

**Studie:**

**Netzverstärkungs-Trassen zur  
Übertragung von Windenergie:  
Freileitung oder Kabel ?**

Auftraggeber:  
Bundesverband WindEnergie e.V. (2004)

Heinrich Brakelmann

Universitätsprofessor an der  
Universität Duisburg-Essen/ Campus Duisburg  
Energie-Transport und -Speicherung

Rheinberg, im Oktober 2004

# Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?

Inhalt:

Vorbemerkung

0.	Einleitung	4
1.	Stand der Technik	5
2.	Stationäre Stromtragfähigkeit	8
2.1	Stromtragfähigkeit von Freileitungen	8
2.2	Stromtragfähigkeit von Kabeln	8
2.2.1	110 kV-Kabel	9
2.2.2	220 kV-Kabel	11
2.2.3	110 kV-Kabel	13
3.	Zeitweilige Überlastbarkeit	17
4.	Spannungsfestigkeit / Lebensdauer	23
5.	Überspannungsschutz	24
6.	Leitungs-Koeffizienten	25
6.1	Übertragungsverhalten	26
6.2	Lastfluß und Kurzschluß	28
7.	Blindleistungskompensation	30
8.	Erdschlußstrom-Kompensation	31
9.	Wartung	33
10.	Ausfallraten und Nichtverfügbarkeit	34
11.	Einwirkungen durch die Umwelt	37
12.	Einwirkungen auf die Umwelt	39
12.1	Elektromagnetische Verträglichkeit	39
12.2	Geräusche	41
12.3	Sicherheit	41
12.4	Optische Beeinflussungen	42
12.5	Nutzungseinschränkungen	44
12.6	Beeinträchtigungen während der Errichtung	45
12.7	Sonstige Beeinträchtigungen	45
13.	Beispieltrasse	47

14.	Verluste	48
15.	Wirtschaftlichkeitsvergleich	53
15.1	Arbeitskosten und Leistungskosten der Verluste	53
15.1.1	Arbeitskosten: Verlustkostenbewertung mit Einspeisevergütung nach EEG	55
15.1.2	Arbeitskosten: Verlustkostenbewertung mit $E = 0,035 \text{ €/kWh}$	56
15.2	Investitionskosten und Barwerte von 110-kV-Freileitungen und von 110 kV-Kabeln für eine 30 km lange Trasse	61
15.2.1	Investitionen für 110 kV-Freileitungen	61
15.2.2	Investitionen für ein 110 kV-Kabelsystem	62
15.2.3	Investitionen für ein 110 kV-Kabel-Doppelsystem	64
15.2.4	Wirtschaftlichkeitsvergleich 110 kV	65
15.3	Investitionskosten und Barwerte von 220-kV-Freileitungen und von 220 kV-Kabeln für eine 30 km lange Trasse	75
15.3.1	Investitionen für 220 kV-Freileitungen	75
15.3.2	Investitionen für ein 220 kV-Kabelsystem	75
15.3.3	Investitionen für ein 220 kV-Kabel-Doppelsystem	77
15.3.4	Wirtschaftlichkeitsvergleich 220 kV	79
15.4	Investitionskosten und Barwerte von 380-kV-Freileitungen und von 380 kV-Kabeln für eine 30 km lange Trasse	90
15.4.1	Investitionen für 380 kV-Freileitungen	90
15.4.2	Investitionen für ein 380 kV-Kabelsystem	91
15.4.3	Investitionen für ein 380 kV-Kabel-Doppelsystem	91
15.4.4	Wirtschaftlichkeitsvergleich 380 kV	93
15.5	Sonstige Kosten	100
16.	Verbesserte Dimensionierung der Freileitung	100
17.	Zusammenfassung	107
18.	Schrifttum	113
	Anhang:	115

## Vorbemerkung

Freileitungen haben sich in unseren Netzen seit vielen Jahren bewährt, und die Erfahrungen der Netzbetreiber hinsichtlich der verschiedensten Netzfragen sind umfangreich. Kabel kommen aus diesem Grunde nur dort zum Einsatz, wo sie unter technischen, genehmigungsrechtlichen und/oder wirtschaftlichen Aspekten die bessere Lösung bieten können. Bei den städtischen Mittelspannungs- und auch 110 kV-Verbindungen ist dies nicht selten der Fall. Zu der Diskussion, ob Kabellösungen auch für ländliche Netzverstärkungstrassen größerer Länge für die Windenergieübertragung vorteilhaft sein können, versucht die vorliegende Studie einen Beitrag leisten.

Die Studie kann, auch wegen des vorgegebenen, verhältnismäßig engen Zeitrahmens, keinen Anspruch auf vollständige Behandlung der vielfältigen, teilweise hochkomplexen Teilprobleme erfüllen zu einer Fragestellung, zu der schon eine größere Anzahl von Publikationen, Buchveröffentlichungen und Gutachten erschienen ist.

Die vorgegebenen Randbedingungen sind andere als bei der bisherigen Behandlung des Themas:

- wird die zu übertragende Last vornehmlich durch eine Windlastcharakteristik definiert, so können höhere Kabelbelastbarkeiten berücksichtigt werden.
- ist die Ausbautrasse vornehmlich zur Übertragung von Windlast vorgesehen, so ist nach Ansicht des Verfassers, abweichend vom üblichen Vorgehen, auch die Realisierung mit nur einem Kabelsystem diskussionswürdig. (n-1)-Sicherheit wird dann zwar nicht mehr in der Trasse realisiert, ist aber durch das Erzeugungsmanagement (Abschalten von Windparks) erreichbar. Um diese Diskussion offen zu halten, wird der Vergleich alternativ für Einzel- und Doppelsysteme – d.h. mit und ohne (n-1)-Redundanzansatz – durchgeführt.

Die Studie behandelt nur eine einzige Trassenlänge (30 km) und greift für die unterschiedlichen Spannungsebenen jeweils nur eine einzige Übertragungsleistung heraus. Sie orientiert sich zudem an der von einem Netzbetreiber konkret vorgegebenen Auslegung des Freileitungssystems [1], ohne systematische Optimierungsuntersuchungen für die Freileitungstrasse vorzunehmen. Insofern müssen auch die erzielten Ergebnisse als jeweiliger Einzelfall interpretiert werden mit nur begrenzter Möglichkeit zur Verallgemeinerung.

Bei einigen Fragestellungen kann nicht von vornherein entschieden werden, welcher Zusatzaufwand für eine Kabeltrasse gegebenenfalls zu erbringen sein wird. Hierzu gehört die Frage der Lastaufteilung, die nur nach umfänglichen Lastflußuntersuchungen geklärt werden kann. Aus diesem Grunde werden die Anlagenverluste, die Investitionskosten sowie auch die Verlustkosten alternativ ohne sowie mit einem gegebenenfalls erforderlichen Transformator betrachtet. Eine ähnliche Unsicherheit besteht auch in der Frage, welcher Aufwand im Hinblick auf die Erdschlussstromkompensation im gelöscht betriebenen 110 kV-Netz erforderlich wird. Zur Klärung müssen zunächst die konkreten Verhältnisse in dem bestehenden Netzbereich untersucht werden.

Ein Vergleich Kabel/Freileitung kann nicht ohne eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angegangen werden. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen aber sind immer angreifbar. Solche Kritik mag beginnen bei den zugrundegelegten Herstellkosten, die mit einem sich ändernden Markt schon nach Monaten Makulatur sein können, und sie mag sich fortsetzen bei den Ansätzen zu den Verlustkosten, zum Barwert-Zinsfuß oder auch zum Betrachtungszeitraum. Um den Vergleich möglichst fair zu halten, war der Verfasser bemüht, bei diesen Basisdaten einerseits auf verlässliche Quellen zurückzugreifen und andererseits die wesentlichen Varianten zu berücksichtigen.

## 0. Einleitung

Das Hoch- und Höchstspannungsnetz besteht außerhalb der Großstädte – bis auf wenige Ausnahmen – aus Freileitungen. Grund hierfür sind Vorteile bei der Trassenherstellung, ihre leichte Zugänglichkeit und Reparaturfähigkeit, ihre hohe Stromtragfähigkeit sowie einige weitere technische Vorteile, die im Folgenden, auch im Vergleich zu den Kabeln, noch ausführlich angesprochen werden. Vor allen anderen Argumenten ist es jedoch die Kostenfrage, die besonders bei den Höchstspannungen 220 kV und 380 kV beim Vergleich mit Kabelsystemen ähnlichen Übertragungsvermögens und ähnlicher Verfügbarkeit normalerweise deutlich den Ausschlag zugunsten der Freileitung gibt. In Deutschland werden für diese Spannungsebenen Kostenfaktoren zwischen 10 und 25 genannt.

Im Mittelspannungsnetz hingegen geht der Trend dominant in Richtung Verkabelung. Hierbei entscheidet nicht allein der Vorteil des erdverlegten Kabels, seine Umgebung nicht optisch zu beeinträchtigen, sondern es ist aufgrund seiner spürbar geringeren Stromwärmeverluste in vielen Fällen auch wirtschaftlicher als die Freileitung [16, VDEW-Kabelhandbuch]. Da dieser Effekt auch bei den höheren Spannungsebenen zunehmende Beachtung findet, verstärkt sich der Trend zum Kabel auch in der 110 kV-Ebene; insbesondere auch deshalb, weil die Technik der VPE-Kabel-Herstellung, besonders aber ihrer Garnituren, in den letzten Jahren enorme Fortschritte vollziehen konnte mit dem Effekt geringerer Kosten, einfacherer Montage und hoher Zuverlässigkeit. In den Großstädten ist die Legung von 110 kV-Kabeln üblich und Stand der Technik.

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

Hintergrund der vorliegenden Studie ist die Suche nach Möglichkeiten, bei der rasch anwachsenden Energieproduktion aus großen Windfarmen, insbesondere der in den nächsten Jahren zu realisierenden Offshore-Anlagen, die Versorgungsnetze in Norddeutschland durch einzelne Trassen zu verstärken. Bei einigen Trassen in der 110 kV-Ebene ist dieser Bedarf dringlich, da bereits jetzt immer wieder in Starkwindzeiten Windparks vom Netz getrennt werden (Windenergie-Erzeugungsmanagement, WEM), was zu kostenintensiven Ausfällen der Windenergieproduktion führt.

Die Dringlichkeit der Fragestellung führt direkt zu der Frage, ob solche Netzverstärkungstrassen, in der Hoffnung auf kürzere Genehmigungsverfahren, nicht rascher mit Kabeln realisiert werden können. Der Fragestellung einer möglichen Verkabelung wird daher im Folgenden nachgegangen, und zwar konkret auf eine 30 km lange Trasse bezogen. Die hier vorliegenden, besonderen Randbedingungen:

- a) zusätzliche Betriebssicherheit kann durch das Erzeugungsmanagement geschaffen werden und
  - b) die Last auf der Verstärkungstrasse ist nicht zeitkonstant, sondern wird wesentlich durch die Windsituation mitgeprägt,
- wirken sich in diesem Vergleich zugunsten der Kabellösung aus.

Wegen der speziellen Problemstellung dürfen die hier abgeleiteten Ergebnisse keinesfalls beliebig verallgemeinert werden. Mit geänderter Fragestellung – beispielsweise anderen Übertragungsleistungen oder –längen oder anderen Netzstrukturen – können sich auch die Antworten entscheidend verschieben.

## 1. Stand der Technik

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

„Eine Freileitung ist die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung elektrischer Energie bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Maste, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsteile umfassen oberirdisch verlegte Leiter und Isolatoren jeweils mit Zubehörteilen.“

Das optische Erscheinungsbild ist wohl jedem bekannt. Abb. 1 zeigt eine Mehrfachleitung mit Doppelsystemen dreier Spannungsebenen. Die Leiterseile bzw. –bündel sind über Isolatoren von den Masttraversen abgehängt. Der Mast selber befindet sich auf Erdpotential. Die Luft dient als Isolator zwischen den Leiterseilen sowie zwischen Leiterseilen und Mast. Die Masthöhen reichen von 33 m bei 110 kV bis zu weit mehr als 50 m bei 380 kV mit Traversenbreiten von etwa 15 m bis 45 m. Abb. 1 verdeutlicht den Vorteil von Freileitungsmasten, ohne allzu großen Mehraufwand eine größere Zahl von Drehstromsystemen führen zu können, die ihrerseits ihre Verlustwärme leicht an die umgebende Luft abführen können.

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

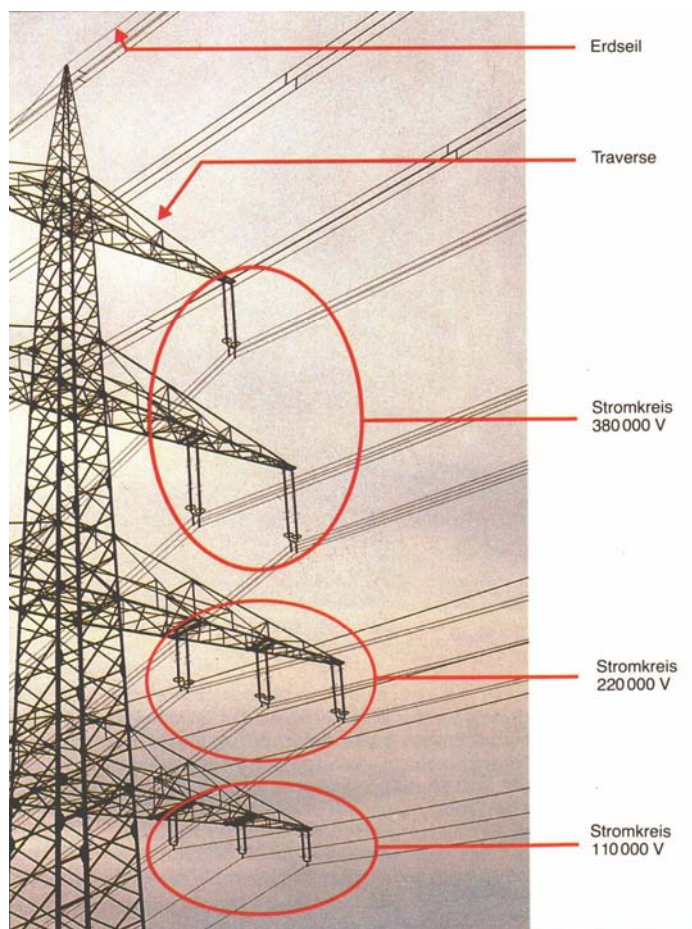


Abb. 1:

Mehrfachleitung mit Doppelsystemen der Spannungen 380 kV (Viererbündel), 220 kV (Zweierbündel) und 110 kV (1 Seil)

(Quelle: RWE AG)

Entwicklung und Betriebseinsatz kunststoffisolierter Hochspannungskabel haben in den vergangenen drei Jahrzehnten dazu geführt, dass heute VPE-Kabel (VPE = vernetztes Poly-Ethylen) mit Betriebsspannungen bis zu 550 kV zur Verfügung stehen, die sich durch hohe Zuverlässigkeit auszeichnen. Abb. 2 zeigt eine Ader eines 220 kV-Kabelsystems, in der das elektrische Feld innerhalb der Wanddicke der elektrischen Isolierung von 22 mm (bei 110 kV: 15...18 mm; bei 380 kV: 25...28 mm) beherrscht wird. Der Kupferleiter wird zur Unterdrückung der Stromverdrängung (Skinneffekt und Proximityeffekt) ab einem Querschnitt von etwa 800 mm<sup>2</sup> als Segmentleiter ausgeführt. Eine längsverschweißte Aluminiumfolie unterhalb des PE-Außenmantels (Schichtenmantel) verhindert das Eindringen von Wasser oder Wasserdampf in die elektrische Isolierung.

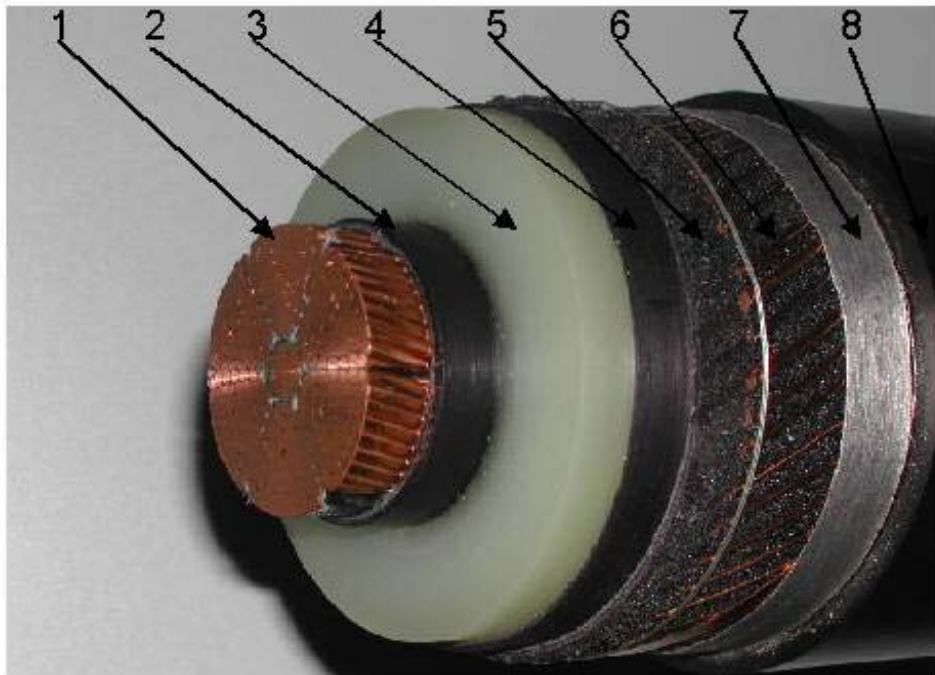


Abb. 2:

220 kV-VPE-Kabel

1 Cu-Segmentleiter  
2 innere Leitschicht

4 el. Isolierung  
5 Polsterung (leitf.)  
6 Cu-Drahtschirm  
7 Al-Schichtenmantel  
8 PE-Außenmantel

Solche Kabel können heute als Einleiterkabel mit Leiterquerschnitten (Kupfer oder Aluminium) bis zu 2500 mm<sup>2</sup> bei Lieferlängen zwischen etwa 500 m (380 kV) bis zu mehr als 1000 m (110 kV, 220 kV) geliefert werden.

Die Verbindung der Einzellängen mit Verbindungsmuffen, die mit Hilfe von Feldsteuerelementen die elektrische Feldstärke in den Übergangsbereichen begrenzen, erfolgt heute mit vorgefertigten Silikon-Bauteilen, die in einer Aufschiebetechnik weitaus schneller und sicherer als mit den vorherigen Techniken montiert werden können, vergl. Abb. 3.

Auch die im Bereich der Kabelenden erforderliche Abstimmung des Hochspannungsfeldes geschieht mit Hilfe vorgefertigter, aufschiebbarer Steuerelemente, die zum Schutz gegen äußere Einflüsse in einem Porzellan- oder Verbundisolator untergebracht werden, vergl. Abb. 4.

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

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

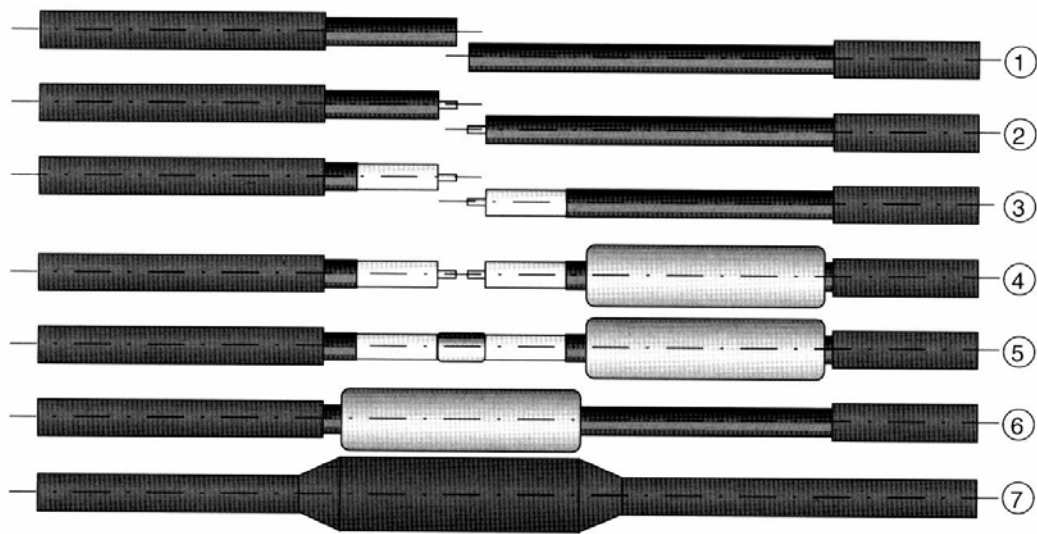


Abb. 3: Erstellen einer Muffenverbindung in Aufschiebetechnik (Quelle: Siemens/Pirelli)

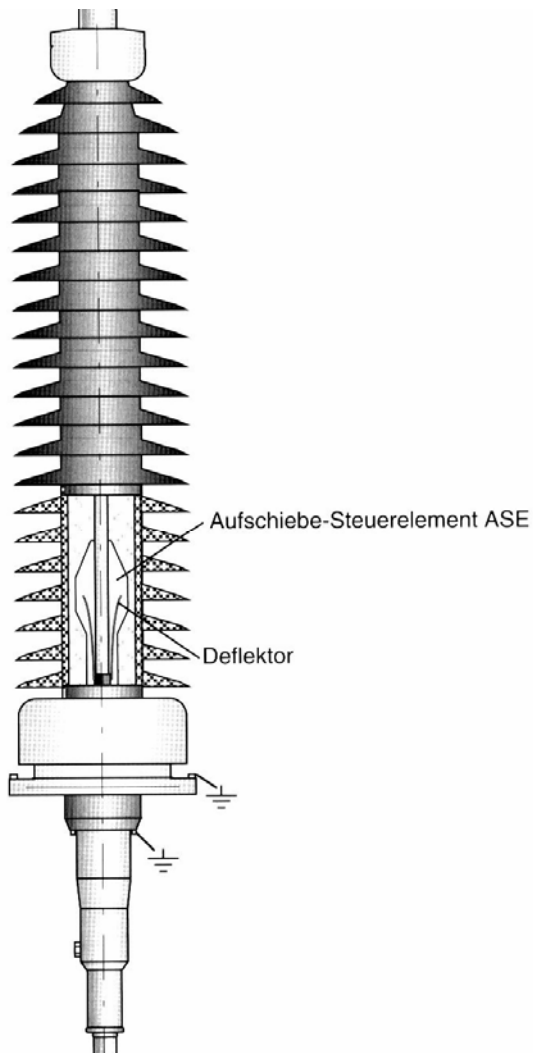


Abb. 4:

Endverschluß eines VPE-Kabels mit Aufschiebeelement

(Quelle: Siemens/Pirelli)



## 2. Strombelastbarkeit

### 2.1 Strombelastbarkeit von Freileitungen

Die Strombelastbarkeit (oder auch: thermische Grenzleistung) einer Freileitung ist durch ihre höchstzulässige Seiltemperatur begrenzt. Nach DIN/EN 50128 [9] ist für Leiterseile eine dauernde Betriebstemperatur von 80°C zulässig. Der in dieser Norm für jedes Leiterseil angegebene höchstzulässige Dauerstrom ist über – wegen der Allgemeingültigkeit der Norm notwendigerweise sehr ungünstige - Standard-Umgebungsbedingungen definiert, nämlich

- Umgebungstemperatur 35°C,
- Sonneneinstrahlung sowie
- Windgeschwindigkeit quer zum Seil 0,6 m/s.

Während der Verlusteintrag in das Seil durch die beim Stromtransport entstehenden Stromwärmeverluste sowie zeitweise durch Sonneneinstrahlung geschieht, führt die Freileitung diese Verluste unmittelbar an die umgebende Luft ab. Die dominierenden Mechanismen hierbei sind Konvektion und Strahlung. Die möglichen Belastbarkeitssteigerungen bei (normalerweise) günstigeren Umgebungsbedingungen sind sehr groß, vergl. Abschnitt 3.

Im Folgenden sollen die Kenngrößen einer Trasse für 110 kV, 220 kV und 380 kV exemplarisch untersucht werden. Hierzu werden Freileitungen betrachtet, bei denen der häufig eingesetzte Seiltyp Al/St 264-AL1/34-ST1A (Aluminium-Stahl-Seil) aufgelegt ist, und zwar bei den Spannungen 110 kV (vergl. [1]) und 220 kV als Zweierbündel und in der 380 kV-Ebene als Viererbündel. Dieses Seil hat nach DIN/EN 50128 (unter Standardbedingungen) eine Stromtragfähigkeit von 680 A, so dass mit einem System die folgenden thermischen Grenzleistungen übertragen werden können:

- |   |          |
|---|----------|
| • 110-kV-Freileitung Al/St 2*264-AL1/34-ST1A: | 260 MVA  |
| • 220-kV-Freileitung Al/St 2*264-AL1/34-ST1A: | 520 MVA  |
| • 380-kV-Freileitung Al/St 4*264-AL1/34-ST1A: | 1790 MVA |

Allerdings ist die thermische Grenzleistung nicht die alleinige, das Übertragungsvermögen begrenzende Größe. So steigt bei Vollast die Spannungsdifferenz zwischen Leitungsanfang und –ende mit zunehmender Leitungslänge an. Die im Hochspannungsnetz zulässigen Spannungstoleranzen sind üblicherweise auf etwa 10 % der Nennspannung begrenzt, und zwar durch die begrenzten Spannungsregelungs-Möglichkeiten der Transformatoren. Aus diesem Grunde werden längere Freileitungen meist nicht mit ihrer thermischen Grenzleistung, sondern näher bei ihrer natürlichen Leistung (s. Abschnitt 6) betrieben, die bei einer 380 kV-Freileitung bei etwa 600 MVA liegt.

### 2.2 Strombelastbarkeit von Kabeln

Die Kabelbelastbarkeiten werden zunächst unter der Voraussetzung von Dauerlast ( $m = 1,0$ ) bestimmt. Da die zu untersuchende Kabelstrecke überwiegend zum Transport von Windenergie genutzt werden soll, wird alternativ hierzu die Kabelbelastbarkeit unter Berücksichtigung der Windstatistik betrachtet. Hierbei verringern sich zunächst die mittleren Verluste gegenüber denjenigen bei Dauerlast erheblich. Zudem müssen nach [3] Vollastperioden von nicht mehr als drei aufeinander folgenden Tagen berücksichtigt werden, so daß durch die thermische Trägheit des Kabels und seiner Umgebung sich spürbar höhere Belastbarkeiten ergeben.

Diese Belastbarkeiten hängen wegen des durch die Windstatistik festgelegten Verlustmittelwertes von der mittleren Windgeschwindigkeit ab, die in den folgenden drei Abbildungen zu 10,0 m/s (Offshore-Windpark Nordsee) und zu 7,5 m/s (Onshore-Windpark Küste) gewählt wurden.

Die Legetiefe der Kabel wird zu 1,2 m angesetzt. Dem Boden werden Standardbedingungen nach den DIN/VDE-Kabelnormen bzw. nach IEC-Publikation 60287 [14] zugeordnet (Umgebungstemperatur  $\Theta_U = 15^\circ\text{C}$ ; spezifische Wärmewiderstände des feuchten bzw. des ausgetrockneten Bodens:  $\rho_F = 1,0 \text{ K m/W}$  bzw.  $\rho_T = 2,5 \text{ K m/W}$ ; Grenzerwärmung für Bodenaustrocknung: 15 K).

Drei Legeanordnungen werden im Folgenden betrachtet:

1. Gebündelte Legung,
2. Einebenenordnung mit einem lichten Abstand der Kabeladern von  $s = 0,3 \text{ m}$  sowie
3. Einebenenordnung wie zu 2., aber mit thermisch stabilisiertem Bereich (Magerbeton).

### 2.2.1 110 kV-Kabel

In der Abb. 5 sind die Ergebnisse für 110-kV-Einleiterkabel mit einer Isolierung aus vernetztem Polyäthylen (VPE) dargestellt. Um die Zusatzverluste gering zu halten, wird ein zyklisches Auskreuzen der Kupferschirme an den Verbindungsmuffen vorausgesetzt.

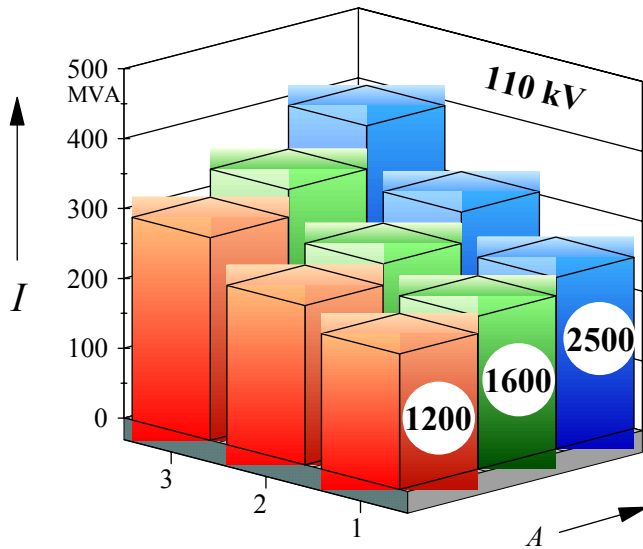
Nach Abb. 5 sind mit einem 110-kV-Kabel mit einem Leiterquerschnitt von **1200 mm<sup>2</sup>** bei gebündelter Verlegung knapp **200 MVA** zu übertragen, wenn Dauerlast im normalen Netzbetrieb vorausgesetzt wird. Durch eine Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung (hierzu wird die unmittelbare Kabelumgebung mit Magerbeton, d.h. mit einer Zement-Sand-Mischung von etwa 1:27 aufgefüllt) kann die Belastbarkeit dieses Kabeltyps bis zu etwa **290 MVA** gesteigert werden.

Wird die Kabelstrecke überwiegend zum Transport von Windenergie genutzt, so verringern sich die mittleren Verluste gegenüber denjenigen bei Dauerlast erheblich. Zudem müssen nach [3] Vollastperioden von nicht mehr als drei aufeinander folgenden Tagen berücksichtigt werden, so daß durch die thermische Trägheit des Kabels und seiner Umgebung sich spürbar höhere Belastbarkeiten ergeben.

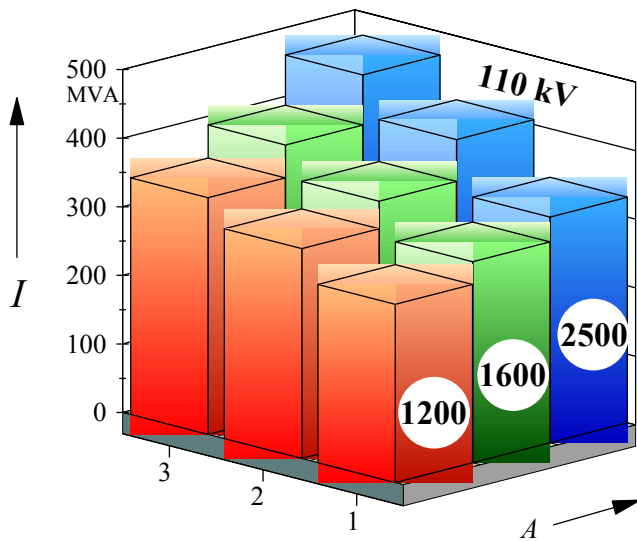
Diese Belastbarkeiten hängen wegen des durch die Windstatistik festgelegten Verlustmittelwertes von der mittleren Windgeschwindigkeit ab, die in den Abbildungen 5b und 5c zu 10,0 m/s (Offshore-Windpark Nordsee) und 7,5 m/s (Onshore-Windpark Küste) gewählt wurden. Deutlich wird, daß für diese Fälle mit dem genannten Kabeltyp (1200 mm<sup>2</sup>) Leistungen bei gebündelter Verlegung von

- 260 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0 \text{ m/s}$  und
- 270 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 7,5 \text{ m/s}$

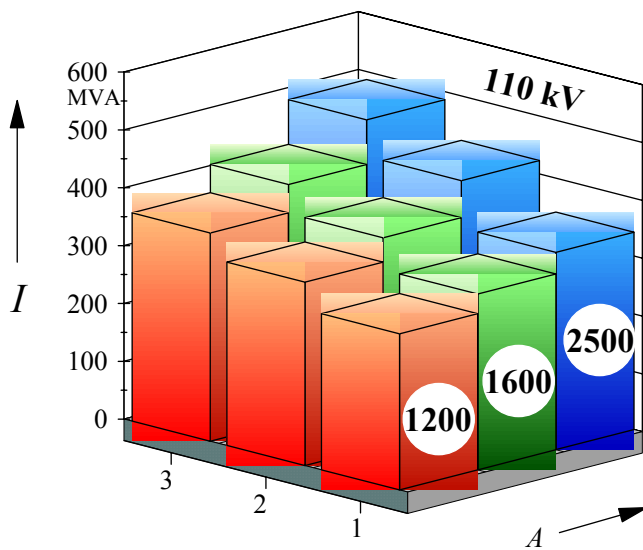
übertragen werden können (vergl. auch Tabelle 1).



a)  
 Dauerlast  
 (Belastungsgrad  $m = 1,0$ )



b)  
 Windlast, mittlere Windgeschwindigkeit  
 $\bar{v} = 10,0$  m/s



c)  
 Windlast, mittlere Windgeschwindigkeit  
 $\bar{v} = 7,5$  m/s

Abb. 5: Übertragungsleistungen von 110 kV-Kabeln unterschiedlicher Kupferleiterquerschnitte und Legeanordnungen

Mit dem größten lieferbaren Leiterquerschnitt von 2500 mm<sup>2</sup> können bei gebündelter Verlegung:

- 245 MVA bei Dauerlast bis zu
- 330 MVA bei Windlast (10,0 m/s)

sowie maximal, bei einer Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung,

- bis zu 390 MVA bei Dauerlast
- bis zu rd. 460 MVA bei Windlast (10,0 m/s) übertragen werden.

### 2.2.2 220 kV-Kabel

Für 220-kV-Einleiter-VPE-Kabel sind die entsprechenden Ergebnisse in der Abb. 6 wiedergegeben.

220-kV-Kabel mit einem Leiterquerschnitt von **1200 mm<sup>2</sup>** können bei gebündelter Verlegung etwa **385 MVA** zu übertragen, wenn **Dauerlast** im normalen Netzbetrieb vorausgesetzt wird. Durch eine Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung kann die Belastbarkeit dieses Kabeltyps bis zu etwa **570 MVA** gesteigert werden.

Wird die Kabelstrecke nahezu ausschließlich zum Transport von Windenergie genutzt, so können mit diesem Kabeltyp (1200 mm<sup>2</sup>) Leistungen bei gebündelter Verlegung von

- 515 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s und
- 535 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 7,5$  m/s

sowie maximal, bei einer Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung

- 680 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s und
- 710 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 7,5$  m/s übertragen werden.

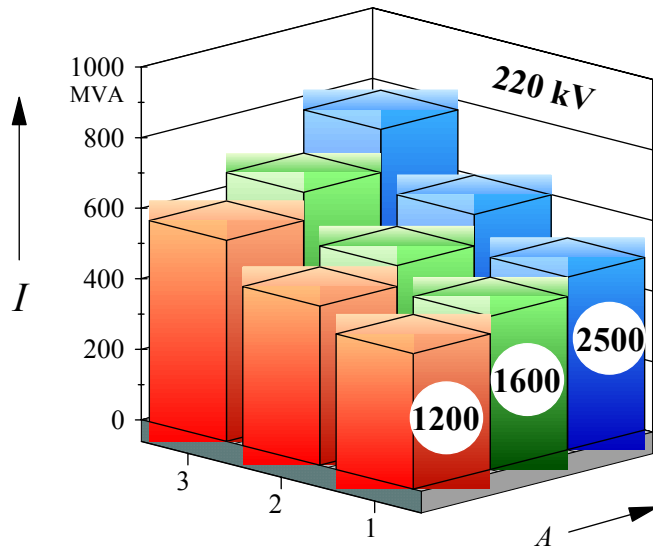
Mit dem größten lieferbaren Leiterquerschnitt von 2500 mm<sup>2</sup> können bei gebündelter Verlegung:

- 490 MVA bei Dauerlast bis zu
- 650 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s

sowie maximal, bei einer Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung

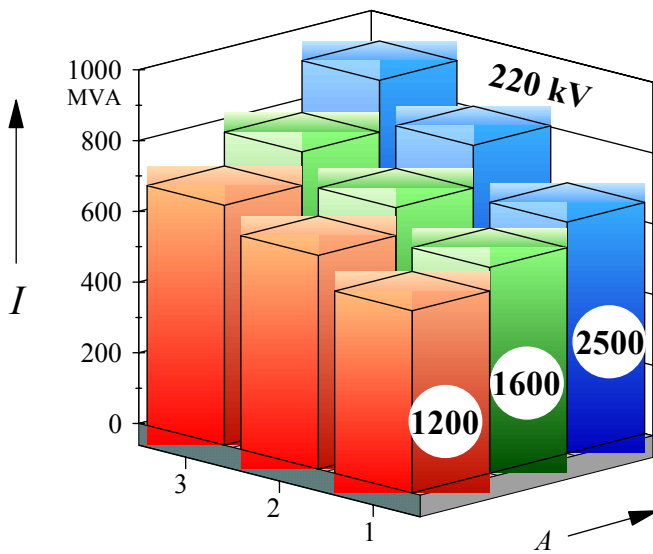
- bis zu 770 MVA bei Dauerlast
- bis zu rd. 920 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s

übertragen werden.



a)

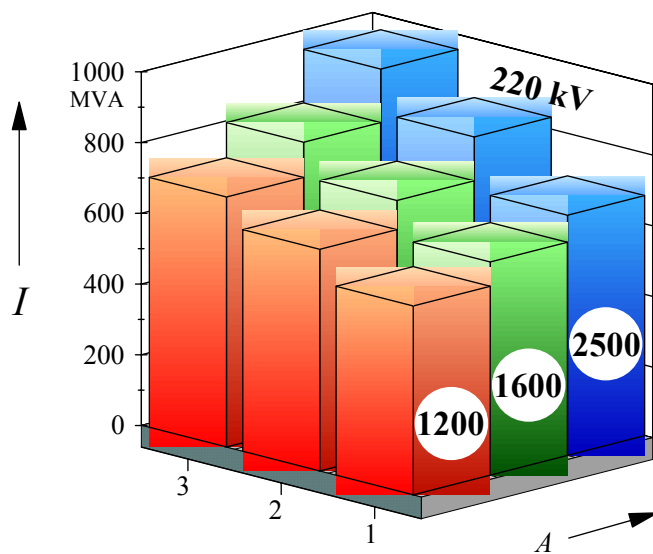
Dauerlast ( $m = 1,0$ )



b)

Windlast, mittlere

Windgeschwindigkeit  $\bar{v} = 10,0$  m/s



c)

Windlast, mittlere

Windgeschwindigkeit  $\bar{v} = 7,5$  m/s

Abb. 6: Übertragungsleistungen von 220 kV-Kabeln unterschiedlicher Kupferleiterquerschnitte und Legeanordnungen

### 2.2.3 380 kV-Kabel

Die Ergebnisse für 380-kV-Einleiter-VPE-Kabel sind der Abb. 7 zu entnehmen.

380-kV-Kabel mit einem Leiterquerschnitt von **1200 mm<sup>2</sup>** können bei **gebündelter Verlegung** etwa **650 MVA** zu übertragen, wenn Dauerlast im normalen Netzbetrieb vorausgesetzt wird. Durch eine Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung kann die Belastbarkeit dieses Kabeltyps bei Dauerlast bis zu etwa **950 MVA** gesteigert werden.

Wird die Kabelstrecke nahezu ausschließlich zum Transport von Windenergie genutzt, so können mit diesem Kabeltyp (1200 mm<sup>2</sup>) Leistungen bei gebündelter Verlegung von

- 865 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s und
- 900 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 7,5$  m/s

sowie maximal, bei einer Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung

- 1.140 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s und
  - 1.180 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 7,5$  m/s
- übertragen werden.

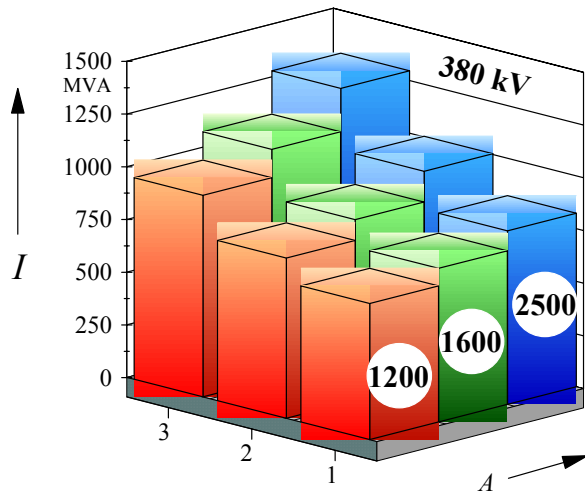
Mit dem größten lieferbaren Leiterquerschnitt von **2500 mm<sup>2</sup>** können bei gebündelter Verlegung:

- 820 MVA bei Dauerlast bis zu
- 1100 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s

sowie maximal, bei einer Einebenenordnung mit thermischer Stabilisierung

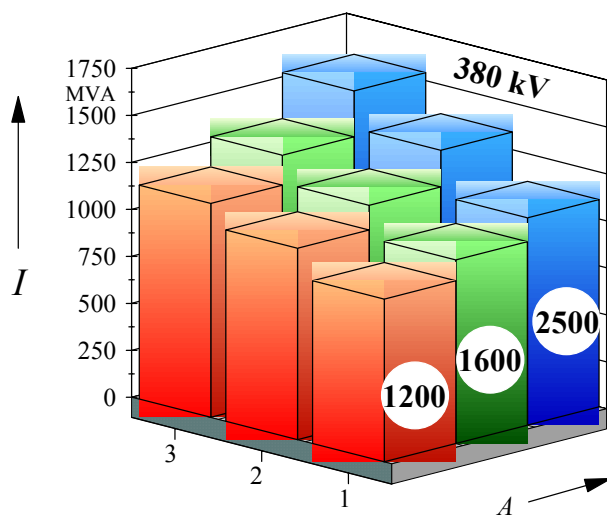
- bis zu 1290 MVA bei Dauerlast
- bis zu rd. 1540 MVA bei Windlast mit  $\bar{v} = 10,0$  m/s

übertragen werden.



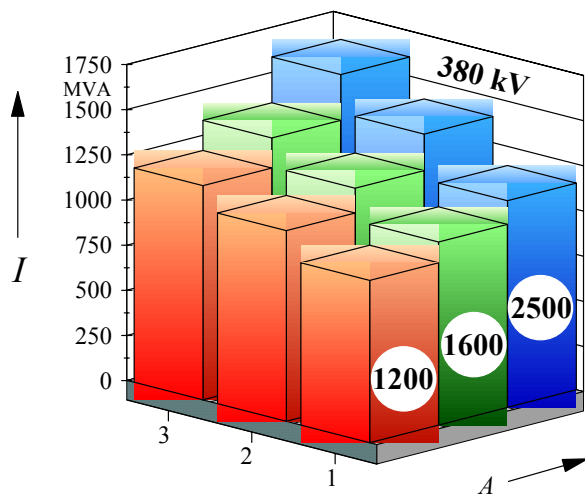
a)

Dauerlast ( $m = 1,0$ )



b)

Windlast, mittlere Windgeschwindigkeit  
 $\bar{v} = 10,0$  m/s



c)

Windlast, mittlere Windgeschwindigkeit  
 $\bar{v} = 7,5$  m/s

Abb. 7: Übertragungsleistungen von 380 kV-Kabeln unterschiedlicher Kupferleiter-querschnitte und Legeanordnungen

In der Tabelle 1 sind die diskutierten Ergebnisse zusammengefaßt.



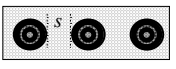
Anordnung:	A mm <sup>2</sup>	U <sub>N</sub> = 110 kV			U <sub>N</sub> = 220 kV			U <sub>N</sub> = 380 kV		
		S <sub>D</sub>	S <sub>10,0</sub>	S <sub>7,5</sub>	S <sub>D</sub>	S <sub>10,0</sub>	S <sub>7,5</sub>	S <sub>D</sub>	S <sub>10,0</sub>	S <sub>7,5</sub>
		MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
 BA:	1200	194	260	270	384	515	534	646	866	898
	1600	219	293	304	434	582	603	729	977	1013
	2500	245	329	341	489	654	679	823	1103	1144
 BA:	1200	228	306	317	451	604	627	760	1018	1056
	1600	259	346	359	510	683	709	858	1149	1192
	2500	304	407	423	599	803	833	1003	1344	1394
	1200	290	345	360	570	678	707	956	1138	1186
	1600	330	393	409	650	773	806	1090	1297	1352
	2500	392	466	486	772	919	957	1295	1541	1605

Tabelle 1: Belastbarkeiten von 110-kV-, 220-kV- und 380-kV-Einleiter-VPE-Kabeln für Dauerlast (S<sub>D</sub>) sowie für Windlast mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 10,0 m/s und von 7,5 m/s; Parameter: Kupferleiterquerschnitt A<sub>L</sub>  
 Legetiefe h = 1,2 m; Wärmeleitfähigkeiten λ<sub>F</sub> / λ<sub>T</sub> / λ<sub>Stab</sub> = 1,0/0,4/1,0 ;  
 Umgebungstemperatur θ<sub>U</sub> = 15°C ; Lastcharakteristik: m = 1,0  
 lichter Abstand bei Einebenenordnung s = 0,3 m;  
 Abmessungen stabil. Bereich: (l/r/o/u): -0,3 m/1,4 m/0,8 m/1,5 m

### 2.2.3 Vergleichbarer Tageslastzyklus

Zum Vergleich der Belastbarkeit eines allein Windenergie übertragenden Kabels mit der Belastbarkeit eines Kabels, das mit typischer EVU-Last, d.h. einer Last mit einem wiederkehrenden Tageszyklus des Belastungsgrades m beaufschlagt ist, zeigt Abb. 8 den Einfluß des Belastungsgrades. Demnach kann das im Beispiel des nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsvergleiches diskutierte 110 kV-Kabel (Kupferleiterquerschnitt 1400 mm<sup>2</sup>) die dort vorgegebene Last von 260 MVA für Belastungsgrade von m ≤ 0,75 auch als EVU-Last übertragen.

