellt und verbunden mit Verlusten transportiert werden) ist der natürliche Betriebszustand aus technischer, nicht aber aus wirtschaftlicher Sicht der ideale Betriebszustand einer Leitung.

Freileitungen können aufgrund der guten Abführung der Verlustwärme im Gegensatz zum Kabel auch weit über die natürlichen Leistung hinaus betrieben werden (die thermische Grenzleistung der Freileitungen beträgt etwa das Dreifache ihrer natürlichen Leistung), so dass der wirtschaftliche Betriebsbereich der Freileitung oberhalb der natürlichen Leistung liegt, wobei man in Kauf nimmt, dass mit zunehmender Leistung die induktive Blindleistung, der Spannungsabfall und die Verluste zunehmen.

Die thermische Grenzleistung der natürlich gekühlten Kabel liegt dagegen weit unterhalb der natürlichen Leistung. Um Kabel mit der natürlichen Leistung betreiben zu können, müssten sie wegen der dann auftretenden hohen Übertragungsströme intensiv gekühlt werden. Wegen des hohen technischen Aufwands verzichtet man jedoch möglichst auf eine künstliche Kühlung und verlegt dafür lieber ein paralleles natürlich gekühltes Kabelsystem.

Im unternatürlichen Betrieb (im Betrieb unterhalb der natürlichen Leistung) nehmen Kabel stets kapazitive Blindleistung auf (s. Bild 4.6). Die damit verbundenen kapazitiven Ladeströme

$$I_C = \omega \cdot C' \cdot l \cdot U_n / \sqrt{3} \tag{4.7}$$

werden mit wachsender Übertragungsleistung nur teilweise durch die induktive Blindleistung kompensiert. Sie überlagern sich den Betriebsströmen und schränken bei längeren Kabelstrecken die Übertragungsfähigkeit der Kabel ein (Bild 4.7). Dieser generelle Nachteil der Kabel wirkt sich insbesondere bei 380-kV-Kabeln mit Längen von mehr als 10 bis 15 km aus. Längere Höchstspannungskabelstrecken müssen deshalb mit Blindleistungskompensationsspulen betrieben werden.

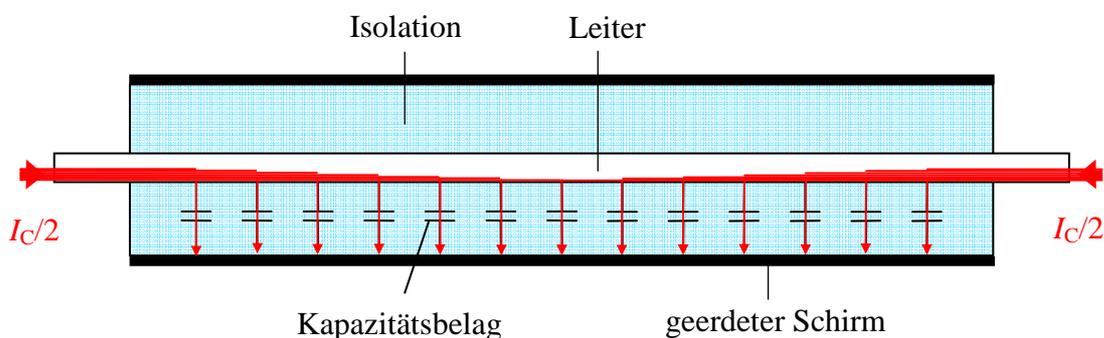


Bild 4.7. Belastung des Kabelleiters durch den kapazitiven Ladestrom I_C

Die folgende Tabelle zeigt noch einmal die Größenverhältnisse der Blindleistungsanteile und der gesamten Blindleistung für die Freileitungen und Kabel wie sie beim vorliegenden Leitungsbauprojekt zum Einsatz kommen würden oder könnten.

Tabelle 4.4. Blindleistungsbedarf pro System und km in kvar/km (Parameter nach Tabelle 4.1)

Leitungstyp	kapazitiver Blindleistungsbedarf Q_C'	induktiver Blindleistungsbedarf Q_L' ¹⁾	gesamter Blindleistungsbedarf $Q_L' - Q_C'$ ¹⁾
Freileitung 4×265/35 Al/St	571,6	1946,0	1374,4
Freileitung 4×550/70 Al/St	562,5	1980,1	1418,1
Kabel 1600 mm ² Cu	9304,3	1405,8	- 7898,5
Kabel 2000 mm ² Cu	10361,3	1357,3	- 9004,0
Kabel 2500 mm ² Cu	11155,2	1301,9	- 9853,2

¹⁾ bei $S = 1000$ MVA Übertragungsleistung

4.4 Verhalten bei Betriebsstörungen

In den Netzen der elektrischen Energieversorgung treten durch Schaltvorgänge und Blitzeinschläge Überspannungen auf, die die Isolierung der Leitungen und anderen Betriebsmittel besonders beanspruchen. Da es wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, die Leitungen und Betriebsmittel so auszulegen, dass sie jeder Überspannung standhalten, sind sie durch Überspannungsableiter zu schützen. Zur Vermeidung von Blitzeinschlägen auf Freileitungen werden diese mit Erdseilen, die wie Blitzableiter wirken, auf der Mastspitze ausgerüstet. Dennoch lässt es sich nicht in jedem Fall vermeiden, dass es zu einem Isolationsdurchschlag kommt. Dieser kann bei Freileitungen auch durch sich mit der Zeit bildenden Fremdschichtbelägen auf den Isolatoren oder durch Raureif, Baumwuchs oder Vögel eingeleitet werden.

Kabel sind von Blitzeinschlägen zwar nicht direkt betroffen, aber ein Blitzeinschlag auf einer Freileitung mit Teil- oder Zwischenverkabelung verursacht eine in das Kabel einlaufende Spannungswelle mit steiler Stirn, die sich innerhalb des Kabels durch Mehrfachreflexionen an den Kabelenden so aufschaukeln kann, dass es zu einem Isolationsdurchschlag kommt. Weitere Ursachen für einen Durchschlag bei Kabeln können Unreinheiten oder Fehlstellen im Isolationsmaterial, eingedrungenes Wasser, Abnahme der Isolationsfestigkeit durch Alterungserscheinungen (s. Abschnitt 4.5) oder äußere mechanische Einwirkungen sein. In das Fehlergeschehen der Kabelanlagen sind auch die Muffen und Endverschlüsse einzubeziehen.

Isolationsdurchschläge im 380-kV-Netz führen aufgrund der Erdungsverhältnisse immer zu Kurzschlüssen mit großen Strömen, die mit hohen thermischen und dynamischen Beanspruchungen der Leitungen und anderen Betriebsmittel verbunden sind. Zum Schutz vor unzulässigen Beanspruchungen durch Kurzschlussströme oder längere Überlastung werden Hochspannungsleitungen mit redundanten Schutzsystemen ausgerüstet. Im 380-kV-Freileitungsnetz besteht der Hauptschutz aus dem sog. Distanzschutz. Der Name rührt daher, dass der Distanzschutz auch Rückschlüsse den Kurzschlussort zulässt und so eine schnelle Fehlerortung unterstützt. Eine weitere Besonderheit des Distanzschutzes ist die sog. Kurzunterbrechung (KU)¹⁾. Kurzschlüsse auf Freileitungen bilden sich in der Mehrzahl als einpolige Lichtbogenkurzschlüsse aus, die durch kurzzeitiges beidseitiges Öffnen der Leistungsschalter zum Verlöschen gebracht werden können. In der stromlosen Pause (einige 100 Millisekunden) regeneriert sich die Luft an der Durchschlagstelle und die Leitung ist nach dem Wiedereinschalten wieder voll betriebsfähig. Man spricht deshalb bei der Freileitung auch von einer selbstheilenden Isolierung. Durch die kurze einpolige Unterbrechung kommt es zu keiner merklichen Beeinträchtigung der Leistungsübertragung. Nur in Ausnahmefällen handelt es sich bei den Kurzschlüssen im Freileitungsnetz um Kurzschlüsse, die nach der stromlosen Pause weiter bestehen. In diesem Fall veranlasst der Distanzschutz nach der erfolglosen Kurzunterbrechung die beidseitige dreipolige Leitungsabschaltung.

¹⁾ neuerdings auch als automatische Wiedereinschaltung (AWE) bezeichnet

Da Kurzschlüsse in Kabeln immer zu Schäden (das Kabel platzt an der Kurzschlussstelle auf, s. Bild 4.8) führen, die eine sofortige Abschaltung erfordern, ist die Kurzunterbrechung bei Kabeln nicht sinnvoll.



Bild 4.8. Zerstörung eines Kabels an der Kurzschlussstelle /2/

Bei Freileitungen mit Teilverkabelungen hängt die Anwendung der Kurzunterbrechung von der zulässigen Kabelerwärmung während der Kurzschlusszeiten (Zeit bis zur ersten Abschaltung plus Zeitdauer vom erneuten Zuschalten bis zur definitiven Abschaltung bei erfolgloser KU) ab. Bei großen Kabelquerschnitten ist die Zunahme der Kabelerwärmung in dieser Zeitspanne (einige 100 ms) so unbedeutend, so dass keine Bedenken gegen eine KU bestehen.

Es ist aber auch denkbar, die Kabelabschnitte gesondert zu schützen. In Frage kommt hierfür ein sog. Differentialschutz. Der Differentialschutz vergleicht die Ströme am Anfang und Ende des Kabels. Im fehlerfreien Zustand sind die Ströme am Anfang und Ende nahezu gleich, während bei einem Kurzschluss eine deutliche Stromdifferenz auftritt, die zur sofortigen Abschaltung führt. Um die Ströme an beiden Kabelenden vergleichen zu können, müssen die Messwerte redundant über Lichtwellenleiter dem Differentialschutz zugeführt werden.

Zur Temperaturüberwachung können heute bei allen Leitungsarten Monitoringsysteme eingesetzt werden. Bei Hochleistungskabeln ist zur Vermeidung vorzeitiger Alterung durch lokale Übererwärmung eine Online-Überwachung der axialen Temperaturverteilung mit Lichtwellenleitern sinnvoll. Der Lichtwellenleiter kann in den Drahtschirm integriert werden. Die Messgenauigkeit liegt bei ± 1 °C auf einer Messstrecke von 10...15 km. In Verbindung mit intelligenter Software kann das Monitoringsystem im Fall der temporären Überlastung die zulässige Dauer der Überlastung prognostizieren /3, 5/. VPE-Kabel werden heute längs- und querwasserdicht ausgeführt, so dass die gefürchteten Wasserbäumchen, die schließlich zum Durchschlag führen, nicht auftreten können. Eine zusätzliche Feuchtigkeitsüberwachung ist mit geringem Aufwand möglich. Dazu wird ein Schirmdraht durch einen Widerstandsdraht (Sensordraht) ersetzt. Der Widerstandsdraht ist mit einer wasserdurchlässigen Umhüllung versehen. Beim Eindringen von Wasser bildet sich an der Eindringstelle ein Kurzschluss mit den anderen Schirmdrähten aus. Aus den sich dann einstellenden Widerstandsverhältnissen kann die Eindringstelle ermittelt werden.

Jede Kabellieferlänge und die Garnituren werden im Rahmen einer Stückprüfung auch einer Teilentladungsprüfung unterzogen. Eine Online-Teilentladungsüberwachung ist derzeit nur an den Muffen möglich /3, 6/.

4.5 Verfügbarkeit und Lebensdauer

Ein Netz gilt als hinreichend zuverlässig, wenn es das (n-1)-Kriterium erfüllt. Das (n-1)-Kriterium fordert, dass der Ausfall eines beliebigen der n Betriebsmittel nicht zu Überlastungen der verbleibenden Betriebsmittel und nicht zu unzulässigen Spannungsänderungen führen darf. Die Einhaltung des (n-1)-Kriterium ist nur bei ausreichender Redundanz möglich. Redundanz bedeutet zugleich, dass nicht alle Leitungen (und Netztransformatoren) vollständig ausgelastet sein dürfen.

Der Ausfall von Betriebsmitteln kann deterministische Ursachen (z.B. betriebsbedingte Abschaltung für Wartungszwecke) oder störungsbedingte Ursachen (z.B. Kurzschlüsse) haben. Die störungsbedingten Ursachen sind zufällig und lassen sich deshalb auch nur mit statistischen Kenngrößen beschreiben und bewerten. Das zufällige Ausfallverhalten eines Netzelementes, hier der Leitung einschließlich der Leistungsschalter, Trennschalter und Messwandler, wird durch die Ausfallrate λ und die mittlere Aus-Dauer charakterisiert /6/. Aus dem Kehrwert der mittleren Aus-Dauer ergibt sich die Instandsetzungsrate μ . Die Anzahl der zufallsbedingten Ausfälle von Betriebsmitteln wird in der VDN-Störungsstatistik (früher VDEW-Störungsstatistik) erfasst. Sind λ und μ bekannt, so berechnet sich die Verfügbarkeit (Wahrscheinlichkeit dafür, dass sich die Leitung im Betrieb befindet) aus:

$$V = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \tag{4.8}$$

Die Nichtverfügbarkeit (Wahrscheinlichkeit dafür, dass sich die Leitung im Aus-Zustand befindet) ist das Komplement der Verfügbarkeit:

$$Q = 1 - V = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \tag{4.9}$$

Anschaulicher ist die Zeitdauer der Nichtverfügbarkeit bezogen auf ein Jahr (gelegentlich fälschlich auch als Verfügbarkeit bezeichnet):

$$Q' = Q \cdot \frac{8760\text{h}}{1\text{a}} \tag{4.10}$$

Die Störungsstatistik weist für die Jahre 1994 bis 2001 für die 380-kV-Freileitung eine Ausfallrate (Ausfallhäufigkeit) von 0,00353 pro km und Jahr und eine mittlere Aus-Dauer von 2,94 h aus /7/. Für die 380-kV-VPE-Kabel liegen aufgrund des seltenen Einsatzes und dann nur kurzer Strecken bisher keine verwertbaren statistischen Daten vor. Für Kabel in der 110-kV-Ebene, in der teilweise auch VPE-Kabel eingesetzt sind, beträgt die Ausfallrate 0,00657 pro km und Jahr bei einer mittleren Ausdauer von 68,2 h /8/.

Die Aus-Dauer (Zeit von Kurzschlussabschaltung bis zur Wiederinbetriebnahme) dürfte bei 380-kV-Kabeln deutlich über der für 110-kV-liegen. Man rechnet je nach Schaden und Zugängigkeit der Schadenstelle mit mehreren Tagen oder sogar Wochen, während die meisten Freileitungsschäden innerhalb eines Tages behoben werden können. Die Reparaturzeit der Kabel hängt auch davon ab, ob ein Stück Reservekabel vorhanden ist oder nicht. Anhand der gut abschätzbaren Reparaturdauern von Freileitungen und Kabeln lässt sich auf die zulässige Ausfallrate des Kabels bei Voraussetzung einer mindestens so großen Verfügbarkeit wie für die Freileitung schließen. Nach Gl. (4.9) gilt für das Verhältnis der Nichtverfügbarkeiten von Freileitung und Kabel:

$$\frac{Q_F}{Q_K} = \frac{\lambda_F}{\mu_F + \lambda_F} \cdot \frac{\mu_K + \lambda_K}{\lambda_K} \approx \frac{\lambda_F}{\lambda_K} \cdot \frac{\mu_K}{\mu_F} \tag{4.11}$$

Für $V_K = V_F$ ist auch $Q_K = Q_F$, so dass aus Gl. (4.11) folgt

$$\frac{\lambda_K}{\lambda_F} = \frac{\mu_K}{\mu_F} = \frac{T_F}{T_K} \tag{4.12}$$

Danach muss für gleiche Verfügbarkeit die Ausfallrate des Kabels mindestens eine Größenordnung kleiner als die der Freileitung sein.

Die *zeitorientierte* Bewertung der Verfügbarkeit nach den Gln. (4.8) bis (4.10) hat den generellen Nachteil, dass einzelne, für die Betriebssicherheit aber relevante Ereignisse darin untergehen. So erfahren beispielsweise 100 Ereignisse mit einer Aus-Dauer von je 1 Stunde die gleiche Bewertung wie *ein* Ereignis mit einer Aus-Dauer von 100 h. Dieses eine Ereignis kann beispielsweise der Ausfall eines Kabelsystems sein. In diesem Fall interessiert den Netzbetreiber aber nicht der statistische Wert der Nichtverfügbarkeit, sondern das Einzelereignis und insbesondere die Frage, wie lange es dauert bis die Leitung wieder betriebsbereit ist. Zuverlässigkeitsbewertungen von Leitungen sollten deshalb auch *ereignisorientiert* erfolgen, wobei insbesondere die Reparaturdauer ein wichtiges Kriterium darstellt.

Bei Freileitungen rechnet man mit Lebensdauern von 80 Jahren und mehr, wobei nach etwa der Hälfte der Lebensdauer ein Auswechseln der Seile erforderlich sein kann. Die Lebensdauer der VPE-Kabel wird ausgehend von den Erfahrungen in der 110-kV-Ebene mit 40 Jahren veranschlagt, obgleich für die 380-kV-Ebene noch keine Langzeiterfahrungen vorliegen. Die Lebensdauer der Kabel wird insbesondere durch die Langzeitfestigkeit der VPE-Isolierung bestimmt. Längere Überlastungen und Kurzschlüsse mit Überschreitungen der Grenztemperatur wirken im Gegensatz zur Freileitung Lebensdauer verringern.

Die elektrische Alterung äußert sich in einer abnehmenden elektrischen Beanspruchbarkeit (durch die elektrische Feldstärke) bzw. in einer abnehmenden elektrischen Belastbarkeit (durch die elektrische Spannung). Man spricht von einer spannungsbedingten elektrischen Alterung des Kabels. Den Zusammenhang zwischen der zulässigen Spannungsbelastung (Durchschlagspannung) und der Lebensdauer beschreibt die Lebensdauerkennlinie /9/:

$$u = k \cdot t^{-\frac{1}{n}} \tag{4.13}$$

Dabei ist n der Lebensdauerexponent und k der Lageparameter. Der Lebensdauerexponent kennzeichnet die Alterung der Isolierung. Zusätzlich erfolgt auch ein thermisches Altern des Kabels, dies wird jedoch bei diesem Ansatz nicht berücksichtigt. Kleines n bedeutet schnelle Alterung (hoher Lebensdauerverbrauch). Eine Isolierung mit $n = \infty$ würde nicht altern. Luft- und SF₆-Isolierungen haben einen sehr hohen Lebensdauerexponent und altern praktisch nicht. Für VPE rechnet man mit $n \geq 9$ /10/. Höhere Leitertemperaturen führen zu kleineren n -Werten.