Bei der vorliegenden Aufgabenstellung – Verstärkung eines mit Windlast ausgelasteten (und zeitweise überlasteten) Netzbereiches durch eine Kabelverbindung zur Übernahme der Windlast – erscheint diese Begrenzung für den Netzbetrieb akzeptabel. Bei Vergrößerung des Leiterquerschnitts auf 1600 mm<sup>2</sup> wird nach Abb. 4 ein erhöhter Belastungsgrad von m ≤ 0,8 und für einen Leiterquerschnitt von 2500 mm<sup>2</sup> von m ≤ 0,95 (d.h. nahezu Dauerlast) zulässig.

Sollte gefordert werden, daß das Kabel in besonderen Netzsituationen auch in der Lage sein muß, die Höchstlast von 260 MVA als Dauerlast (m = 1,0) über einen Zeitraum von mehreren Wochen bis Monaten (solche Zeiten sind zum Erreichen des thermischen Endzustandes erforderlich) zu übertragen, so kann nach Tabelle 1 auf einen größeren Leiterquerschnitt (1600 mm<sup>2</sup>) und eine Einebenenordnung übergegangen werden; dies zeigt die gestrichelte Kennlinie in Abb. 8. Bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsvergleichen bedeutet die Querschnittsvergrößerung um 200 mm<sup>2</sup> eine relativ geringe Verteuerung des Kabels (etwa 7...8 % Erhöhung der gesamten Investitionskosten, siehe nachfolgender Wirtschaftlichkeitsvergleich); die gewählte Grabenbreite reicht auch für die Einebenenordnung aus.



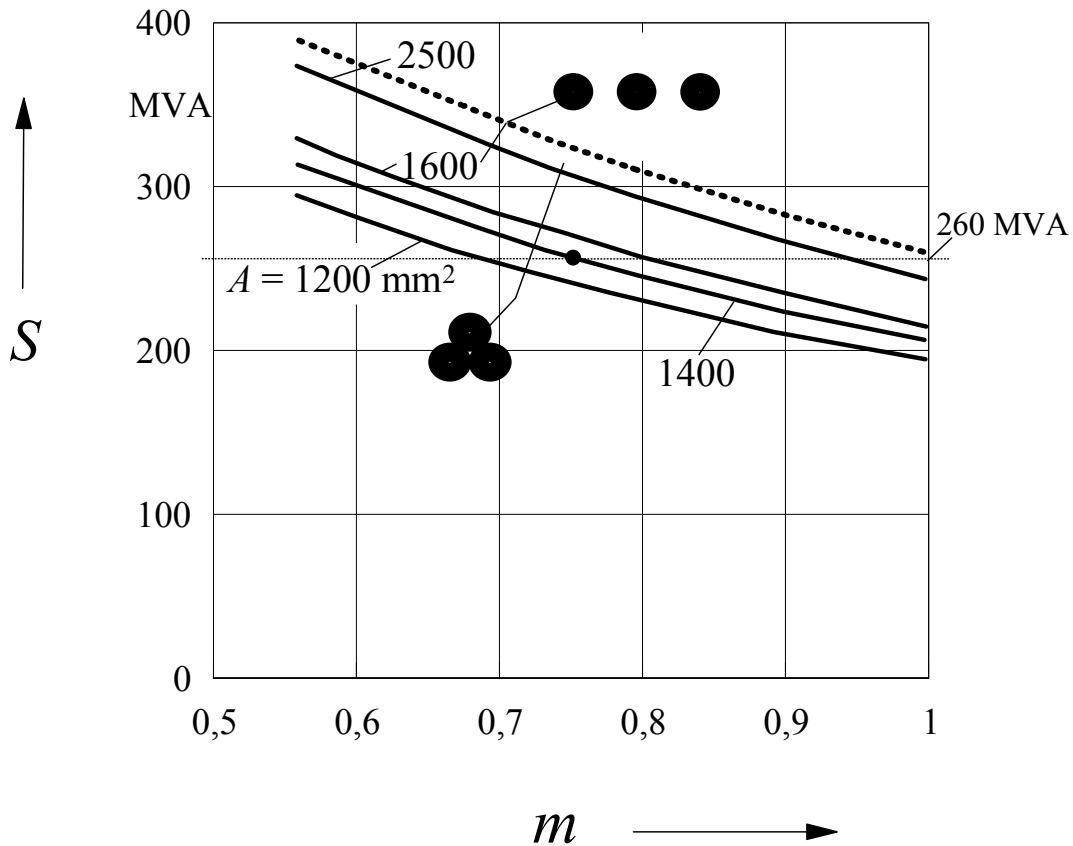


Abb. 8: Belastbarkeiten von gebündelt verlegten 110 kV-Einleiterkabeln bei EVU-Last als Funktion des Belastungsgrades  $m$ ; Parameter: Kupferleiterquerschnitt  $A$  sonstige Parameter wie zu Tabelle 1 gestrichelt: Einebenenordnung ( $A = 1600$  mm<sup>2</sup>;  $s = 0,3$  m) mit partieller Boden-austrocknung

Durch das Parallellegen eines zweiten Kabelsystems im selben Kabelgraben wird (n-1)-Sicherheit bezüglich der Nennlast des Einzelsystems erreicht. Bei dauerndem Vollastbetrieb beider Systeme führt das Parallelsystem zu erhöhten Belastbarkeiten gegenüber dem Einzelsystem, die von etwa 140 % bei einer thermisch günstigen Anordnung der Kabeladern (Einebenenordnung, thermische Stabilisierung) bis zu 170 % bei thermisch ungünstiger Anordnung (Bündelung der Adern) reichen.

### 3. Zeitweilige Überlastbarkeiten

Abb. 9 zeigt für ein 110-kV-Einleiter-VPE-Kabel mit einem Kupferleiterquerschnitt von  $3 \times 1 \times 1200 \text{ mm}^2$  die nach einem Stromsprung innerhalb eines Zeitraumes von 14 Tagen auftretende, auf den stationären Endwert bezogene Erwärmung des Kabelsystems, und zwar einerseits die Leitererwärmung  $\Delta\Theta_C$  und andererseits die Erwärmung  $\Delta\Theta_{100}$  eines Aufpunktes in 100 mm Abstand von der Kabeloberfläche. Demnach hat sich nach einer dreitägigen Vollastperiode der Leiter der Kabeladern erst auf rd. 60 % und der Aufpunkt im Boden erst auf rd. 40 % der jeweiligen Endtemperatur erwärmt.

Für den Fall, daß vor dem Lastsprung noch keine oder nur geringfügige Bodenaustrocknung aufgetreten ist und diese sich zum Erreichen der stationären Enderwärmung erst noch entsprechend ausbilden muß, kommen weitaus größere Zeitkonstanten ins Spiel.

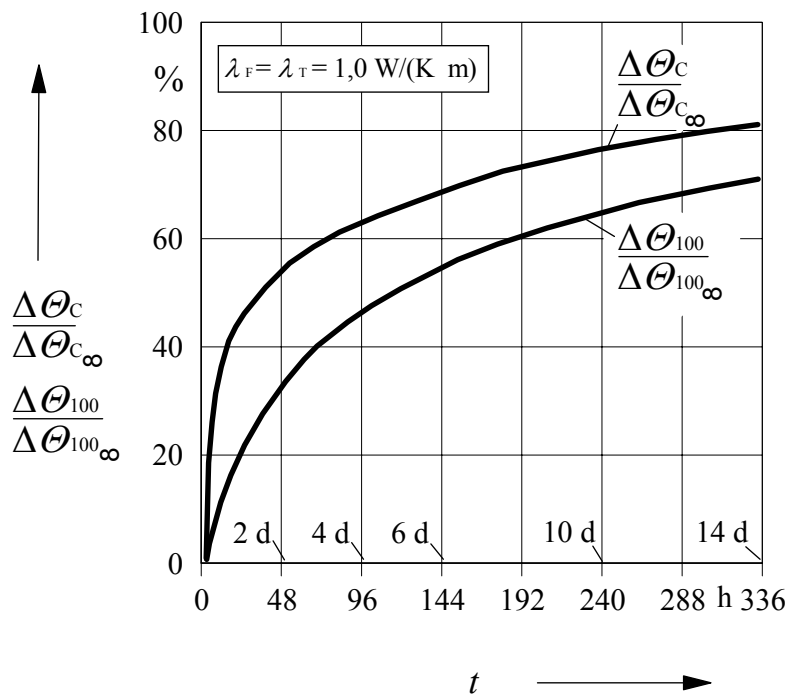


Abb. 9: Transiente, auf den Endwert bezogene Erwärmungen der Leiter ( $\Delta\Theta_C$ ) der 110-kV-VPE-Kabel sowie eines Aufpunktes ( $\Delta\Theta_{100}$ ) in 100 mm Abstand von der Kabeloberfläche nach einem Lastsprung

Vorlast	rel. Überlast 3 Tage	rel. Überlast 1 Tag
%	%	%
30	125,4	141,5
40	122,7	136,3
50	119,5	130,5
60	115,9	124,2
70	112,1	117,9
80	108,1	111,7
90	104,0	105,7

Tabelle 2:

Überlastbarkeiten von 110-kV-Kabeln über einen oder drei Tage als Funktion der Vorlast

Tabelle 2 zeigt die sich – je nach Vorlast – ergebenden Überlastbarkeiten eines 110 kV-Kabels (1200 mm<sup>2</sup>) über eine Dauer von einem bzw. von drei Tagen.

Demnach bietet ein Kabel, das parallel zu einer Freileitung betrieben wird, zumindest in Schwachlastzeiten bzw. außerhalb der Starkwindphasen den Vorteil, während der Dauer einer Reparatur oder Wartung der Freileitung bis zu 24 h um 20...30 % überlastet werden zu können.

Ein Temperaturmonitoring ist bei Höchstspannungskabeln ohne weiteres möglich, da entsprechende Konstruktionen mit in den Schirmbereich integrierten Lichtwellenleitern zur Temperaturmessung bereits erprobt sind. Die Auflösung solcher Meßeinrichtungen liegt etwa bei  $\pm 1$  m sowie bei  $\pm 1$  K. Allerdings sind die Meßsysteme kostenaufwendig und erfordern eine aufwendigere Betriebsführung, so daß sie nur in Ausnahmefällen zur Anwendung kommen.

Die thermischen Zeitkonstanten von Freileitungsseilen liegen bei wenigen Minuten. Daher beträgt die Überlastbarkeitsdauer einer Freileitung dann, wenn genau die Standard-Umgebungsbedingungen nach DIN EN 50128 (35°C Umgebungstemperatur, Wind-Queranströmung 0,6 m/s) gegeben sind, je nach Vorlast nur einige Minuten. Eine nutzbare Überlastbarkeit in diesem Sinne ist also nahezu nicht gegeben.

Die Freileitung profitiert allerdings, weit stärker als ein Kabel, von den sich ändernden Umgebungsbedingungen, die in den allermeisten Fällen weitaus günstiger sind als die in der DIN/EN-Norm 50128 unter Aspekten der Betriebssicherheit und Allgemeingültigkeit gewählten Standardbedingungen.

Hierzu ist der nachstehenden Abbildung 10 zu entnehmen, daß allein das Ausbleiben von Sonneneinstrahlung innerhalb kurzer Zeit das Übertragungsvermögen der Freileitung um rd. 9 % anhebt.

Wenn längs der Trasse sichergestellt ist, daß die Queranströmung der Leiterseile mit mindestens 0,6 m/s Windgeschwindigkeit überall gegeben ist, so führt nach Abb. 10 allein die Berücksichtigung einer gegenüber 35°C verminderten Außentemperatur zu Steigerungen, die im Sommer – zumindest nachts mit  $\vartheta \leq 23^\circ\text{C}$  - bis zu rd. 120 % der Nennleistung und im Winter mit  $\vartheta \leq 12^\circ\text{C}$  bis zu rd. 130 % reichen.

Eine Mindest-Queranströmung der Leiterseile von 0,6 m/s wird bei den deutschen EVU in der täglichen Praxis zu jeder Zeit, ohne ein Monitoring, vorausgesetzt. Die Formulierung der DIN EN 50128:

„...Für besonders gelagerte Fälle bei ruhender Luft sind die Werte im Mittel um etwa 30 % herabzusetzen.“

wird in der Praxis nicht berücksichtigt bzw. es wird realistischerweise eine aufgrund der Thermik der bodennahen Luftschichten fast immer gegebene minimale Luftströmung vorausgesetzt.

Bei dieser Verfahrensweise kann aber auch ohne besonderes Monitoring am Leiterseil das durch Berücksichtigung sich ändernder Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung gegebene Potential zum Uprating von Freileitungen genutzt werden.

Für den Fall eines zusätzlichen Monitorings der Seiltemperaturen zeigt Abb. 11, daß bei einer verstärkten Windgeschwindigkeit (Queranströmung der Leiterseile) von 1,8 m/s die Berücksichtigung einer gegenüber 35°C verminderten Temperatur zu Belastbarkeitssteigerungen führt, die im Sommer –

zumindest nachts mit  $\Theta \leq 23^\circ\text{C}$  - bis zu rd. 150 % der Nennleistung und im Winter mit  $\Theta \leq 12^\circ\text{C}$  bis zu rd. 165 % reichen.

Abb. 12 zeigt zusammenfassend die Strombelastbarkeit eines Freileitungsseiles als Funktion von Windgeschwindigkeit (Queranströmung der Leiterseile), Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung.

Deutlich wird das große Potential, das mit Hilfe eines Monitoring der Seiltemperatur ausgeschöpft werden könnte. Die – vor allem in den Wintermonaten – sich ergebenden Steigerungen der Strombelastbarkeiten würden über spürbare Zeiträume weit oberhalb von 50 % liegen.

Hierzu sagt K.-G. Fricke, Energieversorgung Schwaben (1992) in [6] :

...“Bei Freileitungen wird die zulässige Temperatur der Leiterseile mit dem thermischen Grenzstrom nur bei sehr ungünstigen Kühlungsverhältnissen (z.B. Windstille und intensive Sonneneinstrahlung) bereits bei dem angegebenen thermischen Grenzstrom erreicht. Freileitungen können daher insbesondere in der kälteren Jahreszeit für einen längeren Zeitraum überlastet werden. ...Damit steht gerade zu der Zeit der höchsten Netzbelastung auch die größte Übertragungsreserve zur Verfügung, die z.B. bei Netzstörungen entscheidend für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung sein kann.“ Ein Monitoring ist in [6] nicht erwähnt.

Um diese Potentiale nutzen zu können, muß allerdings zunächst geprüft werden, ob irgendwelche anderen Elemente der bestehenden Übertragungskette bei solchen Stromerhöhungen Fehlfunktionen zeigen bzw. überlastet werden könnten.

Hier ist zunächst an den *Netzschutz* zu denken, der bei den erhöhten Betriebsströmen nicht vorzeitig auslösen darf. Der Netzschutz muß also fallweise überprüft und gegebenenfalls neu eingestellt werden.

Zu überprüfen sind auch die im Leitungszweig eingesetzten *Stromwandler*, deren Nennströme nicht überschritten werden dürfen.

Die vorgeschalteten *Transformatoren* müssen die erhöhte Leistung übertragen können. Hier sind oft erhebliche Reserven gegeben: ist beispielsweise der auf ein Freileitungssystem mit Standardseilbehang von 2\*240/40 (etwa je 120 MVA je Seil) speisende Transformator als Standardtransformator zu 300 MVA Dauerlast ausgelegt (dies ist von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unter vielfältigen Aspekten wie Lagerhaltung, Kaufpreis etc. unterschiedlich), so bedeutet das Ausnutzen der Transformator-Nennleistung eine zulässige Dauer-Überlast auf der Freileitung von 25 %. Da Transformatoren zudem erhebliche Überlastbarkeiten aufweisen, sind auch höhere Übertragungsleistungen über begrenzte Zeiten (z.B. über 8 h) möglich. Gegebenenfalls kann der Transformator auch, nach Abstimmung mit dem Transformator-Hersteller, durch verbesserte Kühlungsmaßnahmen für den Überlastfall weiter ertüchtigt werden.

Auch die *Leistungsschalter* und *Trenner* müssen funktional überprüft werden; sie sind meist mit verhältnismäßig hohen Nennströmen dimensioniert, so daß sie keinen Engpaß darstellen sollten.

Außerdem muß geklärt werden, wie die Meßdaten des Meßsystems zur Leitzentrale übermittelt und dort im Hinblick auf eine nach wie vor sichere Betriebsführung weiterverarbeitet werden können.

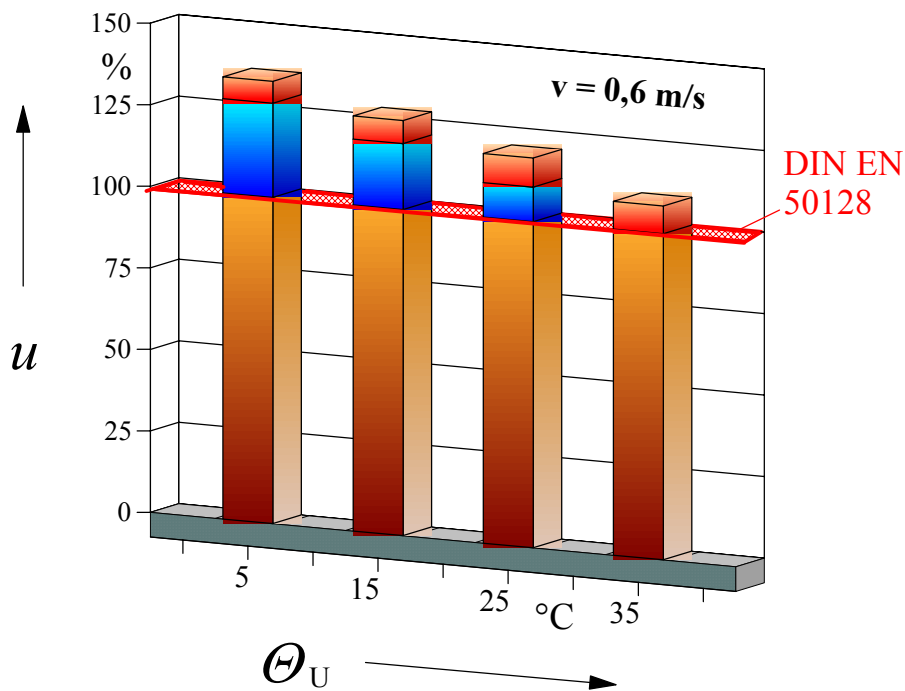
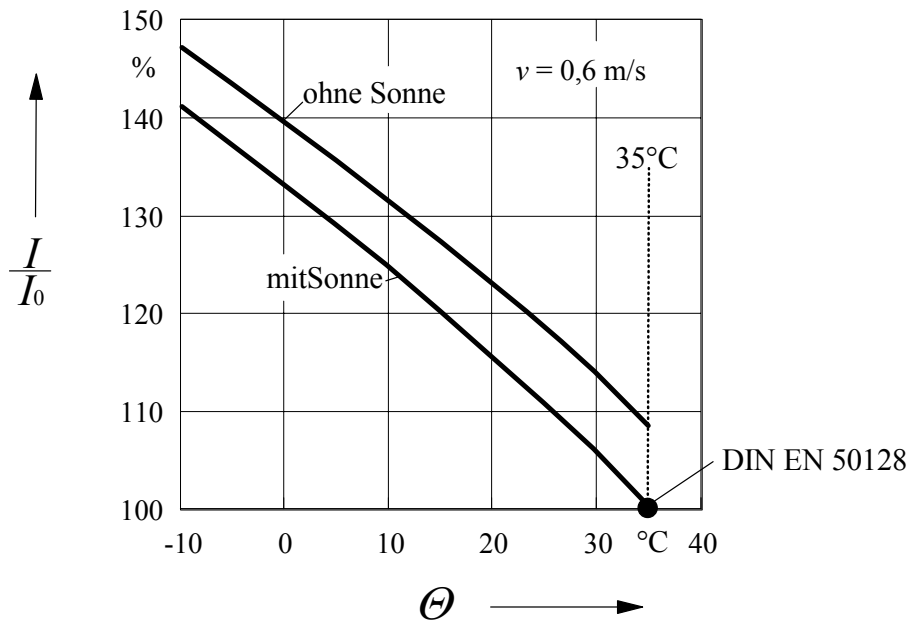


Abb. 10: Strombelastbarkeit eines Freileitungsseiles 243-AL1/39-ST1A mit und ohne Sonneneinstrahlung, als Funktion der Umgebungstemperatur  
Windgeschwindigkeit (Queranströmung):  $v = 0,6 \text{ m/s}$

Balkendiagramm: blau: Einfluß der Umgebungstemperatur  
rot: Einfluß der Sonneneinstrahlung

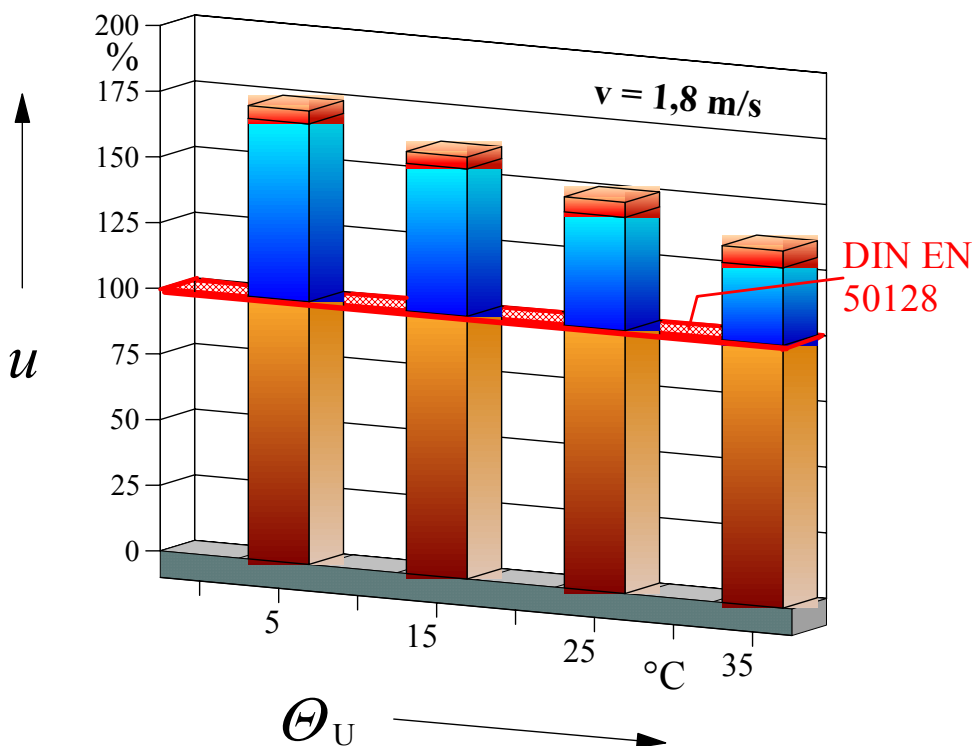
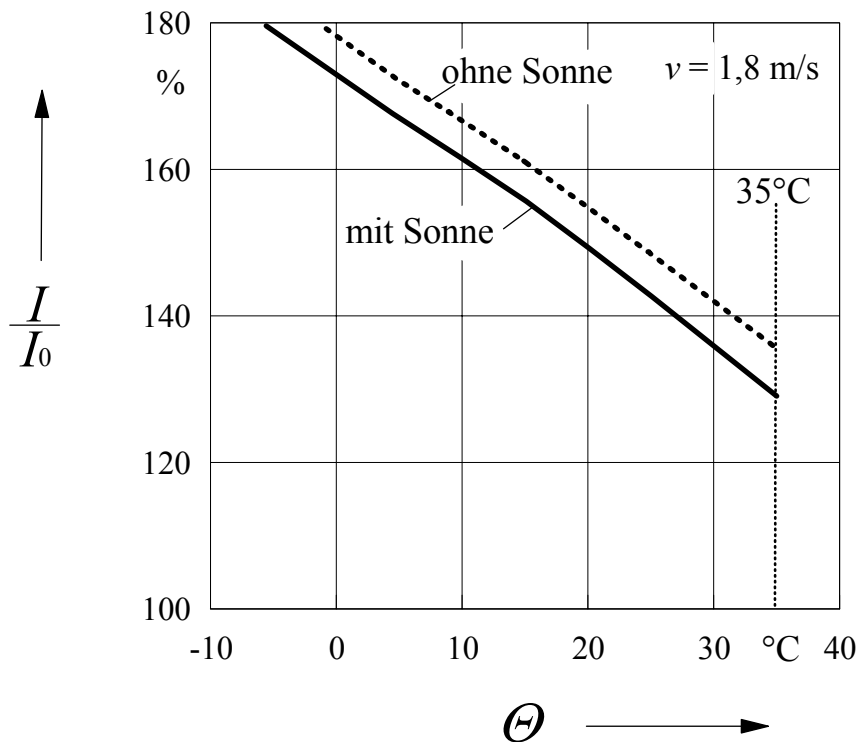


Abb. 11: Strombelastbarkeit eines Freileitungsseiles 243-AL1/39-ST1A mit und ohne Sonneneinstrahlung, als Funktion der Umgebungstemperatur erhöhte Windgeschwindigkeit (Queranströmung):  $v = 1,8 \text{ m/s}$

Balkendiagramm: blau: Einfluß der Umgebungstemperatur  
rot: Einfluß der Sonneneinstrahlung

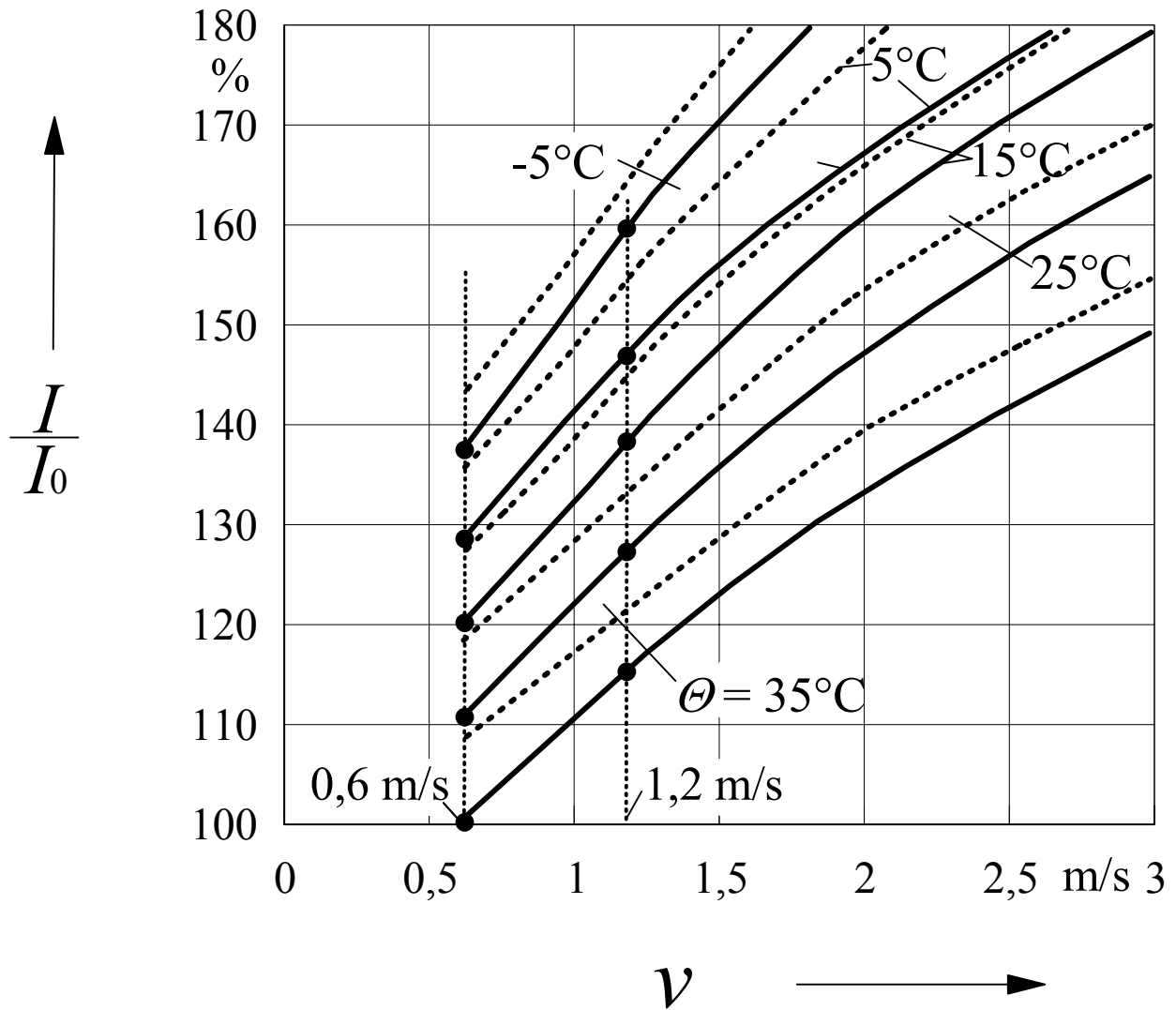


Abb. 12: Strombelastbarkeit eines Freileitungsseiles 243-AL1/39-ST1A mit und ohne Sonneneinstrahlung, als Funktion der Windgeschwindigkeit (Queranströmung) und der Umgebungstemperatur

#### 4. Spannungsfestigkeit / Lebensdauer

Die Wechsellastspannungs-Dauerfestigkeit von VPE-isolierten Hochspannungskabeln unterliegt Alterungsprozessen, die über eine Lebensdauerkennlinie des Isoliermaterials beschrieben werden. Dabei übersteigt die elektrische Festigkeit des Kabels in den ersten Betriebsjahren die elektrische Betriebsfeldstärke um ein Vielfaches. Die Dimensionierung des Kabels wird so vorgenommen, daß auch nach einer Betriebsdauer von beispielsweise 40 Jahren die elektrische Festigkeit noch immer um einen Sicherheitsfaktor von mehr als 2,0 über der höchsten auftretenden Dauerfeldstärke liegt.

Da VPE-Kabel für Spannungen von 110 kV und mehr erst seit den siebziger Jahren gebaut werden und sich seitdem in einem Optimierungsprozeß bis heute ihre Fertigungstechnologie und auch die Materialien entscheidend verbessert haben, lassen sich keine Erfahrungswerte zur Lebensdauer angeben. Mit dem bei den papierisolierten Kabeln gewonnenen Erfahrungsschatz kann jedoch davon ausgegangen werden, daß die heute mit einem entsprechend hohen Qualitätsstandard gefertigten VPE-Kabel eine Lebensdauer von 40 Jahren oder mehr aufweisen werden.

Aufgrund der vorbeugenden und erhaltenden Wartungsmaßnahmen kann bei Freileitungen von einer Lebensdauer der Maste von 50 bis 80 Jahren und von 25 bis 40 Jahren für die Leiterseile und die Erdseile ausgegangen werden [6, 18].

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen beziehen sich üblicherweise auf Betrachtungszeiträume von weniger als 40 Jahren. Unter dieser Prämisse ergibt sich für die Freileitung kein kalkulatorischer Vorteil durch eine längere Lebensdauer gegenüber dem Kabel.

Würde man der Freileitung eine Lebensdauer von 80 Jahren und dem Kabel eine solche von 40 Jahren zuordnen und den Betrachtungszeitraum tatsächlich über 80 Jahre erstrecken, so müßte während dieses Zeitraumes die Kabelanlage einmal erneuert werden, während bei der Freileitung mindestens ein Austausch der Seile erfolgen müßte.

Über 40 Jahre abgezinst würden dann zusätzliche „Wiederbeschaffungskosten“ beim Kabel entstehen, die je nach Abzinsungs-Zinsfuß  $z$  (vergl. Abschnitt: „Verluste“)

- mit rd. 6,7 % der Investitionskosten für  $z = 7,0 \%$  und
- mit rd. 14,2 % der Investitionskosten für  $z = 5,0 \%$

zu berücksichtigen sind.

Setzt man die Kosten für zu erneuernde Seile und ggfs. Armaturen zu etwa 30 % der gesamten Errichtungskosten an, so würde eine nach 40 Jahren erfolgende Erneuerung

- mit rd. 2,0 % der Investitionskosten für  $z = 7,0 \%$  und
- mit rd. 4,3 % der Investitionskosten für  $z = 5,0 \%$

praktisch vernachlässigbare Zusatzkosten verursachen.

Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen erstrecken sich üblicherweise nicht über 80 Jahre, sondern über weitaus kürzere Zeiträume. Da es sich bei Freileitungen und Kabeln um langlebige Wirtschaftsgüter handelt, wird der nachfolgende Wirtschaftlichkeitsvergleich über einen Zeitraum von 25 Jahren vorgenommen. Erneuerungsmaßnahmen werden deshalb nicht berücksichtigt.



## 5. Überspannungsschutz

Wird eine Kabelstrecke zwischen zwei Freileitungsabschnitte geschaltet, so spricht man von einer „Zwischenverkabelung“. Bei kurzen Kabellängen ist davon auszugehen, daß das Kabel in einer solchen Anordnung erheblichen Überspannungen ausgesetzt ist: läuft eine Spannungswelle, z.B. aufgrund des Blitzeinschlages in ein Freileitungsseil, in das Kabel ein, so finden an den Kabelenden aufgrund der stark unterschiedlichen Wellenwiderstände ( $Z_{\text{Kabel}} \approx 0,1 \dots 0,18 Z_{\text{Freil.}}$ ) mehrfache (fast-) Totalreflexionen mit jeweiliger Spannungsverdopplung statt. Je nach Wellendämpfung kann das Kabel daher mit hohen Überspannungen beansprucht werden.

In solchen Anordnungen wird man daher immer beide Kabelenden durch Überspannungsableiter, welche die absolute Spannungshöhe begrenzen, schützen. Zudem wird man die ersten beiden Spannungsfelder der Freileitung mit zusätzlichen Erdseilen schützen, um einen Blitzeinschlag in die Leiterseile in unmittelbarer Nachbarschaft zum Kabelendverschluß zu vermeiden. Neue wissenschaftliche Untersuchungen einer CIGRE-Arbeitsgruppe [16], an denen der Autor mitgewirkt hat, zeigen nun, dass bei größeren Kabellängen (ab etwa 10 km) die Dämpfung des Kabels dafür sorgt, dass die Spannungswellen so stark gedämpft werden, dass letztlich die Überspannungsbeanspruchungen der Kabelisierungen geringer werden als in einem normalen Netz (vergl. hierzu Abschnitt 11).

Bei langen papierisolierten Kabeln bietet sich damit selbst bei einer Zwischenverkabelung eine Reduzierung der Isolierungsdicken an. Da die Bemessung von VPE-Kabeln weniger durch die transienten als vielmehr durch die stationären Spannungsbeanspruchungen bestimmt wird, kommt bei diesen eine Verminderung der Isolierungsdicke unter diesem Aspekt nicht in Betracht. Allerdings besteht aufgrund der bisherigen, sehr positiven Erfahrungen mit hochbeanspruchten VPE-Isolierungen (z.B. bei den neuen 380 kV-Kabelanlagen) ohnehin der Trend, die Isolierwanddicken zu verringern; dieser Trend zeigt sich in der 110 kV-Ebene deutlich, wo bei der sogenannten „Stadtkabel“-Konstruktion die Isolierungsdicke von bisher 18 mm auf 15 mm verringert wurde.

Voraussetzung für die Ergebnisse dieser CIGRE-Untersuchungen war ein besonderer Schutz der Freileitungen in den letzten beiden Spannungsfeldern durch zusätzliche Erdseile sowie ein Schutz des Kabels durch Überspannungsableiter.

Folgerung ist, dass Hochspannungskabel durch Überspannungsableiter an beiden Enden geschützt sein sollten, was auch gängige Praxis ist. Mit den üblichen Ableiter-Kosten (dreiphasig, an beiden Kabelenden, mit Portal und Fundament) von etwa

- 36 T€ für sechs 110 kV-Ableiter ,
- 40 T€ für sechs 220 kV-Ableiter und
- 50 T€ für sechs 380 kV-Ableiter

können die für ein 30 km langes Kabelsystem zu veranschlagenden längenbezogenen Kosten für Überspannungsableiter zu ca.

- 1,2 T€/km für sechs 110 kV-Ableiter,
- 1,5 T€/km für sechs 220 kV-Ableiter und
- 1,7 T€/km für sechs 380 kV-Ableiter

veranschlagt werden. Somit werden bei langen Kabelstrecken ( $l > 10$  km) die Ableiterkosten bei der Bestimmung der Gesamtkosten nur eine untergeordnete Rolle spielen.

## 6. Leitungs-Koeffizienten

Kabel und Freileitungen unterscheiden sich ganz erheblich in ihren elektrischen Kenngrößen. Einen Vergleich für die im Folgenden weiter diskutierten Konstruktionen gibt Tabelle 3.

Zunächst wird deutlich, daß der die ohmschen Verluste repräsentierende Widerstandsbelag  $R'$  bei den VPE-Kabeln (aus Gründen der erschwerten Wärmeabfuhr notwendigerweise) spürbar niedriger liegt als bei den Freileitungen. Dies hat wesentliche Bedeutung für die Verlustbilanz.

Der Ableitungsbelag  $G'$  repräsentiert die spannungsabhängigen Verluste, die in den Kabelisolationen durch Polarisierungseffekte und bei den Freileitungen durch Koronaentladungen an den Seilen und durch Ableitungsströme auf den Isolatoroberflächen hervorgerufen werden. Sie liegen bei den VPE-Kabeln spürbar höher als bei den Freileitungen. Allerdings machen sie sich als Dauerverluste in der Verlustbilanz erst bei Nennspannungen von 220 kV und mehr störend bemerkbar.

Induktivitätsbelag  $L'$  und Kapazitätsbelag  $C'$  werden durch die geometrische Leiteranordnung bestimmt. Während die Luftisolation einen Abstand der Freileitungsseile von mehreren Metern erzwingt, ist bei den Kabeln das elektrische Feld auf den Bereich der kreiszylindrischen VPE-Isolierung (110 kV: 15...18 mm; 220 kV: 20...22 mm; 380 kV: 25...28 mm) beschränkt. Infolgedessen ist der Induktivitätsbelag bei den Freileitungen etwa um den Faktor 3 bis 4 höher und der Kapazitätsbelag um den Faktor 12...26 niedriger als bei den VPE-Kabeln.

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

Größe	Einheit	110 kV		220 kV		380 kV	
		Freiltg.	Kabel	Freiltg.	Kabel	Freiltg.	Kabel
$A_L$	mm <sup>2</sup>	2*265/35	1400	2*265/35	1400	4*265/35	1400
$S_{therm.}$	MVA	260	280	520	550	1.790	925
$S_{nat}$	MVA	34	347	136	1250	600	3290
$R'$	mΩ/km	109	17,7	0,109	17,6	0,028	17,5
$L'$	mH/km	1,2	0,3	1,0	0,3	0,8	0,3
$G'$	nS/km	40	78	30	67	15	56
$C'$	nF/km	9,5	250	11	210	14	180
$Z_w$	Ω	355	35	302	39	240	44

Tabelle 3: Elektrische Kenngrößen von Freileitungen und VPE-Kabeln (Leiterquerschnitt  $A_L$ )

## 6.1 Übertragungsverhalten

Wird eine Übertragungsleitung weit über ihrer natürlichen Leistung betrieben, so zeigt sie stark induktives Verhalten mit einer großen Spannungsänderung entlang der Übertragungsstrecke. Da dieser Spannungshub im Netz auf eine Größenordnung von  $\pm 10\%$  eingeschränkt ist, ist auf diese Weise eine Längenbeschränkung der Übertragungsleitung gegeben. Aus diesem Grunde werden Freileitungen in den allermeisten Fällen weit unterhalb ihrer thermischen Grenzleistung im Bereich ihrer natürlichen Leistung betrieben.

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

Dieser Effekt hat zur Konsequenz, dass man längere Hochspannungskabel mit Kompensationsdrosseln beschaltet. Diese können entweder direkt an die Kabelenden gegen Erde geschaltet oder aber mit Hilfe eines Dreiwicklungstransformators an dessen Tertiärwicklungen gelegt werden. Idealerweise kompensiert man die Kabel an beiden Enden etwa mit ihrer halben Blindleistung. In vielen Fällen reicht allerdings auch die Kompensation an nur einem Kabelende.

Wie vom Verfasser in einer aktuellen Studie gezeigt, gelingt es mit derartig kompensierten 145 kV-Drehstrom-VPE-Kabeln sogar, die Leistung eines Offshore-Windparks über 180 km abzuführen, und zwar konkurrenzfähig zur alternativ verfügbaren Gleichstromtechnik (z.B. HVDC light).

Für die hier diskutierten VPE-Kabel (110 kV, 220 kV, 380 kV) mit einem Leiterquerschnitt von  $1400\text{ mm}^2$  zeigt Abb. 13 die übertragbare Wirkleistung als Funktion der Übertragungslänge, bezogen auf die bei kurzer Länge übertragbare Wirkleistung  $P_0$ , und zwar bei beidseitiger, optimaler Kompensation.

Nach Abb. 13 ist zumindest innerhalb des hier diskutierten Entfernungsbereiches bis zu 50 km vom Übertragungsverhalten her für VPE-Kabel bei optimaler Kompensation keine physikalische Grenze abzuleiten.

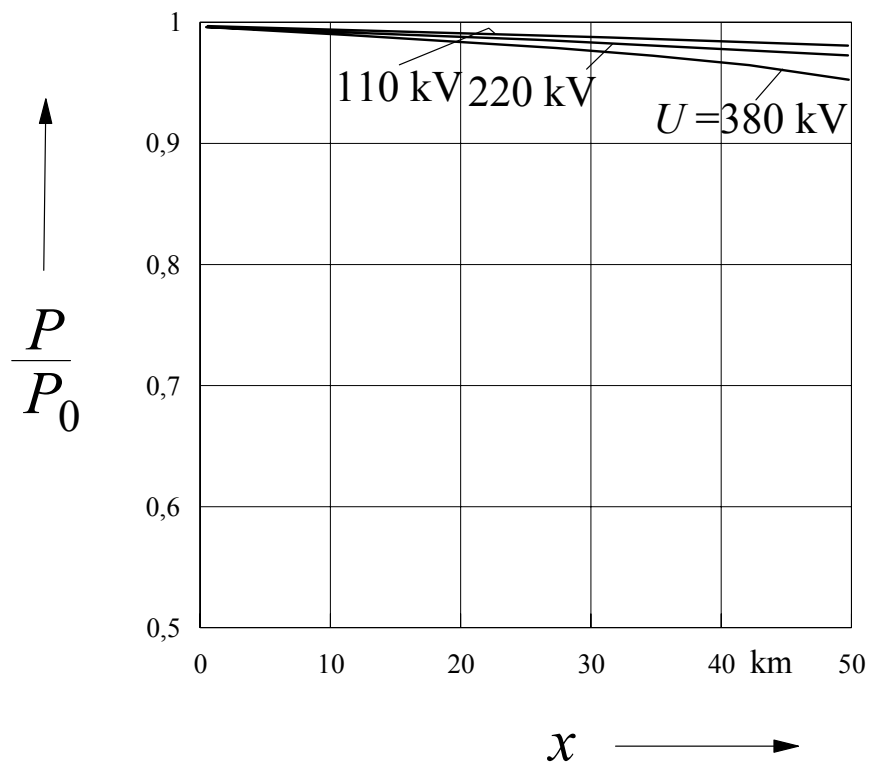


Abb. 13: Übertragbare Wirkleistung  $P$  von gebündelt verlegten VPE-Kabeln der Spannungsebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV als Funktion der Übertragungslänge, bezogen auf die Wirkleistung  $P_0$  bei kurzer Kabellänge. Die Kabel sind an beiden Enden optimal kompensiert.

## 6.2 Lastfluß und Kurzschluß

Die Lastaufteilung auf zwei parallele Leitungen wird in erster Linie durch ihre Längs- oder Kurzschlussimpedanzen bestimmt. Da diese (vornehmlich  $L'$ ) beim Kabel etwa um den Faktor 3 geringer sind, würden sich bei der Verbindung der Punkte A und B nach Abb. 14a durch die Parallelschaltung von Freileitung und Kabel die Lastflüsse im Verhältnis 1:3 auf Freileitung und Kabel aufteilen: das Kabel zieht sozusagen einen großen Teil der gesamten Last auf sich, während die Freileitung nur zu etwa einem Viertel ihrer ursprünglichen Übertragungsleistung ausgelastet ist (Abb. 14b). Der durch das Parallelkabel mögliche Zugewinn an Übertragungsleistung bleibt damit gering.

Allerdings ist dieses Beispiel sehr synthetisch; tatsächlich sind die Netzstrukturen weitaus komplizierter, wie sie im Beispiel der Abb. 14c für die zur Netzverstärkung geplante Verbindung der Punkte B und F dargestellt ist. Hier verlaufen die parallelen 110 kV-Freileitungen (mit weitaus größeren Gesamtlängen als die Verbindung B-F) über mehrere Umspannwerke, an denen in das untergeordnete Mittelspannungsnetz eingespeist wird. Zusätzlich verlaufen 220 kV- und 380 kV-Freileitungen innerhalb dieses Netzbereiches und beeinflussen den resultierenden Lastfluß.

Fazit ist, dass vor der Realisierung einer solchen Verstärkungstrasse umfangreiche Lastflußuntersuchungen vorgenommen werden müssen, um dann hinsichtlich einer Verkabelung der Trasse entscheiden zu können, ob sich der gewünschte Lastfluß im Kabel und im übrigen Netz einstellt oder ob sich eine ungünstigere Lastflußsituation entsprechend Abb. 14b ergibt. Liegt der letztgenannte Fall vor, so kann der Lastfluß dadurch in gewünschter Weise eingestellt werden, dass das Kabel in einem der beiden Umspannwerke über einen Schrägregel-Transformator mit der Sammelschiene verbunden wird (gegebenenfalls gibt es aber auch wirtschaftlichere Lösungen mit Hilfe von Längsdrosseln). Aus diesem Grunde werden die nachfolgenden Verlust- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen alternativ – mit oder ohne Bedarf an einem Schrägregel-Transformator – vorgenommen.

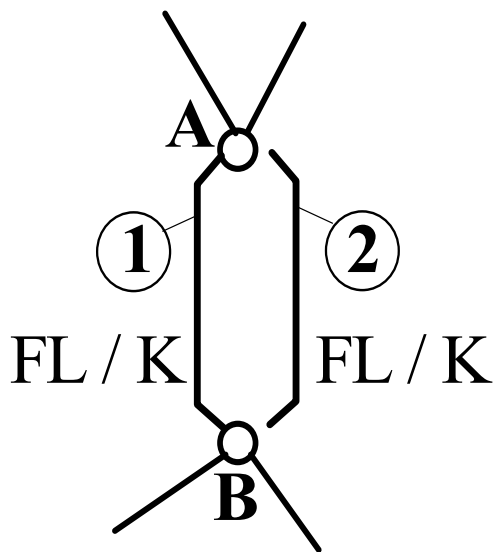
Von vornherein kann dieser Bedarf nicht festgestellt werden. So gibt es durchaus Beispiele langer Kabelstrecken innerhalb eines vermaschten Netzes, bei denen auch ohne zusätzlichen Transformator der gewünschte Lastfluß gegeben ist.

Wird ein solcher Transformator eingebaut, so bietet er allerdings den Vorteil einer flexibleren und wirtschaftlicheren Betriebsführung: so kann mit seiner Hilfe außerhalb der Vollastzeiten ein Teil des Lastflusses von den parallelen Freileitungen auf das Kabel verlagert werden, um geringere Übertragungsverluste zu erzielen.

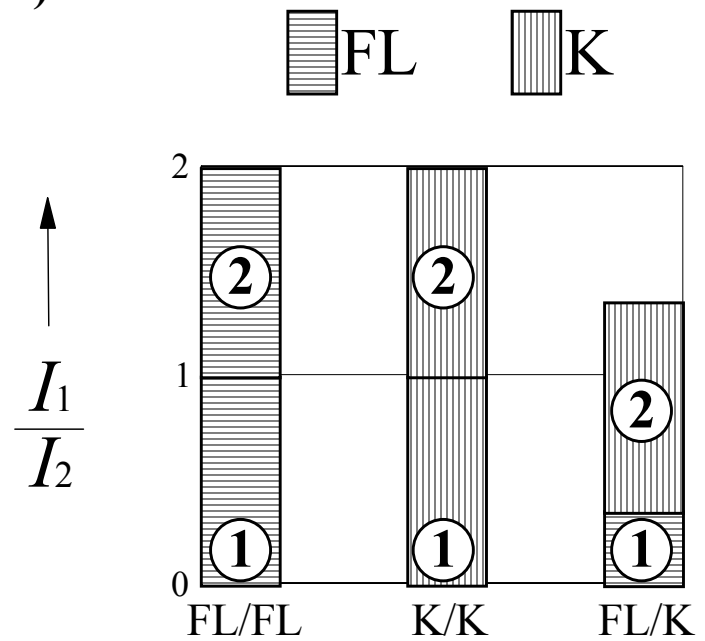
Die Kosten eines solchen 380 kV-Schrägregeltransformators, allerdings bei extremen, nicht vergleichbaren Anforderungen an seine Regelmöglichkeiten, wurden bei der Erarbeitung der DENA-Studie mit 10 T€/MVA angesetzt. Für die vorliegende Aufgabenstellung liegt dieser Ansatz, insbesondere auch für die niedrigeren Betriebsspannungen, zu hoch; er wird im Folgenden um 20 % geringer zu rd. 8 T€/MVA gewählt. Dies erscheint auch dadurch gerechtfertigt, daß gegebenenfalls auch weitaus kostengünstigere und verlustärmere Lösungen, beispielsweise Längsdrosseln in Reihe zu den Kabeladern [25], gefunden werden können.

Da die Kurzschlussimpedanzen von Kabeln spürbar geringer sind als diejenigen der Freileitungen, werden bei zunehmendem Verkabelungsgrad die Kurzschlussströme im Netz angehoben, wodurch gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen (z.B. Längsdrosseln) erforderlich werden. Diese Frage ist jedoch erst bei stark anwachsendem Verkabelungsgrad der Netze von Bedeutung. Bei den hier diskutierten singulären Verstärkungstrassen innerhalb vermaschter Freileitungsnetze, ähnlich wie in der Abb. 14c dargestellt, bedarf dieses Problem wohl noch keiner besonderen Beachtung.

a)



b)



c)

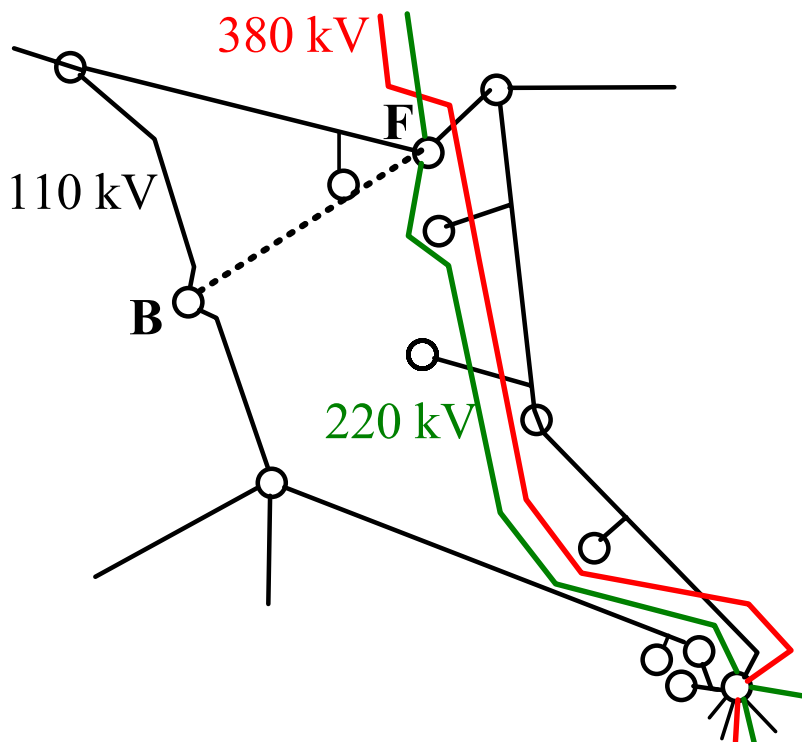


Abb. 14: a) Verbindung der Punkte A und B durch zwei parallele Leitungen  
 b) relative Lastaufteilung  
 c) Beispiel eines vermaschten Netzes mit geplanter Verstärkungsstrasse zwischen den Punkten B und F

## 7. Blindleistungs- und Oberschwingungs-Kompensation

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

Infolgedessen können die Ladeströme der Freileitungen bei Längen bis zu 50 km praktisch vernachlässigt werden (ca. 0,2 A/km bei 110 kV bis zu 1 A/km bei 380 kV).

Bei den Kabel treten merkliche Ladeströme auf, die

- etwa 5...6 A/km bei 110 kV-VPE-Kabeln,
- etwa 9...11 A/km bei 220 kV-VPE-Kabeln und
- etwa 14...16 A/km bei 380 kV-VPE-Kabeln

betragen. Diese Ladeströme überlagern sich dem Transportstrom und belasten das Kabel zusätzlich durch Stromwärmeverluste.

Zur Minimierung der Ladestromverluste, die mit der anliegenden Spannung dauernd entstehen, sowie zur Verbesserung des Übertragungsverhaltens kompensiert man lange Kabel durch Kompensationsdrosseln. Diese können entweder direkt an die Kabelenden geschaltet oder aber mit Hilfe eines Dreiwicklungstransformators an dessen Tertiärwicklungen gelegt werden.

Idealerweise kompensiert man das Kabel an beiden Enden etwa mit seiner halben Blindleistung; allerdings genügt oft auch eine kostensparende, einseitige Kompensation. Die Kompensationsdrosseln sollten zumindest teilweise schaltbar sein. Auf diese Weise kann erreicht werden, dass das Kabel in bestimmten Lastsituationen einen Beitrag zum induktiven Blindleistungsbedarf der Freileitungen leistet.

Für die diskutierten Kabel sind längenbezogene Kompensations-Blindleistungen von etwa

- 1,0...1,2 MVA/km bei 110 kV-VPE-Kabeln,
- 3,6...4,3 MVA/km bei 220 kV-VPE-Kabeln und
- 9,0...10,0 MVA/km bei 380 kV-VPE-Kabeln

bereitzustellen.

Die Kosten für die Kompensationseinrichtungen können mit etwa 7 T€/MVA angesetzt werden, so daß längenbezogene Aufwendungen für Kompensation von ca.

- **7...8,5 T€/km bei 110 kV-VPE-Kabeln,**
- **25...30 T€/km bei 220 kV-VPE-Kabeln und**
- **60...70 T€/km bei 380 kV-VPE-Kabeln**

anzusetzen sind.

Aufgrund der bei der betrachteten Beispieltrasse auf 30 km begrenzten Übertragungslänge könnte man das 110 kV-Kabel bei entsprechender Auslegung auch noch unkompensiert betreiben. Um jedoch bei den Verlusten und den Wirtschaftlichkeitsdaten auf der sicheren Seite zu rechnen, wurden Einrichtungen zur Ladestromkompensation berücksichtigt.

Die diskutierte Kabelstrecke verringert mit ihrem hohen Kapazitätsbelag die Resonanzfrequenzen des Netzes. Insbesondere kann das Kabel mit den Kompensationsspulen an seinen Enden ein schwingungsfähiges Gebilde mit verhältnismäßig niedrigen Resonanzfrequenzen bilden. Bei der Planung der Anlage muß daher darauf geachtet werden, daß dieses Übertragungssystem nicht z.B. die 5. oder 7. Oberschwingung im Netz in unzulässiger Weise verstärkt.

Sollte dies der Fall sein, so müssen Gegenmaßnahmen ergriffen werden, z.B. in Form von Filtern. Eine Möglichkeit besteht darin, die oben diskutierte Ladestrom-Kompensationseinrichtung, zumindest auf einer Seite d.h. für die halbe Blindleistung, als SVC (Static VAR Compensator) oder als TSC (Thystor Controlled Reactor) auszulegen. Solche geregelten, aktiven Einheiten sind in der Lage, neben der eigentlichen Kompensationsaufgabe auch die unerwünschten Oberschwingungen auszufiltern.

Die Kosten für solche Kompensationseinheiten werden mit dem oben genannten Kostenansatz von 7 T€/MVA erfasst. Damit ist die kostenmäßige Berücksichtigung von Kompensationseinrichtungen auch als Risikozuschlag aufzufassen für den Fall, daß durch die Kabelstrecke unerwünschte Resonanzerscheinungen hervorgerufen werden.

## 8. Erdschlußstrom-Kompensation im gelöscht betriebenen 110 kV-Netz

110 kV-Freileitungsnetze werden in Deutschland überwiegend mit induktiver Sternpunktterdung („gelöscht“) betrieben. Dies hat den Vorteil, dass die bei den häufig auftretenden einpoligen Fehlern, sog. Erdschlüssen, entstehenden Lichtbögen von selbst wieder verlöschen können, ohne dass eine Versorgungsunterbrechung eintritt. Bedingung hierzu ist, dass der im Fehlerfall auftretende Erdschlussreststrom die Löschgrenze des Lichtbogens nicht überschreitet. Diese Löschgrenze wird im 110 kV-Netz zu etwa 130 A angesetzt.

Abb. 15 zeigt das Prinzip der Erdschlußlöschung: der über die Erdschlußstelle fließende Strom setzt sich zusammen aus dem vom Netz getriebenen kapazitiven Strom und dem ihm entgegengerichteten induktiven Strom, den die Leiter-Erd-Spannung in der fehlerhaften Phase über die Löschspule treibt.

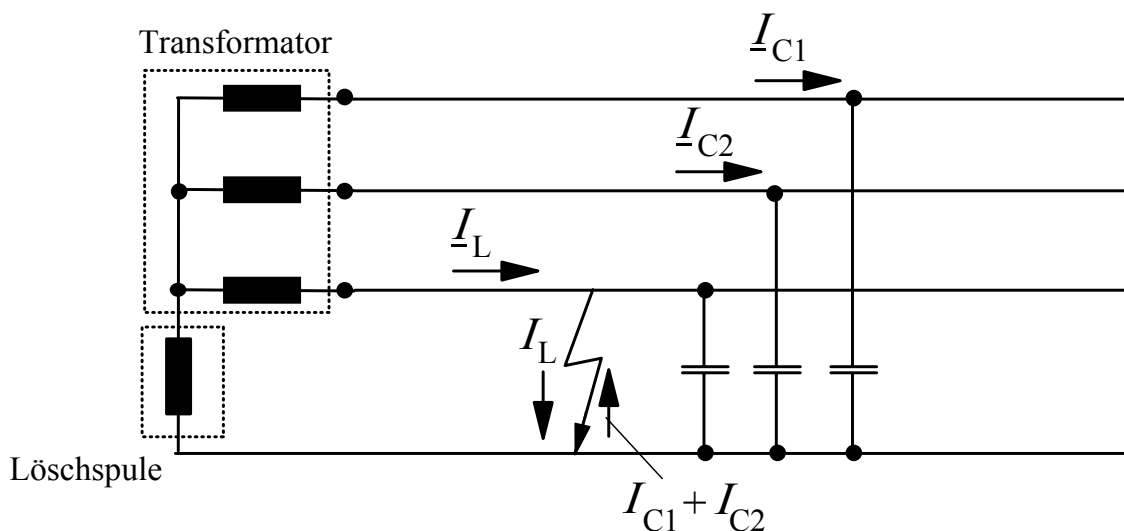


Abb. 15: Zur Erläuterung des Erdschluß-Reststromes im induktiv geerdeten Netz  
Das Kabel ist näherungsweise nur durch seine Querkapazitäten dargestellt.  
Die auf beiden Seiten auftretenden kapazitiven Ströme und Kompensationsströme



sind nur rechts der Kurzschlussstelle dargestellt.

Dies bedeutet zunächst, daß bei einer langen Kabelstrecke auch die großen Betriebskapazitäten der Kabel durch die Löserspule mit kompensiert werden müssen. Hierbei muß geprüft werden,

- ob der Sternpunkt des einspeisenden Netztransformators noch hinreichend belastbar ist und
- ob der aus den ohmschen Stromanteilen gebildete Reststrom über die Fehlerstelle klein genug bleibt, damit der Lichtbogen noch löschen kann.

Können diese Bedingungen nicht erfüllt werden, so kann ein zusätzlicher Transformator als Sternpunktbildner erforderlich werden. Ein solcher Transformator wird aber schon unter dem Aspekt der Lastflußsteuerung alternativ in den folgenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen berücksichtigt.

Der für die 30 km 110 kV-Kabelstrecke zu erwartende Zusatzaufwand (gegebenenfalls Vergrößerung der Löserspule) ist stark von der konkreten Netzsituation abhängig. Um auf der sicheren Seite zu rechnen, wird im Folgenden die Erdschlußstrom-Kompensationseinrichtung mit derselben Blindleistung und mit denselben Kosten wie die Einrichtung zur Ladestromkompensation berücksichtigt, d.h. mit rd. 7 T€/km.

Da sie nur im Fehlerfall mit Spannung beaufschlagt ist, spielt sie für die Verlustbetrachtungen keine Rolle.

Eine Änderung der Sternpunktbehandlung der betrachteten Netzgruppe (auf starre Erdung) ist aufwendig, da Umstellungen des Netzschutzes sowie gegebenenfalls ein Austausch der Leistungsschalter, der Erdungsanlagen sowie anderer Anlagenteile mit zu geringer Kurzschlußstromfestigkeit erforderlich werden kann und Beeinflussungsfragen verstärkt beachtet werden müssen. Für die hier diskutierte einzelne Verbindungsstrecke ist eine solche Netzumstellung kaum zu rechtfertigen.

Für 220 kV- und 380 kV-Kabel entfällt diese Diskussion, da in diesen Spannungsebenen die Transformatoren normalerweise immer mit starrer Sternpunktterdung betrieben werden.

## 9. Wartung

Kunststoffisolierte Hochspannungskabel bedürfen bezüglich der eigentlichen Kabelkonstruktion und –Funktionalität keiner Wartung.

Unterschiedlich gehandhabt wird von den Netzbetreibern eine intervallweise Überprüfung der nichtlinearen Auskreuzungswiderstände des Schirm-Cross-Bonding-Systems durch Spannungsprüfungen. Wird diese Überprüfung jährlich vorgenommen und wird davon ausgegangen, dass zwei Techniker an einem Tag zwei Hauptabschnitte der Anlage überprüfen können, so fallen damit jährliche Personalkosten von  $16 \text{ h} \cdot 50,0 \text{ €/h} = 800 \text{ €}$  an für eine Länge von rd. 5...10 km. Damit betragen die jährlichen, längenbezogenen Wartungskosten je Kabelsystem etwa

- $K_{W'} = 100 \text{ €/(km a)}$ .

Setzt man dieselben Kosten für eine regelmäßige Überprüfung der Überspannungsableiter sowie für zusätzliche Kontrollen der Kabeltrasse an, so sind diese Kosten etwa zu verdoppeln. Weitere Revisionskosten fallen an für die Kompensationseinrichtungen sowie – falls erforderlich – für den Transformator. Überschlägig und grob geschätzt werden die Wartungskosten je Kabelsystem im Folgenden zu

- $K_{W'} \approx 500 \text{ €/(km a)}$  gewählt.

Freileitungen müssen in regelmäßigen Abständen auf ihren Zustand und auf die Trassensituation (Bewuchs etc.) hin überprüft und auch gewartet werden. Zu den Wartungsarbeiten gehört in erster Linie das Entrostern und Streichen der Masten. In [4] wird hierzu für schwedische Verhältnisse angesetzt, daß Wartungen der Freileitung alle 8 Jahre vorgenommen werden. Für die deutschen Netze werden weitaus größere Intervalle von z.B. 20 Jahren genannt, nach denen die Freileitungsmaste neu gestrichen werden müssen. Eine Kontrolle der Seile, der Isolatoren wie auch der Mastfundamente findet durch regelmäßige Begehungen der Trasse (oder durch Überwachung per Hubschrauber) statt.

Als Schätzkosten für die Wartung eines Freileitungssystems werden im Folgenden

- 2.000,- €/ (km a)

angesetzt. Bei einem Freileitungs-Doppelsystem erhöhen sich die Wartungskosten sicherlich nicht linear. Sie werden im Folgenden um 50 % höher als bei einem Einfachsystem angenommen.

Damit berechnen sich die kapitalisierten Wartungskosten (Barwert) bei einem kalkulatorischen Zinssatz von  $z = 5,0 \%$  ( $q = 1 + z$ ) und einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahren zu:

**Freileitung:**

$$W' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q_i} = 2.000 \frac{\text{€}}{\text{km}} \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 2.000 \frac{\text{€}}{\text{km}} \cdot 14,1 = 28.200 \frac{\text{€}}{\text{km}} \approx 28 \text{ T€/km} .$$

**Kabel:**

$$W' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q_i} = 500 \frac{\text{€}}{\text{km}} \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 500 \frac{\text{€}}{\text{km}} \cdot 14,1 = 7.050 \frac{\text{€}}{\text{km}} \approx 7 \text{ T€/km} .$$

Die Wartungskosten-Ersparnis beim Einsatz von VPE-Kabeln liegt bei:  $\Delta W' = 21 \text{ T€}/\text{km}$

Bei Vergrößerung des kalkulatorischen Zinssatzes auf  $z = 7,0 \%$  verringert sich diese Ersparnis auf:

$$\Delta W' = 18 \text{ T€}/\text{km} .$$

In den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsvergleichen spielt dieser Unterschied bei den Wartungskosten allerdings keine wesentliche Rolle.

## 10. Ausfallraten und Nichtverfügbarkeit

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

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

Störungen an Kabeln sind seltener, resultieren dann aber meist in bleibende Schäden. Unterschieden werden kann hier in Fehler, die kurze Zeit nach Inbetriebnahme auftreten und ihre Ursache beispielsweise in

- Fertigungsfehlern,
- Fehlern durch Transport, Lagerung und Legung oder
- Montagefehlern

haben können. Die Wahrscheinlichkeit für Montagefehler ist bei den heute eingesetzten, aus vorgefertigten Bauteilen bestehenden Kabelgarnituren sehr gering geworden.

Während des Betriebs sind folgende Fehlerursachen möglich:

- mechanische Einwirkung,
- Fehler durch Alterung oder Korrosion,
- Fehler durch Überspannungen oder
- Fehler durch thermische Überbeanspruchung.

Die erste der genannten Möglichkeiten ist bei den heute auf hohem Qualitätsniveau gefertigten VPE-Kabeln bei dem üblichen Überspannungsschutz der Anlage von entscheidender Bedeutung: in der überwiegenden Zahl aller Schadenfälle ist es die mechanische Einwirkung, z.B. im Zuge von Bauarbeiten, die zum Versagen eines Kabels führt.

Während davon auszugehen ist, daß ein Freileitungsschaden schnell gefunden und innerhalb weniger Stunden, zumindest aber im Laufe eines Tages behoben ist, wird die Behebung eines Kabelschadens z.B. in der 110 kV-Ebene im allgemeinen mit 60 h bis 120 h (für Fehlersuche, Erdarbeiten, Montage, Spannungsprüfung) anzusetzen sein.

Die im Schrifttum zu findenden Angaben zu den Ausfallraten von Kabeln fallen unterschiedlich aus. Meist repräsentieren sie pauschal einen weiten Querschnitt beobachteter Kabelanlagen, die sich einerseits in ihrer Konstruktion und in ihrem Alter und andererseits in der Exposition der Kabel (Innenstadt, Randlage, Außenbereich) unterscheiden.

So finden sich in der VDN-Störungsstatistik für die Jahre 1994 bis 2001 [19] Ausfallraten für 110 kV-Kabel von

- 0,0043 /(a km) bei induktiver Erdung bis zu 0,0066 /(a km) bei starrer Erdung mit
- mittleren Ausfallzeiten von 66,1 h.

Die entsprechenden Zahlen für 110 kV-Freileitungen lauten:

- Ausfallraten: 0,0022 /(a km) bei induktiver Erdung bis zu 0,0079 /(a km) bei starrer Erdung mit
- mittleren Ausfallzeiten von 3,2 h.

Die VDN-Fallzahlen in den höheren Spannungsebenen von 7 (bei 220 kV) und von 2 (bei 380 kV) scheinen nicht geeignet, verallgemeinernde statistische Aussagen zu treffen.

Bei der Bewertung dieser Daten mit Hinblick auf die diskutierten ländlichen Übertragungsstrecken ist zu beachten, daß die von der VDN-Statistik erfaßten 110 kV-Kabel überwiegend in städtischem Gebiet liegen, in dem das Risiko des mechanischen Eingriffs besonders groß ist. Die im Folgenden betrachteten, der Netzverstärkung dienenden Kabeltrassen liegen hingegen vornehmlich im ländlichen Außenbereich, so dass von einem verminderten Beschädigungsrisiko ausgegangen werden kann.

In [4], einer vom schwedischen STRI sowie den Firmen ABB und Vattenfall verfaßten Studie, wird aus einer umfangreichen Statistik von 110 kV bis 170 kV-Kabeltrassen eine mittlere Fehlerrate (bei in den letzten Jahren abnehmender Tendenz) von 0,0007 / km\*a (3-phasig) bei einer mittleren Reparaturzeit von 60 h abgeleitet.

Die Fehlerrate von 110 kV bis 170 kV-Freileitungen wird in [4] zu 0,0012 /(km\*a ) und ihre mittlere Reparaturzeit zu 30 h angesetzt, was der VDN-Statistik widerspricht. Es wird der Fall betrachtet, dass einer 100 km langen 110-kV-Freileitung eine 100 km-Strecke parallel geschaltet wird, die über einen

Anteil  $x$  verkabelt ist. Ergebnis: für  $x = 100$  km, d.h. für vollständige Parallel-Verkabelung steigt die Verfügbarkeit der Gesamtanlage gegenüber einer reinen Freileitungslösung (trotz der größeren Reparaturzeiten der Kabel; Grund sind die Wartungsarbeiten an der Freileitung, die nach [4] in Schweden alle 8 Jahre über 2...7 Tagen vorzunehmen sind).

Nimmt man wegen der ländlichen Trassenführung eine gegenüber der VDN-Störungsstatistik etwas verringerte Ausfallrate der 110 kV-Kabel von **0,0033/(a km)** mit einer mittleren Ausfallzeit von **66 h** an, so bedeutet dies für eine 30 km lange Kabeltrasse (bei vereinfachter, linearer Umrechnung) eine zu erwartende Ausfallhäufigkeit von  $0,1/a$  bzw. von einer Ausfalldauer von rd. **65 h pro Jahrzehnt**.

In vielen Fällen kann ein solcher Ausfall durch die Parallelverbindungen des Netzes aufgefangen werden. Muß diese Ausfallzeit in Zeiten vollständiger Netzauslastung jedoch mit Hilfe des Erzeugungsmanagements, d.h. durch Abschalten von Windkraftanlagen überbrückt werden, so bedeutet dies im Vergleich zur Freileitung (Ausfallrate von  $0,0022/(a \text{ km}) \rightarrow 3,2 \text{ h}$ ) eine durch die Verkabelung zusätzlich verursachte mittlere Ausfallzeit für die Windenergielieferung von **6,3 h pro Jahr**.

Kapitalisiert man die hiermit verbundenen Kosten des jährlichen Energieausfalls ( $260.000 \text{ kW} \cdot 0,276 \cdot 6,3 \text{ h}$ ) über 25 Jahre und bezieht diese Kosten auf die Kabellänge, so verteuert sich die Kabelanlage

- für Energiekosten entsprechend EEG, kalkulatorischer Zinssatz 5,0 % um 16,3 €/m und
- für Energiekosten von 3,5 c/kWh, kalkulatorischer Zinssatz 5,0 % um 7,4 €/m.

Es soll allerdings nicht unerwähnt bleiben, dass Freileitungen in extremen Wettersituationen erheblichen Beeinträchtigungen ausgesetzt sein können. Hier ist zum Einen das sogenannte „Seiltanzen“ zu nennen, bei dem starker Wind die eisbehangenen Leitungsseile zu meterweisem Ausschlagen und zu Überschlagen veranlasst, so daß Beschädigungen der Seile und der Isolatorenketten auftreten können. Sehr selten, aber besonders gravierend ist das Umbrechen von Freileitungsmasten bei Sturm, da hierdurch gleich mehrere Systeme betroffen sind und hierbei die normalerweise gegebene  $(n-1)$ -Sicherheit des üblichen Doppelsystems verloren geht.

Andererseits wird von Netzbetreibern bei städtischen Kabeltrassen durchaus auch  $(n-2)$ -Redundanz realisiert. Begründet wird dies durch die verhältnismäßig lange Reparaturdauer von Kabeln, aufgrund derer die Wahrscheinlichkeit eines weiteren Durchschlages mit Verlust der Funktionalität der Verbindungstrasse nicht zu vernachlässigen ist. Bei gleicher Stromtragfähigkeit der Systeme muß in diesem Fall ein Freileitungs-Doppelsystem mit drei Kabelsystemen verglichen werden.

## 11. Einwirkungen durch die Umwelt

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

Besonders gravierend ist das Umbrechen von Freileitungsmasten, da hierdurch meist gleich mehrere Systeme betroffen sind. Insbesondere geht hierbei die normalerweise gegebene (n-1)-Sicherheit des üblichen Doppelsystems verloren. Ein extremes Beispiel für solche, allerdings sehr seltenen Vorfälle sind die Dezember-Stürme 1999, die signifikante Bereiche des französischen Netzes zerstörten und viele Blackouts bewirkten. Die vollständige Wiederherstellung der Freileitungsverbindungen brauchte mehr als sechs Monate [20].



Abb. 16: links: Eisbehang eines abgerissenen Freileitungsseiles  
rechts: Eisklumpen mit Seilabdruck (Quelle: RWE AG)

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

Kabel sind durch solche äußeren Einwirkungen der Umwelt selten betroffen. Da in einem entsprechenden Schutzstreifen (etwa 3 m zu beiden Seiten der Trasse) keine tiefwurzelnden Gehölze gepflanzt werden dürfen, ist die Einwirkung durch Pflanzen praktisch ausgeschlossen. Allerdings können die durch atmosphärische Einwirkungen in Form von Blitzeinschlägen auf Freileitungen ausgelösten Überspannungswellen, die sich mit Lichtgeschwindigkeit ausbreiten, indirekt auch solche Kabel belasten, die unmittelbar an diese Freileitung angeschlossen sind. Besonders ausgeprägt sind die

im Kabel ausgelösten Wanderwellenvorgänge im Falle der Zwischenverkabelung, bei der das Kabel zwischen zwei Freileitungsabschnitten liegt.

Eine aus der Freileitung in das Kabel einlaufende (und dort zunächst reduzierte) Spannungswelle erfährt an den Kabelenden aufgrund der stark unterschiedlichen Wellenwiderstände ( $Z_{\text{Kabel}} \approx 0,1 \dots 0,18 Z_{\text{Freil.}}$ ) mehrfache (fast-) Totalreflexionen, so daß es letztlich zur Spannungsverdopplung kommen kann. Je nach Wellendämpfung kann das Kabel daher mit hohen Überspannungen beansprucht werden.

In solchen Anordnungen wird man daher immer beide Kabelenden durch Überspannungsableiter, welche die absolute Spannungshöhe begrenzen, schützen. Zudem wird man die ersten beiden Spannungsfelder der Freileitung mit zusätzlichen Erdseilen schützen, um einen Blitzeinschlag in die Leiterseile in unmittelbarer Nachbarschaft zu den Kabelendverschlüssen zu vermeiden.

Neue wissenschaftliche Untersuchungen einer CIGRE-Arbeitsgruppe [15], an denen der Autor mitgewirkt hat, zeigen allerdings, dass bei Kabellängen ab etwa 10 km die Überspannungswellen durch das Kabel so stark gedämpft werden, dass letztlich die Überspannungsbeanspruchungen der Kabelisolierung geringer werden als in einem normalen Netz (vergl. Abb. 17). Voraussetzung für die Ergebnisse dieser CIGRE-Untersuchungen war ein besonderer Schutz der Freileitungen in den letzten beiden Spannungsfeldern durch zusätzliche Erdseile sowie ein Schutz des Kabels durch Überspannungsableiter.

Folgerung ist, dass Hochspannungskabel durch Überspannungsableiter an beiden Enden geschützt sein sollten, was auch gängige Praxis ist. Unter dieser Voraussetzung ist eine 30 km lange Kabelverbindung, wie sie in der vorliegenden Studie diskutiert wird, durch Blitzstoßspannungen (und auch durch Schaltstoßspannungen) nicht gefährdet.

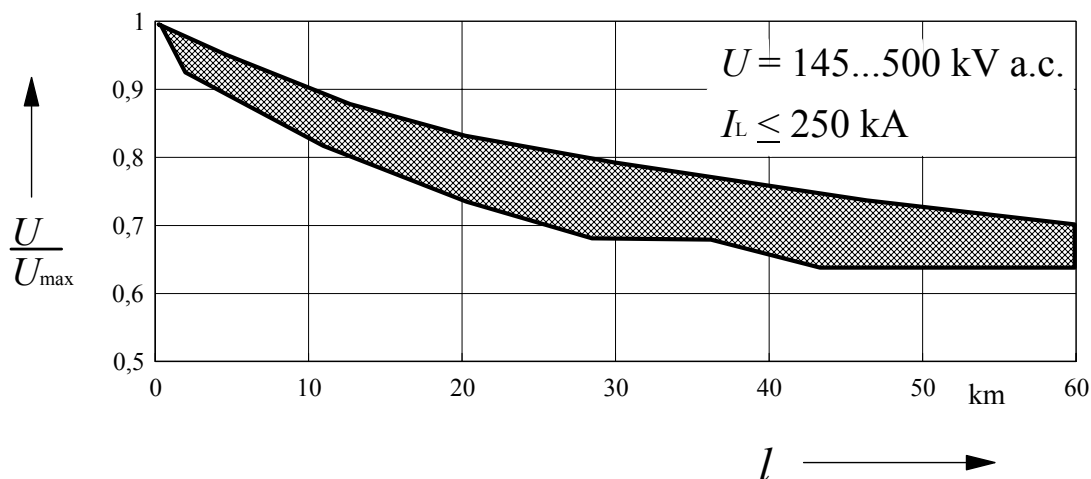


Abb. 17: Relative Minderung der maximalen Blitz-Überspannung in langen Kabeln bei Zwischenverkabelung, als Funktion der Kabellänge, nach [15]  
 $U_{\max}$  ist die in kurzen Kabeln auftretende maximale Überspannung  
 Spannungsebenen bis zu 500 kV; Höchstwert des Blitzstromes 250 kA  
 Die Bandbreite ergibt sich aus den unterschiedlichen Kabeltypen sowie aus der Variation des einlaufenden Blitzstromes  $I_L \leq 250 \text{ kA}$

## 12. Einwirkungen auf die Umwelt

Leitungstrassen beeinflussen ihre Umgebung durch optische Veränderungen, durch Beeinträchtigungen während der Errichtung, durch Nutzungseinschränkungen der Trasse, durch Geräusche, HF-Störungen sowie durch physikalisch/biologische und ökologische Effekte.

### 12.1 Elektromagnetische Verträglichkeit

Nach vorliegenden Studien sind bei elektrischen Feldstärken unterhalb von 10 kV/m keine schädlichen Auswirkungen auf den menschlichen Organismus zu erwarten. Der gesetzliche Grenzwert für die elektrische Feldstärke liegt in Deutschland als Vorsorgewert bei 5 kV/m.

Gemessene elektrische Feldstärken direkt unterhalb von 380 kV-Freileitungen liegen unterhalb von 6 kV/m, bei 220 kV unterhalb von 4 kV/m und bei 110 kV unterhalb von 2 kV/m [6]. Gebäudemauern und andere Hindernisse schirmen dieses Feld um Größenordnungen ab, so dass für die Dauerexposition von Menschen keine Gefährdung durch das elektrische Feld von Freileitungen zu erwarten ist.

Bei Hochspannungskabeln ist das elektrische Feld auf den Bereich der elektrischen Isolierung beschränkt und damit außerhalb der Kabeladern Null.

Komplizierter sind die Verhältnisse bei den magnetischen Feldern. Sie lassen sich bei Freileitungen praktisch nicht und bei Kabeln nur mit erheblichem Aufwand abschirmen. Ihre Auswirkungen sind umstritten. Der gesetzliche Grenzwert für Dauerexposition des Menschen liegt in Deutschland (Bundes-Immissionsschutzgesetz), den IRPA- und WHO-Vorsorgewerten folgend, bei 100  $\mu$ T. Elektronische Geräte werden schon bei weit geringeren Werten gestört, Monitore beispielweise schon ab etwa 1  $\mu$ T.

Störungen von Herzschrittmachern kommen erst bei magnetischen Induktionen ab etwa 20...60  $\mu$ T – und zwar für Herzschrittmacher älterer Bauart – in Betracht. Ein neuer, zusammenfassender Artikel im Deutschen Ärzteblatt ([19], 2002) geht für unipolare Herzschrittmacher von einem unteren Grenzwert von 20  $\mu$ T aus.

Die nachstehende Abbildung 18 zeigt für den im betrachteten Beispiel maximalen Leiterstrom von 1360 A die horizontale Verteilung der magnetischen Induktion in 1,0 m Höhe über dem Erdboden unterhalb einer 110 kV-Freileitung (dies ist gegenüber den anderen Spannungsebenen wegen der geringeren Seilhöhe für einen vorgegebenen Strom der ungünstigste Fall) und oberhalb eines 110 kV-VPE-Kabels (Kennlinie 1).

Kennlinie 2 erfasst den Fall, dass die Leiterbündel im Dreieck angeordnet sind und dass ein Freileitungssystem mit einem Laststrom von 1360 A beaufschlagt wird, während Kennlinie 3 zwei derartige Systeme (Doppelsystem) berücksichtigt. Mit der Kennlinie 4 wird der Fall erfasst, dass die drei Leiterbündel eines Systems in einer Ebene angeordnet sind. Man erkennt, dass das von der Freileitung hervorgerufene Magnetfeld stark durch die Leiteranordnung und durch die Betriebsweise beeinflusst werden kann.

Deutlich wird zudem, dass alle Verteilungen (Kabel wie Freileitungen) weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes für Dauerexposition (100  $\mu$ T) und auch unter dem Grenzwert für Herzschrittmacher bleiben. Die magnetischen Induktionen nehmen mit seitlichem Abstand zu den stromführenden



Systemen rasch (etwa quadratisch) ab. Das Magnetfeld eines gebündelt verlegten Kabels ist in 30 m Abstand von der Trasse praktisch nicht mehr wahrnehmbar.

Die Magnetfelder der Freileitungen reichen bei hoch belasteten Leitungen zu Zeiten der Höchstlast bis zu etwa  $30 \mu\text{T}$  [6] direkt unter der Leitung, bleiben damit aber immer noch weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes. Ähnliche magnetische Induktionen können allerdings auch direkt oberhalb hochbelasteter Kabeln auftreten, wenn bei diesen der Vorteil der Bündelung nicht genutzt werden kann, sondern die Kabel mit Abstand in einer Ebene verlegt sind.

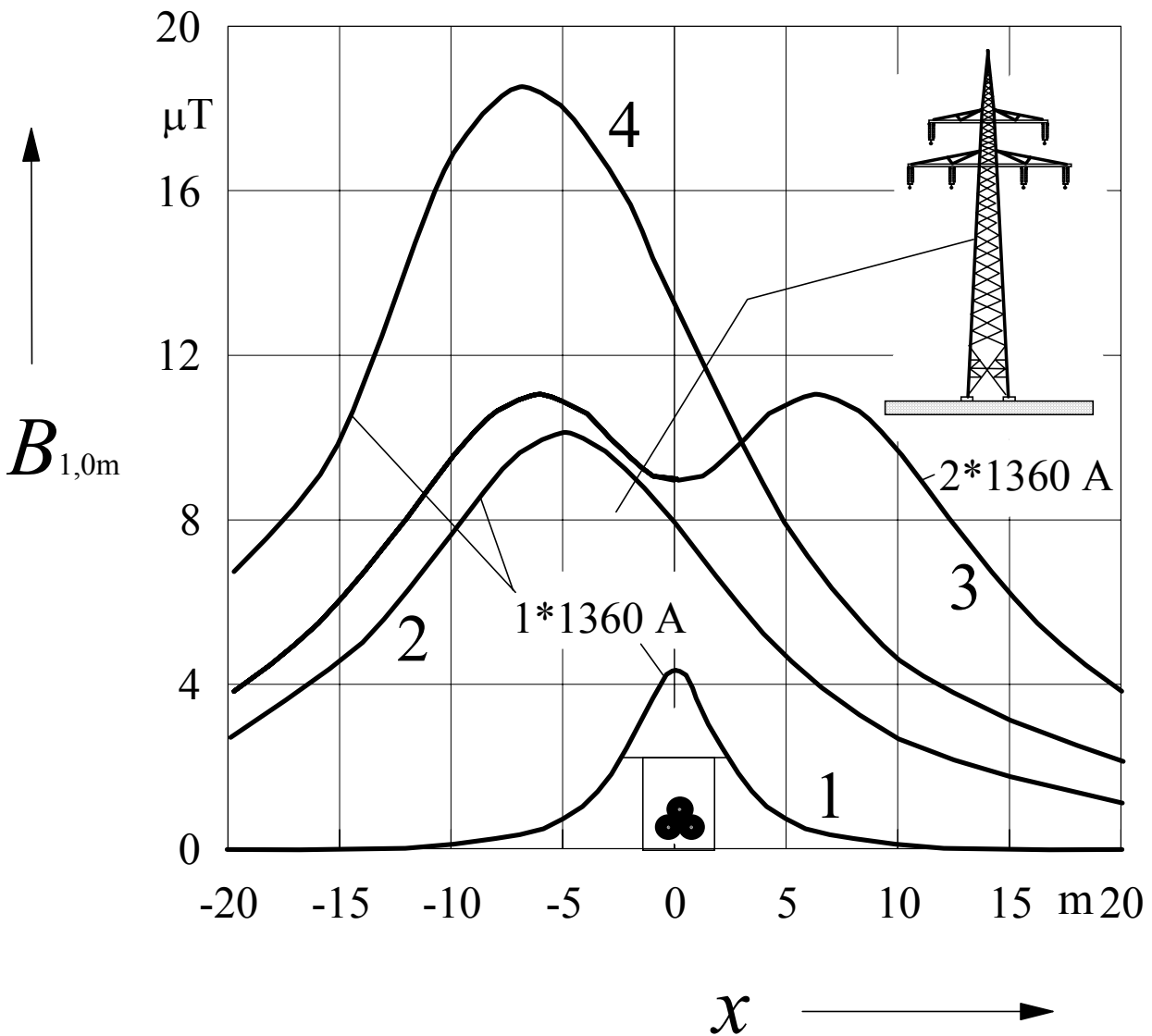


Abb. 18: Horizontale Verteilung der magnetischen Induktion unterhalb einer 110 kV-Freileitung (2 bis 4; minimale Leiterhöhe: 10 m) und oberhalb eines 110 kV-VPE-Kabels (1), in 1,0 m Höhe über dem Erdboden; Laststrom: 1360 A

Kennlinie 1: Einleiterkabel gebündelt: 1360 A  
 Kennlinie 2: Leiter im Dreieck angeordnet, ein Freileitungssystem mit 1360 A  
 Kennlinie 3: Leiter im Dreieck angeordnet, zwei Freileitungssysteme mit 1360 A  
 Kennlinie 4: Leiter in einer Ebene angeordnet, ein Freileitungssystem mit 1360 A

Elektromagnetische Beeinflussungen durch ohmsche, kapazitive und induktive Einkopplung in parallel verlaufende Leitungen, Energiekabel oder Metallrohre sind sowohl bei Freileitungen wie auch bei Kabeln zu beachten. Folgen sind Gefährdung von Lebewesen und Materialien, z.B. durch Korrosion aufgrund von Streuströmen, oder auch Signalstörungen. Entsprechende Grenzwerte sind in den einschlägigen VDE/DIN/EN-Richtlinien niedergelegt. Gegenmaßnahmen wie Kompensationsleiter, Überspannungsableiter u.ä. sind Stand der Technik.

Hochfrequente Störungen entstehen an Freileitungen, systembedingt und witterungsabhängig, durch Koronaentladungen (spürbar nur innerhalb des Schutzstreifens) sowie, sporadisch und kurzzeitig, durch Funkenentladungen. Während erstere sich nur im amplitudenmodulierten Hörfunkbereich bemerkbar machen, stören letztere breitbandig bis in den GHz-Bereich.

## 12.2 Geräusche

Akustische Störungen durch Korona-Entladungsgeräusche wirken erst bei Nennspannungen ab 380 kV in unmittelbarer Nähe von Freileitungen beeinträchtigend. Bei 110 kV-Freileitungen reichen sie am Rand des Schutzstreifens bis zu 30 dB(A) und treten damit gegenüber den Hintergrundgeräuschen der Umwelt zurück [7].

## 12.3 Sicherheit

Die auf Hochspannungspotential liegenden, allein durch die Luft isolierten Freileitungsseile stellen trotz ihrer schwierigen Zugänglichkeit eine, wenn auch geringe Gefährdung für Lebewesen dar. Sowohl der Zugang durch Unbefugte (z.B. Erklettern der Maste durch Kinder) als auch das Arbeiten in der Nähe der Freileitung (Sturzgefahr, ungewollte Kontaktierung durch Arbeitsgeräte u.ä.) führt von Zeit zu Zeit zu schwerwiegenden Unfällen [20]. Bei Kabeln kann eine solche Gefährdung nur im Zusammenhang mit Erdarbeiten gegeben sein.



Abb. 19:

Montage einer 220 kV-  
Leitung  
(Quelle: RWE)

Eine Gefährdung von Vögeln ist einerseits durch den Seilanflug gegeben (meist nachts oder in der Dämmerung; sog. „Drahtflugopfer“). Die großen Vogelarten sind aber auch durch den Aufenthalt im Bereich der Masttraversen gefährdet. In mehreren umfangreichen Untersuchungen an 110 kV- bis 380 kV-Freileitungen in verschiedenen mitteleuropäischen Gebieten (allerdings mit hoher Bestandsdichte) kommen mehrere Autoren zu Schätzungen der Drahtflugopferanzahl, die zwischen 400 bis zu 700 Vögeln pro Jahr und km liegen (vergl.. [6]).

Mögliche Schutzmaßnahmen gegen den Drahtanflug wie

- a) Anordnung der Leiterseile in einer Ebene zur Verhinderung einer vertikalen Dimension oder
- b) Erhöhung der Sichtbarkeit der Leiterseile

stehen anderen Forderungen wie Minimierung des elektromagnetischen Feldes (a) oder Unauffälligkeit der Freileitung im Landschaftsbild (b) diametral entgegen.

## 12.4 Optische Beeinflussungen

Als schwer zu objektivierende, da nicht numerisch zu quantifizierende Beeinflussung der Umwelt wird die optische Beeinflussung des Landschafts- oder des Stadtbildes durch Freileitungstrassen oft kontrovers diskutiert.

Insbesondere die 220 kV- und 380 kV-Freileitungen mit ihren großen Masthöhen und Trassenbreiten stoßen unter dem Aspekt des Landschaftsschutzes oft auf Probleme im Rahmen der Genehmigungsverfahren. Da hier eine Verkabelung bisher als technisch problematisch und/oder als zu teuer gilt, ist zur Schonung landschaftlich besonders wertvoller Bereiche (z.B. Naturparke, Schutzgebiete) oder von Siedlungsgebieten oft nur die großräumige Umgehung sowie die Bündelung in ohnehin schon stark beanspruchten Trassen oder in sog. naturfernen Landschaften (z.B. neben Autobahn- oder Bahntrassen) möglich. Hieraus resultierende Umwegfaktoren verteuern die Trasse entsprechend.



Abb. 20:

Mast mit zwei 380 kV-  
Doppelsystemen

Leitungstyp	Masthöhe	Mastbreite	Breite des Schutzstreifens
	m	m	m
110 kV Doppelleitung Einebenenmast	26,0	21,0	51
110 kV Doppelleitung Donaumast	33	14,8	44
380 kV Doppelleitung Einebenenmast	37,0	41,8	70...85
380 kV Doppelleitung Donaumast	50	32,0	60...75

Tabelle 4:

Trassenabmessungen  
(nach [6])

Versucht man, die Leitungen durch geringere Masthöhen unauffälliger zu gestalten, so führt dieses Prinzip zu einer Verkürzung der Spannweiten und damit zu einer größeren Anzahl von Masten, bezogen auf die Übertragungslänge. Extrem gehandhabt, führt dies optisch zu einer "Vergitterung der Landschaft" [6]. Im 110 kV-Bereich hält man heute Spannweiten von 280 m bis 300 m für eine wirtschaftlich und auch optisch optimale Lösung.

Ganz wesentlich beeinflussen die topographischen und morphologischen Eigenarten einer Landschaft die optischen Einflussbereiche einer Freileitungstrasse. Die Netzbetreiber als Planungsträger legen im Genehmigungsverfahren schon Trassenpläne vor, mit denen – unter Berücksichtigung von Alternativen – eine Abstimmung zwischen technisch/ökonomischen und landschaftsbezogenen Kriterien angestrebt wird.