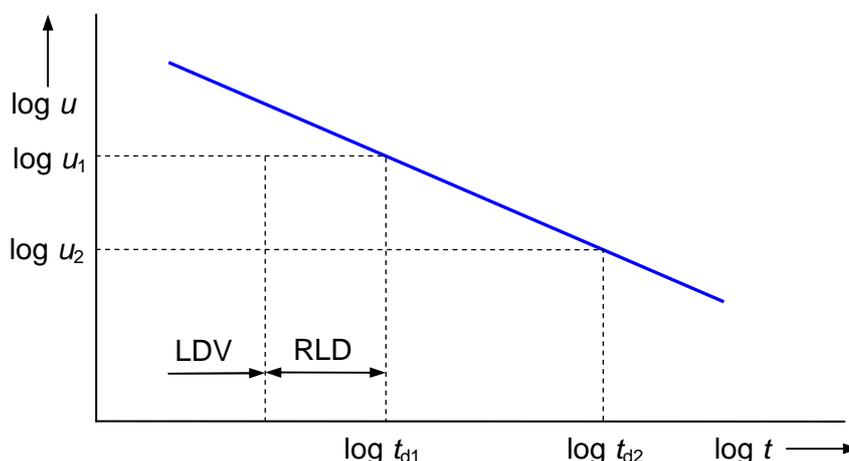


Bild 4.9. Lebensdauerkennlinie von Kabeln mit VPE-Isolierung nach Gl. (4.14)

Im doppelt logarithmischen Maßstab ergibt sich für die Lebensdauerkennlinie eine fallende Gerade (Bild 4.9):

$$\log u = \log k - \frac{1}{n} \log t \quad (4.14)$$

Das durch Gl. (4.14) beschriebene LebensdauerGesetz erlaubt es, ausgehend von einer bestimmten, zunächst konstant angenommenen Spannungsbelastung u_1 während einer bestimmten Zeit $t_{b1} \leq t_{d1}$ (t_{d1} Durchschlagszeit für u_1) auf die Lebensdauer t_{d2} bei Belastung mit einer geringeren Spannung u_2 zu schließen (s. Bild 4.9):

$$\frac{t_{d2}}{t_{d1}} = \left(\frac{u_1}{u_2} \right)^n \quad (4.15)$$

Das Maß für die Alterung ist der Lebensdauerverbrauch (LDV). Die Restlebensdauer (RLD) ergibt sich aus:

$$RLD = t_d - t_b = t_d \left(1 - \frac{t_b}{t_d} \right) = t_d (1 - LDV) \quad (4.16)$$

Folglich gilt für den relativen Lebensdauerverbrauch:

$$LDV = \frac{t_b}{t_d} \quad (4.17)$$

Normalerweise setzt sich die Spannungsbelastung des Kabels aus unterschiedlichen Spannungen (Betriebsspannung, Schaltüberspannung und Blitzüberspannung) u_i während einzelner Zeitabschnitte Δt_i zusammen. Der LDV während der Belastungsdauer $t_b = \sum \Delta t_i$ berechnet sich dann aus:

$$LDV = \sum_{t_b} \frac{\Delta t_i}{t_{di}(u_i)} \quad (4.18)$$

wobei t_{di} die zu u_i laut LebensdauerGesetz gehörende Durchschlagszeit ist.

Bei sehr feiner Einteilung der Zeitabschnitte Δt_i geht die Gl. (4.18) in eine Integralgleichung für einen beliebigen zeitlichen Verlauf der Spannungsbelastung über:

$$LDV = \int_0^{t_b} \frac{dt}{t_d(u(t))} = \int_0^{t_b} \frac{dt}{\left(\frac{k}{u(t)} \right)^n} = \frac{t_b}{\left(\frac{k}{u^*} \right)^n} \quad (4.19)$$

In Gl. (4.19) wurde mit u^* eine resultierende konstante Spannungsbelastung, die in der Belastungszeit t_b die gleiche Lebensdauer wie die zeitabhängige Spannungsbelastung $u(t)$ verbraucht (gleicher LDV) eingeführt. Sie wird als effektive Spannungsbelastung bezeichnet und berechnet sich aus dem Ansatz in Gl. (4.19) zu:

$$u^* = \sqrt[n]{\frac{1}{t_b} \int_0^{t_b} u^n(t) dt} \quad (4.20)$$

Normalerweise ist die Isolierung einer Mischbelastung aus der sinusförmigen Betriebsspannung, Blitzüberspannung und Schaltüberspannung ausgesetzt. Die resultierende effektive Spannungsbelastung setzt sich dann aus der Überlagerung der jeweiligen nach Gl. (4.20) zu berechnenden Anteile zusammen.

Bei bekannter Vorbelastung u^* (z. B. durch einen Dauertest) kann anhand der Lebensdauer-kennlinie auf die Lebensdauer oder bei geforderter Lebensdauer auf die zulässige resultierende Mischbelastung u^* geschlossen werden.

An Wartungsarbeiten fallen bei der Freileitung die Inspektion, Freihaltung der Trasse von Bewuchs und alle 25 bis 30 Jahre eine neue Mastbeschichtung an.

Bei Kabeln sind in regelmäßigen Abständen die Endverschlüsse und Überspannungsableiter und bei Kabeln mit Cross-Bonding auch die Cross-Bonding-Kästen zu inspizieren. Bei installiertem Temperatur-Monitoringsystem ist dessen Betriebsbereitschaft zu überwachen. Die gesamte Kabeltrasse ist von tief wurzelnden Pflanzen frei zu halten.

5 Umweltrelevante Eigenschaften von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln

5.1 Bauliche Maßnahmen bei der Errichtung von 380-kV-Freileitungen

Die baulichen Maßnahmen für die Freileitung bleiben auf die Maststandorte beschränkt. Die Mastgründungen werden je nach Bodenbeschaffenheit und Mastform als Plattenfundamente, Pfahlgründungen und bei schwierigen Bodenverhältnissen als Stufenfundamente ausgeführt. Für die geplante Freileitung Bl. 4571 sind aufgrund der Bodenverhältnisse Plattenfundamente aus Stahlbeton nach Bild 5.1 vorgesehen. Die vier Maststiele werden in der Fundamentplatte verankert und bis über die Erdoberkante mit Beton ummantelt. Die Abmessungen der quadratischen Fundamentplatten betragen bis auf wenige Ausnahmen 10×10 m bei einer Dicke von 1,2 m (Bild 5.1). Die Fundamente werden vor Ort aus Fertigbeton gegossen und nach dem Abbinden mit originalem Bodenaushub in einer Höhe von mindestens 80 cm überdeckt. Der überschüssige Bodenaushub muss abtransportiert und sachgerecht gelagert oder anderweitig verwendet werden.

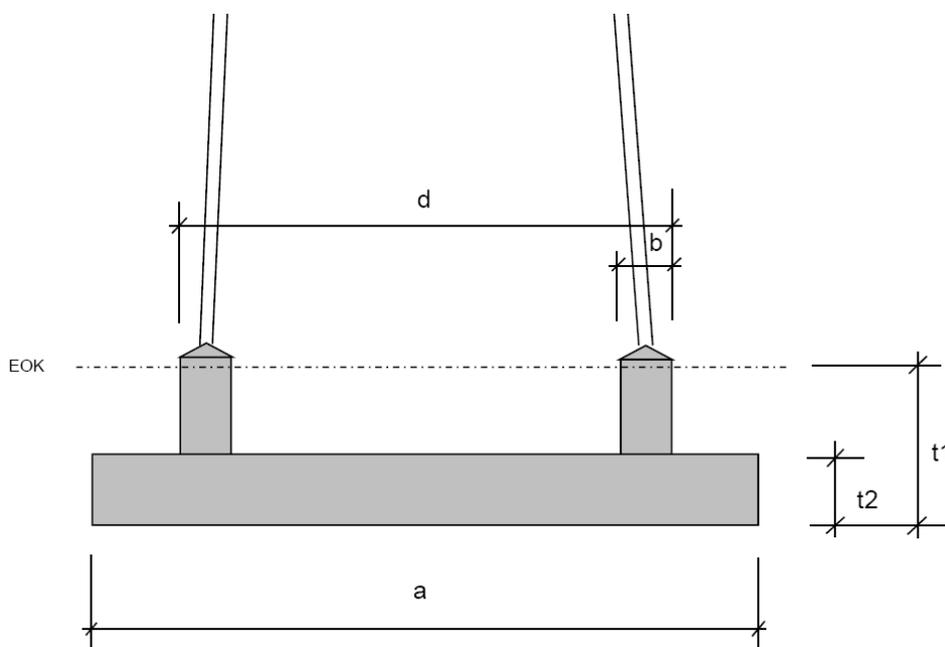


Bild 5.1. Prinzipzeichnung der Plattenfundamente /1, Anlage 5/

Die Stahlgittermaste werden in Einzelteilen geliefert und vor Ort am Boden zu Segmenten (Schüssen) montiert. Die einzelnen Segmente werden dann mit Hilfe eines Autokrans übereinander gestellt, bei schwierigem Gelände auch gestockt.

Für den Zugang und Materialtransport zu den Maststandorten sind, sofern sie nicht unmittelbar an Straßen oder Wegen liegen, vorübergehend Bauwege von etwa 4 m Breite, die ggf. durch Bohlen oder Bauplatten befestigt werden, erforderlich. Die bauzeitliche Arbeitsfläche am Maststandort beträgt etwa 50×50 m.

Die Freileitungsseile werden auf Spulen in Längen von etwa 3000 m angeliefert. Um die Seile anzubringen, werden an jedem Mast Seilrollen befestigt, durch die zunächst leichtere Vorseile und dann das Zugseil geführt werden. Mittels einer Seilwinde werden dann die vier Leiterseile eines Bündels zwischen zwei Abspann- oder Winkelabspannmasten gleichzeitig von den

Spulen auf die Maste gezogen, wobei die Spulen mit einer Bremse versehen sind. Die Seile dürfen dabei nicht mit dem Boden in Berührung kommen, damit keine Verschmutzungen und Aufrauungen, die zu verstärkten Koronageräuschen (s. Abschnitt 5.4) führen können, entstehen. Die einzelnen Seillängen werden durch Backenstromklemmen aneinandergefügt. Nach dem Seilzug erfolgt noch das Einregulieren des Durchhanges. Die Montage der Abstandshalter wird von einem Leitungsfahrgewagen aus durchgeführt. Für die Errichtung eines Freileitungsmastes auf dem fertigen Fundament kann man einen Tag veranschlagen.

5.2 Bauliche Maßnahmen bei der Errichtung von 380-kV-Kabelanlagen

Die Legung der Kabel verläuft größtenteils im offenen Graben. Lediglich die Querung von Bundesautobahnen, Bahngleisen sowie größeren Wasserwegen erfolgt wird mit Hilfe des Horizontalbohrverfahrens, bei dem zunächst Rohre unter dem zu querenden Objekt hindurchgepresst oder gebohrt werden, in die später die Kabel eingezogen werden. Im Bereich der Querungen müssen die Kabelabstände aus baulichen und thermischen Gründen entsprechend vergrößert werden.

Der Einzug Kabel in PVC- oder PE-Rohren mit einem Durchmesser von 25 cm hat den Vorteil, dass die Kabel zusätzlich geschützt sind und bei Schäden schneller ausgewechselt werden können. Nachteilig sind die zusätzlichen Kosten für die Rohre und eine gewisse Leistungsminderung durch die schlechtere Wärmeabführung, die zu größeren Leitermittenabständen verbunden mit höheren Tiefbaukosten führen kann. Die Verlegung in Rohre ist deshalb von Fall zu Fall zu überdenken.

Der Trockenbereich in unmittelbarer Umgebung des Kabels ist mit thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial auszufüllen. Dieses wird aus einem Kies-Sandgemisch bestimmter Körnung oder einem Sand-Zementgemisch (Magerbeton) hergestellt und muss längs der Trasse angefahren werden. Zum Schutz gegen mechanische Beschädigung der Kabel wird die Bettungsschicht mit Betonplatten oder einfach mit Maschendraht abgedeckt und außerdem werden Warnbänder verlegt. Ein Teil des Bodenaushubs wird oberhalb des Bettungsmaterials zur Rückverfüllung verwendet, der Rest kann seitlich gelagert werden oder muss entsorgt werden. Je nach Bodenbeschaffenheit und Legetiefe kann während der Bauphase eine Wasserhaltung erforderlich werden.

Das Bild 5.2 zeigt beispielhaft den Querschnitt durch einen Kabelgraben für 4 Kabelsysteme mit Abmessungen bei einem Leitermittenabstand von $a = 0,5$ und einem Mittenabstand der Systeme untereinander von jeweils 3 m bei einer Legetiefe der Kabel von 1,5 m. Der Graben hat auf der Sohle eine Breite von 11 m.

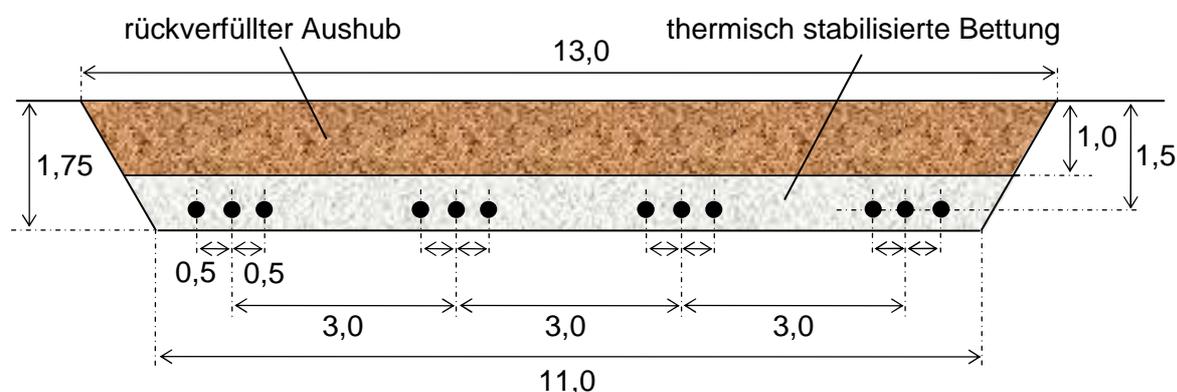


Bild 5.2. Grabenprofil für vier 380-kV-Kabelsysteme (ohne Böschung und ohne Verbau). Maße in m

Der Aushub muss mindestens 60 cm von der Böschungskante gelagert werden. Auf einer Seite der Trasse ist ein Fahrweg für schweres Gerät während der Bauphase einzurichten, so dass für die Bauphase für die 380-kV-Kabel von einer Trassenbreite von mindestens 24 m auszugehen ist.

Für das Grabenprofil in Bild 5.2 beträgt der Bodenaushub 21 m^3 pro 1 m Grabenlänge. Der Bedarf an verdichtetem thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial beläuft sich auf rund $8,6 \text{ m}^3$ pro 1 m Grabenlänge. Sowohl die Anfuhr des speziellen Bettungsmaterials als auch die Abfuhr des überschüssigen Bodenaushubs stellen einen erheblichen Transportaufwand dar.

Alternativ könnten auch zwei separate Gräben nach Bild 5.3 für jeweils zwei Kabelsysteme in Frage kommen, wobei jedoch insgesamt eine breitere Trasse und in der Bauphase ein größerer Flächenbedarf entstehen würde. Die Tiefbaukosten dürften sich für beide Varianten jedoch nicht wesentlich unterscheiden.

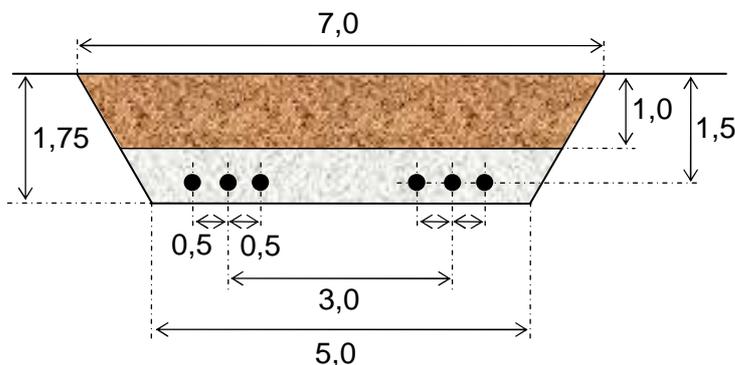


Bild 5.3 Grabenprofil für zwei Kabelsysteme (ohne Böschung und ohne Verbau). Maße in m

Die einzelnen Kabellängen werden auf Spulen auf speziellen Kabellegewagen angeliefert, von denen sie mittels einer Seilwinde in den Graben abgezogen werden. Um die zulässige Zugkraft nicht zu übersteigen, werden auf der Grabensohle etwa alle 5 m leicht laufende Kabelrollen aufgestellt, die ein Schleifen des Kabels auf dem Untergrund verhindern. An Biegungen des Trassenverlaufs werden Eckrollen angebracht.

Die Muffen werden direkt in das Bettungsmaterial gelegt oder aufwändiger und kostenintensiver in speziellen aus Beton hergestellten Muffengruben untergebracht. Die Montage der Muffen erfordert große Sorgfalt und Sauberkeit. Sie erfolgt deshalb von erfahrener Personal in Schutzzelten. Die Cross-Bonding-Kästen bestehen aus Metallguss mit den Abmessungen $70 \times 70 \times 30 \text{ cm}$ (L×B×H) und werden neben oder über den Kabeln so angebracht, dass sie einer Inspektion zugänglich sind. Die Verbindungen von den Cross-Bonding-Muffen zu den Kästen erfolgt mit Koaxialkabeln.