Weitere Möglichkeiten zur unauffälligen Gestaltung der Freileitungstrassen sind in Form besonderer Oberflächen der Seile und Maste gegeben, die besonders wenig vor dem landschaftlichen Hintergrund auffallen, vergl. Abb. 21. Solche Maßnahmen wirken sich allerdings nachteilig hinsichtlich der Drahtflugopfer bei den Vögeln aus (s. oben).

Begründet durch die zunehmende Beeinträchtigung der Umwelt werden zunehmend die sozialen Kosten eines Eingriffs angesprochen, die bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung berücksichtigt werden sollten. So werden in [7] soziale Kosten quantifiziert, die die Wertminderung des betroffenen Raumes berücksichtigen sollen, wobei der beeinträchtigende Wirkungsbereich der Freileitungen weit über den eigentlichen Schutzstreifen hinausgeht und abhängig vom Landschaftstyp gewichtet wird.

Allerdings ist dieser Ansatz umstritten und nach wie vor nicht Gegenstand öffentlicher Bewertungsverfahren. Bei dem vorliegenden Vergleich wird er, ebenso wie Kosten für etwaige Ersatzmaßnahmen, wegen fehlender allgemein anerkannter Maßstäbe nicht angewandt.



Abb. 21: Getarntes Freileitungsseil (Wiretec)

## 12.5 Nutzungseinschränkungen

Die Seile der Freileitungen schwingen bei starkem Wind aus und überstreifen hierbei eine Fläche, die über die seitliche Begrenzung der Maste hinausgeht. Die senkrechte Projektion des äußeren ausgeschwungenen Seiles zuzüglich des Mindest-Sicherheitsabstandes zu beiden Seiten der Trassenmitte wird als Schutzstreifen bezeichnet. In diesem Schutzstreifen sind Nutzungsbeschränkungen wie z.B. Höhenbeschränkungen gegeben, so dass der Bewuchs hier regelmäßig überprüft und flach gehalten werden muß (forstwirtschaftliche Beschränkung). Die landwirtschaftliche Nutzung ist in erster Linie im unmittelbaren Mastbereich eingeschränkt

Diese Flächen werden daher gegenüber den Eigentümern dinglich gesichert. Wertminderungen, die sich durch die Nutzungseinschränkungen im Schutzstreifen wie auch in den Mastbereichen ergeben, werden durch einmalige Entschädigungen an die Eigentümer abgeglichen. Die Entschädigungshöhe ergibt sich aus den Verhandlungsergebnissen der Interessenverbände sowie der geltenden Rechtsprechung.

Die Höhe der Entschädigungen kann etwa zu 1...3 T€ pro Mast und bei den überspannten Flächen, je nach Verkehrswert, mit 1...2 €/m<sup>2</sup> angenommen werden.

Die Breite des Kabelgrabens (etwa 1,0 bis 2,0 m) zuzüglich eines Schutzstreifens von etwa 3 m zu beiden Seiten werden, wie bei den Freileitungen, über Dienstbarkeiten, d.h. durch Entschädigung der Eigentümer gesichert. Nutzungsbeschränkungen bestehen z.B. bei der landwirtschaftlichen Nutzung in einer eingeschränkten Grabetiefe ( $\leq 0,5$  m) sowie im Freihalten der Trasse von tiefer wurzelnden Gehölzen. Die Trasse darf nicht bebaut werden.

## 12.6 Beeinträchtigungen während der Errichtung

Bei der Errichtung einer Freileitungstrasse sind wesentliche Erdarbeiten allein im Bereich der Mastgründungen vorzunehmen. Allein die Maststandorte müssen daher, auch für spätere Reparaturarbeiten, von LKW angefahren werden können (in Ausnahmefällen: Hubschrauberanflug). Kreuzungen von Straßen, Bahngleisen und Gewässern stellen für Freileitungen kein großes Hindernis dar; es sind lediglich die erforderlichen Sicherheitsabstände einzuhalten.

Weit aufwendiger, mit weit umfangreicheren Erdbewegungen, sind die Tiefbauarbeiten bei der Realisierung der Kabeltrasse. Sie stellen daher auch einen ganz wesentlichen Anteil bei den Errichtungskosten dar. Der tatsächliche Aufwand hängt allerdings entscheidend vom Trassenverlauf und von den Bodenverhältnissen ab. Während der im Stadtgebiet längere Zeit offenzuhaltende Kabelgraben aufwendig zu erstellen und für die täglichen Abläufe des Stadtlebens störend ist, bietet sich bei einer rein ländlichen Trasse, wie sie im Folgenden betrachtet wird, und günstigen Bodenverhältnissen zumindest für die 110 kV-Kabel eine rasche und wenig aufwendige Pflugverkabelung an, bei der während der Kabellegung der Graben vor dem Pflug geöffnet und unmittelbar hinter dem Pflug wieder geschlossen wird (Abb. 22).

Im Sinne eines fairen, breiter angelegten Vergleiches wird allerdings bei der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine 30 km lange Trasse eine normale, konventionelle Grabenerstellung (1,5 m Tiefe) mit Wasserhaltungsmaßnahmen, Straßenunterquerungen (30 Horizontalbohrungen), Kreuzungen von Versorgungsleitungen, d.h. mit dem üblicherweise erforderlichen Zusatzaufwand berücksichtigt.

Um spätere Reparaturen ausführen zu können, muß die gesamte Kabeltrasse für Schwertransporter zugänglich sein. Aus diesem Grunde werden Kabeltrassen oft entlang öffentlicher Straßen und Wege geführt, was allerdings zu kostenwirksamen Umwegfaktoren führen kann.

## 12.7 Sonstige Beeinträchtigungen

Während Freileitungen ihre Verlustwärme direkt an die umgebende Luft und damit in die Atmosphäre abgeben, geschieht dies bei den Kabeln zunächst über das umgebende Erdreich. Dies hat zur Folge, daß der ein Kabel umgebende Boden aufgewärmt wird und, in unmittelbarer Umgebung des Kabels bis zu einem Abstand von etwa 30...50 cm, auch austrocknen kann.

Allerdings nimmt dieses Temperaturfeld sehr rasch mit zunehmendem Abstand vom Kabel ab und ist außerhalb eines Schutzstreifens von  $\pm 3$  m nicht mehr wahrnehmbar. Schädigungen z.B. von Pflanzen außerhalb dieses Abstandes sind dem Verfasser nicht bekannt.



Abb. 22:

Kabelverlegung

oben: Verlegung mit Verlegeflug

links: konventioneller Kabelgraben

### 13. Beispieltrasse

Im Folgenden sollen die Kenngrößen einer 30 km langen Trasse, die alternativ mit Freileitungs- oder aber mit Kabelsystemen realisiert wird, für die Spannungsebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV miteinander verglichen werden.

Bei der Vorgabe der Übertragungsleistung und der Auslegung der Freileitung wird für die 110 kV-Trasse von den von einem Netzbetreiber aktuell im Rahmen einer Antragskonferenz [1] vorgegebenen Kenndaten des Freileitungssystems ausgegangen. Bei der 220 kV-Trasse wird derselbe Leitertyp verwendet, so daß die Übertragungsleistung sich mit der Spannung verdoppelt. In der 380 kV-Ebene wird aus anderen Gründen (Verminderung der elektrischen Feldstärke) auf ein Viererbündel desselben Seiltyps übergegangen.

Hierzu werden Freileitungen betrachtet, bei denen (wie in [1] für 110 kV) der häufig eingesetzte Seiltyp Al/St 264-AL1/34-ST1A bei den Spannungen 110 kV und 220 kV als Zweierbündel und in der 380 kV-Ebene als Viererbündel aufgelegt ist. Dieses Seil hat nach [9] eine Stromtragfähigkeit (unter Standardbedingungen) von 680 A, so dass mit einem System die folgenden thermischen Grenzleistungen übertragen werden können:

- **110-kV-Freileitung Al/St 2\*264-AL1/34-ST1A:** **260 MVA**
- **220-kV-Freileitung Al/St 2\*264-AL1/34-ST1A:** **520 MVA**
- **380-kV-Freileitung Al/St 4\*264-AL1/34-ST1A:**  **$S_{th} = 1790$  MVA**

Um die 380 kV-Freileitung einerseits in der Nähe ihrer natürlichen Leistung - diese liegt etwa bei 600 MVA – zu betreiben und um andererseits eine bessere Vergleichbarkeit mit einem 380 kV-Kabelsystem ähnlichen Übertragungsvermögens zu ermöglichen, wird die in der 380 kV-Ebene zu übertragende Leistung auf die Hälfte der thermischen Grenzleistung zu

- **380-kV-Freileitung Al/St 4\*264-AL1/34-ST1A:**  **$S = 900$  MVA**

angesetzt. Im Folgenden muß daher beachtet werden, daß bei der 380 kV-Freileitung für nicht zu große Übertragungslängen die thermische Grenzleistung genutzt werden kann, so daß dann im Vergleich der Aufwand für das Kabel zu verdoppeln wäre.

Die nachstehende Tabelle faßt diese im Folgenden verwendeten Annahmen zusammen.

Spannung	Leiter je Phase	therm. Grenzleistg.	Übertr.-leistung	stromabh. Verlust-Belag (Höchstwert)	spgs.abh. Verlust-belag (dauernd)
kV	mm <sup>2</sup>	MVA	MVA	W/m	W/m
	Leiter Al/St	<b>Freileitung</b>			
110	2*264/34	260	260	390	0
220	2*264/34	520	520	390	1,4
380	4*264/34	1790	900	195	2,4
	Kupferleiter	<b>Kabel</b>			
110	1*1400	280	260	100	1
220	1*1400	550	520	100	3,3
380	1*1400	925	900	100	8,1



## 14. Verluste

Wie im vorigen Abschnitt erläutert, werden Freileitungen mit dem häufig eingesetzten Seiltyp Al/St 264-AL1/34-ST1A, und zwar bei den Spannungen 110 kV und 220 kV als Zweierbündel und in der 380 kV-Ebene als Viererbündel betrachtet. Dieses Seil hat nach [9] eine Stromtragfähigkeit (unter Standardbedingungen) von 680 A, so dass mit einem System die in Abschnitt 13. angegebenen thermischen Grenzleistungen übertragen werden können. Um die 380 kV-Freileitung in der Nähe ihrer natürlichen Leistung zu betreiben und eine bessere Vergleichbarkeit mit einem 380 kV-Kabelsystem ähnlichen Übertragungsvermögens zu ermöglichen, wird die von der 380 kV-Freileitung zu übertragende Leistung auf die Hälfte ihrer thermischen Grenzleistung (900 MVA) festgelegt. Die längenbezogenen Stromwärmeverluste dieser so belasteten Freileitungen (Nenn-Gleichstromwiderstand bei 20°C: 0,1095  $\Omega$ /km) betragen bei Vollast:

- **110-kV-Freileitung bei 260 MVA (1365 A) 390 W/m**
- **220-kV-Freileitung bei 520 MVA (1365 A) 390 W/m**
- **380-kV-Freileitung bei 900 MVA (1365 A) 195 W/m**

Die Ableitungsverluste der 110 kV-Freileitungen mit weniger als 1 % der stromabhängigen Verluste werden bei den nachfolgenden Betrachtungen vernachlässigt. Bei 220 kV-Freileitungen kann nach [6] im Jahresmittel mit einem Ableitwiderstand von  $(1/G') = 35 \text{ M}\Omega/\text{km}$  gerechnet werden, woraus Ableitverluste von **1,4 W/m** folgen. Bei 380 kV-Freileitungen beträgt nach [6] der Ableitwiderstand im Jahresmittel  $(1/G') = 60 \text{ M}\Omega/\text{km}$ , woraus mittlere Ableitverluste von **2,4 W/m** folgen.

Bei den Kabeln werden VPE-Einleiterkabel vom Typ **110/220/380 kV-Kabel 2XS2Y 3\*1\*1400/50** betrachtet. Unter der Prämisse des vorrangigen Abführens von Windlast mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 10 m/s, d.h. mit einem Strommittelwert entsprechend  $q_1 = 0,525$  (vergl. [3] sowie Abschnitt 1) betragen die Belastbarkeiten dieser Kabel

- **110-kV-Kabel 2XS2Y 3\*1\*1400/50 280 MVA**
- **220-kV-Kabel 2XS2Y 3\*1\*1400/50 550 MVA**
- **380-kV-Kabel 2XS2Y 3\*1\*1400/50 925 MVA.**

Die längenbezogenen Stromwärmeverluste der drei Kabeltypen liegen bei einem Laststrom von 1360 A für alle drei Spannungsebenen je System etwa gleich hoch, und zwar bei rd.

**100 W/m.**

Nach [3] sind für größere Kabellängen die vom Ladestrom des Kabels bewirkten ohmschen Verluste zu berücksichtigen. Bei dem beidseitig kompensierten Kabel tritt in die beiden Kabelenden ein kapazitiver Strom ein, der dem Ladestrombelag des Kabels (vergl. Abschnitt 7) mal der halben Trassenlänge entspricht und der zur Trassenmitte hin auf Null abnimmt. Für die im folgenden diskutierte Trassenlänge von 30 km sind diese ohmschen Verluste, gemittelt über die gesamte Kabellänge, mit  $< 1 \text{ W/m}$  zu vernachlässigen.

Tabelle 5 zeigt (nach [3]) für drei mittlere Windgeschwindigkeiten die mittlere Windparkleistung (die gleich der relativen Volllaststundenzahl ist), den auf den Höchstwert bezogenen mittleren Übertragungsstrom sowie den relativen Zeitmittelwert der Übertragungsverluste (für eine Übertragungslänge von  $l \leq 30 \text{ km}$ , d.h. bei Vernachlässigung der ohmschen Verluste des Ladestroms).

$\bar{v}$	$\bar{P}_{WP} / \hat{P}_{WP}$	$\bar{I} / \hat{I}$	$\bar{P}_1 / \hat{P}_1$
m/s	%	%	%
7,5	34,4	34,4	11,8
9	46,2	46,2	21,3
10	52,5	52,5	27,6

Tabelle 5:  
Einfluß der mittleren Windgeschwindigkeit auf die Zeitmittelwerte von Windparkleistung, Übertragungsstrom und Verlustbelag ( $l \leq 30$  km)

Unterstellt man, daß die betrachtete Leitung überwiegend der Übertragung elektrischer Energie dient, die in Offshore-Windfarmen gewonnen wird, und legt man für die energieliefernden Offshore-Windfarmen eine mittlere Windgeschwindigkeit von **10 m/s** zugrunde, so ergibt sich nach Tabelle 5 ein Faktor (vergl. [1 bis 3]) für die zeitlichen Verlustmittelwerte von Freileitung und Kabel von  **$p = 0,276$** .

Dieser Verlustleistungs-Mittelwert stimmt recht gut mit dem im VDEW-Kabelhandbuch ([16], dort für Mittelspannungs-Freileitungen und –Kabel) gewählten Arbeitsverlustfaktor von  $p = 0,25$  überein.

Setzt man einen anderen Lastverlauf, z.B. EVU-Last mit hohem Belastungsgrad oder sogar Dauerlast voraus, so sind einerseits die Kabelbelastbarkeiten geringer anzusetzen bzw. die Kabel anders auszulegen (vergl. Abschnitt 1); auf der anderen Seite wird damit der Wirtschaftlichkeitsvergleich durch die erhöhten mittleren Verlusten zugunsten der Kabel beeinflusst.

Die mit anliegender Betriebsspannung dauernd erzeugten **dielektrischen Verluste** liegen bei 110 kV-VPE-Kabeln bei weniger als **1 W/m**. Bei den 220-kV-Kabeln betragen die dielektrische Verlusten je System rd. **3,3 W/m** und bei den 380-kV-VPE-Kabeln je System rd. **8,1 W/m**.

So wie die dielektrischen Verluste der Kabel stehen mit anliegender Betriebsspannung (also dauernd) die **Verluste in den Kompensationsspulen** an beiden Kabelenden an; sie werden im Folgenden mit 0,15 % ihrer Nenn-Kompensationsleistung berücksichtigt. Bei (im zeitlichen Mittel) etwa 80%-iger Kompensation der Kabelblindleistung bedeutet dies zusätzliche, längenbezogene Dauerverluste je Kabelsystem

- in der 110 kV-Ebene von rd. 1 W/m,
- in der 220 kV-Ebene von rd. 4 W/m und
- in der 380 kV-Ebene von rd. 10 W/m.

Je nach Netzkonfiguration kann zur Steuerung des Lastflusses ein zusätzlicher **Schrägregeltransformator** in Reihe zum Kabel erforderlich werden. In diesem Falle werden die Leerlaufverluste mit 0,1 % der Transformator-Nennleistung berücksichtigt. Dies bedeutet für die später diskutierte, 30 km lange Trasse zusätzliche längenbezogene Dauerverluste

- in der 110 kV-Ebene von 8,7 W/m,
- in der 220 kV-Ebene von 17,4 W/m und
- in der 380 kV-Ebene von 29,7 W/m.

Zudem wird dieser Transformator stromabhängige Verluste aufweisen, die bei Vollast mit 0,3 % der Transformator-Nennleistung berücksichtigt werden. Dies bedeutet für die später diskutierte, 30 km lange Trasse zusätzliche längenbezogene Verluste (bei Höchstlast)

- in der 110 kV-Ebene (260 MVA) von 26,0 W/m,
- in der 220 kV-Ebene (520 MVA) von 52,0 W/m und
- in der 380 kV-Ebene (900 MVA) von 89,0 W/m.

In der nachstehenden Tabelle 6 sind für Einzelsysteme alle oben aufgeführten Verluste zusammengefasst.

In den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsvergleichen werden nicht nur Doppelsysteme, also Freileitungs- und Kabelanlagen mit (n-1)-redundanter Trassenauslegung, sondern auch Einzelsysteme verglichen. Dies erscheint für die hier diskutierten Übertragungsstrecken zulässig, da sie als Ausbaustrecken eines zeitweise durch die Windenergieübertragung bereits mehr als ausgelasteten Netzes vornehmlich zur Übertragung von Windenergie vorgesehen sind. Tritt ein Fehler in einer solchen Übertragungsanlage auf, so kann die (n-1)-Funktionssicherheit für das gesamte übrige Netz – wie zur Zeit gehandhabt - noch immer durch das Erzeugungsmanagement, d.h. durch Abschalten von Windkraftanlagen, erreicht werden. Der Kabelausfall mit einer mittleren Reparaturzeit von z.B. 60 h entspräche dann einer entsprechend langen Windflaute.

Bei den 380 kV-Kabeltrassen sind zur Übertragung von 1790 MVA zwei Kabelsysteme erforderlich. Hier kann dann bei Ausfall eines Kabelsystems eine Leistung von 925 MVA weiter übertragen werden.

Legt man die Trasse (n-1)-redundant aus und vergleicht man somit **Doppelsysteme** miteinander, die in sogenannter „heißer Redundanz“ betrieben werden, so halbieren sich bei gleicher Übertragungsleistung die Stromwärmeverluste der Freileitungen und Kabel; ihre spannungsabhängigen Verluste hingegen verdoppeln sich. Dies führt zu der nachstehenden Tabelle 7. Im Übrigen zeigen die nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchgängig, daß es bei Freileitungen wirtschaftlicher ist, zur Verringerung der Übertragungsverluste ein Doppelsystem anstelle eines Einfachsystems aufzulegen.

<b>Stromabhängige Verluste</b>		Freiltg. 110 kV	Freiltg. 220 kV	Freiltg. 380 kV	Kabel 110 kV	Kabel 220 kV	Kabel 380 kV
ohmsche Verluste (Höchstwert)	W/m	390	390	195	100	100	100
mit Schrägregler	W/m	-	-	-	26,0	52,0	89,0
<b>Summe (ohne/mit Schrägregler)</b>	<b>W/m</b>	<b>390</b>	<b>390</b>	<b>195</b>	<b>100/126,0</b>	<b>100/152,0</b>	<b>100/189,0</b>
<b>Stromunabhängige Verluste</b>							
dielektrische / Ableit-Verluste	W/m	0	1,4	3,4	1,0	3,3	8,1
Kompensation	W/m	-	-	-	1,0	4,0	10,0
mit Schrägregler	W/m	-	-	-	8,7	17,4	29,7
<b>Summe (ohne/mit Schrägregler)</b>	<b>W/m</b>	<b>0</b>	<b>1,4</b>	<b>3,4</b>	<b>2,0 / 10,7</b>	<b>7,3 / 24,7</b>	<b>18,1 / 47,8</b>
<b>Summe aller Verluste Höchstwert (ohne/mit Schrägregler)</b>	<b>W/m</b>	<b>390</b>	<b>391</b>	<b>198,4</b>	<b>102,0 / 136,7</b>	<b>107,3 / 176,7</b>	<b>118,1 / 236,8</b>
<b>Summe aller Verluste Mittelwert (<math>p = 0,276</math>) (ohne/mit Schrägregler)</b>	<b>W/m</b>	<b>107,6</b>	<b>109,0</b>	<b>57,2</b>	<b>29,6 / 45,5</b>	<b>34,9 / 66,7</b>	<b>45,7 / 100,0</b>

Tabelle 6: Stromabhängige und spannungsabhängige Verluste von Freileitungen und Kabeln der Spannungsebenen 110 kV, 220 kV, 380 kV; (260/520/900 MVA)  
**Einfachsysteme**

<b>Stromabhängige Verluste</b>		Freiltg. 110 kV	Freiltg. 220 kV	Freiltg. 380 kV	Kabel 110 kV	Kabel 220 kV	Kabel 380 kV
ohmsche Verluste (Höchstwert)	W/m	195	195	98	50	50	50
mit Schrägregler	W/m	-	-	-	26,0	52,0	89,0
<b>Summe</b> (ohne/mit Schrägregler)	<b>W/m</b>	<b>195</b>	<b>195</b>	<b>98</b>	<b>50/ 76,0</b>	<b>50/ 102,0</b>	<b>50/ 139,0</b>
<b>Stromunabhängige Verluste</b>							
dielektrische / Ableit-Verluste	W/m	1	3	7	2,0	6,6	16,2
Kompensation	W/m	-	-	-	2,0	8,0	20,0
mit Schrägregler	W/m	-	-	-	8,7	17,4	29,7
<b>Summe</b> (ohne/mit Schrägregler)	<b>W/m</b>	<b>1</b>	<b>3,0</b>	<b>7,0</b>	<b>4,0 / 12,7</b>	<b>14,6/ 32,0</b>	<b>36,2/ 65,9</b>
<b>Summe aller Verluste</b>							
<b>Höchstwert</b> (ohne/mit Schrägregler)	<b>W/m</b>	<b>196</b>	<b>198</b>	<b>105</b>	<b>54,0 / 88,7</b>	<b>64,6 / 134,0</b>	<b>86,2 / 204,5</b>
<b>Summe aller Verluste</b> <b>Mittelwert (<math>p = 0,276</math>)</b> (ohne/mit Schrägregler)	<b>W/m</b>	<b>54,8</b>	<b>56,8</b>	<b>34,0</b>	<b>17,8 / 33,7</b>	<b>28,4 / 60,2</b>	<b>50,0 / 104,3</b>

Tabelle 7: Stromabhängige und spannungsabhängige Verluste von Freileitungen und Kabeln der Spannungsebenen 110 kV, 220 kV, 380 kV (260/520/900 MVA)  
**Doppelsysteme**

## 15. Wirtschaftlichkeitsvergleich

Im Folgenden sollen alle während einer Betriebsdauer von 25 Jahren anfallenden Kosten auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst und so der Barwert der Übertragungsanlage gebildet werden. Hierzu ist ein Abzinsungsfaktor  $q$  zu wählen mit

$$q = \frac{1+z}{(1+a)^2 \cdot (1+b)}$$

wobei  $a$  der jährliche Lastzuwachs (hier:  $a = 0$ ) und  
 $b$  der jährliche Energiekostenanstieg (ohne Inflationseffekt; hier:  $b = 0$ ) sind.

Regelmäßig wiederkehrende, jährliche Kosten  $K_a$  (für z.B. Verluste, Wartung etc.) valuieren (bei nachschüssiger Zahlungsweise) im Jahr Null mit dem Barwert  $B$ :

$$B = \sum_{i=1}^{25} \frac{K_a}{q^i} = K_a \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = K_a \cdot r_B$$

$r_B$  ist der resultierende Barwertfaktor, der sich je nach kalkulatorischem Zinssatz  $z$  beispielsweise zu

$$\begin{aligned} r_B &= 14,1 \text{ für } z = 5,0 \% \\ r_B &= 11,7 \text{ für } z = 7,0 \% \end{aligned} \quad \text{ergibt.}$$

### 15.1 Arbeitskosten und Leistungskosten der Verluste

Der Windfarm-Betreiber hat Verluste, die innerhalb seiner Anlage (z.B. im Seekabel) bis zum Netzanschlußpunkt – über die Anschlußleitung also - entstehen, mit der ihm entgangenen Vergütung für die eingespeiste Energie (nach EEG) zu bewerten.

Eine ähnliche Betrachtungsweise könnte man unter volkswirtschaftlichen Aspekten auch für die Weiterleitung der Windenergie beim Netzbetreiber diskutieren, da mit dem EEG letztlich der aus der Windenergie im Netto gewonnene Energieertrag einer volkswirtschaftlichen Bewertung unterworfen wird.

Der Netzbetreiber hingegen könnte betriebswirtschaftlich wie folgt argumentieren: Arbeitskosten für Übertragungsverluste sind von ihm an den Kraftwerksbetreiber in Höhe der Brennstoffkosten sowie der Zusatzkosten im Kraftwerk zu entrichten. Dies kann bei nicht ausgelastetem Kraftwerkspark bedeuten, dass eine kWh an Übertragungsverlusten nicht mit dem vollen Satz der Erzeugungskosten vergütet wird, in denen die vollständigen Kraftwerkskosten enthalten sind, sondern mit einem geringeren Satz, der eher in der Nähe der Primärenergiekosten liegt.

Zu den möglichen Kostenansätzen hier einige Beispiele:

In [6] wird in 1992 ein Arbeitspreis (110 kV) von 0,034 €/kWh und ein Leistungspreis (110 kV) von 150 €/kW berücksichtigt.

In [7] werden Arbeitskosten von 0,05 €/kWh (mit Zitat aus [8], einer VDEW-Publikation) sowie Leistungskosten von 200 €/(kW\*a) angesetzt.

In [17] (VDEW-Kabelhandbuch, 2001) finden sich die folgenden Angaben:

Verlustkosten 0,035 €/kWh; Leistungspreis 125 €/(kW a);  
Arbeitsverlustfaktor (im Mittelspannungsnetz): 0,25.

Der Entwurf zur DENA-Studie prognostiziert reine Brennstoffpreise (mit CO<sub>2</sub>-Zuschlag), die für das Jahr 2010 von 0,018 €/kWh (Braunkohle) bis 0,039 €/kWh (Erdgas) und für das Jahr 2020 von 0,020 €/kWh (Braunkohle) bis 0,043 €/kWh (Erdgas) reichen.

Im Folgenden werden mit Hilfe der Barwertmethode über 25 Jahre sämtliche Trassenkosten auf das Jahr der Inbetriebnahme abgezinst. Dabei werden die **Arbeitskosten** der Verluste einerseits mit der Vergütung **nach EEG** (d.h. E<sub>1</sub> = 0,091 €/kWh über 9 Jahre und E<sub>2</sub> = 0,062 €/kWh über 16 Jahre) und zum anderen mit einer geringeren Verlustkostenbewertung von **E = 0,035 €/kWh** berücksichtigt.

Die **Leistungskosten** berücksichtigen den Mehraufwand bei den Kraftwerken und den Netzen, der zur Bereitstellung der Übertragungsverluste aufgebracht werden muß. Diese Verlustleistung nimmt einen Teil der vorhandenen Kapazitäten der Übertragungseinrichtungen und der Kraftwerke in Anspruch.

Zitat aus der VDEW-Broschüre „Netzverluste“ [5]:

...“Bei Vollkostenkalkulationen als Grundlage für Strompreisüberlegungen oder der Berechnung von Durchleitungsgebühren und ähnlichem hat man je nach vertraglichen und betrieblichen Voraussetzungen die Leistungskostenanteile vorgeschalteter Übertragungsanlagen zu berücksichtigen. Dies gilt auch dann, wenn im Durchschnitt über einen größeren Versorgungsbereich ein Anstieg des Leistungsbedarfs über die bestehende Engpaßleistung hinaus zu erwarten ist und damit zwangsläufig Investitionen für Kapazitätserweiterungen erforderlich werden. Bei der Bewertung der Leistungsverluste ist dann von den anteiligen Anlagezuwachskosten auszugehen...“.

Es wird, in Übereinstimmung mit dem VDEW-Kabelhandbuch [17, 2001] und mit [6] (dort für die 110 kV-Ebene) ein Leistungspreis von **125 €/(kW a)** angesetzt.

Einige Berechnungsbeispiele werden zunächst im Folgenden angegeben.

So berechnen sich beispielsweise die kapitalisierten, jährlichen Leistungskosten der 110 kV-Freileitung und des 110 kV-Kabels bei einem kalkulatorischen Zinssatz von  $z = 5,0\%$  wie folgt.

- **Leistungskosten 110-kV-Freileitung:**

$$L' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q_i} = 390 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 125 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{a}} \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 48.750 \frac{\text{€}}{\text{km}} \cdot 14,1 \quad \text{oder} \quad L' = 687,4 \text{ T€}/\text{km} .$$

- **Leistungskosten 110 kV-Kabel:**

**ohne Schrägregler:**

$$L' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q_i} = 102 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 125 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{a}} \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 12.750 \frac{\text{€}}{\text{km}} \cdot 14,1 \quad \text{oder} \quad L' = 179,8 \text{ T€}/\text{km} .$$

Die Leistungskosten-Ersparnis bei Einsatz eines Kabels liegt bei:  $\Delta L' = 512,9 \text{ T€}/\text{km}$

**mit Schräg regler:**

$$L' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q_i} = 136,7 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 125 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{a}} \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 17.088 \frac{\text{€}}{\text{km}} \cdot 14,1 \quad \text{oder} \quad L' = 240,9 \text{ T€}/\text{km}.$$

Die Leistungskosten-Ersparnis bei Einsatz eines Kabels liegt bei:  $\Delta L' = 451,8 \text{ T€}/\text{km}$

### 15.1.1 Arbeitskosten: Verlustkostenbewertung mit Einspeisevergütung nach EEG

Mit der Einspeisevergütung für WKA nach EEG:

- 9 Jahre lang 0,091 €/kWh und
- 16 Jahre lang 0,062 €/kWh

folgt für die

- **Arbeitskosten der 110 kV-Freileitung:**

$$K' = \sum_{i=1}^9 \frac{E_1}{q^i} + \frac{E_2}{q^9} \cdot \sum_{i=1}^{16} \frac{E_2}{q_i} = 107,6 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 8760 \text{ h} \cdot \left[ E_1 \cdot \frac{q^9 - 1}{q^9 \cdot (q - 1)} + E_2 \cdot \frac{1}{q^9} \cdot \frac{q^{16} - 1}{q^{16} \cdot (q - 1)} \right]$$

$$= 0,943 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot \left[ 0,091 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 7,108 + 0,062 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 6,986 \right] = 0,950 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot 1,080 \text{ €/kWh}$$

oder  $K' = 1.018 \text{ T€}/\text{km}$  .

- **Arbeitskosten des 110 kV-Kabels:**

**ohne Schräg regler:**

$$K' = \sum_{i=1}^9 \frac{E_1}{q^i} + \frac{E_2}{q^9} \cdot \sum_{i=1}^{16} \frac{E_2}{q_i} = 29,6 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 8760 \text{ h} \cdot \left[ E_1 \cdot \frac{q^9 - 1}{q^9 \cdot (q - 1)} + E_2 \cdot \frac{1}{q^9} \cdot \frac{q^{16} - 1}{q^{16} \cdot (q - 1)} \right]$$

$$= 0,259 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot 1,080 \text{ €/kWh}$$

oder  $K' = 280,0 \text{ T€}/\text{km}$ .

Die Verlustkosten-Ersparnis bei Einsatz eines Kabels liegt demnach bei:  $\Delta K = 746,0 \text{ T€}/\text{km}$  .



**mit Schräg regler:**

$$K' = \sum_{i=1}^9 \frac{E_1}{q^i} + \frac{E_2}{q^9} \cdot \sum_{i=1}^{16} \frac{E_2}{q_i} = 45,5 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 8760 \text{ h} \cdot \left[ E_1 \cdot \frac{q^9 - 1}{q^9 \cdot (q - 1)} + E_2 \cdot \frac{1}{q^9} \cdot \frac{q^{16} - 1}{q^{16} \cdot (q - 1)} \right]$$
$$= 0,259 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot 1,080 \text{ €/kWh}$$

oder  **$K = 398,6 \text{ T€/km}$** .

Die Verlustkosten-Ersparnis bei Einsatz eines Kabels liegt demnach bei:  **$\Delta K = 627,4 \text{ T€/km}$**  .

### 15.1.2 Arbeitskosten: Verlustkostenbewertung mit **$E = 0,035 \text{ €/kWh}$**

Der Netzbetreiber wird bei betriebswirtschaftlicher Betrachtungsweise die Übertragungsverluste nicht mit den hohen Vergütungen nach EEG, sondern mit den von ihm an den Kraftwerksbetreiber zu leistenden Energieerzeugungskosten bewerten.

Hierzu wird im Folgenden ein konstanter Verlustkosten-Ansatz in Höhe von  **$E = 0,035 \text{ €/kWh}$**  gewählt. Für den kalkulatorischen Zinssatz von  $z = 5,0 \%$  berechnen sich jetzt die kapitalisierten, jährlichen Arbeitskosten der 110 kV-Freileitung und des 110 kV-Kabels wie folgt.

- **Arbeitskosten der 110 kV-Freileitung:**

$$K' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q^i} = 107,6 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 8760 \text{ h} \cdot E \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 0,943 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot 0,035 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 14,1$$
$$= 0,943 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot 0,494 \text{ €/kWh}$$

oder  **$K = 465,6 \text{ T€/km}$**  .

- **Arbeitskosten des 110 kV-Kabels:**

**ohne Schräg regler:**

$$K' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q^i} = 29,6 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 8760 \text{ h} \cdot E \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 0,259 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot 0,494 \text{ €/kWh}$$

oder  **$K = 127,8 \text{ T€/km}$** .

Die Verlustkosten-Ersparnis bei Einsatz eines Kabels liegt demnach bei:  **$\Delta K = 341,0 \text{ T€/km}$**  .

mit Schrägregler:

$$K' = \sum_{i=1}^{25} \frac{E}{q_i} = 45,5 \frac{\text{kW}}{\text{km}} \cdot 8760 \text{ h} \cdot E \cdot \frac{q^{25} - 1}{q^{25} \cdot (q - 1)} = 0,399 \cdot 10^6 \text{ kWh} \cdot 0,493 \text{ €/kWh}$$

oder  $K = 196,5 \text{ T€/km}$ .

Die Verlustkosten-Ersparnis bei Einsatz eines Kabels liegt demnach bei:  $\Delta K = 272,3 \text{ T€/km}$ .

Da die vorgenommenen Betrachtungen vom gewählten Abzinsungsfaktor  $q = 1 + z$  und damit vom kalkulatorischen Zinssatz  $z$  abhängen, ist in der Tabelle 8 ein Vergleich für  $z = 5\%$  und  $z = 7\%$  (dieser Zinssatz wurde in [16] - VDEW-Kabelhandbuch 2001 gewählt) vorgenommen worden.

Arbeitskosten - vergütung	kalk. Zinssatz $z$	$K'$ Freileitung	$K'$ Kabel OSR	$\Delta K'$ OSR	$K'$ Kabel MSR	$\Delta K'$ MSR
€/kWh	%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
EEG	5,0	1.018	280	<b>738</b>	399	<b>619</b>
0,035	5,0	466	128	<b>338</b>	197	<b>269</b>
EEG	7,0	858	236	<b>622</b>	337	<b>521</b>
0,035	7,0	385	106	<b>279</b>	163	<b>222</b>

Tabelle 8: Vergleich der längenbezogenen Arbeitskosten von 110 kV-Freileitungen und 110 kV-Kabelsystemen für zwei unterschiedliche kalkulatorische Zinssätze OSR ohne Schrägregler MSR mit Schrägregler

Demnach liegen die kapitalisierten Verlustkosten bei Erhöhung des kalkulatorischen Zinssatzes von 5,0 % auf 7,0 % um rd. 17 % niedriger.

In den nachfolgenden Tabellen sind die Barwerte der Leistungs- und Arbeitskosten für Einfach- und Doppelsysteme von Freileitungen und Kabel der drei Spannungsebenen bei Variation der Verlustkostenbewertung sowie des kalkulatorischen Zinssatzes zusammengestellt, wobei für die Kabelanlagen zusätzlich der Fall eines notwendig werdenden Schrägregeltransformators als Variante betrachtet wird.

Anz. Freiltg	Anz. Kabel	Arbeitskosten	kalk. Zinssatz $z$	$K'$ Freileitung	$K'$ Kabel	$L'$ Freileitung	$L'$ Kabel
		€/kWh	%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
1	1	EEG	5,0	1.018	280	687	180
2	2	EEG	5,0	520	168	346	95
2	1	EEG	5,0	520	280	346	180
1	1	0,035	5,0	462	128	687	180
2	2	0,035	5,0	237	77	346	95
2	1	0,035	5,0	237	128	346	180
1	1	EEG	7,0	859	236	571	149
2	2	EEG	7,0	439	142	288	79
2	1	EEG	7,0	439	236	288	149
1	1	0,035	7,0	385	106	571	149
2	2	0,035	7,0	196	64	288	79
2	1	0,035	7,0	196	106	288	149

Tabelle 9: Vergleich der Verlust- und Arbeitskosten für **110-kV**-Übertragungssysteme bei zwei unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätzen; 260 MVA **ohne Schrägregler**

Anz. Freiltg	Anz. Kabel	Arbeitskosten	kalk. Zinssatz $z$	$K'$ Freileitung	$K'$ Kabel	$L'$ Freileitung	$L'$ Kabel
		€/kWh	%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
1	1	EEG	5,0	1.018	430	687	241
2	2	EEG	5,0	520	318	346	157
2	1	EEG	5,0	520	430	346	241
1	1	0,035	5,0	462	196	687	241
2	2	0,035	5,0	237	145	346	157
2	1	0,035	5,0	237	196	346	241
1	1	EEG	7,0	859	363	571	200
2	2	EEG	7,0	439	269	288	129
2	1	EEG	7,0	439	363	288	200
1	1	0,035	7,0	385	163	571	200
2	2	0,035	7,0	196	121	288	129
2	1	0,035	7,0	196	163	288	200

Tabelle 10: Vergleich der Verlust- und Arbeitskosten für **110-kV**-Übertragungssysteme bei zwei unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätzen; 260 MVA **mit Schrägregler**

Anz. Freiltg	Anz. Kabel	Arbeitskosten	kalk. Zinssatz $z$	$K'$ Freileitung	$K'$ Kabel	$L'$ Freileitung	$L'$ Kabel
		€/kWh	%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
1	1	EEG	5,0	1.032	330	689	189
2	2	EEG	5,0	539	269	350	121
2	1	EEG	5,0	539	330	350	189
1	1	0,035	5,0	471	151	689	189
2	2	0,035	5,0	246	122	350	121
2	1	0,035	5,0	246	151	350	189
1	1	EEG	7,0	871	279	572	157
2	2	EEG	7,0	455	227	291	100
2	1	EEG	7,0	455	279	291	157
1	1	0,035	7,0	390	125	572	157
2	2	0,035	7,0	203	101	291	100
2	1	0,035	7,0	203	125	291	157

Tabelle 11: Vergleich der Verlust- und Arbeitskosten für **220-kV**-Übertragungssysteme bei zwei unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätzen; 520 MVA **ohne Schräg regler**

Anz. Freiltg	Anz. Kabel	Arbeitskosten	kalk. Zinssatz $z$	$K'$ Freileitung	$K'$ Kabel	$L'$ Freileitung	$L'$ Kabel
		€/kWh	%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
1	1	EEG	5,0	1.032	631	689	311
2	2	EEG	5,0	539	574	350	236
2	1	EEG	5,0	539	631	350	311
1	1	0,035	5,0	471	288	689	311
2	2	0,035	5,0	246	262	350	236
2	1	0,035	5,0	246	288	350	311
1	1	EEG	7,0	871	532	572	258
2	2	EEG	7,0	455	484	291	196
2	1	EEG	7,0	455	532	291	258
1	1	0,035	7,0	390	238	572	258
2	2	0,035	7,0	203	217	291	196
2	1	0,035	7,0	203	238	291	258

Tabelle 12: Vergleich der Verlust- und Arbeitskosten für **220-kV**-Übertragungssysteme bei zwei unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätzen; 520 MVA **mit Schräg regler**

Anz. Freiltg	Anz. Kabel	Arbeitskosten	kalk. Zinssatz $z$	$K'$ Freileitung	$K'$ Kabel	$L'$ Freileitung	$L'$ Kabel
		€/kWh	%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
1	1	EEG	5,0	540	432	350	208
2	2	EEG	5,0	320	473	184	152
2	1	EEG	5,0	320	432	184	208
1	1	0,035	5,0	246	198	350	208
2	2	0,035	5,0	146	216	184	152
2	1	0,035	5,0	146	198	184	208
1	1	EEG	7,0	492	365	290	173
2	2	EEG	7,0	269	399	152	126
2	1	EEG	7,0	269	365	152	173
1	1	0,035	7,0	205	163	290	173
2	2	0,035	7,0	120	179	152	126
2	1	0,035	7,0	120	163	152	173

Tabelle 13: Vergleich der Verlust- und Arbeitskosten für **380-kV**-Übertragungssysteme bei zwei unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätzen; 900 MVA  
**ohne Schräg regler**

Anz. Freiltg	Anz. Kabel	Arbeitskosten	kalk. Zinssatz $z$	$K'$ Freileitung	$K'$ Kabel	$L'$ Freileitung	$L'$ Kabel
		€/kWh	%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
1	1	EEG	5,0	540	946	350	417
2	2	EEG	5,0	320	987	184	360
2	1	EEG	5,0	320	946	184	417
1	1	0,035	5,0	246	433	350	417
2	2	0,035	5,0	146	451	184	360
2	1	0,035	5,0	146	433	184	417
1	1	EEG	7,0	492	798	290	346
2	2	EEG	7,0	269	852	152	299
2	1	EEG	7,0	269	798	152	346
1	1	0,035	7,0	205	357	290	346
2	2	0,035	7,0	120	373	152	299
2	1	0,035	7,0	120	357	152	346

Tabelle 14: Vergleich der Verlust- und Arbeitskosten für **380-kV**-Übertragungssysteme bei zwei unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätzen; 900 MVA  
**mit Schräg regler**

In den nächsten Abschnitten sollen die Investitionskosten, aber auch die Gesamtkosten (Barwerte) von Freileitungen und Kabeln der verschiedenen Spannungsebenen, als Einzelsysteme und als Doppelsysteme, auf der Basis der zuvor zusammengestellten Daten und der dargestellten Berechnungsverfahren, für eine 30 km lange Trasse miteinander verglichen werden.

## 15.2 Investitionskosten und Barwerte von 110-kV-Freileitungen und 110 kV-Kabeln für eine 30 km lange Trasse

Im Folgenden werden für eine 30 km lange Verbindung zwischen zwei Umspannwerken die Kosten für eine Freileitungs- und, alternativ, für eine Kabelverbindung zusammengestellt. Hierzu wird vorausgesetzt, daß die Trasse überwiegend durch ländliches Gebiet führt und daß keine besonderen Errichtungsprobleme auftreten. Die Auslegung der Freileitung erfolgt – wie beschrieben – entsprechend [1].

### 15.2.1 Investitionskosten von 110 kV-Freileitungen

Für die 110-kV-Freileitung wird ein System mit Leiterseilen des häufig eingesetzten Typs Al/St 2\*264-AL1/34-ST1A (Zweierbündel) zugrunde gelegt.

Für die durch ländliches Gebiet führende Freileitungstrasse ist – je nach Verkehrswert der Grundstücke dort - mit Entschädigungskosten ((ca. 40 m breiter Schutzstreifen; ca. 1...2 €/m<sup>2</sup>) von etwa

- 1...2 € je Mast sowie
- 40 T€/km für die Trasse,

insgesamt also mit etwa **45 T€/km** zu rechnen. Pauschal werden im Folgenden für die bei der Projektausführung anfallenden Kosten für

- Trassensicherung, Entschädigung, Gestattungsvertrag (45 T€/km),
- Genehmigungsplanung (5 T€/km),
- Technische Planung (5 T€/km),
- Projektentwicklung und Sonstiges (15 T€/km)

insgesamt:

**70 T€/km**

veranschlagt.

In Anlehnung an [18] kann die Abhängigkeit der Errichtungskosten von Freileitungs-Doppelsystemen von der Betriebsspannung und dem Leiterquerschnitt nach der Faustformel

$$K_{OL} = c \cdot \left[ 60 + 0,4 \cdot (U_N / \text{kV}) + 0,4 \cdot \sqrt[4]{n_T} \cdot (A_L / \text{mm}^2) \right] \text{ T€/km}$$

mit  $n_T$  Anzahl der Leiterseile im Bündel und  $A_L$  Leiterquerschnitt

abgeschätzt werden (Stand: 2001). Der Faktor c wird im Folgenden so gewählt, daß die im Rahmen eines aktuellen Genehmigungsverfahrens [1] für eine ca. 26 km lange 110 kV-Freileitungstrasse (Doppelsystem) genannte Investitionssumme von rd. 9 Mio. € im vorliegenden Beispiel (30 km) nicht überschritten wird. Dies führt zu Errichtungskosten von

- **230 T€/km** bei 110 kV-Freileitungs-Doppelsystemen (Al/St 2\*2\*264-AL1/34-ST1A).

Die gesamten Investitionskosten liegen dann mit dieser Abschätzung für ein 110 kV-Freileitungs-Doppelsystem bei rd.

**300 T€/km.**

Diese spezifischen Kosten liegen somit noch um rd. 15 % unter den aktuellen Angaben des Netzbetreibers zur Planung eines solchen Freileitungs-Doppelsystems [1]. Sie liegen an der oberen Grenze einer Kostenschätzung aus 1992 in [6] (G. Rohr, Badenwerk AG) mit 280 T€/km für ein Doppelsystem (Al/St 265/35 2er-Bündel, incl. Entschädigungen).

Die Errichtungskosten für ein Einzelsystem werden im Folgenden etwa um den Faktor 1,5 niedriger angesetzt als diejenigen eines Doppelsystems: Dies führt zu Errichtungskosten von

- **150 T€/km** bei 110 kV-Freileitungs-Einfachsystemen (Al/St 1\*2\*264-AL1/34-ST1A).

Setzt man überschlägig dieselben Zusatzkosten für Trasse und Projektausführung von

insgesamt: **70 T€/km**

an, so ergeben sich die gesamten Investitionskosten für ein 110 kV-Freileitungs-Einfachsystem zu etwa

**220 T€/km.**

### 15.2.2 Investitionen für ein 110 kV-Kabelsystem

Es wird, wie bei den vorangegangenen Verlustbetrachtungen ein 110 kV-VPE-Kabel vom Typ N2X(FL)S2Y 3\*1\*1400/50 berücksichtigt., dessen drei Adern gebündelt, d.h. im dichten Dreiecksverbund verlegt werden. Zur Vermeidung von Zusatzverlusten wird ein Cross-Bonding der Kupferschirme vorausgesetzt.

Wird der Kabelgraben in normaler, offener Bauweise hergestellt (Tiefe: 1,5 m; Breite ca. 1,2 m), so ist hierfür nach vorliegenden Angeboten (Behelfswege, Vermessen, Aushub, Wasserhaltung, Bohrungen, Verrohrungen, Verfüllen, Verdichten, Wiederherstellen der Oberflächen) mit

**60 T€/km**

zu rechnen (vergl. auch [7]).

Unter der Voraussetzung einer Trasse in überwiegend ländlichem Gebiet werden diese Kosten vermutlich spürbar geringer, wenn die drei Kabeladern gemeinsam von Trommeln abgezogen, gebündelt und im Einpflügvorfahren direkt in den Boden gelegt werden können, wobei der Kabelgraben hinter dem Verlegepflug direkt wieder geschlossen wird.

Nach vorliegenden Angeboten werden die Kosten einer 110 kV-Kabelader inklusive ihrer Garnituren durch die folgende Faustformel gut wiedergegeben:

$$K'_{110\text{kV}} = 50 \frac{\text{T€}}{\text{m}} + 50 \frac{\text{T€}}{\text{m}} \cdot \left( \frac{A}{1000 \text{ mm}^2} - 1 \right) .$$

Für eine 110 kV-Kabelader (inklusive Garnituren) mit einem Leiterquerschnitt von 1400 mm<sup>2</sup> ergeben sich damit längenbezogene Kosten von **70,0 €/m**. Diese Zahl deckt sich mit den Ergebnissen aktueller Angebote zu vergleichbaren Kabelanlagen.

Die Kosten für das 110 kV-Kabelsystem betragen damit

**210 T€/km.**

Für Verlegung, Montage und Vor-Ort-Prüfungen sind in der 110 kV-Ebene Kosten von

**55 T€/km**

in Ansatz zu bringen. Das komplette Kabelsystem ist damit mit

**265 T€/km**

zu veranschlagen. Weitere bei der Projektausführung anfallenden Kosten sind

- Trassensicherung, Flurschäden, Entschädigungen, Gestattungsvertrag 15 T€/km
- Genehmigungsplanung und technische Planung 15 T€/km
- Projektabwicklung und Sonstiges 15 T€/km

insgesamt also ca.

**45 T€/km.**

Zusätzlich sind Investitionskosten für Kompensation und Überspannungsschutz (vergl. Abschnitte 5 und 7) in Höhe von rd.

**20 T€/km**

aufzubringen

Die gesamten, längenbezogenen Investitionskosten der Kabelanlage belaufen sich damit auf

**390 T€/km.**

Wird zur Lastflusssteuerung ein **Schrägregel-Transformator** 110 kV/110 kV erforderlich, so erhöhen sich die Trassenkosten um etwa **2 Mio. €**. Die längenbezogenen Investitionskosten der 30 km langen Kabelanlage steigen damit auf rd.

**450 T€/km.**

Das unter diesen Voraussetzungen sich ergebende Investitionskostenverhältnis zwischen Kabel- und Freileitungs-Einfachsystemen ergibt sich zu

- **1,8 ohne und**
- **2,0 mit Schräg regler .**



### 15.2.3 Investitionen für ein 110 kV-Kabel-Doppelsystem

Soll unter dem Aspekt einer anlagentechnisch, d.h. in der Trasse realisierten (n-1)-Redundanz ein Freileitungs-Doppelsystem mit einem Kabel-Doppelsystem verglichen werden, so ergibt sich Folgendes.

Es werden nun zwei Systeme des 110 kV-VPE-Kabel vom Typ N2XS(FL)2Y 3\*1\*1400/50 betrachtet, deren drei Adern jeweils gebündelt und mit einem Achsabstand der Bündel von 0,7 m verlegt werden.

Für diese Anordnung reicht der zunächst für ein System kostenmäßig erfaßte Kabelgraben (Tiefe: 1,5 m; Breite ca. 1,2 m) aus, so daß dieselben Kosten für Erdarbeiten (Behelfswege, Vermessen, Aushub, Wasserhaltung, Bohrungen, Verrohrungen, Verfüllen, Verdichten, Wiederherstellen der Oberflächen) anzusetzen sind:

**60 T€/km**

Die beiden Kabelsysteme (vergl. Abschnitt 15.2.2) inklusive Muffen, Endverschlüssen, Verlegung, Montage und Vor-Ort-Prüfungen werden mit

**530 T€/km**

berücksichtigt.

Weitere bei der Projektausführung anfallenden Kosten sind (bei gleichbleibender Trassenbreite):

- Trassensicherung, Flurschäden, Gestattungsvertrag 15 T€/km
- Genehmigungsplanung und technische Planung 20 T€/km
- Projektabwicklung und Sonstiges 20 T€/km

insgesamt also ca. **55 T€/km.**

Die Investitionskosten für Kompensation und Überspannungsschutz werden sich etwa verdoppeln:

**40 T€/km.**

Die gesamten Investitionskosten der Kabelanlage belaufen sich damit auf **685 T€/km.**

Wird zur Lastflusssteuerung ein **Schrägregel-Transformator** erforderlich, so erhöhen sich die längenbezogenen Investitionskosten der Kabelanlage auf rd.

**745 T€/km.**

Das unter diesen Voraussetzungen sich ergebende Investitionskostenverhältnis zwischen Kabel- und Freileitungs-Doppelsystem liegt bei

- **2,3 ohne und**
- **2,5 mit Schrägregler .**

### 15.2.4 Wirtschaftlichkeitsvergleich 110 kV

Alle zur Berechnung der Arbeits- und Leistungskosten benötigten Verlustangaben zu den 110 kV-Einfach- und Doppelsystemen können den Tabellen 15 und 16 entnommen werden.

spezif. Kosten in T€/km	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
<b>Investitionen</b>			<b>220</b>	<b>300</b>	<b>390</b>	<b>685</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	687	346	180	95
Verluste	EEG	5,0	1.018	520	280	168
<b>Summe/Barwert:</b>		5,0	<b>1.953</b>	<b>1.208</b>	<b>857</b>	<b>962</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	687	346	180	95
Verluste (Barwert)	0,035 €/kWh	5,0	462	237	128	77
<b>Summe/Barwert:</b>		5,0	<b>1.397</b>	<b>925</b>	<b>705</b>	<b>871</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	571	288	149	79
Verluste	EEG	7,0	859	439	236	142
<b>Summe/Barwert:</b>		7,0	<b>1.673</b>	<b>1.062</b>	<b>781</b>	<b>918</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	571	288	149	79
Verluste	0,035 €/kWh	7,0	385	196	106	64
<b>Summe/Barwert:</b>		7,0	<b>1.199</b>	<b>819</b>	<b>651</b>	<b>840</b>

Tabelle 15: Längenbezogene Investitionskosten sowie Barwerte der 30 km-langen **110 kV-Trasse (260 MVA); ohne Schrägregler**

Damit ergeben sich Gesamtinvestitionen und Barwerte für die 30 km lange Trasse, wie sie in der Tabelle 16 zusammengestellt sind:

Gesamtkosten	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€	T€	T€	T€
<b>Investitionen</b>			<b>6.600</b>	<b>9.000</b>	<b>11.700</b>	<b>20.550</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>5,0</b>	<b>58.590</b>	<b>36.240</b>	<b>25.710</b>	<b>28.860</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>5,0</b>	<b>41.910</b>	<b>27.750</b>	<b>21.150</b>	<b>26.130</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>7,0</b>	<b>51.190</b>	<b>31.860</b>	<b>23.430</b>	<b>27.540</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>7,0</b>	<b>35.970</b>	<b>24.570</b>	<b>19.530</b>	<b>25.200</b>

Tabelle 16: Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen **110 kV-Trasse (260 MVA);**

### ohne Schrägregler

Für den Fall, daß zur Regelung des Lastflusses über das Kabel bzw. das Kabel-Doppelsystem ein 110 kV/110 kV-Schrägregel-Transformator eingesetzt werden muß, erhöhen sich die Investitionskosten der Kabeltrassen um rd. 1,5 Mio. €, d.h. für eine 30 km lange Trasse um 50 T€/km. Diese und die sonstigen Kosten der Kabeltrasse sind der nachstehenden Tabelle 17 zu entnehmen.

spezif. Kosten in T€/km	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
<b>Investitionen</b>			<b>220</b>	<b>300</b>	<b>450</b>	<b>745</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	687	346	241	157
Verluste	EEG	5,0	1.018	520	430	318
<b>Summe/Barwert:</b>		5,0	<b>1.953</b>	<b>1.208</b>	<b>1.128</b>	<b>1.234</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	693	346	241	157
Verluste (Barwert)	0,035 €/kWh	5,0	462	237	196	145
<b>Summe/Barwert:</b>		5,0	<b>1.397</b>	<b>925</b>	<b>894</b>	<b>1.061</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	571	288	200	129
Verluste	EEG	7,0	859	439	363	269
<b>Summe/Barwert:</b>		7,0	<b>1.673</b>	<b>1.062</b>	<b>1.019</b>	<b>1.155</b>
Wartung		7,0	23	35	4	12
Leistungskosten		7,0	571	288	200	129
Verluste	0,035 €/kWh	7,0	385	196	163	121
<b>Summe/Barwert:</b>		7,0	<b>1.199</b>	<b>819</b>	<b>819</b>	<b>1.007</b>

Tabelle 17: Längenbezogene Investitionskosten sowie Barwerte der 30 km-langen 110 kV-Trasse (260 MVA); mit Schrägregler

Damit ergeben sich Gesamtinvestitionen und Barwerte für die 30 km lange Trasse, wie sie in der Tabelle 18 zusammengestellt sind:

Gesamtkosten	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€	T€	T€	T€
<b>Investitionen</b>			<b>6.600</b>	<b>9.000</b>	<b>13.500</b>	<b>22.350</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>5,0</b>	<b>58.590</b>	<b>36.240</b>	<b>33.840</b>	<b>37.020</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>5,0</b>	<b>41.910</b>	<b>27.750</b>	<b>26.820</b>	<b>31.830</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>7,0</b>	<b>51.190</b>	<b>31.860</b>	<b>30.570</b>	<b>34.650</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>7,0</b>	<b>35.970</b>	<b>24.570</b>	<b>24.570</b>	<b>30.210</b>

Tabelle 18: Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen **110 kV-Trasse** (260 MVA);  
**mit Schräg regler**

Die folgenden Abbildungen sollen die Ergebnisse nach Tabelle 15 bis 18 veranschaulichen.

Zunächst gibt Abb. 23 die Investitionskosten pro Länge (oben) sowie für die gesamte, 30 km lange Trasse (unten) wieder. Vergleicht man hier die Investitionskosten eines Kabelsystems mit denjenigen eines Freileitungssystems, so liegt das Kabel zunächst um 77 % (5,1 Mio €) ohne Schrägregler oder aber, falls dieser erforderlich wird, um 105 % (6,9 Mio €) mit Schrägregler höher als die Freileitung.

Vergleicht man ein Kabelsystem mit dem Freileitungs-Doppelsystem, so stehen einer Investitionssumme bei der Freileitung von 9,0 Mio. € beim Kabel eine Summe von 11,7 Mio. € (+ 30%) gegenüber. Wird ein Transformator erforderlich, so erhöhen sich die Kabelkosten auf 13,5 Mio. € (+ 50%).

Beim Vergleich eines Freileitungs- mit einem Kabel-Doppelsystem schließlich ist die Kabeltrasse mit 20,6 Mio. € (+ 128%) bzw. mit Schrägregler mit 22,4 Mio. € (+ 148%) erheblich aufwendiger als die Freileitungstrasse.

Dies ändert sich, wenn die Betriebskosten in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit einbezogen werden. Hierzu werden in den Abbildungen 24 und 25 zunächst nur die Verlust-Arbeitskosten betrachtet, die in der Abb. 24 in Höhe der EEG-Einspeisevergütung und in der Abb. 25 mit einer verminderten Vergütung von 3,5 c/kWh berücksichtigt sind, sowie die Wartungskosten, die allerdings bei allen Vergleichen nur eine untergeordnete Rolle spielen. Hintergrund dieser beiden Abbildungen wäre z.B. die Argumentation des Netzbetreibers, dass keine Leistungskosten zu zahlen seien, weil a) der ihm zuliefernde Kraftwerkspark nicht ausgelastet sei und weil b) das die Verluste übertragende Netz noch nicht ausgelastet sei. Zumindest das Argument b) widerspricht allerdings der vorliegenden Zielsetzung eines dringend erforderlichen Netzausbaus.

Werden zusätzlich die jährlichen Leistungskosten mit einem Leistungspreis von 125 €/kW a) kapitalisiert, so ergeben sich Barwerte entsprechend Abbildungen 26 und 27 (ohne Schrägregler) sowie 28 und 29 (mit Schrägregler).

Den Abbildungen kann zunächst entnommen werden, daß es bei der Realisierung einer Freileitungstrasse betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, zur Minderung der Verlustkosten - und damit auch der Gesamtkosten - ein Doppelsystem anstelle eines Einfachsystems aufzulegen.

Deutlich wird, daß der Barwert des Freileitungs-Doppelsystems mit 25...36 Mio. € gegenüber den Investitionskosten um den Faktor 3 bis 4 ansteigt.

Die Barwerte des Freileitungs-Doppelsystems liegen – je nach Verlustkostenbewertung - um 25...41 % höher als die Barwerte eines Kabelsystems ohne Schrägregler. Mit Schrägregler liegen die Barwerte nur noch bis zu 7 % höher, d.h. sie sind nahezu gleich mit den Kabelkosten.

Das Kabel-Doppelsystem ohne Schrägregler erscheint nur in einer Variante: Verlustkosten 3,5 c/kWh und Barwert-Zinsfuß 7,0 %, geringfügig teurer (rd. 3 %) als das Freileitungs-Doppelsystem; mit Schrägregler ist es um 2...23 % aufwendiger.

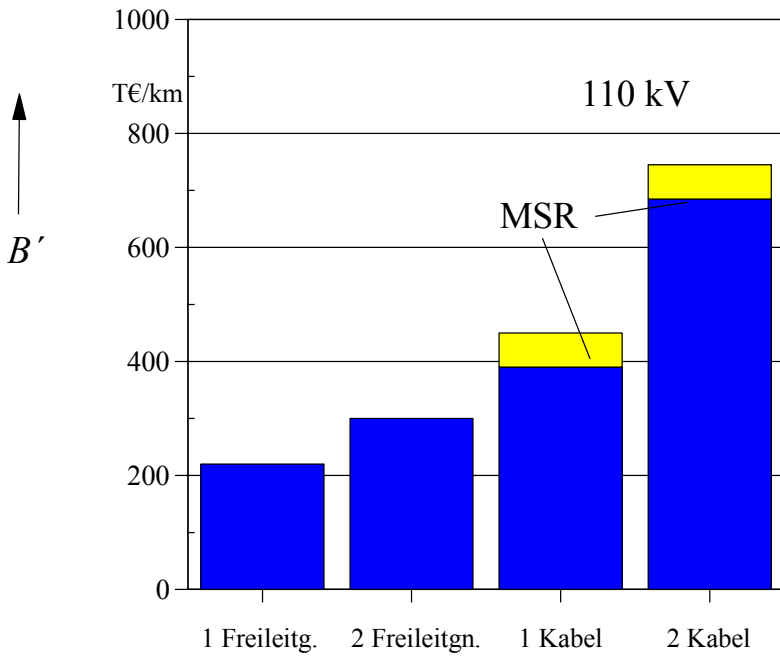


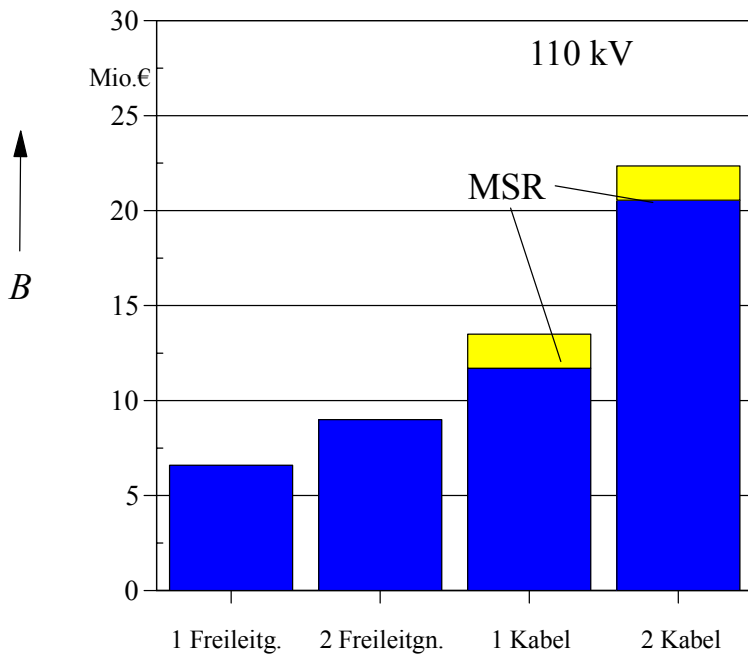
Abb. 23:

**30 km-lange 110 kV-Trasse (260 MVA)**

**Investitionskosten**

gelb: mit Schrägregler (MSR)

a) Längenbezogene Investitionskosten



b) Investitionskosten der 30 km langen Trasse

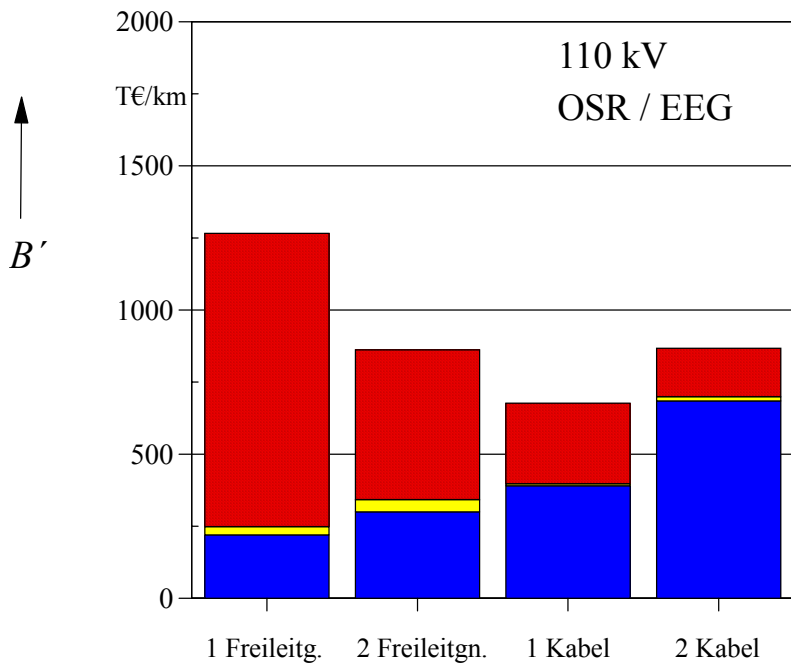


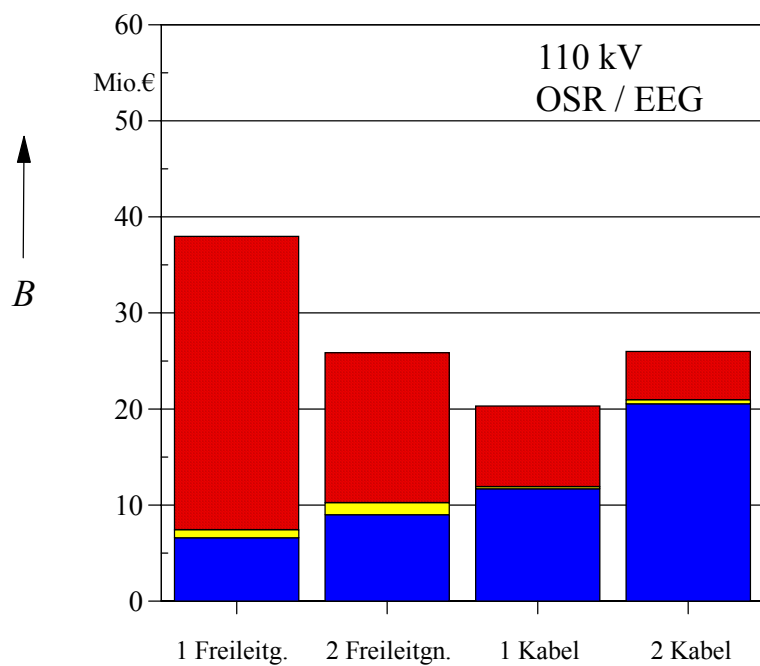
Abb. 24:

**30 km-lange 110 kV-Trasse (260 MVA) ohne Schräg regler**

**ohne Leistungskosten  
Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene Investitionskosten und Barwerte ( $z = 5,0 \%$ )



b) Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen Trasse

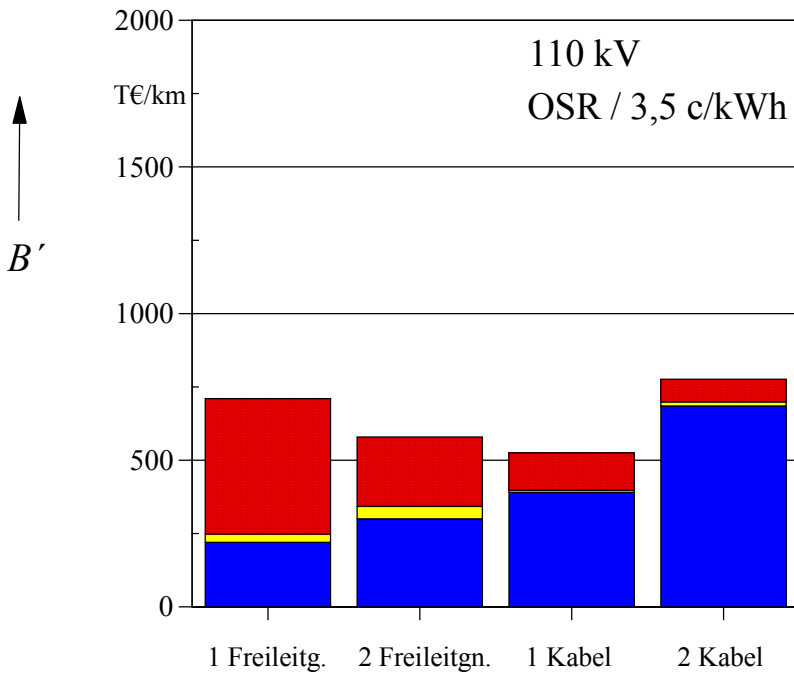


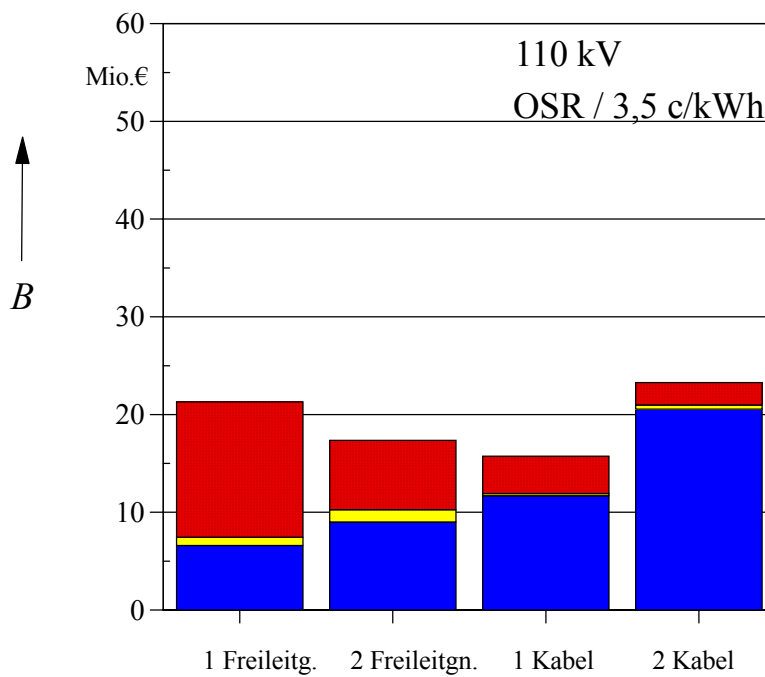
Abb. 25:

**30 km-lange 110 kV-Trasse  
(260 MVA)  
ohne Schräg regler**

**ohne Leistungskosten  
Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0 \%$ )



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km-langen  
Trasse



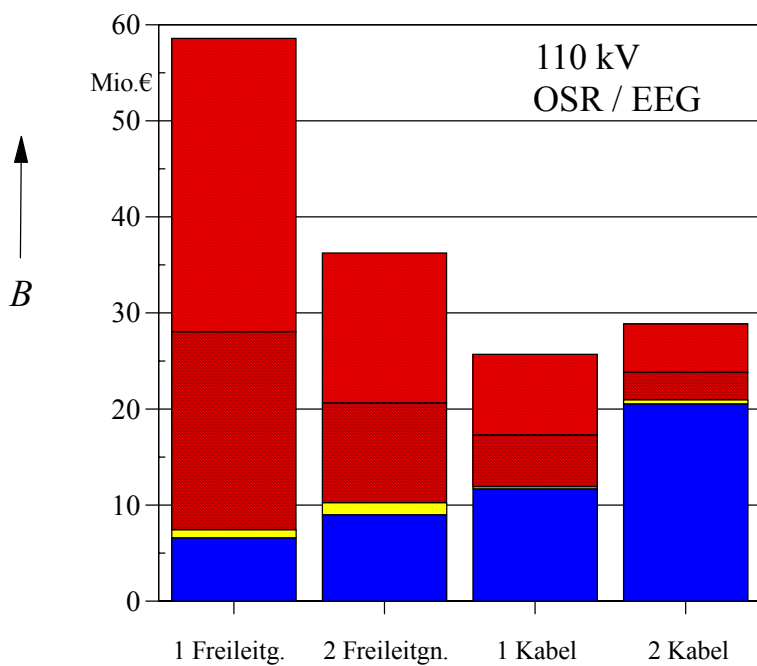
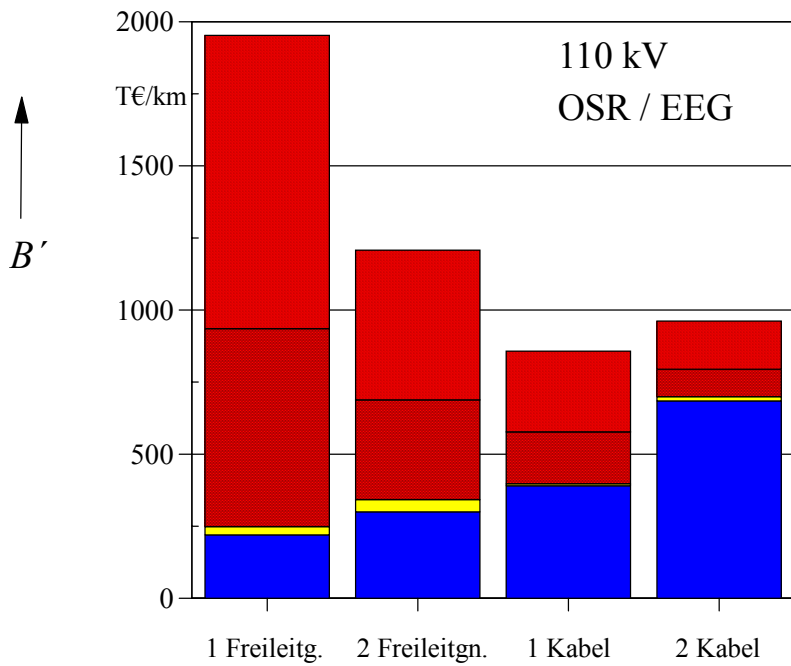


Abb. 26:

**30 km-lange 110 kV-Trasse  
(260 MVA)  
ohne Schrägregler**

**Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0\%$ )

b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km langen  
Trasse

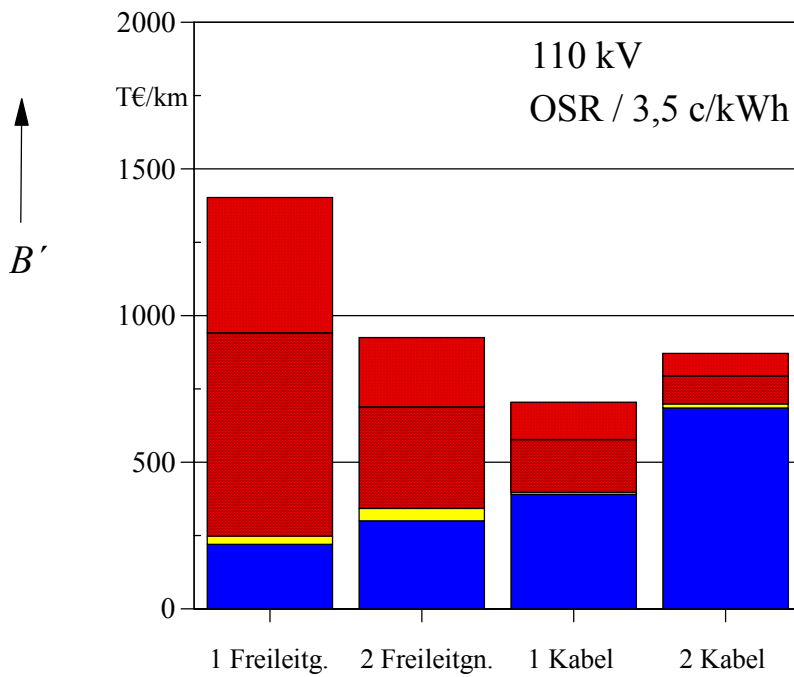


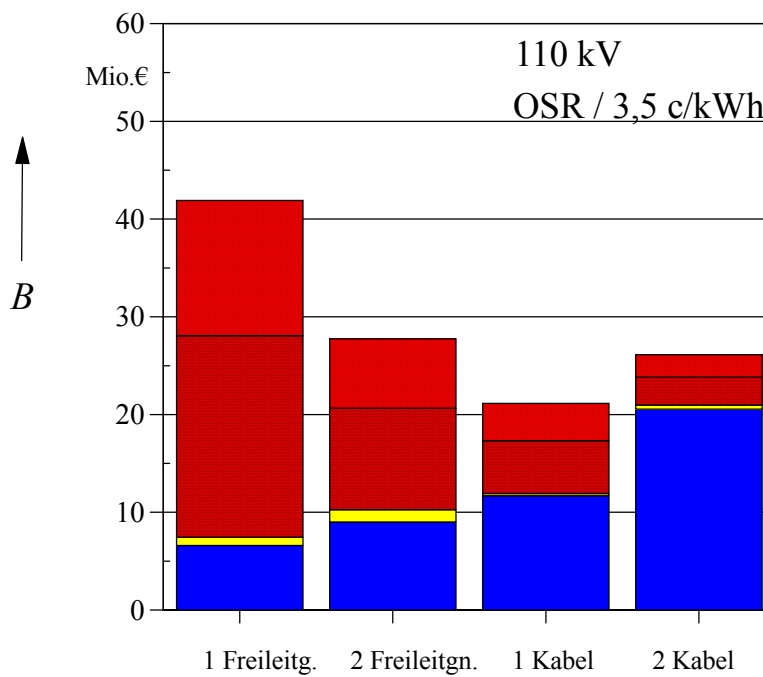
Abb. 27:

**30 km-lange 110 kV-Trasse  
(260 MVA)  
ohne Schräg regler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0 \%$ )



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km langen  
Trasse

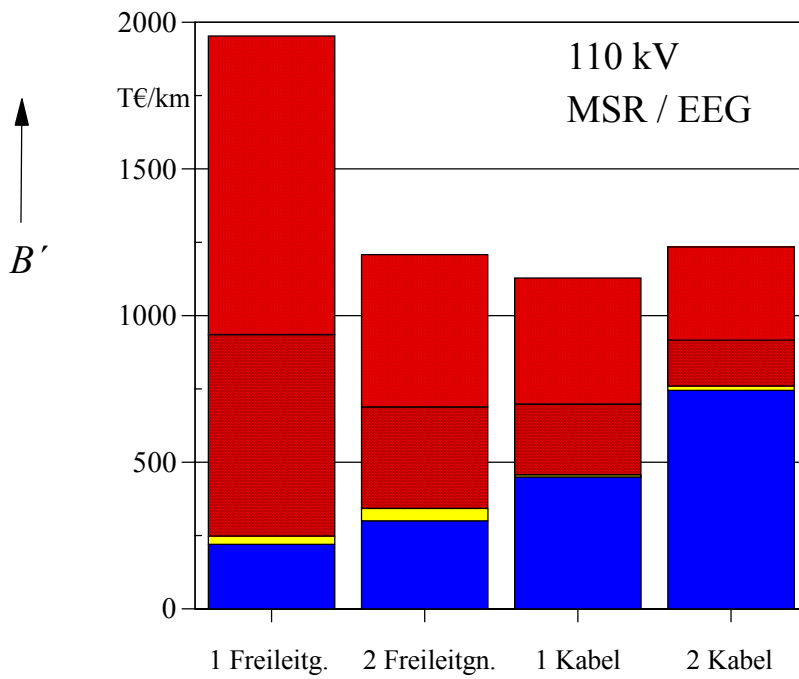


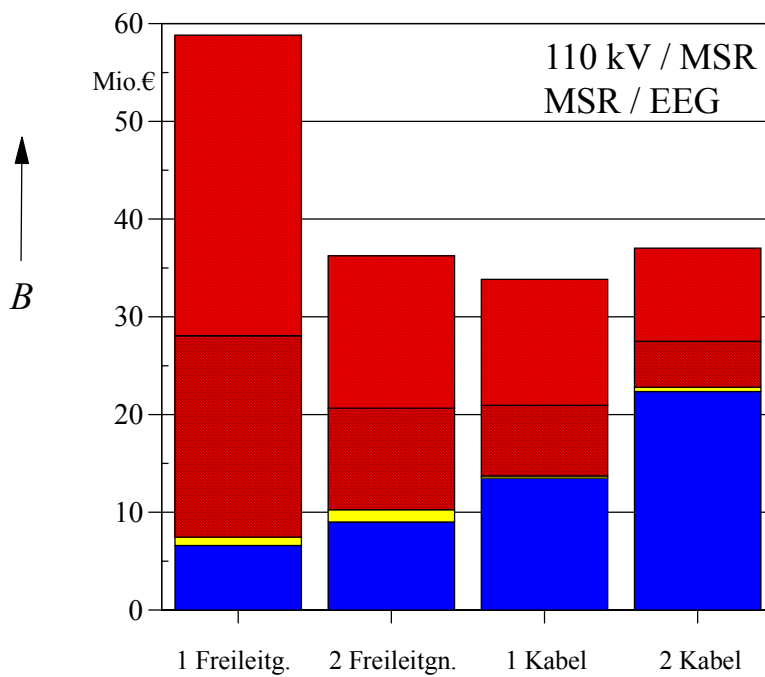
Abb. 28:

**30 km-lange 110 kV-Trasse  
(260 MVA)  
mit Schrägregler**

**Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km-langen  
Trasse

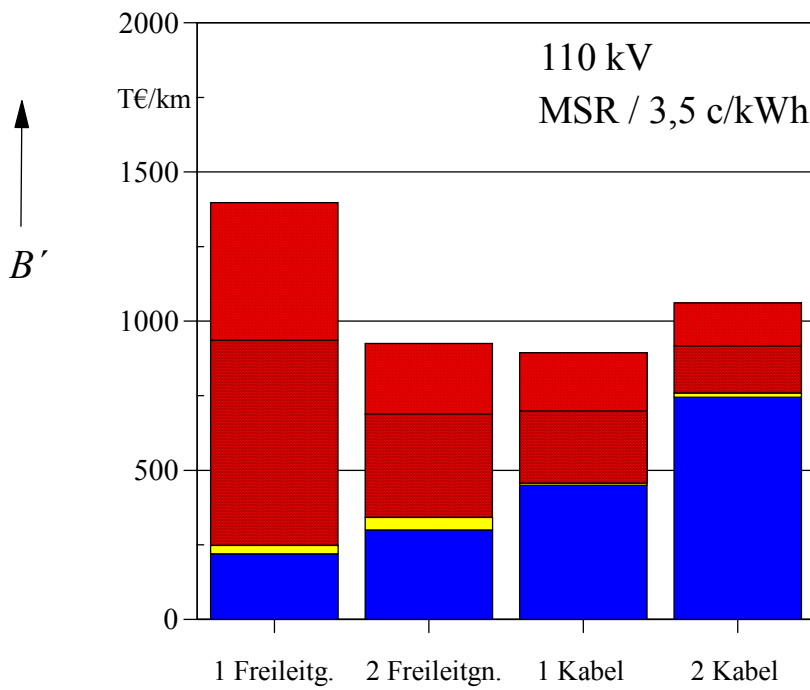


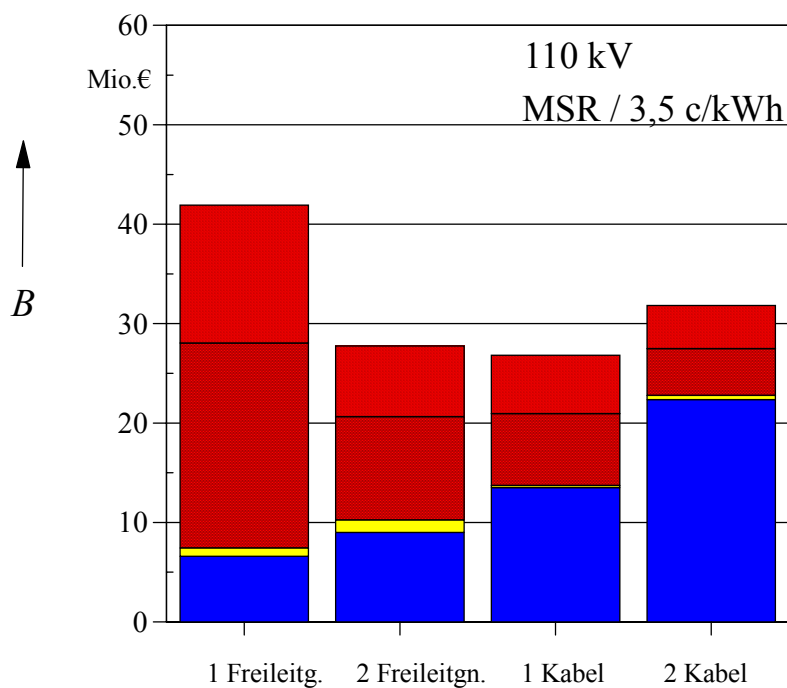
Abb. 29:

**30 km-lange 110 kV-Trasse  
(260 MVA)  
mit Schrägregler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km-langen  
Trasse

### 15.3 Investitionskosten und Barwerte von 220-kV-Freileitungen und 220 kV-Kabeln für eine 30 km lange Trasse

Im Folgenden soll die Kosten für eine 30 km lange Verbindung zwischen zwei Umspannwerken für eine Freileitungs- und alternativ für eine Kabelverbindung zusammengestellt werden. Es gelten dieselben Voraussetzungen wie zur 110 kV-Trasse. Die Übertragungsleistung je System erhöht sich damit auf 520 MVA.

#### 15.3.1 Investitionskosten von 220 kV-Freileitungen

Für die 220-kV-Freileitung wird wieder ein System mit Leiterseilen des häufig eingesetzten Typs Al/St 2\*264-AL1/34-ST1A (Zweierbündel) zugrunde gelegt.

Die Errichtungskosten des Freileitungs-Doppelsystems werden wieder nach der unter 15.2.1 angegebenen Faustformel abgeschätzt. Dies führt zu Errichtungskosten von rd.

- **270 T€/km** bei 220 kV-Freileitungs-Doppelsystemen (Al/St 2\*2\*264-AL1/34-ST1A).

Für die Freileitungstrasse in ländlichen Gebieten wird hier (bei einem ca. 50 m breiten Schutzstreifen) mit Entschädigungskosten (ca. 1...2 €/m<sup>2</sup>) von

- 1...2 € je Mast sowie
- 50 T€/km für die Trasse,

insgesamt also mit etwa 55 T€/km zu rechnen.

Pauschal werden im Folgenden für die bei der Projektausführung anfallenden Kosten für

- Trassensicherung, Entschädigung, Gestattungsvertrag (55 T€/km),
- Genehmigungsplanung (5 T€/km),
- Technische Planung (5 T€/km),
- Projektabwicklung und Sonstiges (15 T€/km)

insgesamt:

**80 T€/km**

angesetzt.

Die gesamten Investitionskosten liegen mit diesen Abschätzungen für ein 220 kV-Freileitungs-Doppelsystem bei rd.

**350 T€/km.**

Dieser Ansatz scheint eher an der unteren Grenze des möglichen Kostenspektrums zu liegen. So werden in [6, 1992] von G. Rohr, Badenwerke AG, Kosten für 220 kV-Doppelsysteme (inklusive Entschädigungen) in Höhe von 400...460 T€/km angegeben.

Die Errichtungskosten für ein Einzelsystem werden im Folgenden wieder etwa um den Faktor 1,5 niedriger angesetzt als diejenigen eines Doppelsystems: Dies führt zu Errichtungskosten von

- **170 T€/km** bei 220 kV-Freileitungs-Einfachsystemen (Al/St 1\*2\*264-AL1/34-ST1A).

Setzt man überschlägig dieselben Zusatzkosten für Trasse und Projektausführung von

insgesamt: **80 T€/km**

an, so ergeben sich die gesamten Investitionskosten für ein 110 kV-Freileitungs-Einfachsystem zu etwa

**250 T€/km.**

### 15.3.2 Investitionen für ein 220 kV-Kabelsystem

Es wird ein 220 kV-VPE-Kabel vom Typ 2XS(FL)2Y 3\*1\*1400/50 berücksichtigt., dessen drei Adern gebündelt, d.h. im dichten Dreiecksverband verlegt werden. Zur Vermeidung von Zusatzverlusten wird ein Cross-Bonding der Kupferschirme vorausgesetzt. Die Kabel sind geringfügig (etwa um 10 mm) dicker als die zuvor diskutierten 110 kV-VPE-Kabel.

Wird der Kabelgraben in normaler, offener Bauweise hergestellt (Tiefe: 1,5 m; Breite ca. 1,5 m), so ist hierfür (Behelfswege, Vermessen, Aushub, Wasserhaltung, Bohrungen, Verrohrungen, Verfüllen, Verdichten, Wiederherstellen der Oberflächen), wie bei dem 110 kV-Kabel, mit

**60 T€/km**

zu rechnen (vergl. auch [7]).

Unter der Voraussetzung einer Trasse in überwiegend ländlichem Gebiet werden diese Kosten vermutlich spürbar geringer, wenn die drei Kabeladern gemeinsam von Trommeln abgezogen, gebündelt und im Einpflügvorgang direkt in den Boden gelegt werden können, wobei der Kabelgraben hinter dem Verlegepflug direkt wieder geschlossen wird.

Die Kosten einer 220 kV-Kabelader inklusive ihrer Garnituren werden durch die folgende Faustformel gut wiedergegeben:

$$K'_{220\text{kV}} = 70 \frac{\text{T€}}{\text{m}} + 75 \frac{\text{T€}}{\text{m}} \cdot \left( \frac{A}{1000 \text{ mm}^2} - 1 \right) .$$

Für eine 220 kV-Kabelader (inklusive Garnituren) mit einem Leiterquerschnitt von 1400 mm<sup>2</sup> ergeben sich damit längenbezogene Kosten von **100,0 €/m**. Diese Zahl deckt sich mit den Ergebnissen aktueller Angebote europäischer Kabelhersteller zu vergleichbaren Kabelanlagen.

Die Kosten für das 110 kV-Kabelsystem betragen damit

**300 T€/km.**

Für Verlegung, Montage und Vor-Ort-Prüfungen sind in der 220 kV-Ebene Kosten von

85 T€/km

anzusetzen. Für das komplette 220 kV-Kabelsystem sind damit

385 T€/km

zu berücksichtigen. Weitere bei der Projektausführung anfallenden Kosten sind

- Trassensicherung, Flurschäden, Gestattungsvertrag 15 T€/km
- Genehmigungsplanung und technische Planung 25 T€/km
- Projektabwicklung und Sonstiges 25 T€/km

ingesamt also ca.

65 T€/km.

Zusätzlich sind Investitionskosten für Kompensation und Überspannungsschutz (vergl. Abschnitt 5 und 7) in Höhe von

35 T€/km

aufzubringen.

Die gesamten Investitionskosten der Kabelanlage belaufen sich damit auf

545 T€/km.

Wird zur Lastflusssteuerung ein **Schrägregel-Transformator** 220 kV/220 kV erforderlich, so erhöhen sich die Trassenkosten um etwa **4 Mio. €**. Die längenbezogenen Investitionskosten der 30 km langen Kabelanlage steigen damit auf

680 T€/km.

Das unter diesen Voraussetzungen sich ergebende Investitionskostenverhältnis zwischen Kabel und Freileitung ergibt sich zu

- **2,2 ohne und**
- **2,6 mit Schrägregler .**

Soll unter dem Aspekt einer anlagentechnisch, d.h. in der Trasse realisierten (n-1)-Redundanz, ein Freileitungs-Doppelsystem mit einem Kabel-Doppelsystem verglichen werden, so ergibt sich Folgendes.

### 15.3.3 Investitionen für ein 220 kV-Kabel-Doppelsystem

Es werden nun zwei Systeme des 220 kV-VPE-Kabel vom Typ 2XS(FL)2Y 3\*1\*1400/50 betrachtet, deren drei Adern jeweils gebündelt und mit einem Achsabstand der Bündel von 0,7 m verlegt werden.