An den Kabelenden sind in die Endverschlüsse zu montieren. Zur Aufstellung der Endverschlüsse ist auf einem Betonfundament ein spezielles Stahlgerüst, auf dem auch die Überspannungsableiter angeordnet werden zu errichten. Zum Übergang der Kabel auf eine Freileitung ist in unmittelbarer Nähe zu den Endverschlüssen ein Portal oder ein Endmast aufzustellen. Die Anlage erfordert nach [1] einen Flächenbedarf von etwa $60 \times 80 \text{ m}$ und ist einzuzäunen und muss über eine Zufahrt erreichbar sein (s. auch die Bilder 3.5 und 3.9).

Nach Abschluss der Kabellegung erfolgt eine Mantelprüfung, um eventuelle bei der Legung entstandene Schäden aufzuspüren. Empfehlenswert, aber mit zusätzlichen Kosten verbunden ist auch eine Wechsellastprüfung. Zuletzt wird die Oberfläche längs der Trasse wieder in den Originalzustand versetzt und die Baustrasse rückgebaut. Die Trasse muss aber zu Reparatur- und Inspektionszwecken zugänglich bleiben.

5.3 Elektrische und magnetische Felder von Freileitungen und Kabeln

Bei den elektrischen und magnetischen Feldern von Freileitungen und Kabeln der elektrischen Energieversorgung handelt es sich um niederfrequente Felder mit einer Frequenz von 50 Hz.

Die magnetischen Felder werden durch bewegte Ladungen hervorgerufen, entstehen also immer dann, wenn elektrischer Strom durch die Leitung fließt. Der Betrag der Magnetfelder, die magnetische Feldstärke von Freileitung und Kabeln ist den verursachenden Strömen proportional. Anstelle der magnetischen Feldstärke ist es üblich, die zur Feldstärke proportionale magnetische Flussdichte anzugeben.

Elektrische Felder von Leitungen werden durch Ladungen hervorgerufen, die immer dann entstehen, wenn die Leitung unter Spannung gesetzt wird. Aufgrund des geerdeten Schirms weisen Kabel kein äußeres elektrisches Feld auf. Der Betrag des elektrischen Feldes, die elektrische Feldstärke der Freileitung ist der sie verursachenden Spannung proportional.

In der sechszwanzigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) /11/ sind Grenzwerte für die elektrische Feldstärke und die magnetische Flussdichte festgelegt. Für ortsfeste Niederfrequenzanlagen, wie sie die Freileitungen und Kabel darstellen, gelten die in Tabelle 5.1 wiedergegebenen Grenzwerte (Effektivwerte).

Tabelle 5.1. Grenzwerte der 26. BImSchV (Anhang 2 zu § 3) für ortsfeste Niederfrequenzanlagen

Frequenz	elektrische Feldstärke	magnetische Flussdichte
50 Hz	5 kV/m	100 µT

Nach der 26. BImSchV sind *„zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen Niederfrequenzanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass in ihrem Einwirkungsbereich in Gebäuden und auf Grundstücken, die nicht nur zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung und unter Berücksichtigung von Immissionen durch andere Niederfrequenzanlagen die im Anhang 2 bestimmten Grenzwerte der elektrischen Feldstärke und magnetischen Flussdichte nicht überschritten werden. Dabei bleiben außer Betracht*

1. *kurzzeitige Überschreitungen der in Satz 1 angegebenen Werte um nicht mehr als 100 vom Hundert, deren Dauer insgesamt nicht mehr als 5 vom Hundert eines Beurteilungszeitraumes von einem Tag ausmacht.*
2. *kleinräumige Überschreitungen der in Satz 1 angegebenen Werte der elektrischen Feldstärke um nicht mehr als 100 vom Hundert außerhalb von Gebäuden, ...“*

Dem **nicht nur vorübergehenden Aufenthalt** dienen Gebäude und Grundstücke, in oder auf denen nach der bestimmungsgemäßen Nutzung Personen regelmäßig länger, d. h. mehrere Stunden, verweilen. Als Anhaltspunkt ist dabei die üblicherweise anzunehmende durchschnittliche Aufenthaltsdauer einer einzelnen Person heranzuziehen /12/.

Bei Freileitungen und Erdkabeln ist **die höchste betriebliche Anlagenauslastung** durch den maximalen betriebliche Dauerstrom sowie die höchste dauernd zulässige Netzspannung gegeben. Nach /12/ wird der maximale betriebliche Dauerstrom beispielsweise festgelegt durch den thermisch maximal zulässigen Dauerstrom oder die maximal zulässige Übertragungsleistung. Als höchste Netzspannung ist die Netznennspannung zu Grunde zu legen.

Kurzzeitliche Überschreitungen der in der 26.BImSchV festgelegten höchsten Werte für die elektrische und magnetische Feldstärke, die durch nichtstationäre Betriebsvorgänge wie Schaltvorgänge und Kurzschlüsse hervorgerufen werden können, bleiben außer Betracht /12/.

Als **kleinräumig** gilt beispielsweise der Bereich des größten Durchhanges der Leiterseile einer Freileitung, in dem gewöhnlich auch die größten Werte der elektrischen und magnetischen Feldstärke auftreten /12/. Für 380-kV-Freileitungen beträgt der Mindestabstand zum Erdboden 7,8 m. Bei dem vorliegenden Leitungsprojekt wird nach Angaben der Antragstellerin zur Einhaltung der Grenzwerte für die elektrische Feldstärke ein Mindestabstand von 18 m eingehalten.

Das elektrische Feld von Freileitungen und die magnetischen Flussdichten von Freileitungen und Erdkabeln können in der Planungsphase durch Berechnung vorausbestimmt und im Betrieb durch Messungen überprüft werden, wobei eine gute Übereinstimmung zwischen den Berechnungen und den Messungen nachgewiesen ist. Hinsichtlich der Berechnungsverfahren wird in /11/ auf den Normentwurf DIN VDE 0848 Teil 1, der inzwischen durch die Norm DIN EN 50413; VDE 0848-1: 2009-08 /13/ ersetzt ist, verwiesen.

Die Berechnungsmethoden sind aber auch in der Literatur ausführlich beschrieben (s. z. B. /14/). Für die Messung werden in /12, Anhang III.3.2.1.4/ Messpunkte in einem Abstand von 1 m von der Erdoberfläche für Freileitungen und 0,2 m für Kabel empfohlen. Dementsprechend wurden auch die im Folgenden beschriebenen Berechnungen für diese Erdbodenabstände vorgenommen.

Da sich die von den einzelnen Leitern eines Drehstromsystems ausgehenden elektrischen und magnetischen Felder wegen der Phasenverschiebung der Spannungen und Ströme teilweise gegenseitig kompensieren, hängen die resultierende elektrische und magnetische Feldstärke (bzw. magnetische Induktion) von der Anordnung der Leiter am Mast ab. Die Bilder 5.4 und 5.5 zeigen beispielhaft für die 380-kV-Doppelleitung auf dem Leitungsabschnitt Fellerhöfe - Edelstahlwerk die elektrische Feldstärke und die magnetische Flussdichte in Abhängigkeit vom seitlichen Abstand von der Trassenmitte, sowohl für die günstigste (kleinste Werte) als auch die ungünstigste (größte Werte) Leiteranordnung ohne den Einfluss weiterer Leitungen.

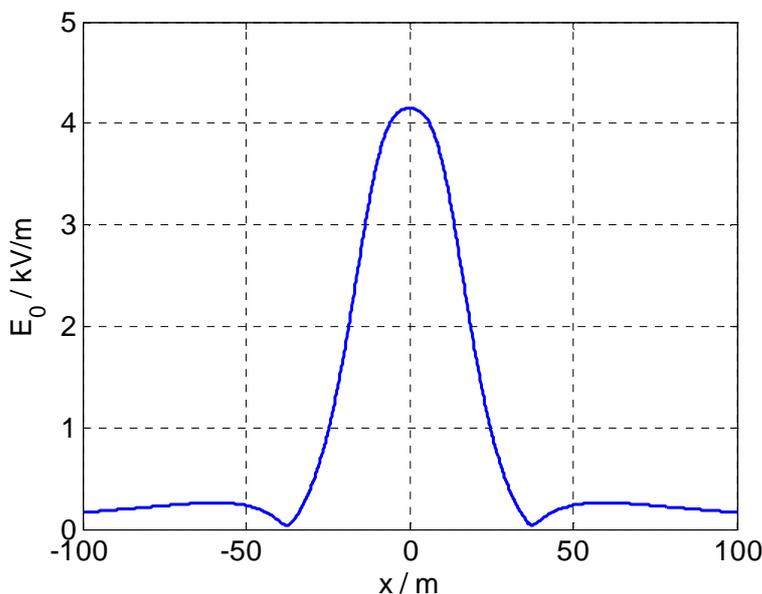


Bild 5.4a. Elektrische Feldstärke der 380-kV-Doppelleitung 4×265/35 mit Masten D381-1 bei Nennspannung im seitlichen Abstand x von der Trassenmitte in 1 m Höhe über der Erdoberfläche am Ort des maximalen Durchhanges, minimaler Bodenabstand 18 m, *ungünstigste* Leiteranordnung am Mast nach Anhang A11.2, Maximalwert 4,15 kV/m

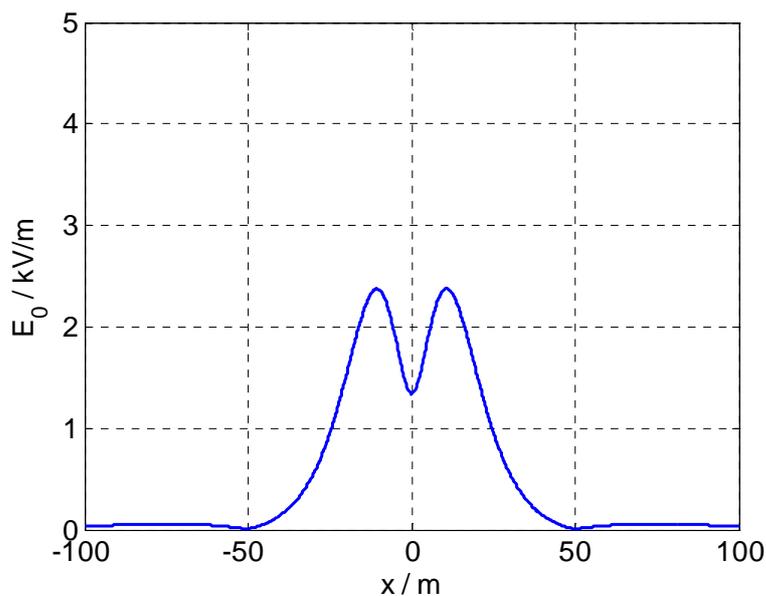


Bild 5.4b. Elektrische Feldstärke der 380-kV-Doppelleitung 4×265/35 mit Masten D381-1 bei Nennspannung im seitlichen Abstand x von der Trassenmitte in 1 m Höhe über der Erdbodenoberfläche am Ort des maximalen Durchhanges, minimaler Bodenabstand 18 m, *günstigste* Leiteranordnung am Mast nach Anhang A11.2, Maximalwert 2,38 kV/m

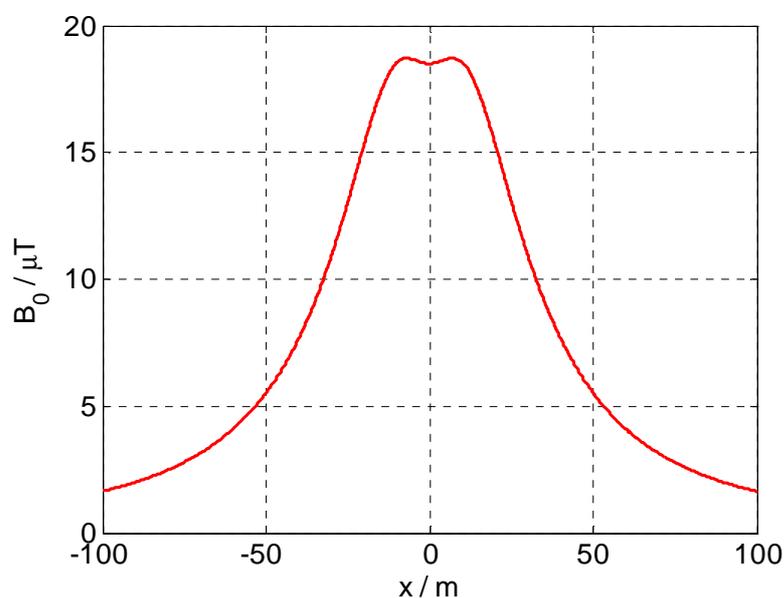


Bild 5.5a. Magnetische Flussdichte der 380-kV-Doppelleitung 4×265/35 mit Masten D381-1 bei (theoretisch) maximaler Auslastung mit 1790 MVA (2,72 kA) pro System im seitlichen Abstand x von der Trassenmitte in 1 m Höhe über der Erdbodenoberfläche am Ort des maximalen Durchhanges, minimaler Bodenabstand 18 m, *ungünstigste* Leiteranordnung am Mast (s. A11.2), Maximalwert 18,7 μT

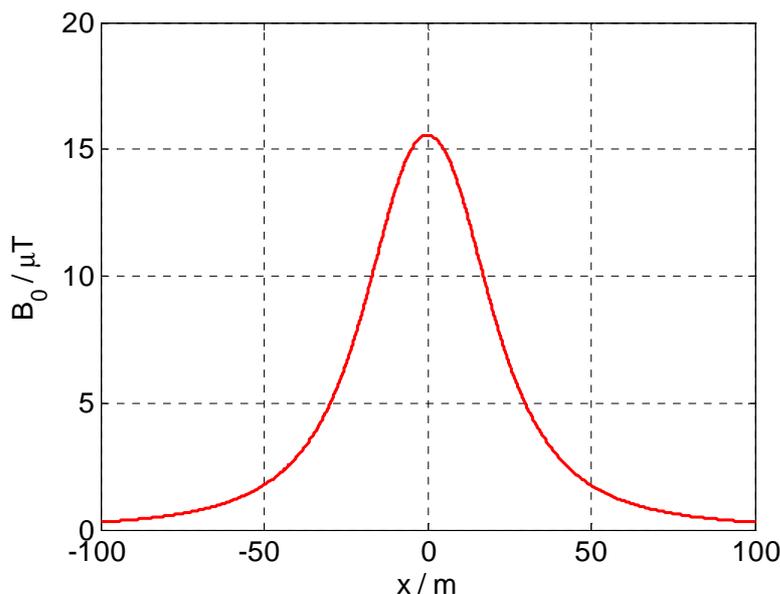


Bild 5.5b. Magnetische Flussdichte der 380-kV-Doppelleitung 4×265/35 mit Masten D381-1 bei (theoretisch) maximaler Auslastung mit 1790 MVA (2,72 kA) pro System im seitlichen Abstand x von der Trassenmitte in 1 m Höhe über der Erdbodenoberfläche am Ort des maximalen Durchhanges, minimaler Bodenabstand 18 m, günstigste Leiteranordnung am Mast (s. Anhang A11.2, Maximalwert 15,6 μT)

Die magnetische Flussdichte für die Leitungsausführung mit 4 Kabelsystemen als Voll- oder Teilverkabelung unter den Legebedingungen in Bild 5.2 nimmt auch bei günstiger Lage der einzelnen Kabeladern wesentlich höhere Werte als bei der Freileitung an, fällt mit wachsendem Abstand aber wesentlich schneller ab als bei der Freileitung (s. die Bilder 5.6a und 5.6b).