Für diese Anordnung reicht der zunächst für ein System kostenmäßig erfaßte Kabelgraben (Tiefe: 1,5 m; Breite ca. 1,5 m) aus, so daß dieselben Kosten für Erdarbeiten (Behelfswege, Vermessen, Aushub, Wasserhaltung, Bohrungen, Verrohrungen, Verfüllen, Verdichten, Wiederherstellen der Oberflächen) anzusetzen sind:

60 T€/km

Dabei ist wieder nicht die in überwiegend ländlichem Gebiet mögliche Kostenverringerung durch direktes Einpflügen der Kabel berücksichtigt.

Die beiden Kabelsysteme sind (vergl. Abschnitt 15.3.2) inklusive Muffen, Endverschlüssen, Verlegung, Abdeckung und Montage mit

**770 T€/km**

zu berücksichtigen.

Weitere bei der Projektausführung anfallenden Kosten sind (bei gleichbleibender Trassenbreite):

- Trassensicherung, Flurschäden, Gestattungsvertrag 15 T€/km
- Genehmigungsplanung und technische Planung 40 T€/km
- Projektabwicklung und Sonstiges 25 T€/km

insgesamt also ca. **80 T€/km.**

Die Investitionskosten für Kompensation und Überspannungsschutz werden sich etwa verdoppeln:

**70 T€/km.**

Die gesamten Investitionskosten der Kabelanlage belaufen sich damit auf **980 T€/km.**

Wird zur Lastflusssteuerung ein **Schrägregel-Transformator** 220 kV/220 kV erforderlich, so erhöhen sich die Trassenkosten um etwa **4 Mio. €**. Die längenbezogenen Investitionskosten der 30 km langen Kabelanlage steigen damit auf

**1.115 T€/km.**

Das unter diesen Voraussetzungen sich ergebende Investitionskostenverhältnis zwischen Kabel- und Freileitungs-Doppelsystem ergibt sich zu

- **2,8 ohne und**
- **3,1 mit Schrägregler .**



### 15.3.4 Wirtschaftlichkeitsvergleich 220 kV

Alle zur Berechnung der Arbeits- und Leistungskosten benötigten Verlustangaben zu den 220 kV-Einfach- und Doppelsystemen können den Tabellen 19 und 20 entnommen werden.

spezif. Kosten in T€/km	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
<b>Investitionen</b>			<b>250</b>	<b>350</b>	<b>545</b>	<b>980</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	689	350	189	121
Verluste	EEG	5,0	1.032	539	330	269
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>1.999</b>	<b>1.281</b>	<b>1.071</b>	<b>1.384</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	689	350	189	121
Verluste (Barwert)	0,035 €/kWh	5,0	471	246	151	122
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>1.438</b>	<b>988</b>	<b>892</b>	<b>1.237</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	572	291	157	100
Verluste	EEG	7,0	871	455	279	227
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>1.721</b>	<b>1.131</b>	<b>987</b>	<b>1.319</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	572	291	157	100
Verluste	0,035 €/kWh	7,0	390	203	125	101
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>1.240</b>	<b>879</b>	<b>833</b>	<b>1.194</b>

Tabelle 19: Längenbezogene Investitionskosten sowie Barwerte der 30 km-langen **220 kV-Trasse (520 MVA); ohne Schrägregler**

Damit ergeben sich Gesamtinvestitionen und Barwerte für die 30 km lange Trasse, wie sie in der Tabelle 11 zusammengestellt sind:

Gesamtkosten	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€	T€	T€	T€
<b>Investitionen</b>			<b>7.500</b>	<b>10.500</b>	<b>16.350</b>	<b>29.400</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>5,0</b>	<b>59.970</b>	<b>38.430</b>	<b>32.130</b>	<b>41.520</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>5,0</b>	<b>43.140</b>	<b>29.640</b>	<b>26.760</b>	<b>37.110</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>7,0</b>	<b>51.630</b>	<b>33.930</b>	<b>29.610</b>	<b>39.570</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>7,0</b>	<b>37.200</b>	<b>26.370</b>	<b>24.990</b>	<b>35.820</b>

Tabelle 20: Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen **220 kV-Trasse (520 MVA)**;

**ohne Schrägregler**

Für den Fall, daß zur Regelung des Lastflusses über das Kabel bzw. das Kabel-Doppelsystem ein 220 kV/220 kV-Schrägregel-Transformator eingesetzt werden muß, erhöhen sich die Investitionskosten der Kabeltrassen um rd. 4 Mio. €, d.h. für eine 30 km lange Trasse um 135 T€/km. Diese und die sonstigen Kosten der Kabeltrasse sind der nachstehenden Tabelle 21 zu entnehmen.

spezif. Kosten in T€/km	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
<b>Investitionen</b>			<b>250</b>	<b>350</b>	<b>680</b>	<b>1.115</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	689	350	311	236
Verluste	EEG	5,0	1.032	539	631	574
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>1.999</b>	<b>1.281</b>	<b>1.629</b>	<b>1.939</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	689	350	311	236
Verluste (Barwert)	0,035 €/kWh	5,0	471	246	288	262
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>1.438</b>	<b>988</b>	<b>1.286</b>	<b>1.627</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	572	291	258	196
Verluste	EEG	7,0	871	455	532	484
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>1.721</b>	<b>1.131</b>	<b>1.474</b>	<b>1.807</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	572	291	258	196
Verluste	0,035 €/kWh	7,0	390	203	238	217
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>1.240</b>	<b>879</b>	<b>1.182</b>	<b>1.540</b>

Tabelle 21: Längenbezogene Investitionskosten sowie Barwerte der 30 km-langen 220 kV-Trasse (520 MVA); mit Schrägeregler

Damit ergeben sich Gesamtinvestitionen und Barwerte für die 30 km lange Trasse, wie sie in der Tabelle 22 zusammengestellt sind:

Gesamtkosten	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€	T€	T€	T€
<b>Investitionen</b>			<b>7.500</b>	<b>10.500</b>	<b>20.400</b>	<b>33.450</b>
<b>Barwert</b>	EEG	<b>5,0</b>	<b>60.450</b>	<b>39.240</b>	<b>48.870</b>	<b>58.170</b>
<b>Barwert</b>	0,035 €/kWh	<b>5,0</b>	<b>43.500</b>	<b>30.390</b>	<b>38.580</b>	<b>48.810</b>
<b>Barwert</b>	EEG	<b>7,0</b>	<b>51.900</b>	<b>34.590</b>	<b>44.220</b>	<b>54.210</b>
<b>Barwert</b>	0,035 €/kWh	<b>7,0</b>	<b>37.350</b>	<b>27.000</b>	<b>35.460</b>	<b>46.200</b>

Tabelle 22: Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen 220 kV-Trasse (520 MVA);

**mit Schrägeregler**

Die folgenden Abbildungen sollen die Ergebnisse nach Tabelle 19 bis 22 veranschaulichen.

Zunächst gibt Abb. 30 die Investitionskosten pro Länge (oben) sowie für die gesamte, 30 km lange Trasse (unten) wieder. Vergleicht man hier die Investitionskosten eines Kabelsystems mit denjenigen eines Freileitungssystems, so liegt das Kabel zunächst um 118 % (8,8 Mio €) ohne Schrägregler oder aber, falls dieser erforderlich wird, um 165 % (12,9 Mio €) höher als die Freileitung.

Vergleicht man ein Kabelsystem mit dem Freileitungs-Doppelsystem, so steht einer Investitionssumme bei der Freileitung von 10,5 Mio. € beim Kabel eine Summe von 16,4 Mio. € (+ 56%) gegenüber. Wird ein Transformator erforderlich, so erhöhen sich die Kabelkosten auf 20,4 Mio. € (+ 94%).

Beim Vergleich Freileitungs- mit Kabel-Doppelsystem schließlich ist die Kabeltrasse mit 29,4 Mio. € (+ 180%) bzw. mit Schrägregler mit 33,4 Mio. € (+ 219%) erheblich aufwendiger als die Freileitungstrasse (10,5 Mio. €).

Die Faktoren ändern sich, wenn die Betriebskosten in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit einbezogen werden. Hierzu werden in den Abbildungen 31 und 32 zunächst nur die Verlust-Arbeitskosten betrachtet, die in der Abb. 31 in Höhe der EEG-Einspeisevergütung und in der Abb. 32 mit einer verminderten Vergütung von 3,5 c/kWh berücksichtigt sind, sowie die Wartungskosten, die allerdings bei allen Vergleichen nur eine untergeordnete Rolle spielen. Hintergrund dieser beiden Abbildungen wäre z.B. die Argumentation des Netzbetreibers, dass keine Leistungskosten zu zahlen seien, weil a) der ihm zuliefernde Kraftwerkspark nicht ausgelastet sei und weil b) das die Verluste übertragende Netz noch nicht ausgelastet sei. Zumindest das Argument b) widerspricht allerdings der vorliegenden Zielsetzung eines dringend erforderlichen Netzausbaus.

In den Abbildungen 33 bis 36 sind, mit und ohne Schrägregeltransformator, die Leistungskosten hingegen mitberücksichtigt.

Den Abbildungen kann zunächst wieder entnommen werden, daß es bei der Realisierung einer Freileitungstrasse betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, zur Minderung der Verlustkosten - und damit auch der Gesamtkosten - ein Doppelsystem anstelle eines Einfachsystems aufzulegen.

Deutlich wird, daß der Barwert des Freileitungs-Doppelsystems mit 27...39 Mio. € gegenüber den Investitionskosten etwa um den Faktor 2,6 bis 3,7 ansteigt. Die Barwerte des Freileitungs-Doppelsystems liegen – je nach Verlustkostenbewertung - um (6...23 %) höher als die Barwerte eines Kabelsystems (ohne Schrägregler).

Wird ein Schrägregler benötigt, so kehren sich die Verhältnisse um: das Kabelsystem ist jetzt um (25...31%) teurer als das Freileitungs-Doppelsystem.

Das Kabel-Doppelsystem ist in der 220 kV-Ebene spürbar aufwendiger als das Freileitungs-Doppelsystem: ohne Schrägregler ist es um 8 % bis zu 36 % und mit Schrägregler um 50 % bis zu 71 % teurer.

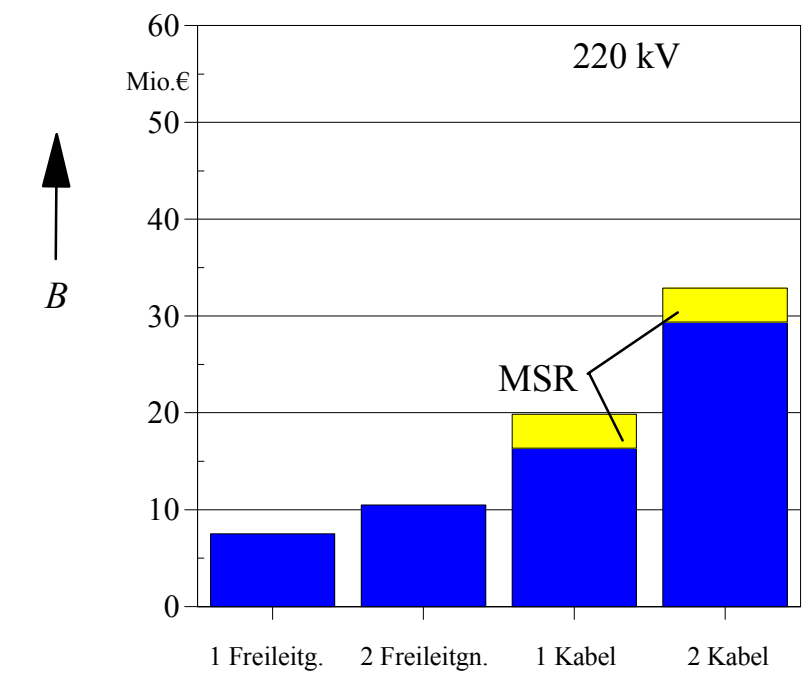
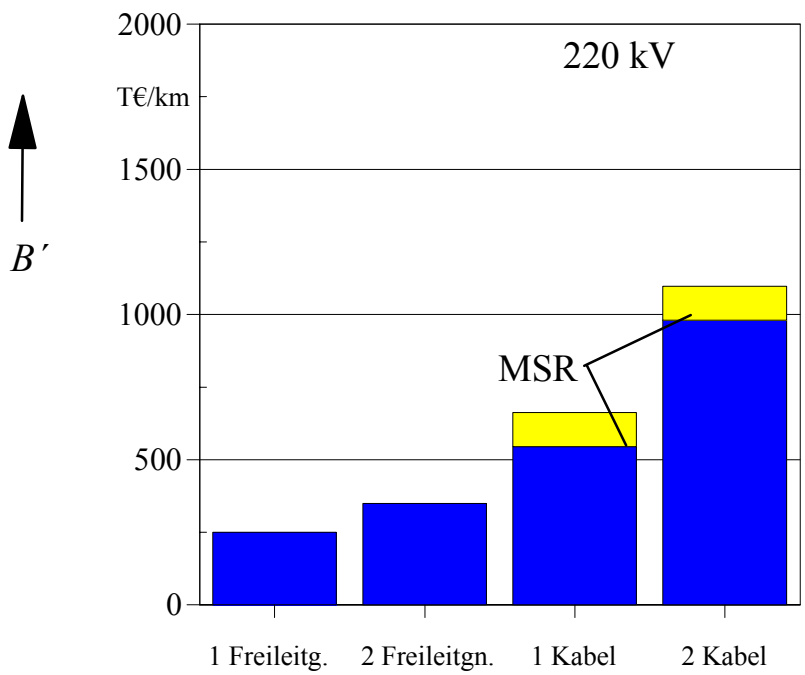


Abb. 30:

**30 km-lange 220 kV-Trasse (520 MVA)**

**Investitionskosten**

gelb: mit Schrägregler (MSR)

a) Längenbezogene Investitionskosten

b) Investitionskosten der 30 km langen Trasse

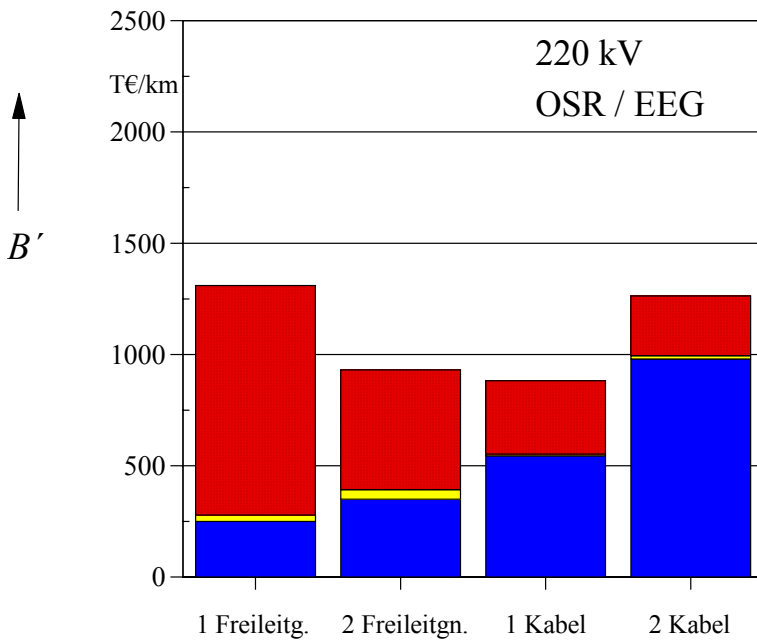


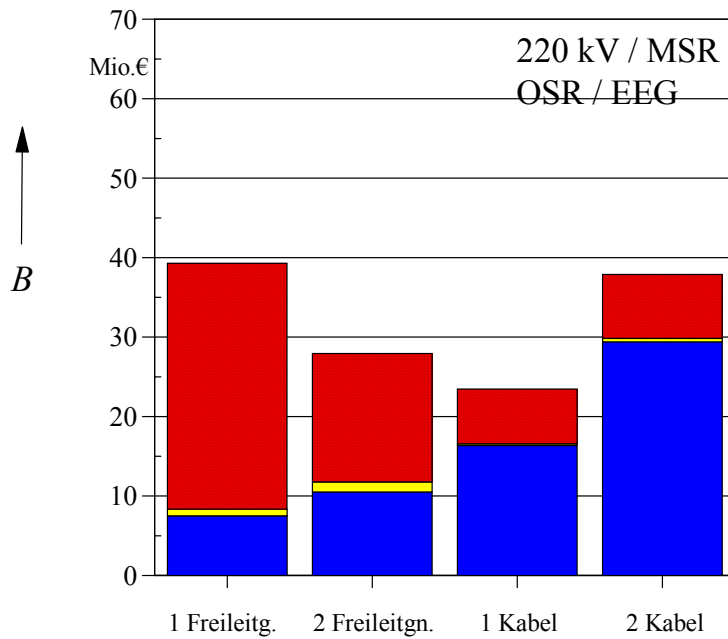
Abb. 31:

**30 km-lange 220 kV-Trasse  
(520 MVA)  
ohne Schräg regler**

**ohne Leistungskosten  
Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km-langen  
Trasse

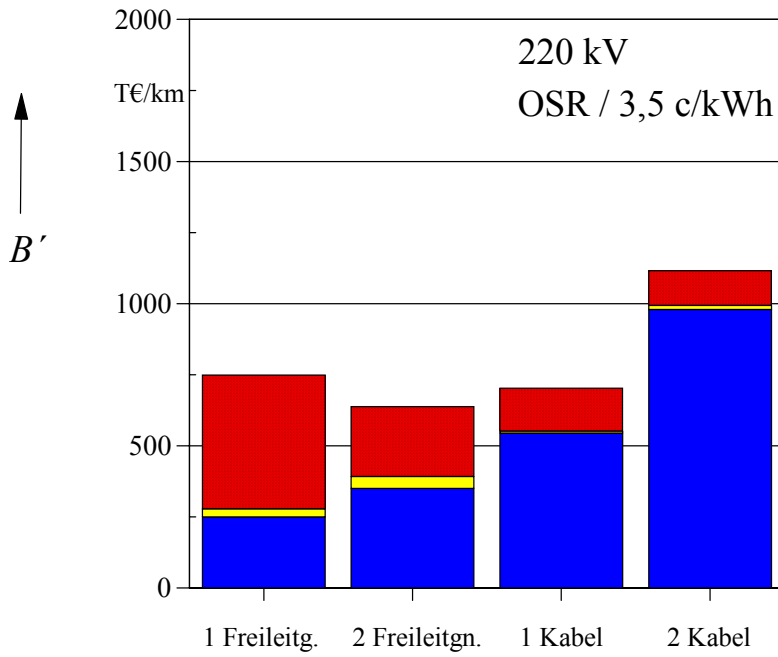


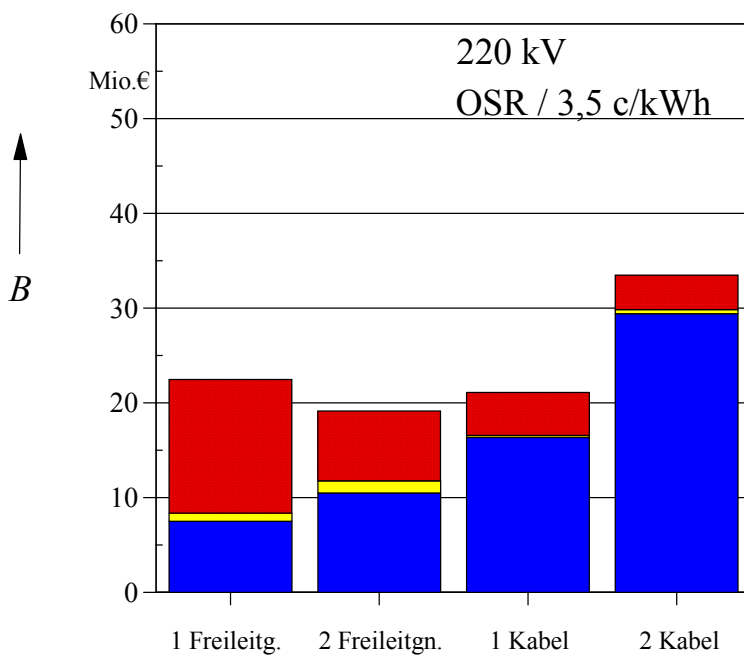
Abb. 32:

**30 km-lange 220 kV-Trasse  
(520 MVA)  
ohne Schrägregler**

**ohne Leistungskosten  
Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km-langen  
Trasse



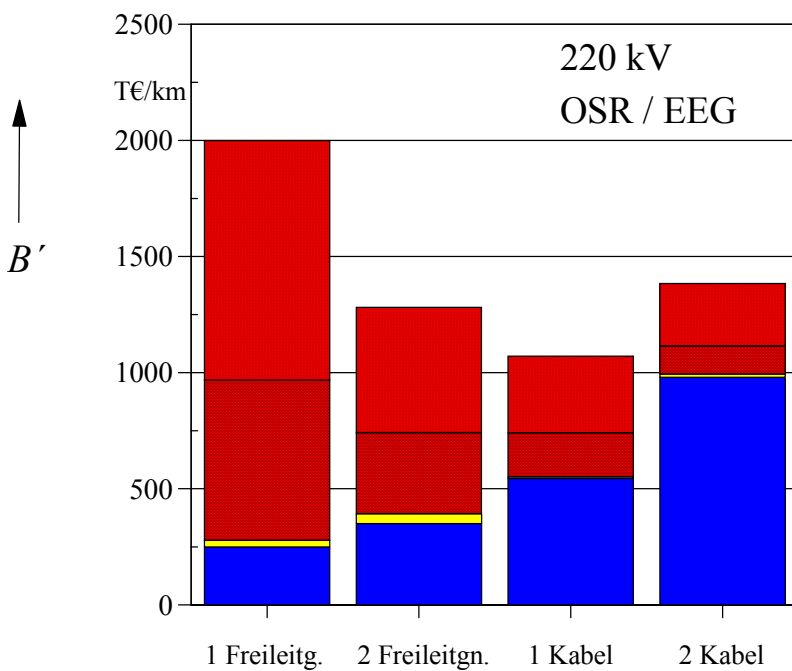


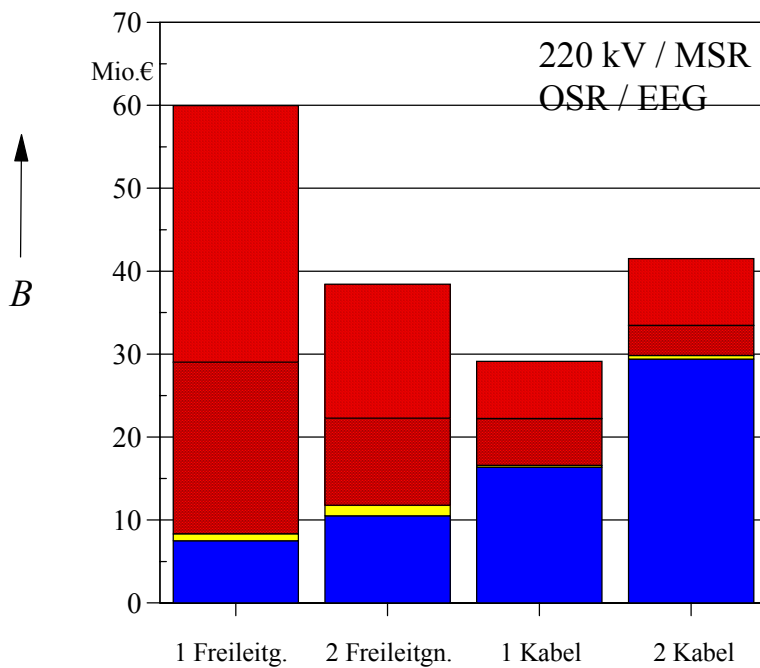
Abb. 33:

**30 km-lange 220 kV-Trasse  
(520 MVA)  
ohne Schrägregler**

**Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km langen  
Trasse

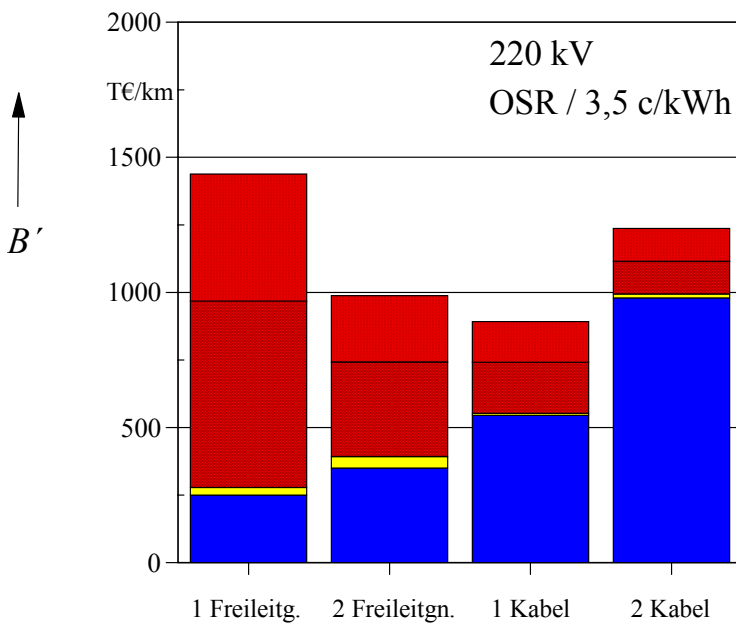


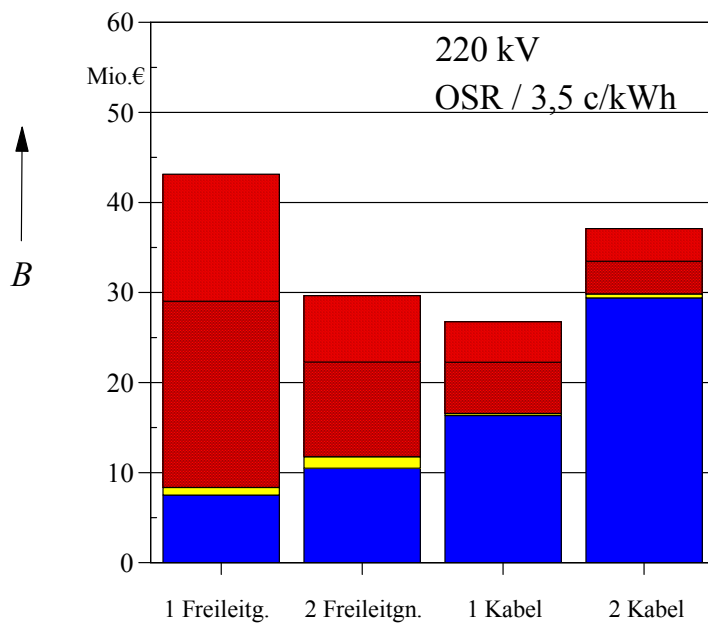
Abb. 34:

**30 km-lange 220 kV-Trasse (520 MVA)  
ohne Schrägregler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0 \%$ )



b) Investitionskosten und Barwerte  
der 30 km langen Trasse

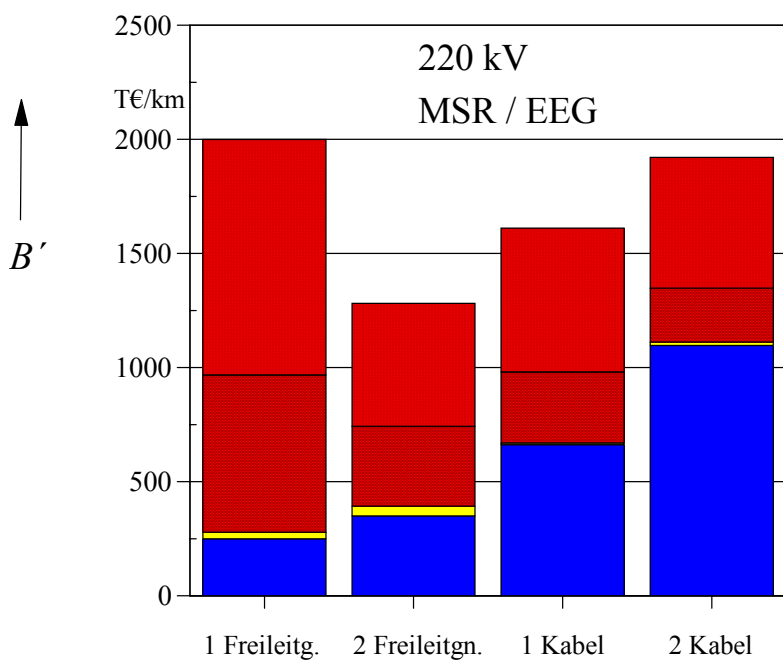


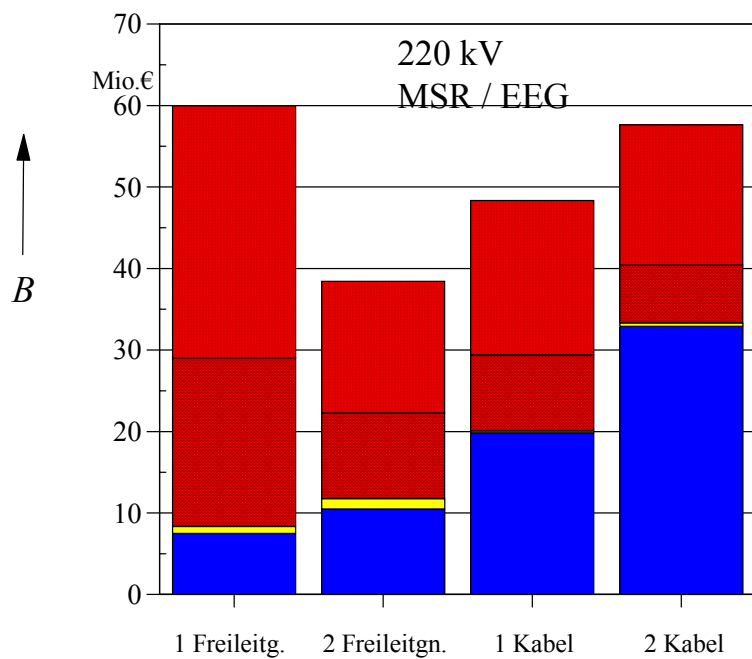
Abb. 35:

**30 km-lange 220 kV-Trasse  
(520 MVA)  
mit Schrägregler**

**Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und Barwerte  
( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und Barwerte  
der 30 km-langen Trasse

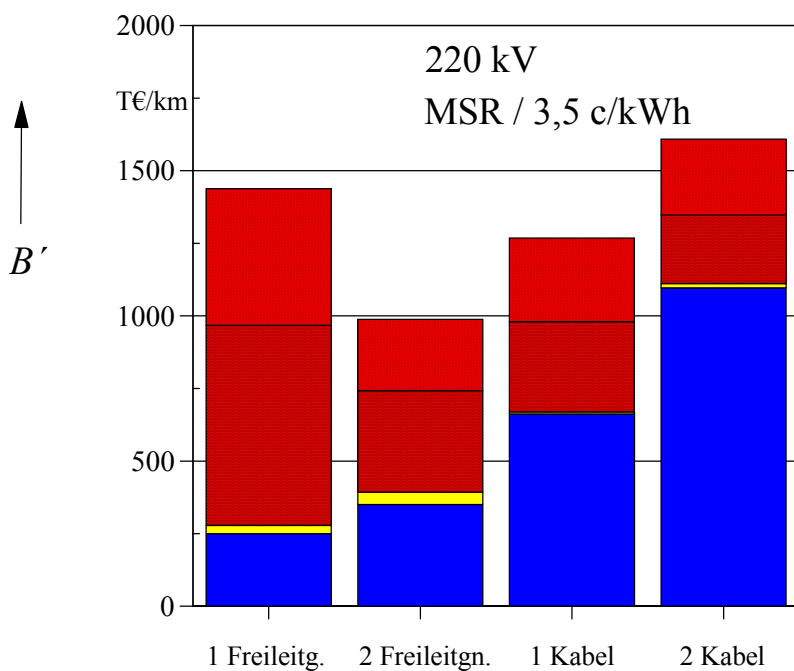


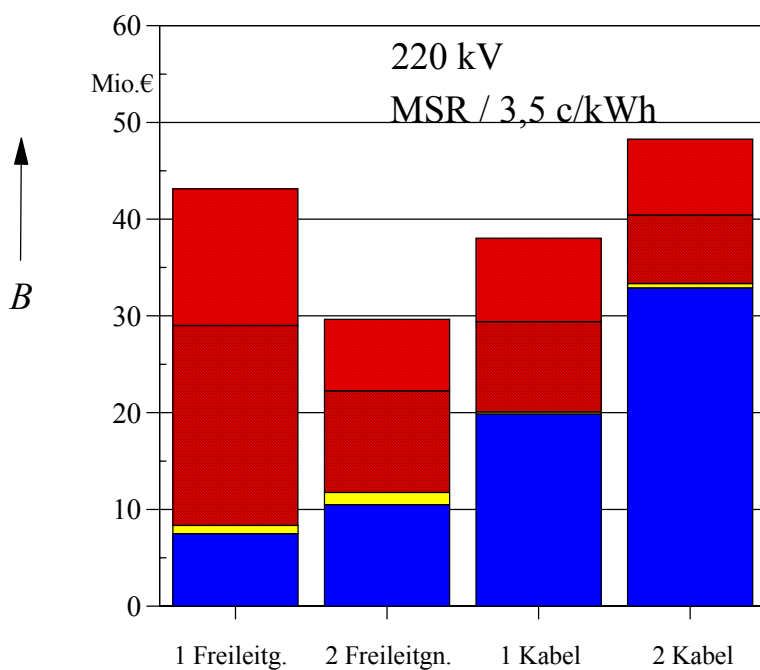
Abb. 36:

**30 km-lange 220 kV-Trasse  
(520 MVA)  
mit Schrägregler**

**Verlustkosten: : 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und  
Barwerte der 30 km-langen  
Trasse

## 15.4 Investitionskosten und Barwerte von 380-kV-Freileitungen und 380 kV-Kabeln für eine 30 km lange Trasse

Im Folgenden soll die Kosten für eine 30 km lange Verbindung zwischen zwei Umspannwerken für eine 380 kV-Freileitungs- und alternativ für eine 380 kV-Kabelverbindung zusammengestellt werden. Es gelten dieselben Voraussetzungen wie zur 110 kV-Trasse. Da die Freileitung jetzt ein Viererbündel aufweisen soll, wird sich ihre thermische Grenzleistung verdoppeln, so dass ihre Übertragungsleistung knapp 1.800 MVA beträgt, während die Übertragungsleistung eines Kabelsystems mit 920 MVA nur halb so groß ist. Wie zuvor erläutert, wird als Übertragungsleistung 900 MVA angesetzt.

### 15.4.1 Investitionskosten von 380 kV-Freileitungen

Für die 380-kV-Freileitung wird ein System mit Leiterseilen des Typs Al/St 4\*264-AL1/34-ST1A angenommen, das zur Verringerung der elektrischen Feldstärke als Viererbündel ausgelegt ist.

Die Errichtungskosten werden zu

- **360 T€/km** bei 380 kV-Freileitungs-Doppelsystemen (Al/St 2\*4\*264-AL1/34-ST1A)

angenommen.

Für die Freileitungstrasse in ländlichen Gebieten ist mit Entschädigungskosten (ca. 60 m breiter Schutzstreifen; ca. 1...2 €/m<sup>2</sup>) von etwa

- 1...2 € je Mast sowie
- 60 T€/km für die Trasse,

insgesamt also mit etwa 65 T€/km zu rechnen.

Pauschal werden im Folgenden für die bei der Projektausführung anfallenden Kosten für

- Trassensicherung, Entschädigung, Gestattungsvertrag (65 T€/km),
- Genehmigungsplanung (5 T€/km),
- Technische Planung (5 T€/km),
- Projektabwicklung und Sonstiges (15 T€/km)

insgesamt:

**90 T€/km**

angesetzt.

Die gesamten Investitionskosten ergeben sich mit diesen Abschätzungen für ein 380 kV-Freileitungs-Doppelsystem zu

**450 T€/km.**

Nach [6] liegt dieser Ansatz an der unteren Grenze des Kostenspektrums. Dort werden (1992) von G. Rohr, Badenwerke AG, Kosten für 380 kV-Doppelsysteme (inklusive Entschädigungen) in Höhe von 500...570 T€/km angegeben.

Die Errichtungskosten für ein Einzelsystem werden im Folgenden wieder etwa um den Faktor 1,5 niedriger angesetzt als diejenigen eines Doppelsystems: Dies führt zu Errichtungskosten von

- **240 T€/km** bei 380 kV-Freileitungs-Einfachsystemen (Al/St 1\*4\*264-AL1/34-ST1A) .

Setzt man überschlägig dieselben Zusatzkosten für Trasse und Projektausführung von

insgesamt: **90 T€/km**

an, so ergeben sich die gesamten Investitionskosten für ein 110 kV-Freileitungs-Einfachsystem zu etwa

**330 T€/km.**

#### 15.4.2 Investitionen für ein 380 kV-Kabelsystem

Es wird ein 380 kV-VPE-Kabel vom Typ 2XS(FL)2Y 3\*1\*1400/50 berücksichtigt., dessen drei Adern gebündelt, d.h. im dichten Dreiecksverband verlegt werden. Zur Vermeidung von Zusatzverlusten wird ein Cross-Bonding der Kupferschirme vorausgesetzt.

Wird der Kabelgraben in normaler, offener Bauweise hergestellt (Tiefe: 1,5 m; Breite ca. 1,5 m), so sind hierfür (Behelfswege, Vermessen, Aushub, Wasserhaltung, Bohrungen, Verrohrungen, Verfüllen, Verdichten, Wiederherstellen der Oberflächen) ähnliche Kosten wie bei den 110 kV- und den 220 kV-Kabeln zu veranschlagen:

**70 T€/km**

Die Kosten einer 380 kV-Kabelader inklusive ihrer Garnituren werden durch die folgende Faustformel wiedergegeben:

$$K'_{220\text{kV}} = 160 \frac{\text{T€}}{\text{m}} + 100 \frac{\text{T€}}{\text{m}} \cdot \left( \frac{A}{1000 \text{ mm}^2} - 1 \right) .$$

Für eine 380 kV-Kabelader (inklusive Garnituren) mit einem Leiterquerschnitt von 1400 mm<sup>2</sup> ergeben sich damit längenbezogene Kosten von **200,0 €/m**. Das Kabelsystem kostet somit

**600 T€/km.**

Für Verlegung, Montage und Vor-Ort-Prüfungen werden für die 380 kV-Ebene Kosten von

**150 T€/km**

angesetzt, so daß für das komplette 380 kV-Kabelsystem

**750 T€/km**

zu berücksichtigen sind.

Weitere bei der Projektausführung anfallenden Kosten sind

- Trassensicherung, Flurschäden, Gestattungsvertrag 15 T€/km
- Genehmigungsplanung und technische Planung 50 T€/km
- Projektabwicklung und Sonstiges 35 T€/km

insgesamt also ca. **100 T€/km**

Zusätzlich sind Investitionskosten für Kompensation und Überspannungsschutz (vergl. Abschnitt 5 und 7) in Höhe von

**70 T€/km**

aufzubringen.

Die gesamten Investitionskosten der Kabelanlage belaufen sich damit auf **990 T€/km.**

Wird zur Lastflusssteuerung ein **Schrägregel-Transformator** 380 kV/380 kV erforderlich, so erhöhen sich die Investitionskosten um etwa **7 Mio. €**. Die längenbezogenen Investitionskosten der 30 km langen Kabelanlage steigen damit auf

**1.220 T€/km.**

Das unter diesen Voraussetzungen sich ergebende Investitionskostenverhältnis zwischen Kabel- und Freileitungs-Einfachsystem beträgt

- **3,0 ohne und**
- **3,7 mit Schrägregler ,**

allerdings bei einem Verhältnis der thermischen Grenzleistungen von 1:2.

Werden zur Realisierung der doppelten Übertragungsleistung zwei 380 kV-Kabeltrassen realisiert, so verdoppeln sich in etwa die Kosten der Kabelanlage, und der Kostenfaktor gegenüber dem Freileitungs-Doppelsystem wird grob geschätzt etwa

- **6 ohne und**
- **8 mit Schrägregler .**

### **15.4.3 Investitionen für ein 380 kV-Kabel-Doppelsystem**

Soll unter dem Aspekt einer in der Trasse realisierten (n-1)-Redundanz ein Freileitungs-Doppelsystem mit einem Kabel-Doppelsystem verglichen werden, so ergibt sich Folgendes.

Es werden nun zwei Systeme des 380 kV-VPE-Kabel vom Typ 2XS(FL)2Y 3\*1\*1400/50 betrachtet, deren drei Adern jeweils gebündelt und mit einem Achsabstand der Bündel von 0,6 m verlegt werden.

Für diese Anordnung reicht der zunächst für ein System kostenmäßig erfaßte Kabelgraben (Tiefe: 1,5 m; Breite ca. 1,5 m) aus, so daß dieselben Kosten für Erdarbeiten (Behelfswege, Vermessen, Aushub, Wasserhaltung, Bohrungen, Verrohrungen, Verfüllen, Verdichten, Wiederherstellen der Oberflächen) anzusetzen sind:

**70 T€/km**

Die beiden Kabelsysteme sind (vergl. Abschnitt 15.4.2) inklusive Muffen, Endverschlüssen, Verlegung, Abdeckung und Montage mit

**1.500 T€/km**

zu berücksichtigen.

Weitere bei der Projektausführung anfallenden Kosten sind (bei gleichbleibender Trassenbreite):

- Trassensicherung, Flurschäden, Gestattungsvertrag 15 T€/km
- Genehmigungsplanung und technische Planung 50 T€/km
- Projektabwicklung und Sonstiges 35 T€/km

insgesamt also ca. **100 T€/km.**

Die Investitionskosten für Kompensation und Überspannungsschutz werden sich etwa verdoppeln:

**140 T€/km.**

Die gesamten Investitionskosten der Kabelanlage belaufen sich damit auf **1.810 T€/km**

Wird zur Lastflusssteuerung ein **Schrägregel-Transformator** 380 kV/380 kV erforderlich, so erhöhen sich die Trassenkosten um etwa **7 Mio. €**. Die längenbezogenen Investitionskosten der 30 km langen Kabelanlage steigen damit auf rd.

**2.040 T€/km.**

Das unter diesen Voraussetzungen sich ergebende Investitionskostenverhältnis zwischen Kabel- und Freileitungs-Doppelsystem ergibt sich zu

- **4,0 ohne und**
- **4,5 mit Schrägregler ,**

allerdings bei einem Verhältnis der thermischen Grenzleistungen von 1:2 bzw. bei einer allein bei der Freileitung gegebenen (n-1)-Redundanz.

Werden zur Realisierung der doppelten Übertragungsleistung bzw. zur (n-1)-Redundanz zwei 380 kV-Kabeltrassen realisiert, so verdoppeln sich die Kosten der Kabelanlage, und der Kostenfaktor gegenüber dem Freileitungs-Doppelsystem wird etwa

- **8 ohne und**
- **9 mit Schrägregler .**



#### 15.4.4 Wirtschaftlichkeitsvergleich 380 kV

Alle zur Berechnung der Arbeits- und Leistungskosten benötigten Verlustangaben zu den 380 kV-Einfach- und Doppelsystemen können den Tabellen 23 und 24 entnommen werden.

spezif. Kosten in T€/km	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€/km	T€/km	T€/km	T€/km
<b>Investitionen</b>			<b>330</b>	<b>450</b>	<b>990</b>	<b>1.810</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	350	184	208	152
Verluste	EEG	5,0	540	320	432	6473
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>1.248</b>	<b>996</b>	<b>1.637</b>	<b>2.449</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	350	184	208	152
Verluste (Barwert)	0,035 €/kWh	5,0	246	146	198	216
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>954</b>	<b>822</b>	<b>1.403</b>	<b>2.192</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	290	152	173	126
Verluste	EEG	7,0	492	269	365	399
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>1.135</b>	<b>906</b>	<b>1.534</b>	<b>2.347</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	290	152	173	126
Verluste	0,035 €/kWh	7,0	205	120	163	179
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>848</b>	<b>757</b>	<b>1.332</b>	<b>2.127</b>

Tabelle 23: Längenbezogene Investitionskosten sowie Barwerte der 30 km-langen **380 kV-Trasse (900 MVA); ohne Schrägregler**

Damit ergeben sich Gesamtinvestitionen und Barwerte für die 30 km lange Trasse, wie sie in der Tabelle 24 zusammengestellt sind:

Gesamtkosten	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€	T€	T€	T€
<b>Investitionen</b>			<b>9.900</b>	<b>13.500</b>	<b>29.700</b>	<b>54.300</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>5,0</b>	<b>37.710</b>	<b>30.600</b>	<b>49.110</b>	<b>73.470</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>5,0</b>	<b>28.809</b>	<b>25.300</b>	<b>42.090</b>	<b>65.760</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>7,0</b>	<b>33.200</b>	<b>27.800</b>	<b>46.020</b>	<b>70.410</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>7,0</b>	<b>25.600</b>	<b>23.300</b>	<b>39.960</b>	<b>63.810</b>

Tabelle 24: Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen **380 kV-Trasse (900 MVA);**

### ohne Schrägregler

Wird ein Schrägregel-Transformator zur Lastflußregelung erforderlich, so ergeben sich die nachstehenden längenbezogenen Investitionskosten und Barwerte der 380 kV-Einfach- und Doppelsysteme:

spezif. Kosten in T€/km	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€/k9	T€/km	T€/km	T€/km
<b>Investitionen</b>			<b>330</b>	<b>450</b>	<b>1.220</b>	<b>2.040</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	350	184	417	360
Verluste	EEG	5,0	540	320	946	987
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>1.248</b>	<b>996</b>	<b>2.590</b>	<b>3.401</b>
Wartung		5,0	28	42	7	14
Leistungskosten		5,0	350	184	417	360
Verluste (Barwert)	0,035 €/kWh	5,0	246	146	433	451
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>5,0</b>	<b>954</b>	<b>822</b>	<b>2.077</b>	<b>2.865</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	290	152	346	299
Verluste	EEG	7,0	492	269	798	832
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>1.135</b>	<b>906</b>	<b>2.370</b>	<b>3.183</b>
Wartung		7,0	23	35	6	12
Leistungskosten		7,0	290	152	346	299
Verluste	0,035 €/kWh	7,0	205	120	357	373
<b>Summe/Barwert:</b>		<b>7,0</b>	<b>848</b>	<b>757</b>	<b>1.929</b>	<b>2.724</b>

Tabelle 25: Längenbezogene Investitionskosten sowie Barwerte der 30 km-langen **380 kV-Trasse (900 MVA); mit Schrägregler**

Hieraus folgen Gesamtinvestitionen und Barwerte für die 30 km lange Trasse, wie sie in der Tabelle 26 zusammengestellt sind:

Gesamtkosten	Vergtg.	Zinssatz z	1 Freiltg.	2 Freiltgn	1 Kabel	2 Kabel
		%	T€	T€	T€	T€
<b>Investitionen</b>			<b>9.900</b>	<b>13.500</b>	<b>35.700</b>	<b>61.200</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>5,0</b>	<b>37.440</b>	<b>29.880</b>	<b>77.600</b>	<b>102.030</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>5,0</b>	<b>28.620</b>	<b>24.660</b>	<b>62.310</b>	<b>85.950</b>
<b>Barwert</b>	<b>EEG</b>	<b>7,0</b>	<b>34.050</b>	<b>27.060</b>	<b>71.100</b>	<b>95.490</b>
<b>Barwert</b>	<b>0,035 €/kWh</b>	<b>7,0</b>	<b>25.440</b>	<b>22.710</b>	<b>57.870</b>	<b>81.720</b>

Tabelle 26: Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen **380 kV-Trasse (900 MVA)**;

**mit Schrägeregler**

Die folgenden Abbildungen sollen die Ergebnisse nach Tabelle 23 bis 26 veranschaulichen.