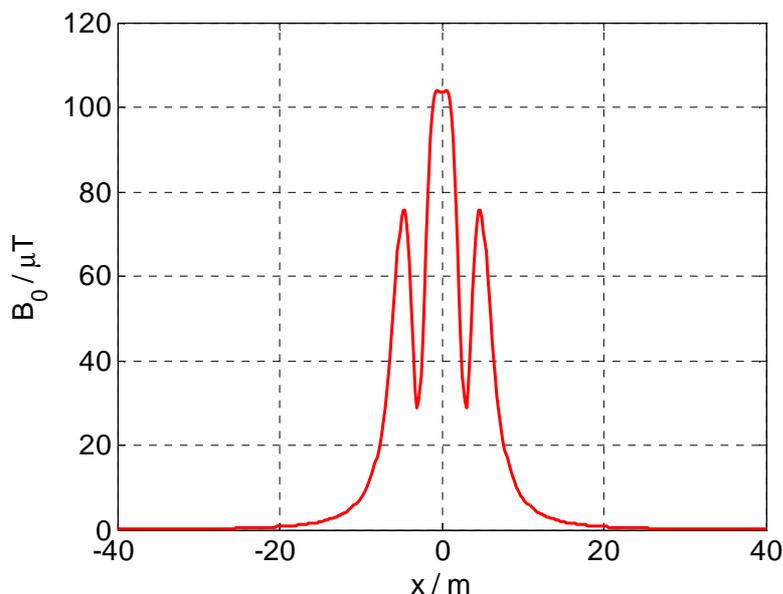


Bild 5.6a. Magnetische Flussdichte der 4 Kabelsysteme bei Auslastung mit 1790/2 MVA (2,72/2 kA) pro System im Abstand x von der Trassenmitte in 0,2 m Höhe über der Erdbodenoberfläche, Legebedingungen nach Bild 5.2, *ungünstige* Leiteranordnung (s. Anhang A11.3), Maximalwert 103,9 μT

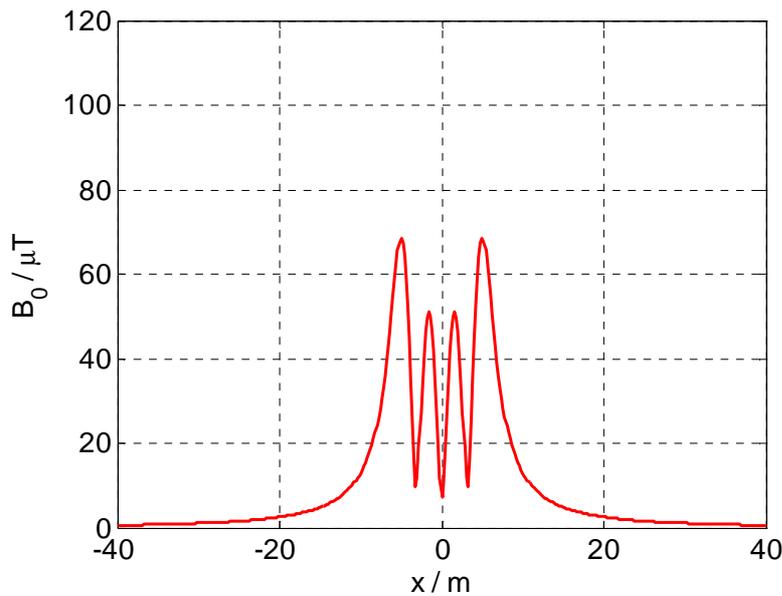


Bild 5.6b. Magnetische Flussdichte der 4 Kabelsysteme bei Auslastung mit 1790/2 MVA (2,72/2 kA) pro System im Abstand x von der Trassenmitte in 0,2 m Höhe über der Erdbodenoberfläche, Legebedingungen nach Bild 5.2, *günstige* Leiteranordnung (s. Anhang A11.3), Maximalwert 68,6 μT

Ein weiterer Unterschied zur Freileitung besteht darin, dass die magnetische Flussdichte in einem bestimmten seitlichen Abstand von der Trassenmitte längs der gesamten Trasse überall gleich ist. Somit treten auch die Höchstwerte längs der gesamten Trasse auf, während sie bei der Freileitung auf den Ort des größten Durchhanges, der im ebenen Gelände in der Spannungsfeldmitte liegt, beschränkt sind. Die relativ hohen Maximalwerte von 103,9 μT bzw. 68,6 μT gegenüber der Freileitung (18,7 μT und 15,6 μT) bei gleicher extremer Belastung der 4 Kabelsysteme wie der beiden Freileitungssysteme sind durch den deutlich geringeren Abstand der Kabelleiter zu den Aufpunkten in 0,2 m Höhe über EOK begründet. Allerdings ist die in /12/ geforderte Zugrundelegung der „*höchste(n) betriebliche Anlagenauslastung*“... „*z. B. durch den thermisch maximalen zulässigen Dauerstrom*...“ auf *jedem* Leitungssystem eine unrealistische Voraussetzung, die im normalen Netzbetrieb nicht vorkommt. Für die in den Bildern 5.6 dargestellten Flussdichteverläufe der Kabelanlage wurde die gleiche maximale Übertragungsleistung wie für die Doppelfreileitung zugrunde gelegt. Jedes Kabelsystem ist dann mit 1790/2 MVA = 895 MVA belastet. Würde man für jedes der 4 Kabelsysteme seine zulässige Dauerleistung voraussetzen, so würde man insbesondere für die Kabel mit dem größten Leiterquerschnitt noch höhere Flussdichten als in den Bildern 5.6 erhalten. Der Betrieb eines solchen Kabelsystems wäre dann unter den Prämissen der BImSchV nicht zulässig.

5.4 Umwelterhebliche Wirkungen von Freileitungen und Kabelanlagen

Die umwelterheblichen Wirkungen beim Bau und Betrieb von Freileitungen oder Kabeln werden im Folgenden nach ihren Ursachen (bau- anlagen- oder betriebsbedingt) und ihrer zeitlichen Auftretens (begrenzt oder dauernd) zusammengestellt (Bild 5.8).

Die Wirkfaktoren gelten im Prinzip für den Leitungsbau in jeder Spannungsebene. Allerdings nehmen mit höherer Spannung aufgrund der größeren Dimensionen der Freileitungen und der dickeren Kabel und breiteren Kabelgräben der Flächenbedarf sowie die Transport-, Bau- und Montageleistungen und die technologischen Anforderungen zu.

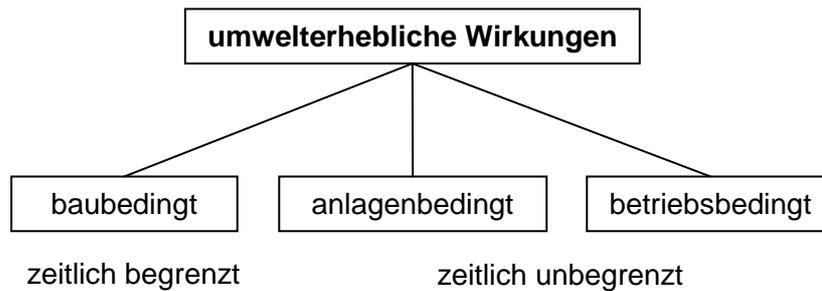


Bild5.8. Umwelterhebliche Wirkungen des Leitungsbaus nach /15/

Im Folgenden sind die speziellen umweltrelevanten Wirkfaktoren der 380-kV-Freileitung und -Kabel zusammengestellt.

Tabelle 5.1. Umweltrelevante Wirkfaktoren bei der Errichtung und dem Betrieb einer Freileitung

baubedingt	anlagenbedingt	betriebsbedingt
Freimachung der Baustelleneinrichtung und Zuwegung	Flächenbeanspruchung durch die Maste	Elektrische und magnetische Felder
Flächenbeanspruchung durch Baustelleneinrichtung, Materiallagerung und Zuwege an den Maststandorten	Bodenversiegelung durch die Mastfundamente	Hochfrequenz-Störfrequenzstärke durch Koronaentladungen insbesondere bei schlechtem Wetter
Bodenaushub für Mastfundamente und Abfuhr überschüssigen Aushubs	Freihaltung des Schutzstreifens von Bebauung und hochwüchsiger Vegetation	Akustische Wirkungen durch Koronageräusche insbesondere bei schlechtem Wetter
Optische und akustische Wirkungen durch Bautätigkeit und Verkehr	Optische Wirkungen durch die Maste und Leiterseile	Optische und akustische Wirkungen durch Wartungs-, Reparatur- und Freihaltungsmaßnahmen

Tabelle 5.2. Umweltrelevante Wirkfaktoren bei der Errichtung und dem Betrieb einer Kabelanlage

baubedingt	anlagenbedingt	betriebsbedingt
Freimachung der Kabeltrasse von Vegetation und Anlegen einer Baustrasse längs der Trasse	Einbringung der Kabel und ggf. thermisch stabilisierter Bettungsmaterialien sowie von Abdeckplatten in den Boden	magnetische Felder
Flächenbeanspruchung durch Baustelleneinrichtung und Materiallagerung längs der gesamten Trasse und Baustrasse	Dauerhafte Freihaltung der Kabeltrasse von Bebauung und hochwüchsiger Vegetation	Erwärmung des Bodens im Umfeld des Kabels, dosierte Bodenaustrocknung
Abtrag des Mutterbodens und Abfuhr des nicht rückverfüllbaren Überschusses. Bodenaushub entsprechend Grabenprofil. Möglicherweise Wasserhaltung erforderlich.	ggf. optische Wirkungen durch die freigehaltene Kabeltrasse und durch Kabelübergangsanlagen bei Teilverkabelung	Optische und akustische Wirkungen durch Reparatur- und Freihaltungsmaßnahmen
Optische und akustische Wirkungen durch Bautätigkeit und Verkehr		

Auf die Entstehung und Größenordnung der elektrischen und magnetischen Felder bei der Freileitung und den Kabeln wurde im Abschnitt 5.3 näher eingegangen. Die Vorhabensträgerin ist nach der 26. BImSchV verpflichtet, den Nachweis zu führen, dass die dort angegebenen international und national anerkannten Grenzwerte auch unter Berücksichtigung weiterer in der Nähe vorhandenen Leitungen eingehalten werden.

Durch Koronaentladungen an der Oberfläche von Leiterseilen der 380-kV-Freileitung entstehen insbesondere bei schlechtem Wetter (Nebel, Regen) Geräusche durch Vibrationen der Luftteilchen in der unmittelbaren Umgebung des Leiters und es kommt zur Abstrahlung von hochfrequenten elektrischen Feldern geringer Amplitude, die sich als Hochfrequenz-Störfeldstärke allerdings nur in allernächster Umgebung der Leitung bemerkbar machen /14/.

Hinsichtlich der Wirkungen auf das Schutzgut **Mensch** muss man zwischen den Schutzgutbereichen Leben und Gesundheit sowie Wohlbefinden unterscheiden /15/. Subjektiv werden die von einer Freileitung ausgehenden Felder von Teilen der Bevölkerung als Beeinträchtigung der Gesundheit oder zumindest des Wohlbefindens empfunden. Ein schlüssiger Nachweis einer gesundheitsschädigenden Wirkung der von den Leitungen ausgehenden Felder wurde bisher allerdings nicht erbracht. Generell gilt, dass bei allen Leitungsbauprojekten die in der 26. BImSchV vorgeschriebenen Grenzwerte eingehalten werden müssen, sofern in ihrem Einwirkungsbereich Gebäude und Grundstücke liegen, die nicht nur zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind. Zur Störung des Wohlbefindens können je nach dem Empfinden des Einzelnen auch die von der Freileitung ausgehenden Geräusche und visuellen Wirkungen beitragen. Ein wesentlicher Grund für die Ablehnung einer Freileitung ist sicher auch in der Entwertung von Grundstücken in unmittelbarer Nähe einer Freileitungstrasse zu sehen.

Hinsichtlich der Wirkungen auf das Schutzgut **Tiere und Pflanzen** kommt dem speziellen Trassenverlauf eine besondere Bedeutung zu. Dabei spielen die Beeinträchtigung von Biotopen und der Vogelflug eine entscheidende Rolle. Für die Querung von Wäldern ist sowohl bei Freileitungen als auch bei Kabeln eine Schneise zu schlagen, die bei Kabeln allerdings weniger breit sein kann. Mit Freileitungen ist es andererseits auch möglich Waldgebiete mit entsprechend höheren Masten zu überspannen.

Die Schutzgüter **Boden** und **Wasser** werden durch den Bau und Betrieb einer Kabelanlage weit stärker beeinträchtigt als durch eine Freileitung. Die Unterquerung von Wasserläufen und Verkehrswegen mit Kabeln stellt im Gegensatz zur Freileitung einen erheblichen Eingriff in den Boden und Wasserhaushalt dar. Der dauerhafte Flächenverbrauch ist bei der Freileitung auf die Maststandorte beschränkt, während beim Kabel die gesamte Trasse nur einer eingeschränkten Nutzung unterliegt.

Die Wirkung der Freileitung auf die **Landschaft** ist durch deren weite Sichtbarkeit größer als die des Kabels. Dabei spielen aber der konkrete Trassenverlauf und die Gegebenheiten der Landschaft eine große Rolle. Durch die erforderliche Freihaltung von hoch wachsenden und tief wurzelnden Pflanzen bleibt auch die Kabeltrasse sichtbar.

Ohne hier eine – den umweltfachlichen Experten vorbehaltene – detaillierte Bewertung der umweltrelevanten Auswirkungen der Errichtung und des Betriebs der Freileitung oder eines Kabels auf die einzelnen Schutzgüter Mensch, Tiere und Pflanzen, Boden und Wasser sowie Landschaft vornehmen zu wollen, lässt sich jedoch zusammenfassend feststellen, dass bei ganzheitlicher Betrachtung sowohl die Freileitung als auch das Kabel Vor- und Nachteile bezüglich der Umweltwirkungen aufweisen.

6 Wirtschaftlichkeitsvergleich von 380-kV-Freileitungen und 380-kV-Kabeln

6.1 Methode

Wirtschaftlichkeitsvergleiche zu Leitungsprojekten werden gewöhnlich nach der Barwertmethode durchgeführt /6/. Dabei werden alle im Betrachtungszeitraum anfallenden Einmalbeträge und periodisch wiederkehrende Beträge für Ausgaben (Auszahlungen) und Einnahmen (Einzahlungen) auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung (Stichtag) abgezinst und aufsummiert (Bild 6.1).

Die auf den Stichtag abgezinsten Ausgaben und Einnahmen bilden den Kapitalwert oder Barwert. Die Barwerte der Ausgaben und Einnahmen sind umso geringer, je weiter diese in der Zukunft liegen. Die Variante mit dem kleinsten Barwert der Ausgaben ist dann die wirtschaftlichste Variante.

Beim Leitungsbau werden nur die Ausgaben verglichen, da Einnahmen nicht anfallen. Bei einmaliger Investition I_0 zum Zeitpunkt 0 (Stichtag) und konstanten Kosten K_i während der Perioden sowie nachschüssiger Verzinsung ergibt sich der Barwert der Ausgaben zum Stichtag nach der Beziehung:

$$A_0 = I_0 + K_1 \frac{1}{q} + K_2 \frac{1}{q^2} + \dots + K_i \frac{1}{q^i} + \dots + K_N \frac{1}{q^N} \tag{6.1}$$

- p WACC-Zinssatz
- $q = 1 + p$ Zinsfaktor
- q^{-i} Abzinsungsfaktor für die Kosten der i -ten Periode
- N Betrachtungszeitraum

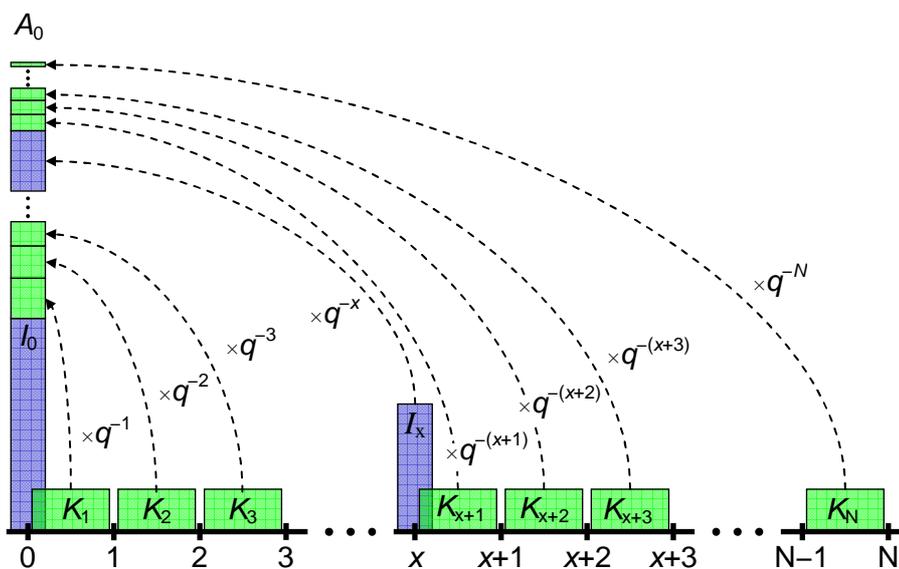


Bild 6.1. Berechnung der Barwerte der Ausgaben über der Nutzungsdauer. I_0 Investitionskosten zum Stichtag, I_x Investitionskosten zum Zeitpunkt x , K_i ($i = 1 \dots N$) periodische Betriebskosten

Der WACC-Zinssatz (Weighted Average Cost of Capital) setzt sich in einem bestimmten Verhältnis aus dem Eigen- und Fremdkapitalzins zusammen. Er ist im Geschäftsbericht des Unternehmens ausgewiesen.

Als Periode wird gewöhnlich ein Jahr angenommen. Bei gleichbleibenden jährlichen Kosten $K_i = K_a$ geht Gl. (6.1) über in:

$$A_0 = I_0 + \frac{q^N - 1}{q^N (q - 1)} K_a = I_0 + r_N \cdot K_a \tag{6.2}$$

Dabei wurde mit

$$r_N = \frac{q^N - 1}{q^N (q - 1)} \tag{6.3}$$

der sog. Rentenbarwertfaktor eingeführt. Die Bilder 6.2 und 6.3 zeigen die Abhängigkeit des Rentenbarwertfaktors vom Zinssatz p und der Betrachtungsdauer N .

Bei konstantem Zuwachs der jährlichen der Kosten ausgehend von den Kosten K_{a1} im ersten Jahr (z. B. durch steigende Strompreise) um einen festen Prozentsatz a ändert sich Gl. (6.2) in:

$$A_0 = I_0 + \frac{q^*}{q} \cdot \frac{q^{*N} - 1}{q^{*N} (q^* - 1)} K_{a1} = I_0 + r_N^* K_{a1} \tag{6.4}$$

mit

$$q^* = \frac{q}{1 + a} \tag{6.5}$$

und

$$r_N^* = \frac{q^*}{q} \cdot \frac{q^{*N} - 1}{q^{*N} (q^* - 1)} \tag{6.6}$$

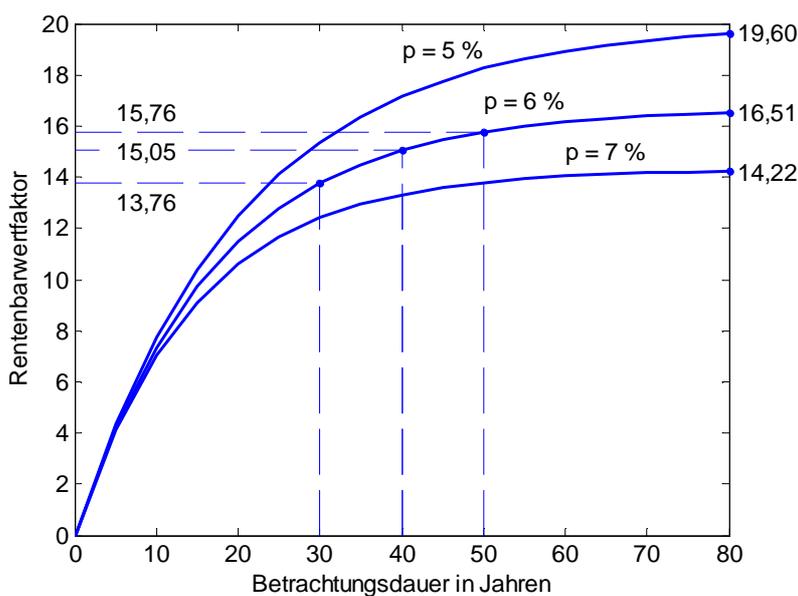


Bild 6.2. Rentenbarwertfaktor bei konstanten Kosten K_i in Abhängigkeit vom Betrachtungszeitraum

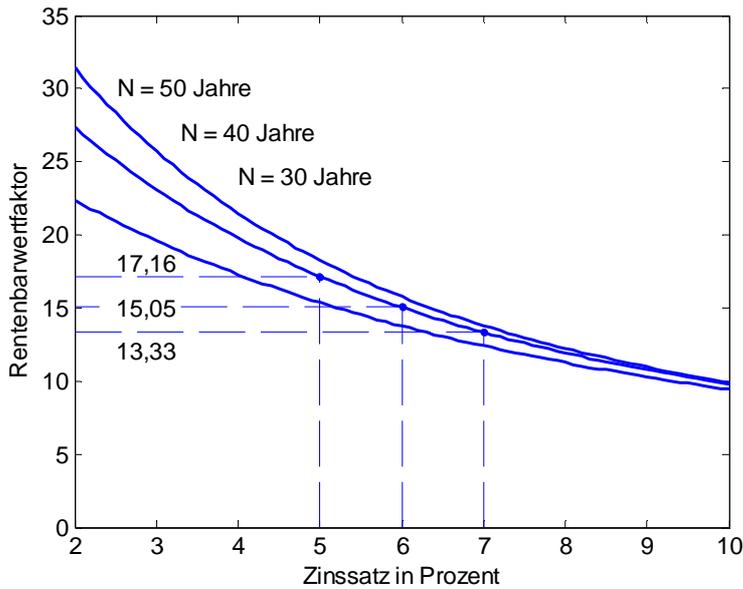


Bild 6.3. Rentenbarwertfaktor bei konstanten Kosten K_i in Abhängigkeit vom Zinssatz

6.2 Kostenarten und Kostenparameter

Die für einen Wirtschaftlichkeitsvergleich von Leitungsbauvorhaben relevanten Kosten gehen aus Bild 6.4 hervor.

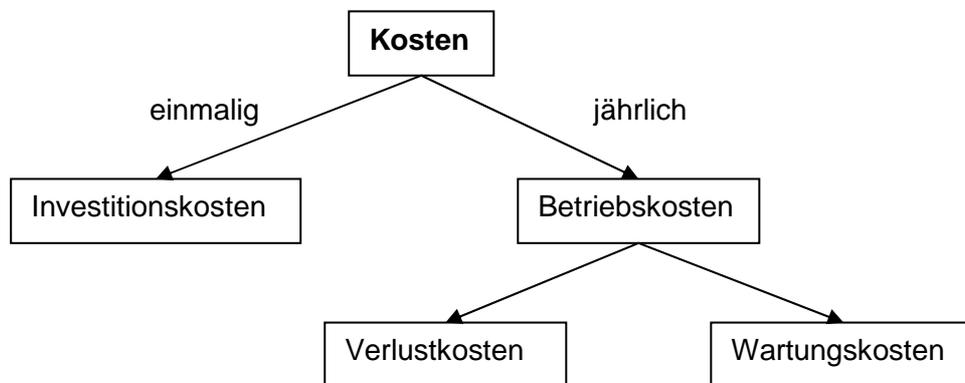


Bild 6.4. Kostenanteile bei der Errichtung und dem Betrieb von Leitungssystemen

Die Betriebskosten setzen sich hauptsächlich aus den Verlust- und Wartungskosten zusammen. Sie gehen als jährliche Kosten K_i abgezinst in den Barwert ein.

Reparaturkosten, werden nicht berücksichtigt, da eventuelle Schadensfälle und der damit verbundene Schadensumfang nicht vorausgesagt werden können. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden Rückbaukosten und Restwerte der Leitungen am Ende der Nutzungsdauer, da sie einerseits schwer zu kalkulieren und andererseits aufgrund der Abzinsung auf den Investitionszeitpunkt im Vergleich zu den anderen Kosten von untergeordneter Bedeutung sind.

Als Betrachtungsdauer wird gewöhnlich die angenommene Lebensdauer der konventionellen Kabel von 40 Jahren zu Grunde gelegt. Aus Bild 6.2 ist ersichtlich, dass sich der Rentenbar-

wertfaktor über einen Betrachtungszeitraum von 40 Jahren hinaus im üblichen Zinsbereich (5 bis 7 %) nur noch geringfügig ändert, so dass eine Kostenberechnung über die Lebensdauer der Kabel hinaus nicht sinnvoll ist.

Die spezifischen Verlustkosten orientieren sich an der aktuellen Notierung der Stromkosten an der Leipziger Börse und unterliegen naturgemäß Schwankungen. Tendenziell dürften die Stromkosten im Laufe der Jahre weiter steigen.

Für die folgende Kostenrechnung werden die in Tabelle 6.1 zusammengestellten Kostenparameter zu Grunde gelegt. Der Arbeitsverlustfaktor ϑ wird im Abschnitt 6.4 erläutert.

Tabelle 6.1. Kostenparameter

Kostenparameter	Wert
WACC-Zinssatz p	6 %
Spezifische Verlustkosten k_1	60 €/MWh ¹⁾
Jährlicher Betriebskostenzuwachs a	1 %
Nutzungsdauer N	40 Jahre
Periodendauer T_a	1 Jahr = 8760 h
Rentenbarwertfaktor r_N bei $a = 0$	15,046
Rentenbarwertfaktor r_N^* bei $a = 1$ %	17,105
Jahreshöchstleistung $S_{a \max}$	985 MVA/System ¹⁾
Arbeitsverlustfaktor ϑ	0,34 ¹⁾

¹⁾ Angabe Amprion

6.3 Investitionskosten für die Freileitungs- und Kabelausführungen

Für die Leitungsausführung als Freileitung in einer Gesamtlänge von 7,3 km veranschlagt die Vorhabensträgerin ca. 8 Mio. Euro /1/. Diese Größenordnung stimmt mit den Erfahrungswerten für 380-kV-Freileitungen, etwa 1 Mio. Euro pro km, überein, wenn man berücksichtigt, dass in den 8 Mio. Euro die Rückbaukosten der 220-kV-Freileitung Bl. 2339 auf dem Abschnitt Edelstahlwerk - St. Tönis enthalten sind.

Die Investitionskosten der Kabelanlage setzen sich aus den Kosten für den Kabelleiter (Kabelhohl- und Metallpreis), die Kabellegung, die Kosten für die Garnituren (Muffen, Endverschlüsse und Überspannungsableiter) und deren Montage, sowie den Tiefbaukosten zusammen. Die Metallkosten, hier für das Kupfer, unterliegen starken Schwankungen und sind in den letzten Jahren von 3 €/kg auf gegenwärtig etwa 6kg/€ gestiegen. Der Hohlpreis hängt stark von den Kosten für das VPE, die eine gewisse Kopplung an den Ölpreis aufweisen, ab.

Die Tabelle 6.2 gibt einen Überblick über die einzelnen Kostenpositionen. Es handelt sich dabei um Mittelwerte aus den Angaben mehrerer Kabelhersteller.

Die Tiefbaukosten hängen von der Beschaffenheit der Oberfläche und den Bodenverhältnissen längs der Trasse, dem Grabenprofil (Tiefe und Breite) und der Anzahl der Querungen von Wasser- und Verkehrswegen ab. In den Tiefbaukosten enthalten sind die Kosten für die Trassierung, Zuwegung (Baustraßen längs der gesamten Trasse), das Einbringen von thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial, die Entsorgung des überschüssigen Bodenaushubs und die Wiederherstellung der Oberfläche längs der Kabeltrasse. Für das Grabenprofil für vier Kabelsysteme nach Bild 5.2 liegen die Tiefbaukosten unter normalen Bedingungen bei 1100 T€/km.

Bei der Leitungsausführung komplett als Kabelanlage wird eine Kabelübergangsanlage Freileitung/Kabel in der Nähe der UA Fellerhöfe erforderlich. In der Variante mit Teilverkabelung auf dem Abschnitt Edelstahlwerk - St. Tönis würde eine zweite Kabelübergangsanlage benö-

tigt. Da die Kosten für die Endverschlüsse und Überspannungsableiter in den Kabelkosten enthalten sind, bestehen die Investitionskosten für eine Kabelübergangsanlage im Wesentlichen noch aus den Kosten für das Portal, das Gestell für die Aufnahme der Endverschlüsse und Überspannungsableiter, die Einzäunung, die Zuwegung und evtl. das Grundstück. Ohne die schwer abschätzbaren Grundstückskosten wird für die folgenden Rechnungen ein Investitionsaufwand inkl. Montage von 500 T€ pro Kabelübergangsanlage angesetzt.

Tabelle 6.2 Investitionskosten für ein Kabelsystem pro Trassenkilometer und die Garnituren pro Stück

Kosten pro km	Kabel 2XS(FL)2Y		
	3×1×1600RM	3×1×2000RM	3×1×2500RM
Kabelhohlpreis	3×240 T€/km	3×265 T€/km	3×300 T€/km
Kupferpreis bei 6 €/kg	3×100 T€/km	3×125 T€/km	3×150 T€/km
Kabellegung	3×21 T€/km		
Verbindungs-muffe inkl. Montage	35 T€/Stück		
Cross-Bonding-Muffe inkl. Montage	38 T€/Stück		
Cross-Bonding-Kasten inkl. Montage	15 T€/Stück		
Endverschluss inkl. Montage	70 T€/Stück		
Überspannungsableiter inkl. Montage	5 T€/Stück		

Mit den einzelnen Kostenpositionen aus Tabelle 6.2 ergeben sich die Investitionskosten für 4 Kabelsysteme auf den beiden Leitungsabschnitten. Die Anzahl der Muffen und die Kabellieferlängen ergeben sich aus der Unterteilung der Leitungsabschnitte in jeweils drei Cross-Bonding-Unterabschnitte. Nicht explizit berücksichtigt sind Kosten für Kabelprüfung nach der Legung und den Leitungsschutz.

Tabelle 6.3. Gesamte Investitionskosten für 4 Kabelsysteme auf den Leitungsabschnitten

	Fellerhöfe - Edelstahlwerk	Edelstahlwerk - St. Tönis	
Trassenlänge	4,3	3,0	km
Kabellieferlänge	720	1000	m
Kabel 1600 mm ²	4×3×340×4,3 = 17544	4×3×340×3,0 = 12240	T€
2000 mm ²	4×3×390×4,3 = 20124	4×3×390×3,0 = 14040	T€
2500 mm ²	4×3×450×4,3 = 23220	4×3×450×3,0 = 16200	T€
Kabellegung	4×3×21×4,3 = 1084	4×3×21×3,0 = 756	T€
CB-Muffen	4×3×2×38 = 912	4×3×2×38 = 912	T€
CB-Kästen	4×3×2×15 = 360	4×3×2×15 = 360	T€
Verbindungs-muffen	4×3×3×35 = 1260	0	T€
Endverschlüsse	4×3×2×70 = 1680	4×3×2×70 = 1680	T€
Überspannungsableiter	4×3×2×5 = 120	4×3×2×5 = 120	T€
Tiefbau	1100×4,3 = 4730	1100×3,0 = 3300	T€
Gesamtkosten			
mit Kabel 1600 mm ²	27690	19368	T€
2000 mm ²	30270	21168	T€
2500 mm ²	33366	23328	T€

Mit den Kosten für die Kabelabschnitte und die Kabelübergangsanlagen erhält man die in Tabelle 6.4 zusammengestellten gesamten Investitionskosten für die drei Leitungsvarianten:

100 % Freileitung (2F-2F), 100 % Kabel (4K-4K) und Kabel nur auf dem Abschnitt Edelstahlwerk-St.Tönis (2F-4K).

Tabelle 6.4. Investitionskosten der Leitungsausführungen in Mio.€ (gerundet)

Leitungsausführung	Kurzbezeichnung	Investitionskosten in Mio. €	Kostenverhältnis bez. auf Freileitung
Freileitung	2F-2F	8,0	
Kabel	4K-4K	47,6/51,9/57,2 ²⁾	6,0/6,5/7,2 ²⁾
Freileitung - Kabel ¹⁾	2F-4K	24,7/26,5/28,6 ²⁾	3,1/3,3/3,6 ²⁾

¹⁾ Kabel auf dem Abschnitt Edelstahlwerk - St. Tönis

²⁾ 1600/2000/2500 mm² Leiterquerschnitt

6.4 Betriebskosten für die Freileitungs- und Kabelausführungen

Die **jährlichen Verlustkosten** der Freileitung und Kabel ergeben sich aus der jährlichen Verlustarbeit W_a multipliziert mit den spezifischen Stromkosten k_I :

$$K_{aV} = k_I \cdot W_a \tag{6.7}$$

Die jährliche Verlustarbeit berechnet man aus dem Integral der Verlustleistung über das Jahr:

$$W_a = \int_0^{T_a} P_V dt = \int_0^{T_a} (P_{VU} + P_{VI}) dt = P_{VU} \cdot T_a + \int_0^{T_a} P_{VI} dt \tag{6.8}$$

Da die spannungsabhängigen Verluste während des Jahres (annähernd) konstant sind, können sie aus dem Integral in Gl. (6.8) herausgezogen werden und liefern so den Anteil:

$$W_a = P_{VU} \cdot T_a = n \cdot G' \cdot l \cdot U_n^2 \cdot T_a \tag{6.9}$$

- n Anzahl der parallelen Drehstromsysteme
- l Leitungslänge
- G' Ableitungsleitwert pro km und System
- U_n Netznominalspannung
- T_a Jahresdauer = 8760 h

Der Anteil der stromabhängigen Verluste wird durch Erweitern mit T_a und $P_{VI \max}$ im Zähler und Nenner noch etwas umgeformt, wobei $P_{VI \max}$ die zur Jahreshöchstlast S_{\max} gehörenden maximalen Verluste und $P_{VI \text{mittel}}$ die über das Jahr gemittelten Verluste sind:

$$W_{aPVI} = \int_0^{T_a} P_{VI} dt = P_{VI \max} \cdot T_a \cdot \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{P_{VI}}{P_{VI \max}} dt = P_{VI \max} \cdot T_a \cdot \vartheta = P_{VI \text{mittel}} \cdot T_a \tag{6.10}$$

Der in Gl. (6.10) eingeführte Faktor ϑ ist der sog. Arbeitsverlustfaktor. Er berücksichtigt die jahreszeitliche Abweichung von den einmalig bei Jahreshöchstlast auftretenden maximalen Verlusten und ist deshalb immer kleiner als eins. Aufgrund der *quadratischen* Abhängigkeit der Verluste von der übertragenen Leistung ergibt sich (s. auch Anhang A11.4):

$$\vartheta = \frac{P_{VI \text{mittel}}}{P_{VI \max}} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{P_{VI}}{P_{VI \max}} dt = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \left(\frac{S}{S_{a \max}} \right)^2 dt \tag{6.11}$$

Genau genommen müsste in Gl. (6.11) auch die Temperaturabhängigkeit der Leiterwiderstände berücksichtigt werden. Da dies aber viel zu kompliziert wäre, geht man von einer mittleren Leitertemperatur (meist 40 °C aus), so dass sich der Widerstand aus Gl. (6.11) herauskürzt. Für die maximalen, zur Jahreshöchstlast gehörenden stromabhängigen Verluste gilt dann:

$$P_{VI \max} = \frac{1}{n} \cdot R'_{40} \cdot l \cdot \frac{S_{a \max}^2}{U_n^2} \tag{6.12}$$

- n Anzahl der parallelen Drehstromsysteme
- l Leitungslänge
- R'_{40} Leitungswiderstand pro km und System bei 40 °C
- U_n Netzennspannung
- $S_{a \max}$ Jahreshöchstlast über die n Systeme

Die Einführung des Arbeitsverlustfaktors hat einen praktischen Hintergrund. Da meistens, in der Planungsphase einer Leitung immer, deren jährliches Belastungsprofil nicht bekannt ist, kann man mit Hilfe von Erfahrungswerten von anderen Leitungen einen wahrscheinlichen Wert für den Arbeitsverlustfaktor annehmen und so die Verlustkosten vorausberechnen ohne den tatsächlichen zeitlichen Verlauf der übertragenen Leistung kennen zu müssen.

Zur Veranschaulichung des Arbeitsverlustfaktors kann man die Ermittlung des durchschnittlichen Benzinverbrauchs von Kraftfahrzeugen heranziehen. Jeder Fahrer weiß, dass der Benzinverbrauch von der Fahrweise abhängt. Den mittleren Benzinverbrauch für eine Tankfüllung kann man einfach berechnen, indem man den Tankinhalt durch die gefahrenen km teilt. Beispiel: 75 L Tankinhalt bei gefahrenen 1000 km ergibt einen Durchschnittsverbrauch von 7,5 L/100 km. Geht man von dem maximalen momentanen Verbrauch während der gefahrenen Strecke aus (Bordcomputer moderner Autos halten diesen fest), so muss man diesen mit einem Faktor kleiner 1 multiplizieren, um auf den gleichen Durchschnittswert zu kommen. Betrag im Beispiel der momentane maximale Verbrauch 25 L/100 km, so ergibt $25 \text{ L/100 km} \times 0,3 = 7,5 \text{ L/100 km}$, wobei der Faktor 0,3 dem Arbeitsverlustfaktor entspricht.