Zunächst gibt Abb. 37 die Investitionskosten pro Länge (oben) sowie für die gesamte, 30 km lange Trasse (unten) wieder. Vergleicht man hier die Investitionskosten eines Kabelsystems mit denjenigen eines Freileitungssystems, so liegt das Kabel zunächst um den Faktor 3,0 (um 19,8 Mio €) ohne Schrägeregler oder aber, falls dieser erforderlich wird, um den Faktor 3,6 (um 25,6 Mio €) höher als die Freileitung.

Vergleicht man ein Kabelsystem mit dem Freileitungs-Doppelsystem, so stehen einer Investitionssumme bei der Freileitung von 13,5 Mio. € beim Kabel eine Summe von 29,7 Mio. € (Faktor 2,2) gegenüber. Wird ein Transformator erforderlich, so erhöhen sich die Kabelkosten auf 35,7 Mio. € (Faktor 2,6).

Beim Investitionskosten-Vergleich eines Freileitungs-Doppelsystems mit einem Kabel-Doppelsystem schließlich ist die Kabeltrasse mit 54,3 Mio. € (Faktor 4,0) ohne bzw. mit Schrägeregler mit 61,2 Mio. € (Faktor 4,5) erheblich aufwendiger als die Freileitungstrasse.

Diese Vergleichszahlen müssen sämtlich wieder unter dem Vorbehalt gesehen werden, dass die Freileitung hier nur mit ihrer halben thermischen Grenzleistung ausgenutzt ist; ansonsten werden sich die genannten Kostenfaktoren etwa verdoppeln.

Werden die Betriebskosten mit in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einbezogen, so ergeben sich die Verhältnisse der Abbildungen 38 bis 43. Hierzu werden in den Abbildungen 38 und 39 zunächst nur die Verlust-Arbeitskosten betrachtet, die in der Abb. 38 in Höhe der EEG-Einspeisevergütung und in der Abb. 39 mit einer verminderten Vergütung von 3,5 c/kWh berücksichtigt sind. Hintergrund dieser beiden Abbildungen wäre z.B. die Argumentation des Netzbetreibers, dass keine Leistungskosten zu zahlen seien, weil a) der ihm zuliefernde Kraftwerkspark nicht ausgelastet und b) dass die Verluste übertragende Netz noch nicht ausgelastet sei.

In den Abbildungen 40 bis 43 sind, mit und ohne Schrägregeltransformator, die Leistungskosten hingegen mit berücksichtigt.

Den Abbildungen kann zunächst wieder entnommen werden, daß es bei der Realisierung einer Freileitungstrasse betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, zur Minderung der Verlustkosten - und damit auch der Gesamtkosten - ein Doppelsystem anstelle eines Einfachsystems aufzulegen.

Deutlich wird, dass in der 380 kV-Ebene die Verlustsituation sich stark zugunsten der Freileitung gewandelt hat. Die ist begründet in den stark ansteigenden Dauerverlusten, die in den Kabelisolierungen (8,1 W/m je System), aber auch in den Kompensationsspulen (4 W/m pro System) und – falls erforderlich – auch im Transformator (29,7 W/m) auftreten. Hinzu kommt, dass die Freileitung in dem gewählten Beispiel mit ihren Viererbündeln für die doppelte thermische Grenzleistung ausgelegt ist, so dass ihre Stromwärmeverluste bei halber Auslastung geringer bleiben. Dies führt dazu, dass das 380 kV-Kabel-Doppelsystem nicht nur einen höheren Verlustbelag aufweist als das Freileitungs-Doppelsystem, und sogar als das Freileitungs-Einzelsystem.

Der Barwert des Freileitungs-Doppelsystems steigt mit 23...31 Mio. € gegenüber seinen Investitionskosten etwa um den Faktor 1,7 bis 2,3 an. Die Barwerte eines Kabelsystems liegen im Vergleich zum Freileitungs-Doppelsystem – je nach Verlustkostenbewertung - ohne Schrägeregler um den Faktor 1,6 bis 1,7 und mit Schrägeregler etwa um den Faktor 2,5 bis 2,6 höher.

Die Barwerte des Kabel-Doppelsystem liegen nun – je nach Verlustkostenbewertung und Bedarf an Schrägregler - um den Faktor 2,4...2,7 ohne Schrägregler bis zum Faktor 3,4 bis 3,6 höher als die Barwerte des Freileitungs-Doppelsystems.

Hierbei ist nach wie vor zu beachten, dass die Freileitung in diesen Beispielen nur ihre halbe thermische Grenzleistung überträgt. Sollte für den Vergleich die Übertragungsleistung auf die thermische Grenzleistung der Freileitung angehoben werden (was wegen des Spannungshubs längs der Freileitung bei größeren Übertragungsentfernungen problematisch ist), so würden die Kabel-Investitionskosten stark ansteigen, da mindestens ein zusätzliches Kabelsystem erforderlich wird. Bei den Verlustkosten würden sich einerseits die Stromwärmeverluste der Kabel verringern, andererseits aber die spannungsabhängigen Verluste weiter ansteigen. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich in diesem Falle die oben genannten Kostenfaktoren mindestens verdoppeln werden.

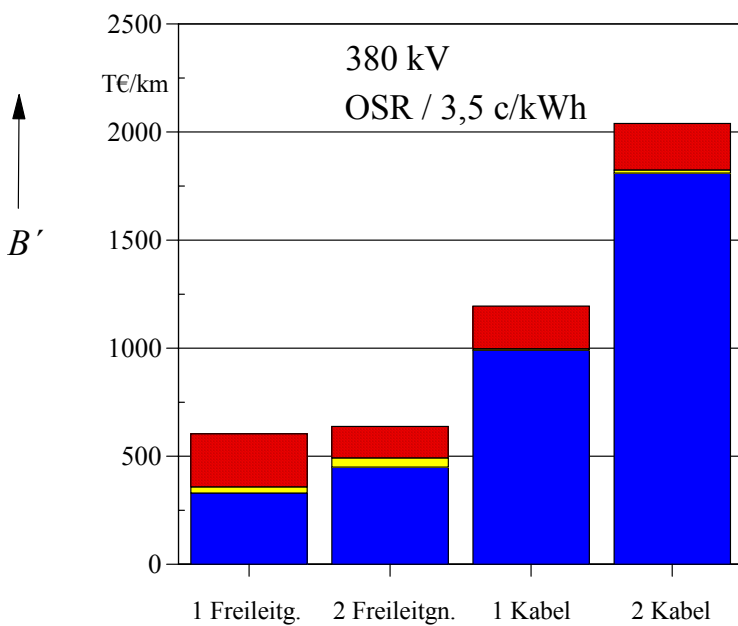


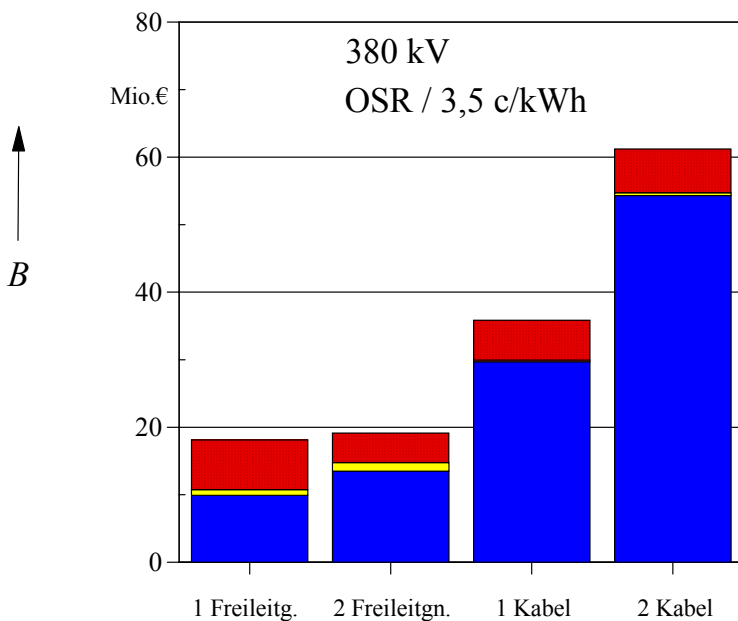
Abb. 39:

**30 km-lange 380 kV-Trasse (900 MVA) ohne Schrägregler**

**Keine Leistungskosten  
Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene Investitionskosten und Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen Trasse

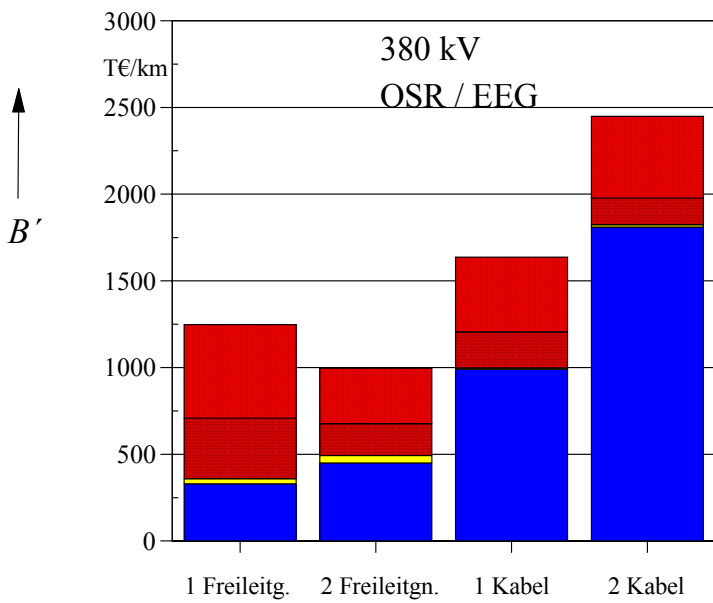


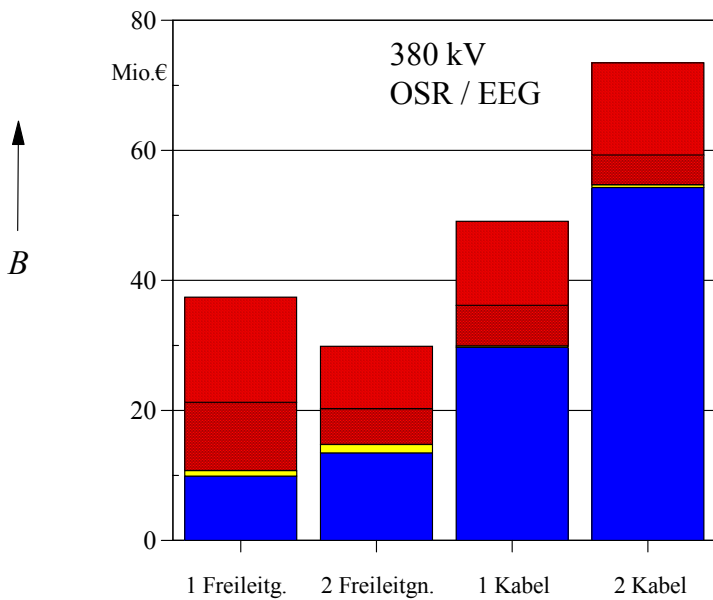
Abb. 40:

**30 km-lange 380 kV-Trasse (900 MVA)  
ohne Schrägregler**

**Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene Investitionskosten  
und Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und Barwerte der  
30 km langen Trasse

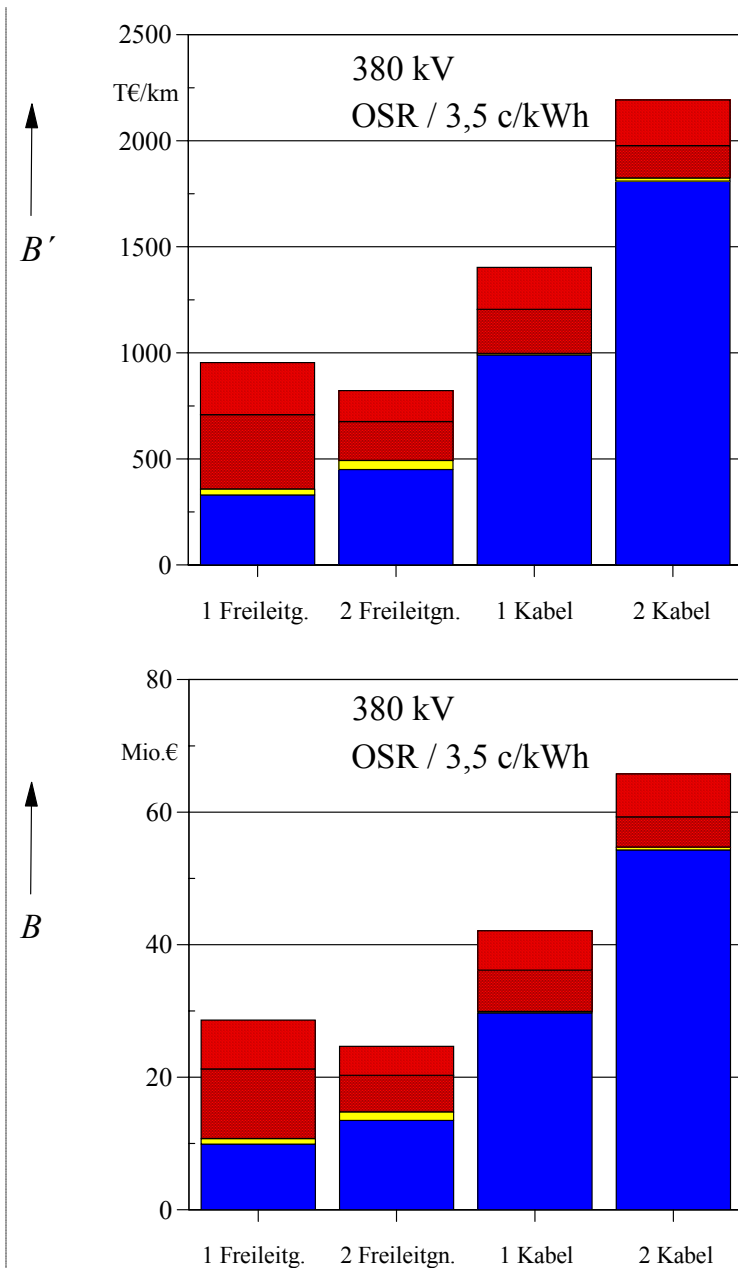


Abb. 41:

**30 km-lange 380 kV-Trasse (900 MVA)  
ohne Schrägregler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene Investitionskosten  
und Barwerte ( $z = 5,0\%$ )

b) Investitionskosten und Barwerte  
der 30 km langen Trasse

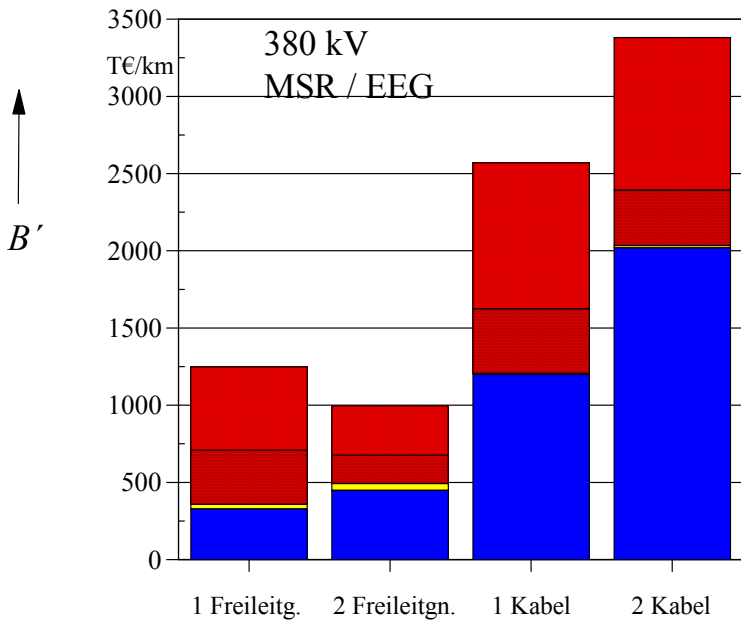


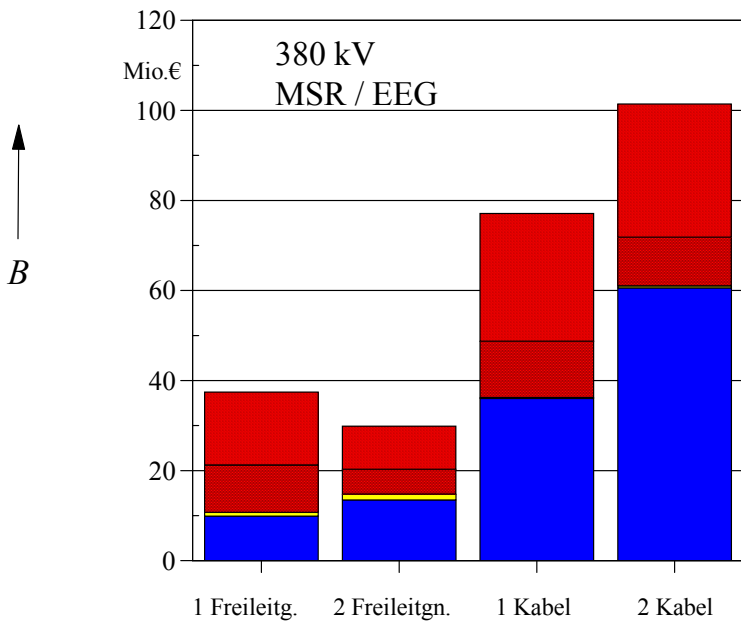
Abb. 42:

**30 km-lange 380 kV-Trasse (900 MVA) mit Schrägregler**

**Verlustkosten: nach EEG**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene Investitionskosten und Barwerte



b) Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen Trasse



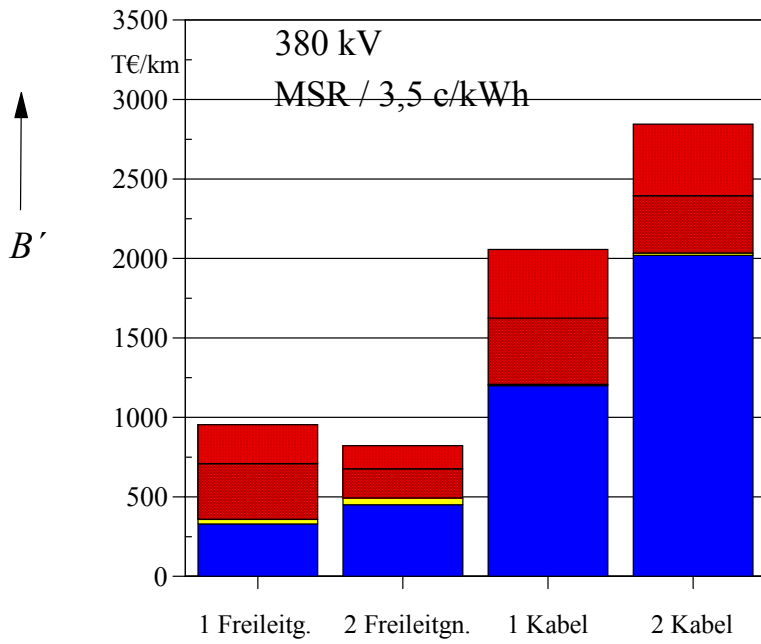


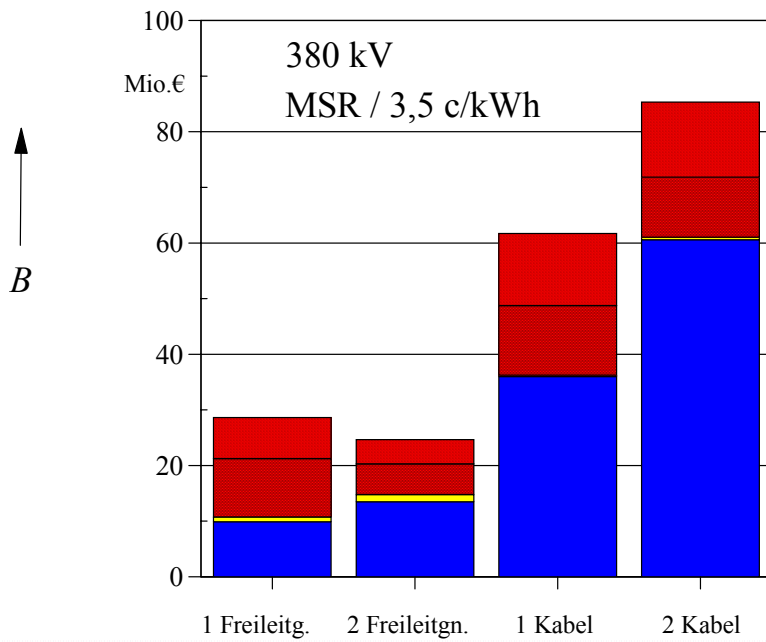
Abb. 43:

**30 km-lange 380 kV-Trasse  
(900 MVA)  
mit Schrägregler**

**Verlustkosten: : 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, schraffiert: Leistungskosten  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und Barwerte



b) Investitionskosten und Barwerte  
der 30 km-langen Trasse

## 15.5 Sonstige Kosten

Unter die sonstigen Kosten fallen die Allgemeinkosten (Steuern, Versicherungen, Personal). Sie liegen für die Kabel- und die Freileitungsvarianten etwa gleich hoch, so dass sie nicht mit in den Kostenvergleich einbezogen werden müssen.

Auch die Kosten für Störungsbeseitigungen, die bei den Kabeln etwa um den Faktor 10 höher liegen als bei den Freileitungen, können bei der Kostenbetrachtung vernachlässigt werden. So werden in [7]

- Kosten je Freileitungs-Schaden von 1000 € pro Schaden und
- Kosten je Kabel-Schaden von 10.000 € pro Schaden

veranschlagt (Folgekosten werden hierbei nicht berücksichtigt).

Mit der angesetzten Schadensrate von 0,0033 /(km a) ergibt sich bei den Kabeln eine Schadens-Kostenrate von **33 €/(km a)** und damit über 25 Jahre (mit 5 %) kapitalisierte Schadenskosten von weniger als

- **0,5 T€/km.**

Diese Kosten sind gegenüber den oben zusammengestellten Trassenkosten vernachlässigbar. Diese Aussage gilt erst recht für die Schadenskosten der Freileitung, da diese um den Faktor 10 niedriger liegen als die Schadenskosten der Kabel.

## 16. Verbesserte Dimensionierung der Freileitung

Hätte diese Studie es sich zum Ziel gesetzt, für die im Genehmigungsverfahren stehende 110 kV-Trasse nach [1] eine Kabellösung zu propagieren, so würde sie an dieser Stelle enden. Im Sinne eines weitergehenden, fairen Systemvergleichs ist jedoch folgendes zu beachten:

Bei näherer Interpretation der Wirtschaftlichkeitsergebnisse und ihrer einzelnen Kostenanteile fällt auf, daß in der 110 kV- und in der 220 kV-Ebene die Verlustkosten das Gesamtergebnis zuungunsten der Freileitungen dominieren. Es liegt daher der Schluß nahe, daß bei der Dimensionierung der Freileitung zu [1] die Verluste und ihre Kosten nicht hinreichend Berücksichtigung gefunden haben.

Aus diesem Grunde sind in den nachfolgenden Abbildungen einige Ergebnisse zusammengestellt, die bei einer (ungefähren) Verdopplung des Seilquerschnitt auf **Al/St 2\*511/45** gegeben sind. Die hierbei auftretenden Investitionskosten wurden nach der in Abschnitt 15 angegebenen Kostenformel wie folgt ermittelt:

Spannung	1 System	Doppel-system
kV	T€/km	T€/km
110	320	450
220	350	490

Investitionskosten für Freileitungen mit Zweierbündel **2\* 511-AL1/45-ST1A**

Die folgenden Abbildungen sollen die Ergebnisse für das Beispiel eines Verlustkostenansatzes von 3,5 ct/kWh veranschaulichen.

Die Abb. 44 und 45 geben die Investitions-, Verlust- und Wartungskosten pro Länge (oben) sowie für die gesamte, 30 km lange (unten) 110 kV-Trasse ohne bzw. mit Schrägreglerbedarf wieder. Vergleicht man hier die Investitionskosten eines Kabelsystems mit dem Freileitungs-Doppelsystem, so steht einer Investitionssumme bei der Freileitung von 13,5 Mio. € beim Kabel eine Summe von 11,7 Mio. € gegenüber. Wird ein Transformator erforderlich, so erhöhen sich die Kabelkosten auf 13,5 Mio. € und sind demnach den Kosten des Freileitungs-Doppelsystems exakt gleich.

Beim Vergleich Freileitungs- mit Kabel-Doppelsystem schließlich ist die Kabeltrasse mit 20,6 Mio. € Herstellkosten (um + 53%) bzw. mit Schrägregler mit 22,4 Mio. € (um + 66%) aufwendiger als die Freileitungstrasse mit 13,5 Mio. €.

Allerdings hat sich die Situation bezüglich der Betriebskosten der Freileitung entscheidend verbessert. Man erkennt, daß

- a) die Betriebskosten jetzt nicht mehr die Gesamtkosten der Freileitung dominieren und
- b) die Verlustkosten des Freileitungs-Doppelsystems jetzt vergleichbar denjenigen des Kabelsystems geworden sind.

Den Abbildungen kann zunächst entnommen werden, daß es auch bei diesem Leiterquerschnitt betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, zur Minderung der Verlustkosten - und damit auch der Gesamtkosten - ein Freileitungs-Doppelsystem anstelle eines Einfachsystems aufzulegen.

Deutlich wird, daß der Barwert des 110 kV-Freileitungs-Doppelsystems um etwa 9 % höher als der Barwert eines Kabelsystems ohne Schrägregler liegt. Mit Schrägregler liegt hingegen der Barwert des Kabelsystems um rd. 20 % höher als der Barwert des Freileitungs-Doppelsystems.

Das Kabel-Doppelsystem ist ohne Schrägregler um rd. 20 % und mit Schrägregler um rd. 40 % aufwendiger als das Freileitungs-Doppelsystem.

Die entsprechenden Ergebnisse für die 220 kV-Trasse sind in den Abbildungen 46 und 47 zusammengefaßt.

Die Investitionskosten des 220 kV-Kabelsystems sind ohne Schrägregler um rd. 15 % und mit Schrägregler um rd. 35 % höher als diejenigen des 220 kV-Freileitungs-Doppelsystems.

Die Investitionskosten des 220 kV-Kabel-Doppelsystems liegen ohne Schrägregler um rd. 95 % und mit Schrägregler um rd. 115 % höher als diejenigen des 220 kV-Freileitungs-Doppelsystems.

Hier liegt bereits der Barwert des einzelnen Kabelsystems ohne Schrägregler um etwa 10 % höher als der Barwert des Freileitungs-Doppelsystems. Mit Schrägregler liegt hingegen der Barwert des Kabelsystems um rd. 50 % höher als der Barwert des Freileitungs-Doppelsystems.

Das 220 kV-Kabel-Doppelsystem ist ohne Schrägregler um rd. 50 % und mit Schrägregler um rd. 95 % aufwendiger als das 220 kV-Freileitungs-Doppelsystem.

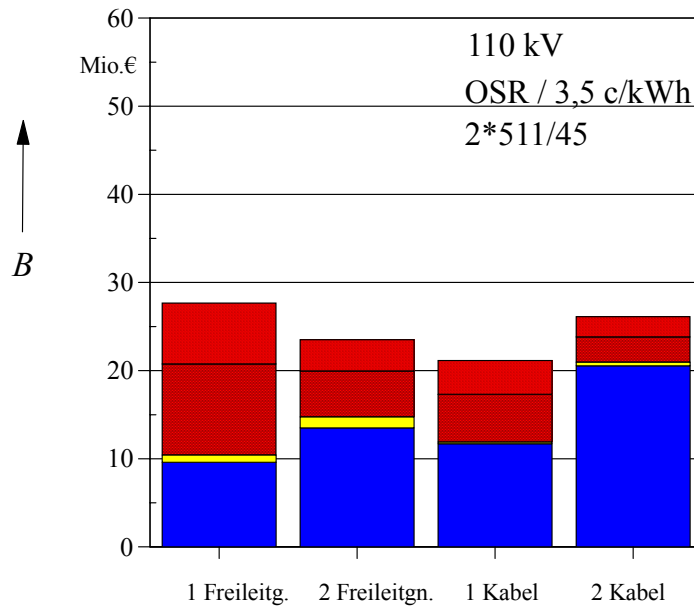
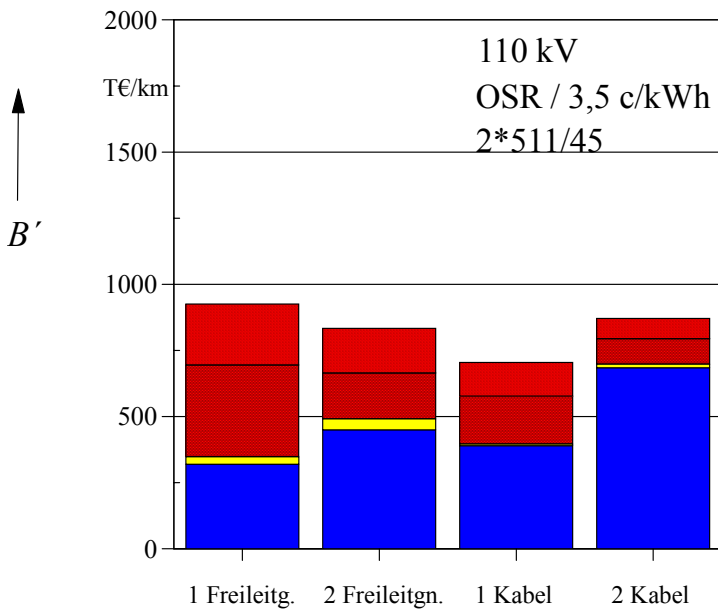


Abb. 44:

**30 km-lange 110 kV-Trasse (260 MVA)  
ohne Schrägregler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0 \%$ )

b) Investitionskosten und Barwerte der  
30 km-langen Trasse

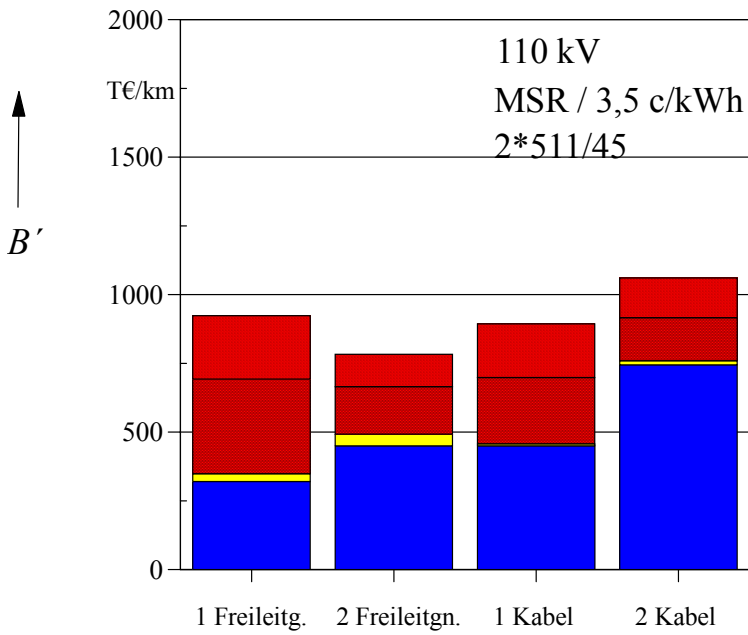


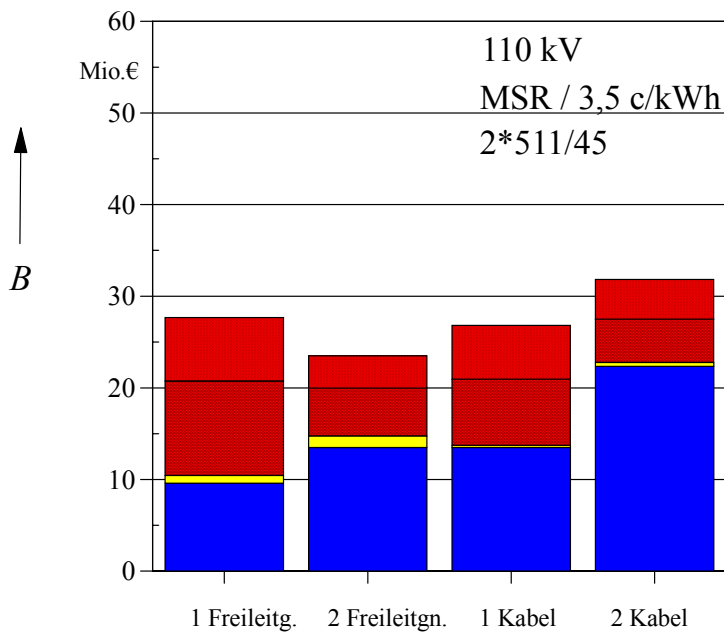
Abb. 45:

**30 km-lange 110 kV-Trasse  
(260 MVA)  
mit Schrägregler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und Barwerte der  
30 km-langen Trasse

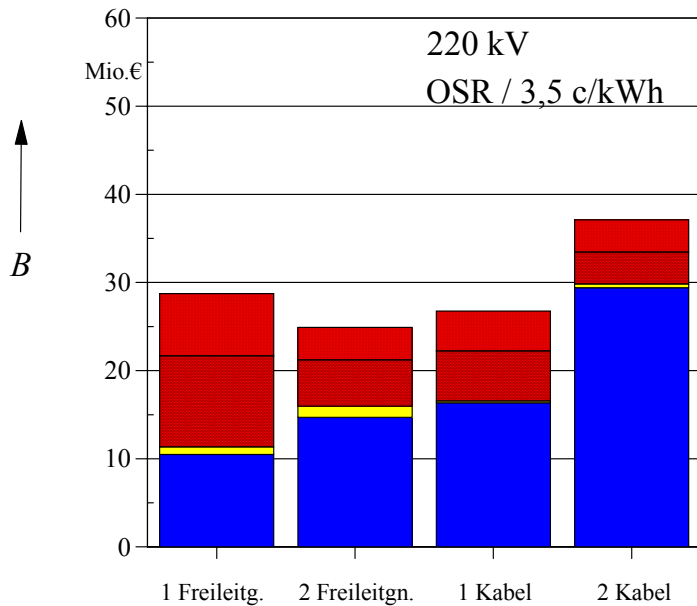
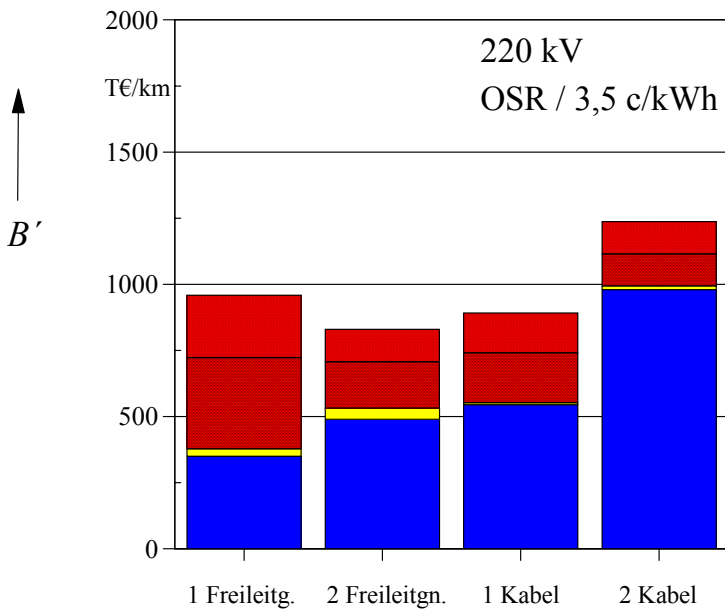


Abb. 46:

**30 km-lange 220 kV-Trasse (520 MVA)  
ohne Schrägregler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene  
Investitionskosten und  
Barwerte ( $z = 5,0\%$ )

b) Investitionskosten und Barwerte der  
30 km-langen Trasse

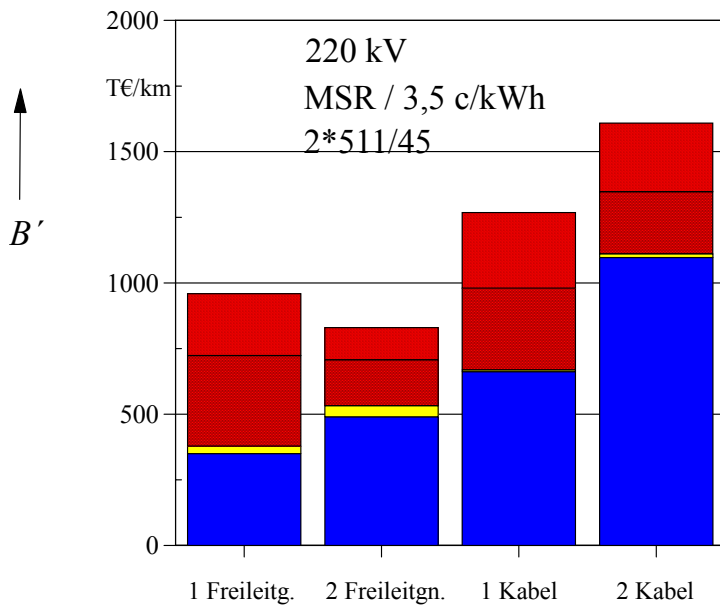


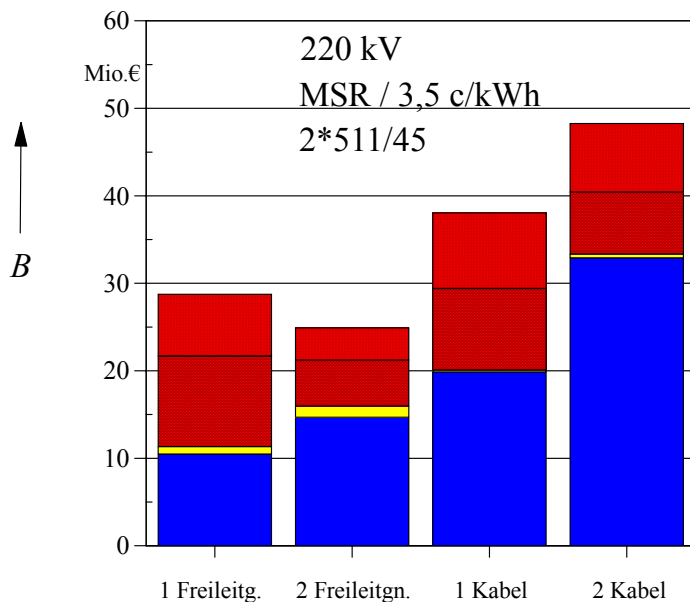
Abb. 47:

**30 km-lange 220 kV-Trasse (520 MVA) mit Schrägregler**

**Verlustkosten: 3,5 c/kWh**

blau: Investitionen  
gelb: Wartung  
rot, gepunktet: Verlustkosten

a) Längenbezogene Investitionskosten und Barwerte ( $z = 5,0\%$ )



b) Investitionskosten und Barwerte der 30 km-langen Trasse

Schon die wenigen angeführten Beispiele zeigen, daß für die betrachteten 110 kV- und 220 kV-Trasse erhebliche Optimierungsmöglichkeiten bezüglich des Leiterquerschnitts der Freileitung und sicher auch noch - wenn auch mit geringeren Auswirkungen - bezüglich des Leiterquerschnitts der Kabel im Sinne einer Kostenminimierung gegeben sind.

Bei der diskutierten Realisierung der 380 kV-Trasse scheint hingegen durch den Ansatz des Viererbündels (Al/St 4\*264-AL1/34-ST1A) bereits ein wirtschaftlich günstiger Leiterquerschnitt gewählt worden zu sein.

Ohne genauere Kenntnis der Trassenverhältnisse, d.h. insbesondere ohne Klärung der Frage nach Bedarf an einem Schrägregel-Transformator oder Längsdrosseln (nach Lastflußuntersuchungen), nach Bedarf an Blindstrom- und Erdschlußstrom-Kompensation sowie ohne Verständigung mit dem Netzbetreiber über die in Ansatz zu bringenden spezifischen Verlustkosten und die von ihm tatsächlich erzielbaren Anschaffungskosten bei Kabeln und Freileitungen soll jedoch an dieser Stelle auf weitere Optimierungsuntersuchungen zu der konkret geplanten 110 kV-Trasse [1] verzichtet werden.

## 17. Zusammenfassung

Es wird der Ausbau einer 30 km langen Übertragungsstrecke diskutiert, die der Verstärkung eines heute zeitweise schon und in Zukunft in zunehmendem Maße durch die Übertragung von Windenergie überlasteten Netzbereiches dienen soll. Hierzu wird alternativ die Errichtung einer Freileitungs- bzw. einer Kabeltrasse betrachtet.

Die vorgegebenen Übertragungsleistungen in den einzelnen Spannungsebenen sowie die Auslegung der Freileitung mit dem häufig eingesetzten Seiltyp Al/St 264-AL1/34-ST1A, bei 110 kV und 220 kV als Zweierbündel und bei 380 kV als Viererbündel, orientieren sich an der von einem Netzbetreiber im Rahmen eines aktuellen Genehmigungsverfahrens konkret vorgegebenen Auslegung des Freileitungssystems [1].

Die Berücksichtigung der Windlastcharakteristik führt zu erhöhten Kabelbelastbarkeiten, die bei EVU-Betrieb mit normalem Tageslastgang etwa einem Belastungsgrad von  $m = 0,75$  entsprechen würden. Der sich ergebende Arbeitsfaktor (Verlustmittelwert) von  $q = 0,276$  wird den sich anschließenden Verlust- und Verlustkostenberechnungen zugrundegelegt. Er entspricht den bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen üblichen Ansätzen.

Auch wenn für die Übertragungsstrecke Dauerlast ( $m = 1,0$ ) vorgegeben wird, kann für die durch die thermische Grenzleistung der Freileitung vorgegebenen Übertragungsleistung eine adäquate Realisierung mit Kabeln gefunden werden. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich würde sich in diesem Falle allerdings wegen der höheren Verluste spürbar zuungunsten der Freileitungen verschieben.

Bei der Untersuchung zeitweiliger Überlastbarkeiten zeigt sich, dass Kabel wegen ihrer thermischen Trägheit – je nach Vorlast – in einer Größenordnung bis zu 30 % über ein bis drei Tage überlastet werden können. Ein Temperaturmonitoring ist aufwendig, aber bei Kabeln Stand der Technik.

Eine bei Standard-Randbedingungen entsprechend DIN/EN 50 182 (35°C Außentemperatur; 0,6 m/s Windgeschwindigkeit) dicht an ihrer thermischen Grenzleistung betriebene Freileitung ist wegen ihrer geringen Wärmekapazität nur im Minutenbereich überlastbar. Allerdings sind diese, von der Norm unter dem Aspekt der Allgemeingültigkeit vorgegebenen Randbedingungen in den seltensten Fällen gegeben. Wird die Seiltemperatur einer Freileitungstrasse durch ein Monitoring überwacht, so werden in den allermeisten Situationen ganz erhebliche zeitweilige Überlastbarkeiten von 50...100 % und mehr möglich sein. Aber auch schon bei Überwachung der Außentemperatur und der Sonneneinstrahlung auf der Trasse ergeben sich Möglichkeiten, in vielen Fällen die Freileitungen um bis zu 30 % stärker zu belasten.

Zur Begrenzung einlaufender Spannungswellen sind die Kabel mit Überspannungsableitern an beiden Enden zu schützen. Bei einer Zwischenverkabelung sind die letzten beiden Spannfelder der Freileitungen mit einem zusätzlichen Erdseil zu schützen. Mit Hilfe dieser Maßnahmen erscheint ein etwa 30 km langes Kabel durch Blitz- oder Schaltstoßspannungen weniger gefährdet als ein solches Kabel geringer Länge im normalen Netzeinsatz.

Bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird eine Lebensdauer der VPE-Kabel angesetzt, die etwa der Lebensdauer der Freileitungsseile entspricht (35...40 a).

Die Kabelstrecke sollte bei größeren Übertragungslängen zur Verringerung der kapazitiven Blindstromaufnahme an beiden Enden mit Querdrosseln kompensiert werden, die jeweils die halbe Kabelblindleistung induktiv aufweisen. Mit einer solchen Kompensation sind Drehstromübertragungen über ganz erhebliche Längen (im 110 kV-Bereich über mehr als 200 km) möglich. Für die betrachtete



30 km-Strecke könnte, bei entsprechender Kabelauslegung, die Kompensation sogar entfallen. Sie wird allerdings im vorliegenden Vergleich bei den Verlusten und den Kosten mit berücksichtigt, nicht zuletzt auch als rechnerischer Sicherheitszuschlag für den Fall, dass auftretende Oberschwingungen mit Hilfe der Kompensationseinrichtung unterdrückt werden müssen. Zusätzlich wird ein Kompensationsaufwand derselben Größe zur Erdschlußstrombegrenzung im gelöscht betriebenen 110 kV-Netz berücksichtigt.