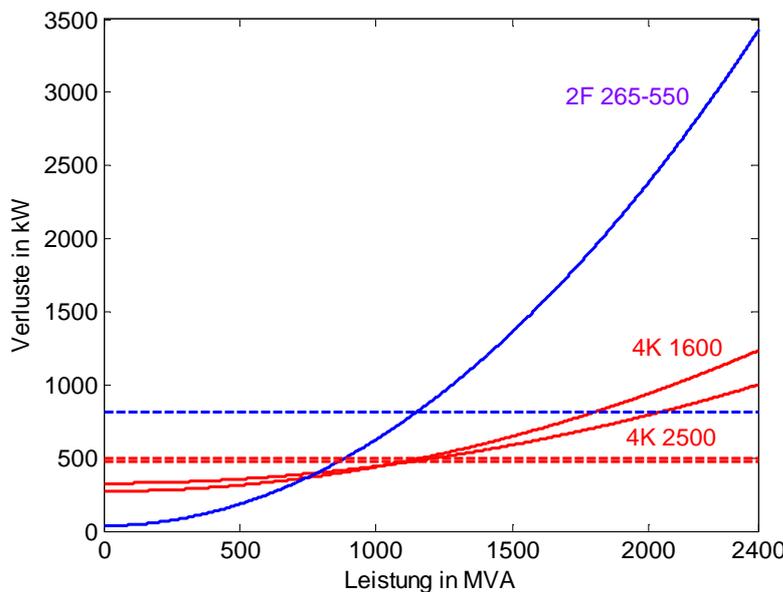


Bild 6.5. Verluste der Leitungsausführung als Doppelfreileitung und als Vollverkabelung mit 4 Kabelsystemen von 1600 oder 2500 mm² Leiterquerschnitt als Funktion der übertragenen Leistung sowie die sich bei $S_{a \max} = 2 \times 985 \text{ MVA}$ und $\vartheta = 0,34$ ergebenden jährlichen Mittelwerte (gestrichelte Geraden)

Das Bild 6.5 zeigt den Verlauf der Verluste für die Leitungsvarianten Doppelfreileitung und 4 Systeme Kabel von jeweils 7,3 km Länge als Funktion der Übertragungsleistung sowie die

sich bei der Jahreshöchstlast $S_{a\max} = 2 \times 985$ MVA und einem Arbeitsverlustfaktor von 0,34 ergebenden mittleren Jahresverluste.

Mit den Gln. (6.9) und (6.10) erhält man die jährlichen Verlustkosten zu:

$$K_{aV} = k_1 \cdot (P_{VU} + P_{VI\text{mittel}}) \cdot T_a = k_1 \cdot P_{V\text{mittel}} \cdot T_a \tag{6.13}$$

Als **jährliche Wartungskosten** werden für die Freileitung 3 T€ angenommen. Für die Leitungsausführung als Kabel ist aufgrund der geringeren Trassenbreite mit 2 T€ zu rechnen.

Mit den Kostenparametern aus Tabelle 6.1 und den Verlusten nach Abschnitt 4.2 ergeben sich die in Tabelle 6.3 zusammengestellten und in Bild 6.5 gegenüber gestellten **jährlichen Betriebskosten** im ersten Jahr für die verschiedenen Leitungsausführungen.

Tabelle 6.3. Jährliche (1. Jahr), nicht abgezinste Verlust-, Wartungs- und gesamte Betriebskosten für die Doppel-Freileitung und vier Systeme Kabel mit unterschiedlichem Leiterquerschnitt für die Kostenparameter nach Tabelle 6.1

Leitungsausführung	Verlustkosten T€/a	Wartungskosten T€/a	Betriebskosten T€/a	
Freileitung (2F-2F)	426,5	21,9	448,4	
Kabel (4K-4K)	2500 mm ²	252,3	14,6	266,9
	2000 mm ²	254,7	14,6	269,3
	1600 mm ²	258,4	14,6	273,0
Freileitung und Kabel ¹⁾	2500 mm ²	419,4	18,9	438,3
	2000 mm ²	420,4	18,9	439,3
	(2F-4K) 1600 mm ²	421,9	18,9	440,8

¹⁾ Kabel auf dem Abschnitt Edelstahlwerk - St. Tönis

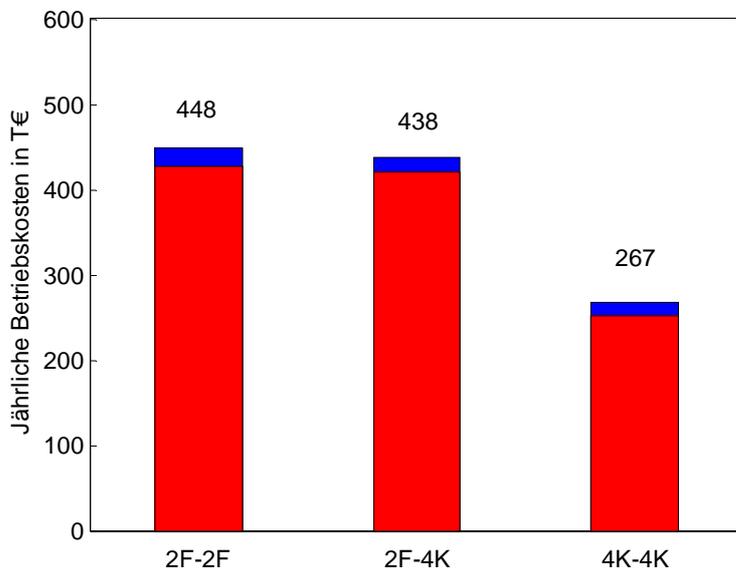


Bild 6.6. Vergleich der jährlichen Verlustkosten (rot), jährlichen Wartungskosten (blau) und jährlichen Betriebskosten für die Leitungsausführung als Doppel-Freileitung (2F-2F), vier Systeme Kabel (4K-4K) und Teilverkabelung (2F-4K) mit Kabelquerschnitten von 2500 mm² für die Kostenparameter in Tabelle 6.1.

Die Verlustkosten für die Kabel mit den unterschiedlichen Leiterquerschnitten unterscheiden sich kaum. Das liegt daran, dass mit größerem Leiterquerschnitt zwar die stromabhängigen

Verluste kleiner, die spannungsabhängigen Verluste aber größer werden. Bei Vollverkabelung der Leitung gehen die Betriebskosten um etwa 40 % gegenüber denen der Freileitung zurück. Dagegen wird durch die Teilverkabelung auf dem Abschnitt Edelstahlwerk - St. Tönis fast keine Einsparung an Betriebskosten erreicht. Dort ist der Rückgang der stromabhängigen Verluste wegen der ersetzten Freileitung mit den querschnittsgroßen Leiterseilen 4×550/70 nur geringfügig größer als die hinzukommenden spannungsabhängigen Verluste der 4 Kabelsysteme.

6.5 Barwerte der Ausgaben für die Freileitungs- und Kabelausführungen

Der Barwert der gesamten Ausgaben für die Leitungsvarianten ergibt sich nach Gl. (6.4) aus den Investitionskosten und den mit dem Rentenbarwertfaktor r_N^* multiplizierten jährlichen Betriebskosten für das erste Jahr:

$$A_0 = I_0 + r_N^* \cdot K_a = I_0 + r_N^* \cdot (K_{av} + K_{aw}) \tag{6.14}$$

Aus der Tabelle 6.4 und dem Bild 6.6 geht hervor, dass die Leitungsausführung als Freileitung die wirtschaftlichste Variante ist. Die Vollverkabelung mit 4 Kabelsystemen ist je nach Wahl des Kabelleiterquerschnitts um das 3,3- bis 3,9-fache teurer.

Vergleicht man die Investitionskosten, so liegt hier das Kostenverhältnis Kabel/Freileitung noch beim 6,0- bis 7,2-fachen. Das geringere Verhältnis der Gesamtkosten von 3,3 bis 3,9 ist auf die höheren Verluste der Freileitung, insbesondere auf dem Abschnitt Fellerhöfe - Edelstahlwerk zurückzuführen. Der Einfluss der Betriebskosten auf das Verhältnis der Gesamtkosten Kabel/Freileitung geht aus dem Anhang A11.5 hervor.

Bei der Teilverkabelung wird keine nennenswerte Verlusteinsparung durch die Kabel erreicht, da nur die Freileitung mit dem großen Leiterquerschnitt ersetzt wird. Das Verhältnis der Investitionskosten Teilverkabelung/Freileitung beträgt je nach Leiterquerschnitt der Kabel 3,1 bis 3,6. Die gegenüber der Freileitungsausführung kaum verringerten relativ hohen Betriebskosten führen dazu, dass das Verhältnis der Gesamtkosten gegenüber dem der Investitionskosten lediglich auf das 2,1- bis 2,3-fache zurückgeht.

Tabelle 6.4. Vergleich der Investitionskosten, Barwerte der Betriebskosten und der Gesamtkosten für die Freileitungs- und Kabelausführungen mit Leiterquerschnitten 1600/2000/2500 mm² in Mio.€ für die Kostenparameter nach Tabelle 6.1 (gerundete Werte)

Leitungsausführung	Investitionskosten	Barwerte der Betriebskosten	Barwert der Gesamtkosten	Verhältnis Kabel/Freileitung
Freileitung (2F-2F)	8,0	7,7	15,7	
Kabel 2500 mm ²	57,2	4,6	61,8	3,9
(4K-4K) 2000 mm ²	51,9	4,6	56,5	3,6
1600 mm ²	47,6	4,7	52,3	3,3
Freileitung 2500 mm ²	28,6	7,5	36,1	2,3
und Kabel ¹⁾ 2000 mm ²	26,5	7,5	34,0	2,2
(2F-4K) 1600 mm ²	24,7	7,6	32,2	2,1

¹⁾ Kabel auf dem Abschnitt Edelstahlwerk - St. Tönis

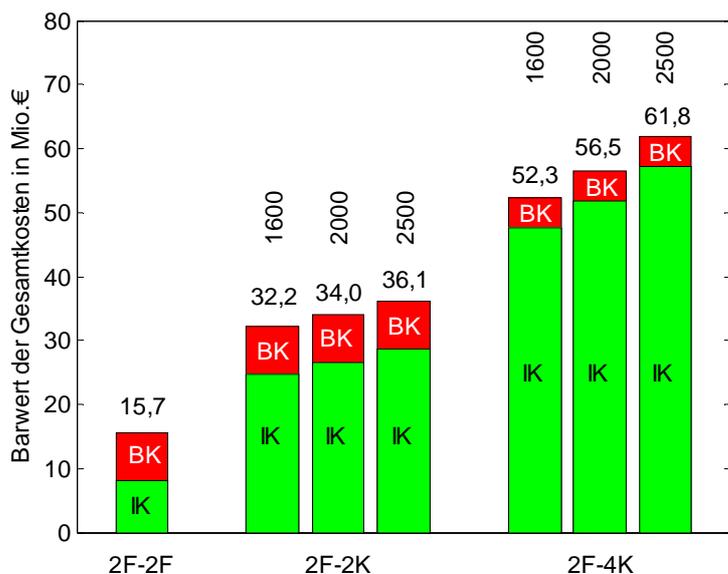


Bild 6.7. Vergleich der Investitionskosten (IK), Barwerte der Betriebskosten (BK) und Barwerte der Gesamtausgaben für die Leitungsausführung als Doppel-Freileitung (2F-2F), Vollverkabelung mit vier Systemen (4K-4K) und als Doppel-Freileitung mit Teilverkabelung mit vier Systemen (2F-4K) bei Kabelleiterquerschnitten 1600/2000/2500 mm², Kostenparameter nach Tabelle 6.1

Beim Einsatz der Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 1600 mm² anstelle 2500 mm² beträgt die Kostenersparnis bei der Vollverkabelung rd. 15 % und bei der Teilverkabelung rd. 11 %.

7 Zusammenfassende Erläuterung

1) Freileitungen und Kabel sind Stromübertragungssysteme völlig verschiedener **Bauart** (voluminös bzw. kompakt) mit unterschiedlichem Isoliermedium (Luft bzw. Kunststoff VPE) und unterschiedlicher Wechselwirkung mit der Umgebung (Luft bzw. Erdreich) mit Konsequenzen für das Betriebsverhalten, die Übertragungsfähigkeit, Umweltwirkungen und Kosten. Der Aufbau der Freileitung ist im Vergleich zum Kabel äußerst einfach und robust. Es sind keine zusätzlichen Elemente und Einrichtungen wie Muffen, Endverschlüsse, Cross-Bonding, Übergangsbauwerke, Blindleistungskompensationsanlagen und Sekundärtechnik erforderlich.

2) Durch die unterschiedliche Bauweise und den unterschiedlichen Isolierstoff weisen Freileitung und Kabel auch unterschiedliche **Betriebsparameter** und damit auch unterschiedliches **Betriebsverhalten** auf, was insbesondere in der 380-kV-Spannungsebene zum Vorschein kommt. Der Ohmsche Widerstand ist wegen der ungünstigeren thermischen Verhältnisse zwangsweise kleiner als der der Freileitung, so dass auch die stromabhängigen Verluste kleiner sind. Dagegen sind die spannungsabhängigen Verluste und der kapazitive Ladestrom und die damit verbundene kapazitive Blindleistung wegen der deutlich größeren Kapazität auch deutlich größer als bei der Freileitung. Da sowohl die spannungsabhängigen Verluste als auch die kapazitive Blindleistung quadratisch von der Spannung abhängen, machen sie sich erst bei 380-kV-Kabeln deutlich und umso nachteiliger bemerkbar.

3) Aufgrund der wesentlich besseren Ableitung der Verlustwärme durch die Luft als durch das Erdreich liegt die **Übertragungsfähigkeit** der 380-kV-Freileitungen deutlich über der der heute kommerziell verfügbaren 380-kV-Kabel mit einem Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm², natürliche Kühlung vorausgesetzt. Die Entwicklung von Kabeln mit noch größeren Leiterquerschnitten stößt aber an Grenzen der Handhabbarkeit und des Transports. Um die Übertragungsfähigkeit der Freileitung zu erreichen, müssten deshalb zwei parallele Kabelsysteme anstelle eines Freileitungssystems vorgesehen werden.

4) Die **Lebensdauer** von Freileitungen wird durch die Haltbarkeit der Maste und Fundamente und weniger durch die der Leiterseile bestimmt. Die Leiterseile können bei Ermüdungserscheinungen leicht ausgewechselt werden. Die Lebensdauer von Freileitungen von 80 Jahren und mehr ist nachgewiesen. Die Isolierung der VPE-Kabel unterliegt einem Alterungsprozess, der von der elektrischen und thermischen Beanspruchung abhängt. Für 380-kV-VPE-Kabel rechnet man ausgehend von Erfahrungen in der 110-kV-Ebene mit einer Lebensdauer von 40 Jahren. Da die ersten 380-kV-VPE-Kabel erst Anfang 1990 in Betrieb genommen wurden und bisher nur relativ wenige und kurze derartige Kabelstrecken in Betrieb sind, ist der Nachweis noch nicht erbracht.

5) Freileitungen und Kabel verhalten sich auch unterschiedlich gegenüber **Störungen**, bei denen hohe Strom- und Spannungsbelastungen entstehen können. Isolationsdurchschläge im 380-kV-Netz sind immer mit hohen Kurzschlussströmen verbunden. Ein Isolationsdurchschlag an einem Freileitungsmast führt in den meisten Fällen nur vorübergehend zu einem Lichtbogenkurzschluss, der durch kurzzeitiges Öffnen der Schalter an beiden Leitungsenden wieder verlischt und keine bleibenden Schäden hinterlässt. Dagegen wird ein Kabel an der Durchschlagstelle immer zerstört und macht eine aufwändige Reparatur (Heraustrennen des beschädigten Abschnittes und Setzen zweier Muffen) erforderlich. Durch die relativ lange Reparaturdauer ist die Verfügbarkeit der Kabel wesentlich schlechter als die der Freileitung, bei der eventuelle Reparaturen in wesentlich kürzerer Zeit, teilweise sogar unter Spannung erfolgen kann.

6) Aufgrund der unterschiedlichen Bauweise sind auch die Wirkungen von Freileitungen und Kabel auf die **Umwelt** sowohl bei der Errichtung als auch während des Betriebs verschieden. Freileitungen sind von elektrischen und magnetischen Feldern, Kabel nur von einem magneti-

schen Feld umgeben. Die Feldstärken nehmen etwa mit dem Quadrat des Abstandes von der Leitung ab. An 380-kV-Freileitungen entstehen bei schlechtem Wetter Brummgeräusche. Durch die Verwendung dickerer Leitungsseile wird der Geräuschpegel auf dem Leitungsabschnitt Edelstahlwerk - St. Tönis auf 38 dB begrenzt. Bei Einhaltung der gesetzlichen Grenzwerte bestehen nach Ansicht der internationalen und deutschen Strahlenschutzkommission keine Bedenken für die Gesundheit der Menschen. Subjektiv werden jedoch vor allem von den Anrainern die elektromagnetischen Felder der Freileitung („Elektrosmog“) und die Koronageräusche sowie insbesondere die weite Sichtbarkeit („Monstermaste“) als störend oder gar schädlich empfunden und propagiert. Der Eingriff in den Boden und den Wasserhaushalt erfolgt beim Kabel längs der gesamten Trasse, während er bei der Freileitung auf die Maststandorte beschränkt ist. Hinsichtlich des Einflusses auf Fauna und Flora sind die Tier- und Pflanzenbestände längs der vorgesehenen Trasse von entscheidender Bedeutung, so dass kein genereller Vorteil für den einen oder anderen Leitungstyp besteht.

7) Die Investitionskosten der Kabelanlagen sind zum einen durch die höheren Herstellungskosten der Kabelleiter und zum anderen durch die Kosten für die Muffen und Endverschlüsse sowie die nicht unerheblichen Tiefbaukosten insbesondere in der 380-kV-Ebene deutlich höher als die einer Freileitung. Sie verdoppeln sich nahezu, wenn anstelle eines Freileitungssystems zwei parallele Kabelsysteme eingesetzt werden müssen.

8) Die Verlustkosten der Kabel sind aufgrund des zwangsweise größeren Leiterquerschnitts geringer als die einer Freileitung. Beim Einsatz von zwei Kabelsystemen anstelle eines Freileitungssystems verdoppeln sich die spannungsabhängigen Verluste, während die größeren stromabhängigen Verluste halbiert werden, so dass sich die Gesamtverluste noch weiter verringern.

9) Die Gesamtkosten (Barwert) der 380-kV-Kabel, als Summe von Investitionskosten und Betriebskosten über die Nutzungsdauer gesehen, sind aufgrund des dominierenden Anteils der hohen Investitionskosten mehrfach höher als bei der 380-kV Freileitung. Die gegenüber der Freileitung geringeren Betriebskosten führen dazu, dass das resultierende Kostenverhältnis Kabel/Freileitung deutlich kleiner als das Verhältnis der Investitionskosten ausfällt. Der Unterschied zwischen Investitionskosten und Gesamtkosten ist umso größer, je stärker die Leitungen ausgelastet sind und umso höher die spezifischen Verlustkosten sind (s. Anhang A11.5).

8 Fazit

Aus **technischer, betrieblicher** und **wirtschaftlicher** Sicht stellt die Ausführung der 380-kV-Leitung Pkt. Fellerhöfe - Pkt. St. Tönis als Freileitung eindeutig die zu bevorzugende Variante dar. Ihre Vorteile gegenüber dem Kabel sind:

- einfacher und robuster Aufbau
- höhere Übertragungsfähigkeit
- selbstheilende, nicht alternde Isolierung
- deutlich geringerer Blindleistungsbedarf
- höhere Verfügbarkeit
- höhere Lebensdauer
- deutlich geringere Gesamtkosten (s. die folgende Tabelle 8.1 und Bild 6.6)

Aus **umweltfachlicher** Sicht haben sowohl die Freileitungs- als auch die (Teil)Kabelauführung Vor- und Nachteile. Bezogen auf das subjektiv empfundene Wohlbefinden des Schutzgutes Mensch und auf das Schutzgut Landschaft hat die Freileitung durch ihre visuelle Wirkung Nachteile. Vorteilhaft ist dagegen der wesentlich geringere Eingriff in den Boden und den Wasserhaushalt. Hinsichtlich der Wirkungen auf die Pflanzen und Tiere muss man die konkreten Gegebenheiten längs der Trasse betrachten, so dass man in diesem Punkt keine allgemeine Wertung vornehmen kann.

Die folgenden Tabellen 8.1 und 8.2 fassen die Ergebnisse des Gutachtens hinsichtlich der eingangs definierten Wertungsaspekte **Technik, Betriebsverhalten** als Voraussetzung für die **Versorgungszuverlässigkeit**, sowie **Umwelt** und **Wirtschaftlichkeit** der untersuchten Freileitungs- und (Teil)Kabelvarianten nochmals vergleichend zusammen.

Tabelle 8.1. Kostenverhältnisse der Voll- und Teilverkabelung in Bezug auf die Freileitungskosten bei 4 Kabelsystemen mit Leiterquerschnitten 1600/2000/2500 mm²

Leitungsausführung	Investitionskosten im Verhältnis zur Freileitungsausführung	Gesamtkosten im Verhältnis zur Freileitungsausführung
Vollverkabelung	6,0...7,2	3,3...3,9
Teilverkabelung	3,1...3,6	2,1...2,3

Tabelle 8.2. Vergleichende Wertung der Freileitungs- und (Teil)Kabelvarianten

Aspekt	Teilaspekt	Freileitung	Kabel
Technik	Aufbau	+	
	Errichtung	+	
	Reparatur	+	
Betriebsverhalten	Übertragungsfähigkeit	+	
	Verfügbarkeit	+	
	Lebensdauer	+	
Umwelt	Mensch (Wohlbefinden)		+
	Tiere/Pflanzen	-	-
	Boden/Wasser	+	
	Landschaft		+
Wirtschaftlichkeit	Investitionskosten	+	
	Betriebskosten		+
	Gesamtkosten	+	

9 Literatur - und Quellenverzeichnis

- /1/ Amprion GmbH.: Erläuterungsbericht 380-kV-Höchstspannungsfreileitung Pkt. Fellerhöfe - Pkt. St. Tönis, Bl. 4571, Anlage 1
- /2/ Sonderdruck (Nr. 4981) aus Heft 26/01 der Elektrizitätswirtschaft (ew)
- /3/ Peschke, E.; v. Olshausen, R.: Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung. Publicis MCD Verlag, 1998
- /4/ VDEW Kabelhandbuch 5. Auflage 1997 Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H /2/ Heimhold, L.; Stubbe, R. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom. 5. Auflage 1999 Publicis MCD Verlag
- /5/ Heimhold, L.; Stubbe, R. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom. 5. Auflage 1999 Publicis MCD Verlag
- /6/ Hütte Taschenbücher der Technik Elektrische Energietechnik Band 3 Netze 29. Auflage Springer-Verlag 1988
- /7/ FGH Sonderauswertung der VDN-Störungsstatistik zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskenndaten. Mai 2004.
- /8/ Fricke, K.-G.; Rittinghaus, D.: Freileitungen und Kabel im Mittelspannungs- und Hochspannungsnetzen der Energieversorgung. 67. Kabelseminar der Universität Hannover, 21. und 22.02.2006
- /9/ Böhme, H.: Mittelspannungstechnik. Verlag Technik Berlin München 1992
- /10/ Möschwitzer, A. (Hrsg.): Formeln der Elektrotechnik und Elektronik. Verlag Technik Berlin 1989
- /11/ Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV)
- /12/ Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder (26. Bundes-Immissionsschutzverordnung) in der aktuellen Fassung gemäß Beschluss des Länderausschusses für Immissionsschutz, 107. Sitzung, 15. bis 17. März 2004
- /13/ DIN EN 50413, VDE 0848-1: 2009-08. Grundnorm zur zu Mess- und Berechnungsverfahren der Exposition von Personen in elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern (0 Hz bis 300 GHz)
- /14/ Oeding, D.; Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 6. Auflage 2004 Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York
- /15/ UmweltPlan GmbH Stralsund: Umweltfachlicher Variantenvergleich (Freileitung - Kabel) für die 380-kV-Leitung Krümmel - Schwerin/Görries
- /16/ Koettnitz, H.; Pundt, H.: Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze. Band I: Mathematische Grundlagen und Netzparameter. VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1973
- /17/ Oswald, B. R.: Berechnung der Verluste und Verlustarbeit bei Wechsellast. Bericht EE 652/2005. Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Universität Hannover
- /18/ Zebisch, M.: Netzverluste. Verlag Technik Berlin 1959
- /19/ Netzverluste. Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke VWEW

Einige Textpassagen, sofern sie sich auf *allgemeingültige* stehende Aussagen zu den Eigenschaften von 380-kV-Freileitungen und -Kabeln beziehen, sind von *eigenen* früheren Ausarbeitungen des Gutachters übernommen.

10 Glossar

Begriff	Bedeutung
Abzinsung	Umrechnen eines Zahlungsbetrages auf einen früheren Zeitpunkt
Abzinsungsfaktor für das Jahr x	$(1+p/100\%)^x$, wobei p der Zinssuss in Prozent pro Jahr ist
Ausfall	zufallsbedingte Beendigung der Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, eine geforderte Funktion zu erfüllen
Ausfallhäufigkeit	Anzahl der zufallsbedingten Ausfälle pro Jahr
Ausfallrate	mittlere Anzahl von Ausfällen bezogen auf 1 km Leitungslänge und Jahr
Aus-Dauer	Dauer des zufallsbedingten Nichtbetriebes
Barwert	auf Stichtag bezogene Zahlungsbeträge
Belastungsgrad	Verhältnis von mittlerer Leistung zu maximaler Leistung während einer Zeitdauer (meist 1 Tag oder 1 Jahr)
Belastbarkeit	thermische Grenzleistung
Blindleistung	Anteil der Scheinleistung, die keine Arbeit verrichtet
Blindleistungsbedarf	Leistungsbedarf der Induktivitäten und Kapazitäten
Bündelleiter	Aufbau eines Leiters aus mehreren parallelen Teilleitern
Cross-Bonding	zyklisches Auskreuzen der Kabelschirme zur Verminderung der Schirmverluste
Dielektrizitätszahl	Materialkonstante des Isolierstoffes
Doppelleitung	Leitung mit sechs Leitern zur Übertragung von zwei Drehstromsystemen
Drehstromsystem	aus drei gleich großen um 120° verschobenen Spannungen und Strömen gebildetes Wechselstromsystem
Endverschluss	Übergangselement vom Kabel zum Anschlusspunkt
Fehler	Störungen des Normalbetriebes z.B. durch Kurzschlüsse
Impedanz	aus Wirk- und Blindwiderstand gebildeter Wechselstromwiderstand
Isolation	alle durch Isolierung gewonnenen Eigenschaften
Isolierung	alle zur Isolation verwendeten Werkstoffe
Kurzunterbrechung (KU)	kurzzeitiges Abschalten der Freileitung zur Fehlerbeseitigung
kapazitive Ladeleistung	durch die Leitungskapazitäten verursachte Leistung
kapazitiver Ladestrom	durch die Leitungskapazitäten verursachter Strom
Korona	Teilentladungserscheinungen an Freileitungen
Leitungsbelag	Leistungsparameter pro km Leitung
Muffe	Verbindungselement für Kabelabschnitte
natürliche Leistung	Übertragungsleistung, bei der der Blindleistungshaushalt der Leitung ausgeglichen ist (kapazitive gleich induktive Blindleistung)
(n-1)-Kriterium	der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (hier Leitungen) führt nicht zur Überlastung der verbleibenden Betriebsmittel
Reaktanz	Scheinwiderstand einer Induktivität oder Kapazität bei Wechselstrom (induktive und kapazitive Reaktanz)
Rentenbarwertfaktor	Summenwert der geometrischen Reihe für den Abzinsungsfaktor
Resistanz	Wirkwiderstand einer Leitung
Schaden	bleibende nachteilige Veränderung, die zeitnah repariert werden muss
Schaltanlage	Einrichtung zur Verbindung mehrer Leitungen
Scheinleistung	aus Wirk- und Blindleistung gebildete Gesamtleistung im Wechsel- oder Drehstromnetz
Spannungsabfall	Differenz der Spannungsbeträge am Anfang und Ende der Leitung
spannungsabhängige Verluste	Anteil der Verluste, der quadratisch von der Spannung abhängt
stromabhängige Verluste	Anteil der Verluste, der quadratisch vom Strom abhängt
thermische Grenzleistung	höchste, durch die zulässige Leitertemperatur bestimmte Dauerleistung

Begriff	Bedeutung
thermisch stabilisierte Bettung	Bettungsmaterial mit einem Wärmewiderstand kleiner gleich 1,2 K·m/W
Umspananlage	Schaltanlage mit Transformatoren zur Kupplung von Netzen verschiedener Nennspannung
Verluste	Gesamtheit der Leistung, die nutzlos in Wärme umgewandelt wird
Verlustfaktor	Verhältnis der mittleren Verluste zu den maximalen Verluste während einer Zeitdauer
Versorgungszuverlässigkeit	Fähigkeit einer Betrachtungseinheit (Leitung), innerhalb der vorgegebenen Grenzen seine Funktion zu erfüllen
WACC-Zins	nach Eigen- und Fremdkapitalanteilen eines Unternehmens gewichteter Zinssatz
Wellenwiderstand	aus der Induktivität und Kapazität gebildeter Leitungsparameter
Wirkleistung	Anteil der Scheinleistung, der in Arbeit umgesetzt werden kann
Zusatzverluste	außerhalb des Leiters entstehende Verlustanteile
Zusatzwiderstand	berücksichtigt die Zusatzverluste in der Ersatzschaltung der Leitung

Abkürzungen	Bedeutung
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
KU	Kurzunterbrechung
SA	Schaltanlage
UA	Umspananlage
UVP	Umweltverträglichkeits-Prüfungsverfahren
VPE	Vernetztes Polyethylen
WACC	Weighted average cost of capital

11 Anhang

11.1 Berechnung der Freileitungsparameter

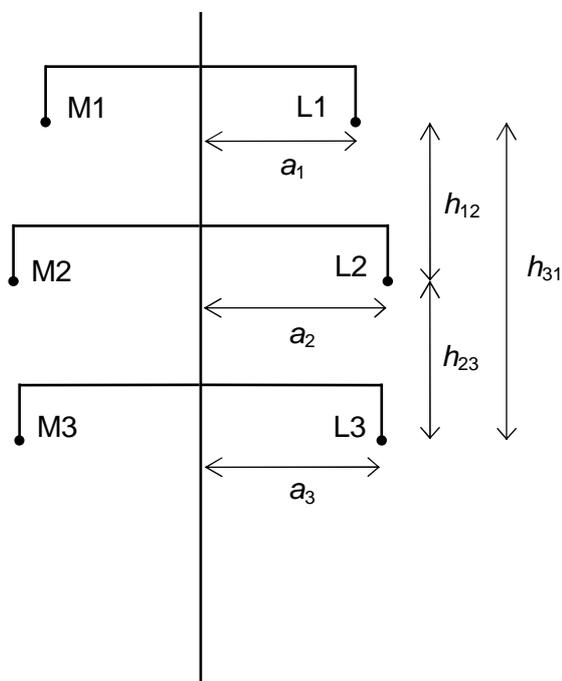


Bild A.1. Mastkopfbild Tonnenmast (Tragmast)

Tabelle A.1. Beseilung und Abmessungen Mastköpfe

	Tragmast D381-1	Tragmast D48-1
Seil	4×265/35	4×550/70
r_L/cm	1,12	1,62
a/cm	40	40
n	4	4
a_1/cm	775	825
a_2/cm	925	1025
a_3/cm	850	925
h_{12}/cm	950	1100
h_{23}/cm	900	1050
h_{31}/cm	1850	2150

Teilleiter (T)- und Bündelleiterradius (B):

$$r_T = \frac{a}{\sqrt{2}}$$

$$r_B = \sqrt[n]{n \cdot r_L \cdot r_T^{n-1}}$$

Leiterabstände:

$$d_{L1L2} = \sqrt{h_{12}^2 + (a_1 - a_2)^2}$$

$$d_{L2L3} = \sqrt{h_{23}^2 + (a_2 - a_3)^2}$$

$$d_{L3L1} = \sqrt{h_{31}^2 + (a_3 - a_1)^2}$$

$$d_{L1M2} = \sqrt{h_{12}^2 + (a_1 + a_2)^2}$$

$$d_{L2M3} = \sqrt{h_{23}^2 + (a_2 + a_3)^2}$$

$$d_{L3M1} = \sqrt{h_{31}^2 + (a_3 + a_1)^2}$$

$$d_{L1M1} = 2a_1$$

$$d_{L2M2} = 2a_2$$

$$d_{L3M3} = 2a_3$$

Mittlere Leiterabstände:

$$d_{LiLk} = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L2L3} \cdot d_{L3L1}}$$

$$d_{LiMk} = \sqrt[3]{d_{L1M2} \cdot d_{L2M3} \cdot d_{L3M1}}$$

$$d_{LiMi} = \sqrt[3]{d_{L1M1} \cdot d_{L2M2} \cdot d_{L3M3}}$$

Reaktanzbelag:

$$X' = \omega_0 \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{d_{LiLk} \cdot d_{LiMk}}{d_{LiMi} \cdot r_B} + \frac{1}{4n} \right)$$

Kapazitätsbelag

$$C' = \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0}{\ln \frac{d_{LiLk} \cdot d_{LiMk}}{d_{LiMi} \cdot r_B}}$$

mit $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4}$ H/km und $\varepsilon_0 = 8,85418 \cdot 10^{-9}$ F/km

Tabelle A.2. Leitungsreaktanzen und Leitungskapazitäten

	Tragmast D381-1	Tragmast D48-1
$X' / \Omega/\text{km}$	0,281	0,286
$C' / \text{nF}/\text{km}$	12,6	12,4

11.2 Anordnung der Freileitungsseile in Hinblick auf geringste Felder

Das elektrische und magnetische Feld einer Freileitung (hier einer Doppelleitung) in einem bestimmten Aufpunkt hängt davon ab, wie die Leiter L1, L2 und L3 der beiden Drehstromsysteme I und II am Mast angeordnet sind (Bild A.2). Damit besteht die Möglichkeit durch die Zuordnung der Leiter zu den Mastplätzen 1, 2 und 3 Einfluss auf die Höhe der Feldstärkewerte zu nehmen.

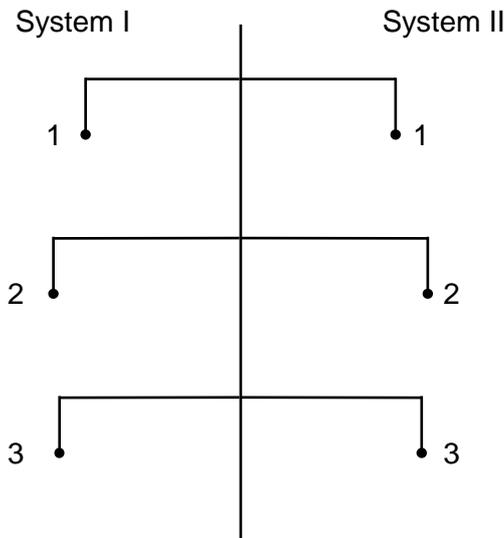


Bild A.2. Bezeichnung der Stromsysteme (I und II) und der Leiterplätze für jedes System (1, 2, 3)

Die folgende Tabelle enthält 6 Varianten für die Zuordnung der Leiter der Drehstromsysteme zu den Mastplätzen. 380-kV-Freileitungen werden ab einer bestimmten Länge (etwa 20 km) verdrillt. Dabei werden die Plätze der Leiterseile am Mast zyklisch getauscht, so dass auf der Leitungslänge jeder Leiter einmal jeden Platz eingenommen hat. Auf diese Weise werden Unsymmetrien der Drehstromsysteme, die durch die unsymmetrische Anordnung der Leitungssysteme am Mast entstehen, ausgeglichen.

Für eine unverdrillte Leitung kann man in Hinblick auf die Minimierung der elektrischen und magnetischen Felder die jeweils günstigste der 6 Varianten wählen. Bei Verdrillung der Leitungssysteme nach dem Schema $\gamma_1 / 16/$ durchlaufen die Leiterseile auf den Verdrillungsabschnitten die Plätze der Varianten 1 bis 3 und bei Verdrillung nach dem Schema δ_1 die Plätze der Varianten 4 bis 6.

Tabelle A.3. Varianten der Leiterseilbelegung am Mast der Doppelfreileitung

Variante	System I			System II			B_{0max} μT	E_{0max} kV/m
	1	2	3	1	2	3		
1	L1	L2	L3	L1	L2	L3	18,72	4,15
2	L2	L3	L1	L2	L3	L1	18,72	4,15
3	L3	L1	L2	L3	L1	L2	18,72	4,15
4	L1	L2	L3	L3	L2	L1	15,56	2,38
5	L3	L1	L2	L2	L1	L3	15,56	2,38
6	L2	L3	L1	L1	L3	L2	15,56	2,38

Vergleichende Feldberechnungen haben gezeigt, dass die Varianten 1 bis 3 und die Varianten 4 bis 6 jeweils die gleichen Ergebnisse liefern, wobei die Varianten 4 bis 6 die kleineren Feldstärken ergeben. Das gilt sowohl für jede Variante allein als auch für alle 3 Varianten einer Verdrillungsart. Man kann deshalb aus Sicht der Felder die Varianten 1 bis 3 als *ungünstig* und die Varianten 4 bis 6 als *günstig* bezeichnen

11.3 Anordnung der Kabel in Hinblick auf geringste magnetische Felder

Wie bei der Freileitung hängt das magnetische Feld bzw. die magnetische Induktion einer Kabelanlage in einem Aufpunkt von der gegenseitigen Lage der einzelnen Kabel der Drehstromsysteme, hier der 4 Kabelsysteme im Kabelgraben ab (Bild A.3).

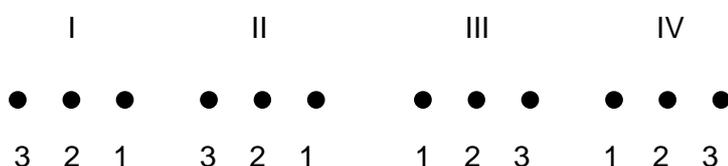


Bild A3. Bezeichnung der Stromsysteme (I, II, III, IV) und der Kabelplätze für jedes System (1, 2, 3)

Die folgende Tabelle zeigt 4 mögliche und untersuchte Anordnungen der Kabelleiter bei 4 Kabelsystemen.

Tabelle A.4. Varianten (V) der Kabelanordnung bei 4 Drehstromsystemen

V	System I			System II			System III			System IV			B_{0max} μT
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L3	L2	L1	L3	L2	L1	68,6
2	L3	L2	L1	L3	L2	L1	L3	L2	L1	L3	L2	L1	103,9
3	L3	L2	L1	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L3	L2	L1	90,8
4	L2	L1	L3	L1	L2	L3	L3	L1	L2	L3	L2	L1	73,3

11.4 Arbeitsverlustfaktor und Verluststundendauer

Die genaue Bestimmung der jährlichen Verlustarbeit setzt den zeitlichen Verlauf der Übertragungsleistung während eines Jahres, entweder in Form der Jahresbelastungskurve oder als geordnete Jahresbelastungsdauerlinie oder als Summenhäufigkeit der Übertragungsleistung voraus. Zwischen der geordneten Dauerlinie und der Summenhäufigkeit der Übertragungsleistung besteht ein unmittelbarer Zusammenhang /17/.

Die jährliche Verlustarbeit der stromabhängigen Verluste ergibt sich aus:

$$W_{a\text{PVI}} = \int_0^{T_a} P_{\text{VI}}(t) dt = P_{\text{VI mittel}} \cdot T_a \tag{11.1}$$

wobei $P_{\text{VI mittel}}$ die über das Jahr anfallenden mittleren stromabhängigen Verluste sind.

Durch Erweitern der Gl (11.1) im Zähler und Nenner mit den bei Jahreshöchstlast $S_{a\text{ max}}$ auftretenden maximalen Verlusten $P_{\text{VI max}}$ folgt

$$W_{a\text{PVI}} = P_{\text{VI max}} \cdot \frac{P_{\text{VI mittel}}}{P_{\text{VI max}}} \cdot T_a = P_{\text{VI max}} \cdot \vartheta \cdot T_a = P_{\text{VI max}} \cdot T_V$$

Das Verhältnis $P_{\text{VI mittel}}$ zu $P_{\text{VI max}}$ ist der sog. Arbeitsverlustfaktor ϑ . Er ist stets kleiner als eins, da nicht während des ganzen Jahres die Höchstlast anfällt. Bei vorliegendem zeitlichen Strom- bzw. Leistungsverlauf während eines Jahres lässt sich der Arbeitsverlustfaktor wie folgt berechnen.

$$\vartheta = \frac{W_{a\text{PVI}}}{P_{\text{VI max}} \cdot T_a} = \frac{P_{\text{VI mittel}}}{P_{\text{VI max}}} = \frac{T_V}{T_a} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{S^2(t)}{S_{a\text{ max}}^2} dt \tag{11.2}$$

Nach der Gl. (11.2) beschreibt der Arbeitsverlustfaktor (/18/, /19/)

- das Verhältnis von jährlicher Verlustarbeit zu den maximalen stromabhängigen Verlusten $P_{\text{VI max}}$ bei der Jahreshöchstlast $S_{a\text{ max}}$ mal Jahresstundendauer T_a oder
- das Verhältnis der mittleren Jahresverluste $P_{\text{VI mittel}}$ zu den maximalen stromabhängigen Verlusten $P_{\text{VI max}}$ bei der Jahreshöchstlast oder
- das Verhältnis der Verluststundendauer T_V zur Jahresdauer T_a

Die Verluststundendauer $T_V = \vartheta T_a$ ist eine äquivalente Zeitdauer, die im Produkt mit den maximalen Verlusten die Jahresverlustarbeit ergibt.

Der Arbeitsverlustfaktor oder die Verluststundendauer werden in der Praxis verwendet, um bei bekannter Höchstlast die Jahresverlustarbeit der stromabhängigen Verluste zu berechnen:

$$W_{a\text{PVI}} = \vartheta \cdot T_a \cdot P_{\text{VI max}} = T_V \cdot P_{\text{VI max}}$$

In der Literatur /18/ gibt es zahlreiche Überlegungen einen Zusammenhang zwischen der mittleren Jahresbelastung, ausgedrückt durch den Jahresbelastungsgrad

$$m_a = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{S(t)}{S_{a\text{ max}}} dt = \frac{W_a}{S_{\text{ max}} \cdot T_a} = \frac{S_{a\text{ mittel}}}{S_{a\text{ max}}} = \frac{T_m}{T_a}$$

und dem Arbeitsverlustfaktor herzustellen, indem man versucht die Jahresdauerlinie als Funktion von m_a zu approximieren. Da der Arbeitsverlustfaktor aber im Gegensatz zum Jahresbelastungsgrad vom Quadrat des zeitlichen Verlaufs der Leistung abhängt, existiert kein allge-

meiner Zusammenhang zwischen dem Arbeitsverlustfaktor und dem Jahresbelastungsgrad, so dass es sich dabei immer um eine Näherung handelt. Man kann sich aber leicht überlegen, dass der Arbeitsverlustfaktor höchstens so groß wie der Jahresbelastungsgrad und nicht kleiner als m_a^2 sein kann:

$$m_a^2 \leq \vartheta = m_a \quad \text{mit} \quad m_a \leq 1$$

In /18/ werden verschiedene Ansätze angegeben, die Jahresdauerlinie als mathematische Funktion vom Jahresbelastungsgrad darzustellen. Für die normierte Jahresdauerlinie der Form

$$\frac{S(t)}{S_{\max}} = 1 - (1 - m_a^2) \left(\frac{t}{T_a} \right)^{m_a} \tag{11.3}$$

ergibt sich nach Gl. (11.2) für den Arbeitverlustfaktor als Funktion von m_a :

$$\vartheta = \frac{m_a^2(2 - m_a^2)}{1 + 2m_a} \tag{11.4}$$

Ein anderer Ansatz lautet /19/

$$\vartheta = 0,17 m_a + 0,83 m_a^2 \tag{11.5}$$

Das Bild A.4 zeigt die mit den Gln. (11.4) und (11.5) berechnete Abhängigkeit des Arbeitsverlustfaktors vom Jahresbelastungsgrad in den Grenzen $\vartheta_{\max} = m_a$ und $\vartheta_{\min} = m_a^2$.

Aufgrund der Zusammenhänge $\vartheta = T_v / T_a$ und $m_a = T_m / T_a$ gibt das Diagramm gleichzeitig Auskunft über die jährliche Verluststundendauer in Abhängigkeit von der jährlichen Benutzungsdauer. Mit $T_m = m_a T_a$ wird die Jahresbenutzungsdauer (der Volllast) definiert.

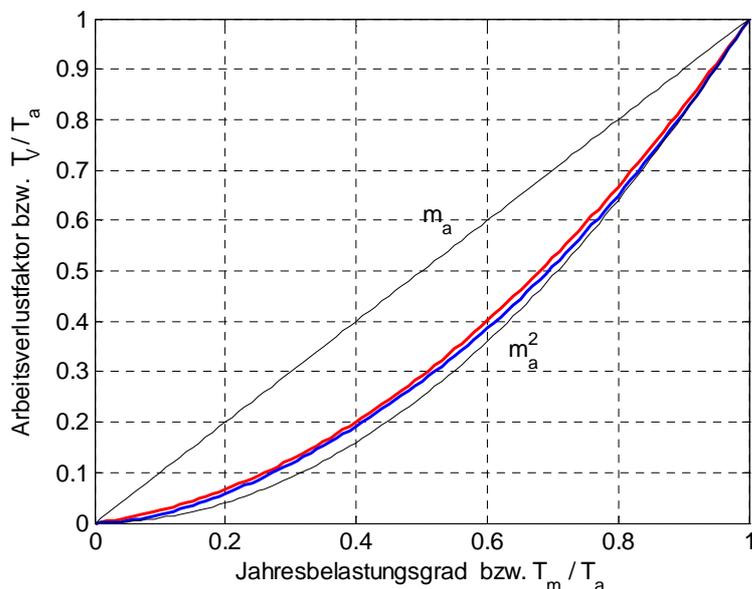


Bild A.4. Arbeitsverlustfaktor und relative Verluststundendauer in Abhängigkeit vom Jahresbelastungsgrad oder der relativen jährlichen Benutzungsdauer, berechnet nach Gl. (11.4) (blau) und Gl. (11.5) (rot)

11.5 Einfluss der Betriebskosten auf das Kostenverhältnis Kabel/Freileitung

Das Verhältnis der Barwerte von Kabel zu Freileitung ergibt sich aus:

$$V_{KF} = \frac{A_{0K}}{A_{0F}} = \frac{I_K + B_K}{I_F + B_F} = \frac{\frac{I_K}{I_F} + \frac{B_K}{B_F} \cdot \frac{B_F}{I_F}}{1 + \frac{B_F}{I_F}} \quad (11.6)$$

Zur Vereinfachung der Schreibweise werden hier folgende Bezeichnungen verwendet:

I_K, I_F Investitionskosten der Kabel und Freileitung

B_K, B_F Barwerte der Betriebskosten der Kabel und Freileitung

Die Gl. (11.6) gilt auch für die Größen pro km Leitungslänge:

$$V_{KF} = \frac{\frac{I'_K}{I'_F} + \frac{B'_K}{B'_F} \cdot \frac{B'_F}{I'_F}}{1 + \frac{B'_F}{I'_F}} \quad (11.7)$$

Für das Verhältnis der Betriebskosten von Kabel und Freileitung gilt bei Vernachlässigung der Wartungskosten gegenüber den Verlustkosten (s. Abschnitt 4.2):

$$\frac{B'_K}{B'_F} = \frac{P'_{VUK} + P'_{VIK \text{ mittel}}}{P'_{VUF} + P'_{VIF \text{ mittel}}} \quad (11.8)$$

mit

$$P'_{VUF} = n_F \cdot G'_F \cdot U_n^2 \quad (11.9)$$

$$P'_{VIF \text{ mittel}} = \frac{1}{n_F} \cdot R'_F \cdot \vartheta \cdot \frac{S_{a \text{ max}}^2}{U_n^2} = \frac{1}{n_F} \cdot \frac{R'_F}{U_n^2} \cdot (\sqrt{\vartheta} \cdot S_{a \text{ max}})^2 \quad (11.10)$$

und analogen Ausdrücken für die Kabel. Für die Abschätzung des Kostenverhältnisses genügt die Näherung $\sqrt{\vartheta} = m_a$ (s. Anhang A.4), so dass Gl. (11.10) übergeht in

$$P'_{VIF \text{ mittel}} = \frac{1}{n_F} \cdot \frac{R'_F}{U_n^2} \cdot (m_a \cdot S_{a \text{ max}})^2 = f(m_a \cdot S_{a \text{ max}}) \quad (11.11)$$

Die relativen, auf die Investitionskosten bezogenen Verlustkosten der Freileitung werden:

$$\frac{B'_F}{I'_F} = \frac{r_N^* \cdot k_I \cdot T_a \cdot (P'_{VUF} + P'_{VIF \text{ mittel}})}{I'_F} = f(r_N^* \cdot k_I, m_a \cdot S_{a \text{ max}}) \quad (11.9)$$

Somit lässt sich das Kostenverhältnis Kabel/Freileitung darstellen als Funktion der Kostenparameter ($r_N^* \cdot k_I$) und als Funktion der jährlichen Leitungsbelastung ($m_a \cdot S_{a \text{ max}} = S_{a \text{ mittel}}$), wie das in den folgenden Bildern der Fall ist. Anhand dieser Kurven wird der Einfluss der Betriebskosten auf das Gesamtkostenverhältnis deutlich. Den stärksten Einfluss auf das Kostenverhältnis hat wegen der quadratischen Abhängigkeit die Jahreshöchstlast, was man auch an den steiler abfallenden Kurven im Bereich größerer Leistungen im Bild a.4 sieht.

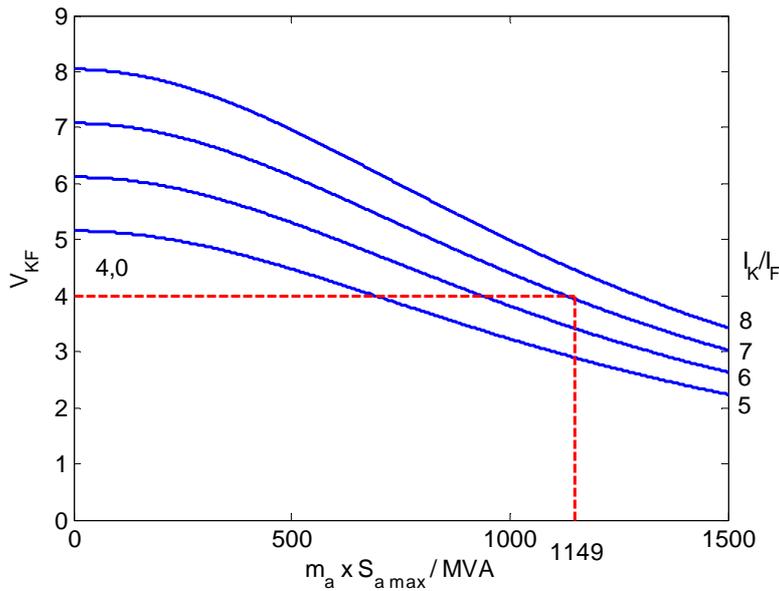


Bild A.4. Verhältnis der Gesamtkosten Freileitung/Vollverkabelung V_{KF} mit 4 Kabelsystemen mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 in Abhängigkeit vom Verhältnis der Investitionskosten Kabel/Freileitung I_K/I_F und dem Produkt $m_a \cdot S_{a \max}$ bei $I_F = 8 \text{ Mio.€}$, $r_N^* = 17,105$, $k_I = 60 \text{ €/MWh}$. Eingezeichnet ist der Fall: $I_K/I_F = 7,15$, $m_a \cdot S_{a \max} = \sqrt{0,34} \cdot 2 \cdot 985 \text{ MVA} = 114 \text{ MVA}$. Die Abweichung gegenüber dem Wert 3,9 in Tabelle 8.1 ergibt sich durch Vernachlässigung der Wartungskosten und durch Rundungen.

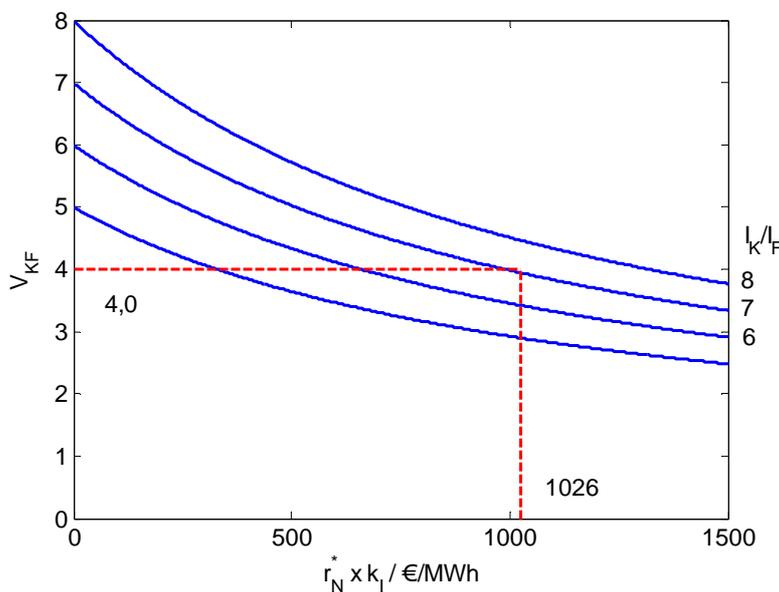


Bild A.5. Verhältnis der Gesamtkosten Freileitung/Vollverkabelung V_{KF} mit 4 Kabelsystemen mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 in Abhängigkeit vom Verhältnis der Investitionskosten I_K/I_F und dem Produkt $r_N^* \cdot k_I$ bei $I_F = 8 \text{ Mio.€}$, $m_a \cdot S_{a \max} = \sqrt{0,34} \cdot 2 \cdot 985 \text{ MVA} = 1149 \text{ MVA}$. Eingezeichnet ist der Fall: $I_K/I_F = 7,15$, $r_N^* \cdot k_I = 17,105 \cdot 60 \text{ €/MWh} = 1026 \text{ €/MWh}$. Die Abweichung gegenüber dem Wert 3,9 in Tabelle 8.1 ergibt sich durch Vernachlässigung der Wartungskosten und durch Rundungen.