Aufgrund der geringeren Längsimpedanz des Kabels zieht dieses bei unmittelbarer Parallelschaltung mit einer Freileitung den größeren Anteil des Gesamtstromes auf sich. In diesem Falle würde zur Einstellung des gewünschten Lastflusses ein Schrägregel-Transformator (oder auch nur Längsdrosseln) in Reihe zum Kabel erforderlich. Allerdings sind die tatsächlichen Verhältnisse in vermaschten Netzen weitaus komplizierter, sodass der Bedarf an einem solchen Transformator zunächst geklärt werden muß. Um bei der Kabelvariante nicht zu günstig zu kalkulieren, wird in dem durchgeführten Wirtschaftlichkeitsvergleich ein zusätzlicher Transformator alternativ berücksichtigt. Wird ein solcher Transformator eingesetzt, so bietet er Vorteile auch im Hinblick auf einen flexiblen, verlustoptimierten Betrieb. Er kann zudem als Sternpunktbildner bei der Erdschlußstromkompensation verwendet werden. Als weitaus kostengünstigere und verlustärmere Alternative werden allerdings in [25] Längsdrosseln zur Lastflußsteuerung vorgeschlagen.

Der Wartungsaufwand ist bei Freileitungen spürbar höher als bei Kabeln. Allerdings spielen die Wartungskosten für die Wirtschaftlichkeit nur eine untergeordnete Rolle.

Die Ausfallraten neuer VPE-Kabel liegen in vergleichbarer Größenordnung wie die Ausfallraten von Freileitungen; allerdings sind die Reparaturzeiten der Kabel wesentlich höher. Unter Beachtung der Tatsache, dass die überwiegende Zahl der Kabelschäden durch Erdarbeiten hervorgerufen werden und damit vornehmlich in städtischem Gebiet auftreten, während die betrachtete Kabeltrasse durch ländliches Gebiet führt, wurden die Ausfallraten der VDN-Statistik (die überwiegend städtische Hoch- und Höchstspannungskabel, und zwar jeder Konstruktion und jedes Alters, erfasst) geringfügig zu **0,0033/(a km)** vermindert mit einer mittleren Ausfallzeit von **66 h**. Dies bedeutet für eine 30 km lange Kabeltrasse eine zu erwartende Nichtverfügbarkeit von **66 h pro Jahrzehnt**. In vielen Fällen kann ein solcher Ausfall, zumindest in Schwachlastzeiten, durch Parallelverbindungen aufgefangen werden. Muß diese Ausfallzeit in Zeiten vollständiger Netzauslastung jedoch mit Hilfe des Erzeugungsmanagements, d.h. durch Abschalten von Windkraftanlagen überbrückt werden, so bedeutet dies im Vergleich zur Freileitung (Ausfallrate von 0,0022/(a km)) eine durch die Verkabelung zusätzlich verursachte mittlere Ausfallzeit für die Windenergielieferung von etwa 6 bis 7 h pro Jahr.

Freileitungen sind weitaus stärker den Einflüssen der Umwelt (Blitz, Sturm, Eis, Schnee, Nebel, Pflanzen, Vögel) ausgesetzt als Kabel. Die hierdurch auftretenden Störungen in Form von Lichtbögen können aber in den allermeisten Fällen sofort, durch eine Kurzunterbrechung, wieder behoben werden. Zu fürchten sind allerdings extreme Stürme, wie sie in 1999 in Frankreich durch Mastumbrüche zu Blackouts und langwierigen Reparaturmaßnahmen führten. Aus diesem Grunde fordert die Europäische Kommission in [20] verstärkte, koordinierte Bemühungen der europäischen Länder um Verkabelungen besonders exponierter Freileitungstrassen mit dem Ziel erhöhter Versorgungssicherheit. Allerdings sind solche katastrophalen Auswirkungen außerordentlich selten und in Deutschland in diesem Maße bisher nicht aufgetreten.

Hinsichtlich der Beeinflussung der Umwelt sind es in erster Linie die optische Beeinträchtigung, die Nutzungsbeschränkungen und die Magnetfelder, die bei den Genehmigungsverfahren zu Widerständen bei den anliegenden Eigentümern und in der übrigen Bevölkerung führen. Auch die Schäden in den Populationen von Großvögeln werden in solchen Verfahren angeführt. Die vorliegende Studie zeigt,

dass für die hier diskutierten Übertragungsleistungen die Magnetfelder sowohl der Kabel als auch der Freileitungen weit unter dem gesetzlichen Vorsorge-Grenzwert von 100  $\mu\text{T}$  bleiben.

Beim Wirtschaftlichkeitsvergleich zeigt sich zunächst, dass die Investitionskosten der Freileitungstrassen teilweise erheblich geringer sind als die Investitionskosten der Kabeltrassen, bei denen der gegebenenfalls notwendige Transformator die Kosten weiter anheben kann.

Dem Kabel kommt bei der vorliegenden Aufgabenstellung des vornehmlichen Windenergietransportes zugute, dass bei Ausfall des Kabels die (n-1)-Sicherheit des Netzbereiches auch durch das Erzeugungsmanagement erreicht werden kann, so dass für die hier vorgegebenen Übertragungsleistungen auch der Vergleich eines Kabelsystems mit einem (in der Redundanz natürlich höherwertigen) Freileitungs-Doppelsystem in Betracht gezogen werden kann.

Die Kostenfaktoren Kabel/Freileitung der *Investitionskosten* reichen nach Tabelle 27, d.h. bei einer Dimensionierung entsprechend [1], von 1,3 bis 3,1 im Bereich 110 kV und 220 kV sowie bis zu etwa 4,5 für 380 kV. Kann die thermische Grenzleistung der 380 kV-Freileitung von 1800 MVA genutzt werden – was normalerweise nur bei kurzen Übertragungslängen möglich ist –, so wird eine zusätzliche 380 kV-Kabeltrasse erforderlich, und der Kostenfaktor liegt dann etwa beim Doppelten, d.h. bei etwa 5...9.

Berücksichtigt und kapitalisiert man die Leistungs- und Arbeitskosten der Übertragungsverluste, so ergeben sich folgende Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleiches:

Es wird in allen Spannungsebenen deutlich, daß es bei der Realisierung einer Freileitungstrasse betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, zur Minderung der Verlustkosten ein Doppelsystem anstelle eines Einfachsystems aufzulegen.

Bei den Kabelanlagen fallen die stromabhängigen Verluste, ab 220 kV aber zunehmend auch die spannungsabhängigen Verluste in den Kabelisolierungen, in den Kompensationsdrosseln und, falls vorhanden, im zusätzlichen Transformator negativ ins Gewicht.

Für die **110 kV-Ebene** gilt bei einer Dimensionierung entsprechend [1]:

Bei allen erfassten Varianten ist ein 110 kV-Kabelsystem günstiger als ein Freileitungs-Doppelsystem.

Falls die Übertragungsstrecke keinen Schrägregel-Transformator erfordert, ist auch das Kabel-Doppelsystem günstiger als das Freileitungs-Doppelsystem; im anderen Falle gilt dies nur noch für den Arbeitskostenansatz entsprechend EEG-Einspeisevergütung, während es bei einem Ansatz von 0,035 €/kWh geringfügig teurer ist als das Freileitungs-Doppelsystem.

Für die **220 kV-Ebene** gilt bei einer Dimensionierung entsprechend [1]:

Die Barwerte des Freileitungs-Doppelsystems liegen – je nach Verlustkostenbewertung - um (8...23 %) höher als die Barwerte eines Kabelsystems (ohne Schrägregler).

Wird ein Schrägregler benötigt, so kehren sich die Verhältnisse um. Bei allen erfassten Varianten betragen die Mehrkosten eines 220 kV-Kabelsystem gegenüber einem 220 kV-Freileitungs-Doppelsystem weniger als 30 %.

Das Kabel-Doppelsystem ist in der 220 kV-Ebene spürbar aufwendiger als das Freileitungs-Doppelsystem: ohne Schrägeregler ist es um 5 % bis zu 31 % und mit Schrägeregler um 43 % bis zu 70 % teurer (Kostenfaktor: 1,7).

Land/ Institution	Kostenfaktor				
	150/220 kV	Studie: Invest./Barwert		380 kV	Studie: Invest./Barwert
		110 kV	220 kV		380 kV
Dänemark Eltra/Elkraft	<b>4,0</b>	<b>1,3...1,5</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>1,6...1,9</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>7,2</b>	<b>2,2...2,7 (4,4...5,4)</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)
Frankreich (RTE) (für ländliche Bereiche)	<b>2,2...3</b>			<b>10</b>	
Italien (El. Authority)	<b>5,5</b>	<b>2,3...2,5</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>2,8...3,1</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>5,9</b>	<b>4,0...4,5 (8...9)</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)
Norwegen (Statnett)	<b>4,5</b>	/	/	<b>6,5</b>	/
Österreich (Verbund APG Steiermark)	-	<b>0,7...1,1</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>0,8...1,3</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>8</b>	<b>1,7...2,6 (3,5...5,2)</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)
Irland (ESB National Grid)	<b>7,7</b>			-	
UK (E&W)	-	<b>0,9...1,2</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>1,1...1,7</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>15-25</b>	<b>2,4...3,6 (5...7,2)</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)

Tabelle 27: Zusammenstellung der in [20] angegebenen Kostenfaktoren Kabel/Freileitung (kursiv) sowie den Ergebnissen der vorliegenden Studie bei Dimensionierung der Freileitung entsprechend [1]

Legt man hingegen die 110 kV- bzw. 220 kV-Freileitung mit ungefähr doppeltem Leiterquerschnitt, d.h. mit einem Zweierbündel **2\*Al/St 511/45** aus, so gilt bei einem Verlustkostenansatz von 3,5 ct/kWh

a) für die **110 kV-Ebene**:

Falls die Übertragungsstrecke keinen Schrägregel-Transformator erfordert, so liegt der Barwert eines 110 kV-Kabelsystems um rd. 10 % günstiger und im anderen Fall um etwa 20 % höher als der Barwert ein Freileitungs-Doppelsystems.

Das Kabel-Doppelsystem ist ohne Transformator um 23 % und mit Transformator um rd. 40 % aufwendiger (Barwert) als das Freileitungs-Doppelsystem.

b) für die 220 kV-Ebene:

Falls die Übertragungsstrecke keinen Schrägregel-Transformator erfordert, so liegt der Barwert eines 220 kV-Kabelsystems um rd. 10 % und im anderen Fall um etwa 50 % höher als der Barwert eines Freileitungs-Doppelsystems.

Das 220 kV-Kabel-Doppelsystem ist ohne Transformator um 40 % und mit Transformator um rd. 90 % aufwendiger (Barwert) als das Freileitungs-Doppelsystem.

Es ergeben sich jetzt die Kostenfaktoren der Tabelle 28

Land/ Institution	Kostenfaktor				
	150/220 kV	Studie: Invest./Barwert		380 kV	Studie: Invest./Barwert
		110 kV	220 kV		380 kV
Dänemark Eltra/Elkraft	<b>4,0</b>	<b>0,9...1,0</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>1,2...1,4</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>7,2</b>	<b>2,2...2,7 (4,4...5,4)</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)
Frankreich (RTE) (für ländliche Bereiche)	<b>2,2...3</b>			<b>10</b>	
Italien (El. Authority)	<b>5,5</b>	<b>1,5...1,7</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>2,0...2,2</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>5,9</b>	<b>4,0...4,5 (8...9)</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)
Norwegen (Statnett)	<b>4,5</b>	/	/	<b>6,5</b>	/
Österreich (Verbund APG Steiermark)	-	<b>0,9...1,2</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>1,1...1,5</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>8</b>	<b>1,7...2,6 (3,5...5,2)</b> (1 Kabel/ 2 Freiltgn.)
Irland (ESB National Grid)	<b>7,7</b>			-	
UK (E&W)	-	<b>1,2...1,4</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>1,4...1,9</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)	<b>15-25</b>	<b>2,4...3,6 (5...7,2)</b> (2 Kabel/ 2 Freiltgn.)

Tabelle 28: Zusammenstellung der in [20] angegebenen Kostenfaktoren Kabel/Freileitung (kursiv) sowie den Ergebnissen der vorliegenden Studie bei Dimensionierung der 110 kV- und der 220 kV-Freileitung mit gegenüber [1] etwa verdoppeltem Leiterquerschnitt

Für die 380 kV-Ebene gilt:

Einerseits durch das Auflegen von Viererbündeln, d.h. durch den vergrößerten Leiterquerschnitt der Freileitung, und andererseits durch die stark ansteigenden Dauerverluste der Kabel, ihrer Kompensationsspulen und ggfs. des Zusatztransformators geht der Verlustkostenvergleich hier eindeutig zugunsten der Freileitung aus. Das Kabelsystem ist in dieser Spannungsebene auch energetisch ungünstiger als die Freileitung.

Bei allen erfassten Varianten liegen die Mehrkosten zur Errichtung eines 380 kV-Kabelsystem (mit Regeltransformator) gegenüber einem 380 kV-Freileitungs-Doppelsystem etwa um den Faktor 3 höher, wenn die Freileitung mit 900 MVA, d.h. nur mit der Hälfte ihrer thermischen Grenzleistung (dem 1,5fachen ihrer natürlichen Leistung) betrieben wird. Kann diese thermische Grenzleistung von 1800 MVA genutzt werden, so wird eine zusätzliche Kabeltrasse erforderlich, und der Kostenfaktor liegt bei etwa 6.

Die Errichtungskosten eines Kabel-Doppelsystems liegen im Vergleich zu einem mit der thermischen Grenzlast eines Systems betriebenen Freileitungs-Doppelsystems um den Faktor 9 höher.

Bei Ansatz niedriger Verlustkosten ist ein 380 kV-Kabel-Doppelsystem (mit Regeltransformator) um den Faktor 3,6 aufwendiger als ein 380 kV-Freileitungs-Doppelsystem, wenn die Freileitung mit 900 MVA betrieben wird. Kann die thermische Grenzleistung der Freileitung von 1800 MVA genutzt werden, so werden zwei Kabeltrassen erforderlich, und der Kostenfaktor liegt bei etwa 7,2. Beim Kabelsystem ist dann (n-1)-Sicherheit allerdings nur für 900 MVA gegeben. Wird (n-1)-Sicherheit für 1800 MVA verlangt, so verdoppeln sich die Kabelkosten und damit auch der Kostenfaktor in etwa noch einmal. Diese Betrachtung ist jedoch in der vorliegenden Studie nicht zu Ende geführt worden. Sie sollte – bei Optimierung beider Systeme – an anderer Stelle weiter vertieft werden.

Allgemein bleibt festzustellen:

Diese Kostenfaktoren wurden ermittelt unter dem vorrangigen Aspekt der Netzverstärkung zur Windenergie-Übertragung, d.h. mit besonderer Gewichtung der 110 kV-Ebene. Vor dem Hintergrund des Erzeugungsmanagements kann diskutiert werden, hierbei die Redundanzanforderungen an die Ausbautrasse weniger stringent zu erheben als bei einer normalen Trasse, da im Fehlerfall die Funktionsfähigkeit des Netzbereiches durch zeitweilige Abschaltung von Windkraftanlagen gesichert werden kann. Zudem führt der Ansatz der vornehmlichen Windenergieübertragung zu erhöhten Kabelbelastbarkeiten (die etwa den Belastbarkeiten bei einem Tageslastzyklus mit dem Belastungsgrad  $m = 0,75$  entsprechen) gegenüber dem Ansatz einer mit Dauerlast ( $m = 1,0$ ) betriebenen Trasse.

Die ermittelten Kostenfaktoren liegen aufgrund dieses besonderen Ansatzes und aufgrund der Kapitalisierung der Verlustkosten weitaus niedriger als die normalerweise genannten Faktoren, die allerdings üblicherweise von einer in der Kabeltrasse realisierten (n-1)-Redundanz, in großstädtischen Trassen oft sogar (wegen der langen Ausfalldauer im Falle eines Kabelschadens) von einer (n-2)-Redundanz ausgehen. Sie liegen insbesondere bei einer Dimensionierung der 110 kV- und 220 kV-Freileitungen entsprechend [1] sehr niedrig, da hierbei die Verlustkosten eine dominierende Rolle zuungunsten der Freileitung spielen. Hier scheint erhebliches Optimierungspotential durch Vergrößerung der Seilquerschnitte gegeben zu sein. Alternative, sich bei Verdopplung des Leiterquerschnitts ergebende Kostenfaktoren werden aufgezeigt.

Vergleicht man die ermittelten Kostenfaktoren mit den aktuellen Angaben, die von einigen europäischen Länder in den Report der Europäischen Kommission [20] eingespeist wurden, so ergeben sich nach den Tabellen 27 und 28 doch einige Übereinstimmungen (wobei die Voraussetzungen zu [20] - z.B. Barwert- oder nur Investitionskosten-Betrachtung - dem Verfasser nicht näher bekannt sind).

Grundsätzliche, unüberwindliche technische Probleme bei der Verkabelung einzelner Netzverstärkungstrassen konnten in dieser Studie nicht aufgezeigt werden. In der 110 kV-Ebene führt der Wirtschaftlichkeitsvergleich unter Berücksichtigung von Arbeits- und Leistungskosten teilweise zu sehr günstigen Kabellösungen.

Ein Umwegfaktor für die Kabeltrasse wurde formal nicht berücksichtigt. Beim Vergleich in der 110 kV-Ebene wurden allerdings die Freileitungskosten an den zu [1] für eine 26 km lange Trasse genannten Gesamtkosten orientiert, während der Vergleich von einer Trassenlänge von 30 km ausgeht. Implizit ist hier also ein Faktor von 1,15 zuungunsten der Kabelvariante eingeflossen, der als Umwegfaktor interpretiert werden könnte.

Ein möglicher Vorteil der Verkabelung, der zur Initiierung dieser Studie beigetragen hat, kann hier nicht quantifiziert werden: durch ihre höhere Akzeptanz besteht für eine Kabeltrasse eine gewisse Wahrscheinlichkeit, rascher als eine Freileitungstrasse die Genehmigungsverfahren zu durchlaufen, so dass insgesamt eine raschere Realisierbarkeit gegeben wäre.

## 18. Schrifttum

- [1] E.ON Netz  
Neubau der 110-kV Freileitung Breklum-Flensburg  
Projektbeschreibung zur Antragskonferenz, 2003
- [2] H. Brakelmann  
Kabelverbindungen der Offshore-Windfarmen Butendiek und DanTysk zum Festland  
Interne Studie, Duisburg, März 2004
- [3] H. Brakelmann  
Bemessung der Energiekabel zur Netzanbindung von Offshore-Windfarmen  
F. Richert, ew (2004), S. 56-59
- und:  
Bemessung der Landkabel zur Netzanbindung von Offshore-Windfarmen  
Veröffentlichung in Vorbereitung (s. Anlage 1)
- [4] D. Karlsson  
e.a.  
Comparison of 130 kV XLPE cable systems and OH lines  
- loading capability, reliability and planning criteria  
CIGRE-Report 37-104, Session 2002
- [5] VDEW  
Netzverluste – Eine Richtlinie für ihre Bewertung und Verminderung  
VDEW, Frankfurt, 1978
- [6] Palic, M. e.a.  
Kabel und Freileitungen in überregionalen Versorgungsnetzen  
expert-verlag, Ehningen, 1992
- [7] Obermair, G.M.  
e.a.  
Hochspannungsleitungen  
Springer-Verlag, Berlin, 1985
- [8] Informationszentrale  
d. Elektrizitätswirtschaft  
Foliendienst  
Blatt 2.4a/12/83
- [9] DIN/EN 50 182  
Leiter für Freileitungen  
Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten  
Deutsche Fassung EN 50182:2001  
(früher: DIN 48 204 1984-04)
- [10] Webs, A.  
Dauerstrombelastbarkeit von nach DIN 48201 gefertigten Freileitungsseilen aus Kupfer, Aluminium und Aldrey  
El.wirtsch. (1963) S. 861-872
- [11] CIGRE WG 22.12  
The Thermal Behaviour of Overhead Conductors  
Section 1 and 2: Mathematical model for evaluation of conductor temperature in the steady state and the application thereof  
Electra (1992) pp. 107-125

- [12] CIGRE WG 22.12                    The Thermal Behaviour of Overhead Conductors  
Section 3:    Mathematical model for evaluation of conductor temperature  
in the unsteady state
- [13] CIGRE WG 22.12                    The Thermal Behaviour of Overhead Conductors  
Section 4:    Mathematical model for evaluation of conductor temperature  
in the adiabatic state  
Electra (1999) pp. 75-87
- [14] IEC 60287                            Current ratings of cables for continuous load  
(100 % load factor)  
IEC-Publikation, 1995
- [15] D. Speck e.a.                        Energiekabel im EVU  
Expert-Verlag, Renningen-Malmsheim, 1994
- [16] G. Balog  
      H. Brakelmann e.a.                Transient Voltages Affecting Long Cables  
Report CIGRE WG B-06, 2004-08-14  
to be published in Electra
- [17] VDEW                                Kabelhandbuch  
VDEW-Verlag, Frankfurt, 2001
- [18] Fischer, F.  
      Nefzger, P.  
      Kaintzyk, U.                        Freileitungen  
Springer-Verlag, 2001
- [19] Obergünne, M. e.a.                Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeits-  
berechnungen aus der VDN-Störungsstatistik  
ew (2004) H. 15, S. 32-36
- [20] Bernhardt, J.H.                      Gesundheitliche Aspekte niederfrequenter Felder der Stromversorgung  
Deutsches Ärzteblatt 99, Ausgabe 27 vom 05.07.2002,  
Seite A-1898 / B-1601 / C-1496
- [21] Commission of the                Undergrounding of Electricity Lines in Europe  
European Communities                Background Paper, Brussels, 10. Dec. 2003
- [22] L. Heinhold  
      R. Stubbe                              Kabel und Leitungen für Starkstrom  
Siemens AG, Berlin/München, 1969
- [23] H. Brakelmann                      Belastbarkeiten der Energiekabel  
- Berechnungsmethoden und Parameteranalysen  
VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
- [24] H. Brakelmann                      Energietechnik programmiert  
- Probleme, Lösungen, Programme -  
VDE-Verlag (1989) S. 1 – 266
- [25] K. Papp  
      e.a.                                    High Voltage Series Reactors for Load Flow Control  
CIGRE-Report C2-206, Cigré-Session September 2004

## Landkabel-Belastbarkeiten bei der Netzanbindung von Offshore-Windfarmen

H. Brakelmann  
Universität Duisburg-Essen

F. Richert  
GEO mbH, Enge-Sande

### 1. Problemstellung

Bei der Auslegung der Kabelverbindungen zur Netzanbindung großer Offshore-Windfarmen ergeben sich neue Aspekte: während zur Zeit von Kabelherstellern und sonstigen Planungsinstanzen bei der Ermittlung der Strombelastbarkeiten üblicherweise Dauerlast angenommen wird, bietet die Berücksichtigung der Windstatistik nach [1, 2] bei der Bestimmung der Kabelverluste und nach [3] bei der Berechnung der Belastbarkeiten der Seekabel unter verschiedenen Auslegungskriterien erhöhtes Optimierungspotential.

Bei der Dimensionierung der Landkabel zur Abführung der Windparkleistung, die durchaus oft über Längen von einigen 10 km geführt werden müssen, treten neue Gesichtspunkte hinzu: gegenüber einer im Bereich des offenen Meeres und des Wattenmeeres näherungsweise einheitlichen Wärmeleitfähigkeit des Bodens ist hier das Problem einer möglichen partiellen Austrocknung des Kabelgrabens zu beachten, die zu erheblichen Einschränkungen der Kabelbelastbarkeit führen kann.

Ein Standard-Berechnungsverfahren empfiehlt IEC [4] mit dem Zweischichtenmodell (vergl. auch [5...7]). Im Folgenden soll ein Berechnungsverfahren vorgestellt und auf eine Anordnung nach Abb. 1 angewendet werden, dass auf dieser Basis die besonderen Gegebenheiten einer von der Windstatistik abhängigen Kabelbelastung berücksichtigt.

### 2. Kabelbelastbarkeit bei Berücksichtigung der Windstatistik

Der Ansatz einer dauernd anstehenden Höchstlast für die Kabelauslegung ist unrealistisch. Wie in [8] ausführlich dargelegt, sind die zeitlichen Mittelwerte der Windparkleistung und damit auch der Verluste im Kabel weit niedriger als die entsprechenden Höchstwerte. Zur Ermittlung des Zeitmittelwertes der Kabelverluste kann man zunächst der Windgeschwindigkeit eine statistische Häufigkeit z.B. in Form einer Rayleigh-Verteilung (als Spezialfall der Weibull-Verteilung [9]) zuordnen:

$$h(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{\bar{v}^2} \cdot e^{-\frac{\pi v^2}{4 \bar{v}^2}} \quad (1)$$

mit  $\bar{v}$  der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, aus der sich eine Summenhäufigkeit von

$$S_v(v) = \int_0^v h(v') \cdot v' \cdot dv' = 1 - e^{-\frac{\pi v^2}{4 \bar{v}^2}} \quad (2)$$

ergibt. Berücksichtigt man noch die Abhängigkeit der Windparkleistung  $P_{WP}$  von der Windgeschwindigkeit, so erhält man die mittlere Windparkleistung (Erwartungswert) zu



$$\bar{P}_{WP} = \int_0^{\infty} h(v) \cdot P_{WP}(v) \cdot dv \quad , \quad (3a)$$

woraus als bezogene Größe der Faktor  $q_p = \bar{P}_{WP} / \hat{P}_{WP}$  (3b)

definiert werden kann. Auch der Kabelverlustbelag  $P_1$  im Trassenquerschnitt läßt sich als Funktion der Windgeschwindigkeit darstellen. Für HGÜ-Kabel ist eine quadratische Abhängigkeit vom Leiterstrom  $I$  gegeben:

$$\frac{I}{\hat{I}} \approx \frac{P_{WP}}{\hat{P}_{WP}} \quad \text{und} \quad \frac{P_1}{\hat{P}_1} \approx \left( \frac{I}{\hat{I}} \right)^2 \quad . \quad (4a)$$

Definiert man noch für den Strommittelwert den Faktor  $q_I = \bar{I} / \hat{I}$  , (4b)

so gilt in diesem Falle  $q_I = q_p$  .

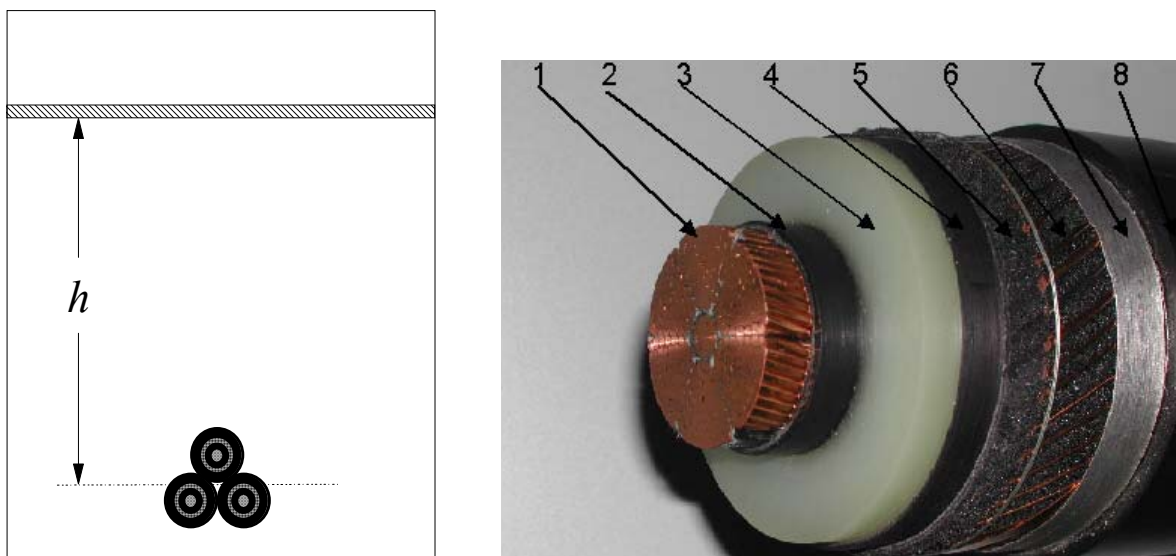


Abb. 1: Untersuchte Anordnung (links) und Aufbau des 150-kV-Kabels (rechts; Nexans)  
 1 Leiter    2 Leiterglättung    3 Isolierung    4 Abschirmung  
 5 leitf. Krepppapier    6 Kupferdrahtschirm    7 Al-Schichtenmantel  
 8 Korrosionsschutz

Bei Drehstromkabeln muß nicht nur die Abhängigkeit des mit der Windparkleistung schwankenden Wirkstromes, sondern auch der Ladestrom des Kabels berücksichtigt werden, der auch bei Leerlaufbetrieb ( $P_{WP} \approx 0$ ) von beiden Seiten in das Kabel eingespeist wird. Damit wird der Laststrom des Kabels auch ortsabhängig. Bei beidseitiger Kompensation des Kabels wird die Auslegung sinnvollerweise für das Kabelende mit dem höchsten Ladestrom ausgelegt. Wird das Verhältnis dieses Ladestromes  $I_0$  zum Höchstwert des vom Windpark gelieferten Wirkstromes zu

$c = I_0 / \hat{I}_{WP}$  definiert, so wird der Höchstwert des Laststromes

$$\hat{I} = \hat{I}_{WP} \cdot \sqrt{1 + c^2} \quad . \quad (5a)$$

Die Abhängigkeit des Kabelstromes von der Windparkleistung wird nun durch

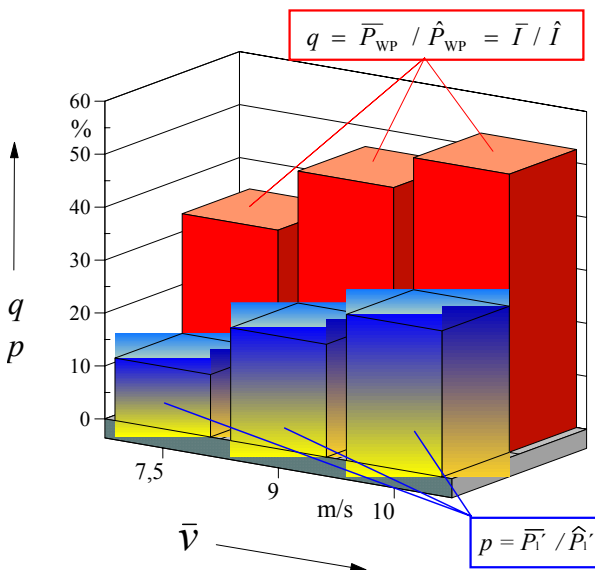
$$\frac{I}{\hat{I}} = \sqrt{\left(\frac{P_{WP}}{\hat{P}_{WP}}\right)^2 + c^2} / \sqrt{1 + c^2} \quad \text{und} \quad \frac{P_1}{\hat{P}_1} \approx \left(\frac{I}{\hat{I}}\right)^2 \quad (5b)$$

beschrieben. Dabei ist der bezogene Zeitmittelwert des Stromes

$$q_1 = \bar{I} / \hat{I} = \sqrt{q_p^2 + c^2} / \sqrt{1 + c^2} \quad . \quad (5c)$$

Mit den Gln. (4, 5) erhält man dann den zeitlichen Mittelwert (Erwartungswert) des Kabelverlustbelags:

$$\bar{P}_1 = S_p(\infty) = \int_0^{\infty} h(v) \cdot P_1(v) \cdot dv \quad (6)$$



$\bar{v}$	$q_p = \frac{\bar{P}_{WP}}{\hat{P}_{WP}}$	$q_1 = \frac{\bar{I}}{\hat{I}}$	$p = \frac{\bar{P}_1}{\hat{P}_1}$
m/s	%	%	%
7,5	34,4	34,4	11,8
9	46,2	46,2	21,3
10	52,5	52,5	27,6

Abb. 2: Einfluß der mittleren Windgeschwindigkeit auf die Zeitmittelwerte von Windparkleistung  $P_{WP}$ , Kabelstrom  $I$  und Verlustbelag  $P_1'$  eines Kabel-systems für eine kurze Kabellänge mit  $I_0 \approx 0$

In der Abb. 2 sind für drei mittlere Windgeschwindigkeiten die mittlere Windparkleistung, der auf den Höchstwert bezogene mittlere Übertragungsstrom eines verhältnismäßig kurzen Kabels ( $I_0 \ll I_n$ ) sowie der relative Zeitmittelwert des Kabelverlustbelages zusammengestellt. Demnach ergibt sich für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 10 m/s ein bezogener Strommittelwert von 52,5 % und ein bezogener mittlerer Verlustbelag des Kabels von nur 27,6 %.

Die mittlere Erwärmung des Kabels ergibt sich aus diesem erheblich verringerten Verlustbelag  $\bar{P}_1$ ; sie wird damit weitaus geringer liegen als unter der Voraussetzung einer Dauerlast.

Mit zunehmendem Ladestrom steigt der Strommittelwert an; Tabelle 1 zeigt dies für eine mittlere Windgeschwindigkeit von  $\bar{v} = 10$  m/s. Eine spürbare Abweichung des Strommittelwertes vom

Leistungsmittelwert ist allerdings erst für Ladeströme zu erwarten, die etwa 25 % oder mehr des höchsten, vom Windpark gelieferten Wirkstromes betragen.

$c = I_0 / \hat{I}_{WP}$	$q_I = \bar{I} / \hat{I}$	$p = \bar{P}_1 / \hat{P}_1$
%	%	%
0	52,5	27,6
10	53,0	28,1
20	56,0	31,1
30	60,0	36,0
50	72,5	52,6

Tabelle 1: Einfluß des Ladestromes auf

den zeitlichen Mittelwert des Laststromes und der Verluste hier für  $\bar{v} = 10$  m/s

$$q_P = \bar{P}_{WP} / \hat{P}_{WP} = 0,525$$

## 2.1 Transiente Kabelaerwärmung

Nach Auswertung mehrjähriger Winddaten aus Nord- und Ostsee [8] ist die größte Anzahl aufeinander folgender Tage mit ununterbrochener Vollast des Windparks (d.h. mit Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe von mehr als 13...14 m/s) nicht größer als drei (ggfs. bis auf seltene statistische Ausreißer): Daher interessiert besonders das Erwärmungsverhalten innerhalb dieser Zeitspanne.

Abb. 3 zeigt die nach einem Stromsprung innerhalb eines Zeitraumes von 14 Tagen auftretende, auf den stationären Endwert bezogene Erwärmung des 150-kV-Kabelsystems, und zwar einerseits die Leitererwärmung  $\Delta\Theta_C$  und andererseits die Erwärmung  $\Delta\Theta_{100}$  eines Aufpunktes in 100 mm Abstand von der Kabeloberfläche. Demnach hat sich nach einer dreitägigen Vollastperiode der Leiter der Kabeladern erst auf rd. 60 % und der Aufpunkt im Boden erst auf rd. 40 % der jeweiligen Endtemperatur erwärmt. Demnach bestehen für den betrachteten Zeitraum erhebliche Zeitreserven bis zum Erreichen der stationären Endtemperaturen.

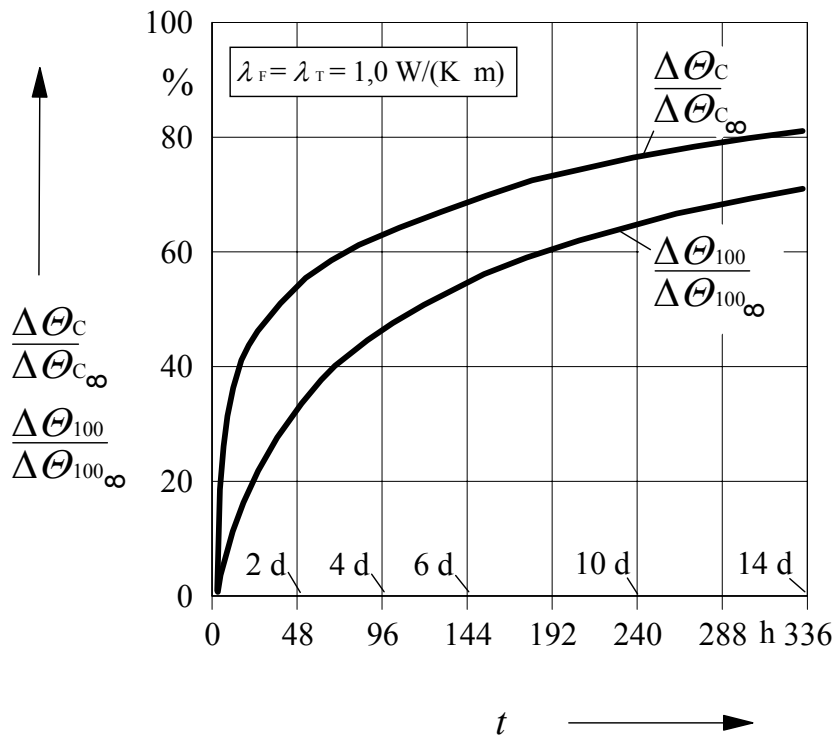


Abb. 3: Transiente, auf den Endwert bezogene Erwärmungen der Leiter ( $\Delta\Theta_c$ ) der Kabeladern nach Abb. 1 sowie eines Aufpunktes ( $\Delta\Theta_{100}$ ) in 100 mm Abstand von der Kabeloberfläche nach einem Lastsprung

## 2.2 Berechnung der Strombelastbarkeit ohne Bodenaustrocknung

Für die Tiefwasser- und Wattenmeerkabel, aber auch für Landkabel in einem thermisch stabilisierten Kabelgraben braucht eine partielle Austrocknung der Kabelumgebung nicht berücksichtigt zu werden. Ausgegangen wird hier von der Dauerbelastbarkeit  $I_D$  des Kabels, die sich aus der höchstzulässigen Leitererwärmung  $\Delta\Theta_{c,max}$  mit

$$\Delta\theta_{c,max} - \Delta\theta_D = \Delta\theta_{c,zul} = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot I_D^2 \quad (7)$$

mit  $\Delta\theta_D$  Leitererwärmung durch dielektrische Verluste (stromunabhängig),  
 $R'_c$  Leiterwiderstandsbelag bei höchstzulässiger Leitertemperatur  $\Theta_{c,max}$  und  
 $\Delta\theta_{c,max} = \Theta_{c,max} - \Theta_U$  ( $\Theta_U$  Umgebungstemperatur).

In Gl. (7) ist  $T'_{ges}$  des auf die Leiterverluste bezogene, gesamte Wärmewiderstand des Kabelinneren und der Kabelumgebung, vergl. beispielsweise [7 bis 10].

Gesucht ist der über die Zeit von n Tagen zulässige Überlaststrom, der sich mit dem Überlastfaktor  $\ddot{u}$  aus der Dauerbelastbarkeit mit

$$\hat{I} = (1 + \ddot{u}) \cdot I_D \quad (8)$$

ergibt, wenn der Stromsprung zur Zeit  $t = 0$ , ausgehend vom zeitlichen Mittelwert des Stromes:

$$\bar{I} = q \cdot \hat{I} = q \cdot (1 + \ddot{u}) \cdot I_D \quad (9)$$

erfolgt. Wird die Temperaturabhängigkeit des Widerstandsbelages  $R_C'$  vernachlässigt (Abschätzung auf der sicheren Seite), so gilt für den zeitlichen Mittelwert der Leitererwärmung  $\Delta\bar{\theta}_c$  :

$$\Delta\bar{\theta}_c - \Delta\theta_D = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot \bar{I}^2 = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot q^2 \cdot (1 + \ddot{u})^2 \cdot I_D^2 \quad . \quad (10)$$

Die durch den Stromsprung von  $\bar{I}$  auf  $\hat{I}$  hervorgerufene Erwärmung hat den Endwert

$$\Delta\theta_T = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot (\hat{I}^2 - \bar{I}^2) = T'_{ges} \cdot R'_c \cdot [(1 + \ddot{u})^2 \cdot I_D^2 - q^2 \cdot (1 + \ddot{u})^2 \cdot I_D^2] \quad (11)$$

und ist damit gleichzeitig:

$$\Delta\theta_T = \Delta\theta_{c,zul} \cdot (1 + \ddot{u})^2 \cdot (1 - q^2) \quad . \quad (12)$$

Nach dem Betrachtungszeitraum von n Tagen ist der Bruchteil  $f_{\ddot{u}} \cdot \Delta\theta_T$  dieser Erwärmung erreicht, der sich der mittleren Leitererwärmung  $\Delta\bar{\theta}_c$  so überlagert, daß gerade die höchstzulässige Leitererwärmung erreicht wird:

$$\Delta\bar{\theta}_c - \Delta\theta_D + f_{\ddot{u}} \cdot \Delta\theta_T = \Delta\theta_{c,zul} \cdot [q^2 \cdot (1 + \ddot{u})^2 + f_{\ddot{u}} \cdot (1 - q^2) \cdot (1 + \ddot{u})^2] \quad . \quad (13)$$

Aus Gl. (13) folgt die mögliche zeitweilige Überlastbarkeit des Kabels um den Faktor  $v_{\ddot{u}}$  zu

$$v_{\ddot{u}} = 1 + \ddot{u} = \frac{1}{\sqrt{f_{\ddot{u}} + q^2 \cdot (1 - f_{\ddot{u}})}} \quad . \quad (14)$$

Gleichung (14) bietet die Möglichkeit einer einfachen Bestimmung der Strombelastbarkeit eines Kabels, ausgehend von seiner Dauerbelastbarkeit. Hierzu muß zunächst die thermische Sprungantwort (bezüglich Leiter oder Aufpunkt) und hieraus – bei Vorgabe der größten Anzahl n von aufeinander folgenden Vollasttagen – der Erwärmungsfaktor  $f_{\ddot{u}}$  bestimmt werden. Außerdem muß anhand der statistischen Verteilung der Windgeschwindigkeit das Verhältnis  $q$  von Zeitmittelwert und Höchstwert der Windparkleistung berechnet bzw. vorgegeben werden. Eine Erweiterung dieses Verfahrens auf die Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung soll im Folgenden vorgenommen werden.

### 2.3 Strombelastbarkeit von Landkabeln bei partieller Bodenaustrocknung

Ausgegangen wird wieder von der Dauerbelastbarkeit  $I_D$  des Kabels, die sich unter Berücksichtigung einer partiellen Austrocknung des das Kabel umgebenden Bodens aus der höchstzulässigen Leitererwärmung  $\Delta\theta_{c,max}$  mit

$$\Delta\theta_{c,max} - \Delta\theta_d + \theta_{x,D} = \Delta\theta_{c,max} + \theta_{a,D} = T'_{ges,D} \cdot R' \cdot I_D^2 \quad (15)$$

mit  $R' = R'_c \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2)$  dem ohmschen Widerstandsbelag des Kabels bei Betriebstemperatur mit

$\lambda_1, \lambda_2$  den Zusatzverlustfaktoren für Schirm/Mantel und Bewehrung nach [10],

$\Delta\theta_d$  Leitererwärmung durch dielektrische Verluste (stromunabhängig),

$R'_c$  Leiterwiderstandsbelag bei höchstzulässiger Leitertemperatur  $\theta_{c,max}$  und

$\Delta\theta_{c,max} = \theta_{c,max} - \theta_U$  ( $\theta_U$  Umgebungstemperatur)

ergibt. In Gl. (15) ist  $\Theta_{x,D}$  der für den Dauerlastzustand gültige Korrekturterm zur Erfassung der partiellen Bodenaustrocknung, die bei Überschreiten einer Grenzerwärmung  $\Delta\theta_g$  durch die Kabeloberflächenerwärmung  $\Delta\Theta_{S,D}$  auftritt (Zweischichtenmodell, vergl. [7 bis 10]). Es gilt:

$$\theta_{x,D} = (v_x - 1) \cdot \Delta\theta_g \quad \text{mit } v_x = \frac{\lambda_F}{\lambda_T} \quad \text{für } \Delta\theta_{S,D} > \Delta\theta_g \quad (16a)$$

$$\text{und } v_x = 1 ; \theta_{x,D} = 0 \quad \text{sonst, d.h. für } : \Delta\theta_{S,D} \leq \Delta\theta_g . \quad (16b)$$

$T'_{ges,D}$  ist der auf die ohmschen Verluste bezogene, gesamte Wärmewiderstand des Kabelinneren  $T'_K$  und der Kabelumgebung bei Dauerlast, vergl. beispielsweise [7 bis 10], mit

$$T'_{ges,D} = T'_K + v_x \cdot T'_{4F} . \quad (16c)$$

Im Folgenden wird davon ausgegangen, daß bei dauernder Vollast des Kabels mit Kabeloberflächentemperaturen, die bei VPE-Kabeln üblicherweise mehr als 70°C betragen, die Kabelumgebung partiell austrocknet.

Gesucht ist der über die Zeit von n Tagen zulässige Überlaststrom, der sich mit dem Überlastfaktor  $v_{\bar{i}} = 1 + \bar{i}$  aus der Dauerbelastbarkeit mit Gleichung (8) ergibt, wenn der Stromsprung zur Zeit  $t = 0$ , ausgehend vom zeitlichen Mittelwert des Stromes nach Gl. (9) erfolgt. Für den zeitlichen Mittelwert der Leitererwärmung  $\Delta\bar{\theta}_c$  gilt nun:

$$\Delta\bar{\theta}_c - \Delta\theta_d + \bar{\theta}_x = \Delta\bar{\theta}_c + \bar{\theta}_a = \bar{T}'_{ges} \cdot R' \cdot \bar{I}^2 = T'_{ges,D} \cdot v_T \cdot R' \cdot I_D^2 \cdot q^2 \cdot (1 + \bar{i})^2 \quad (17a)$$

mit dem Verhältnis der beim Strommittelwert ( $\bar{T}'_{ges}$ ) und bei Dauerlast ( $T'_{ges,D}$ ) gegebenen Wärmewiderstände:

$$v_T = \bar{T}'_{ges} / T'_{ges,D} . \quad (17b)$$

Gl. (17a) kann auch, vergl. Gl. (15), umgeschrieben werden zu

$$\Delta\bar{\theta}_c + \bar{\theta}_a = (\Delta\theta_{c,max} + \theta_{a,D}) \cdot v_T \cdot q^2 \cdot (1 + \bar{i})^2 . \quad (17c)$$

mit der Definition des Korrekturterms für Bodenaustrocknung  $\bar{\theta}_x$  sowie dem Wärmewiderstand  $\bar{T}'_{ges}$  entsprechend Gl. (16). Es sind nun zwei Fälle zu unterscheiden:

a) Auch für den Zeitmittelwert des Laststromes trocknet die Kabelumgebung partiell aus ( $\Delta\bar{\theta}_s > \Delta\theta_g$ ). Für diesen Fall gilt:  $v_T = 1$ ;  $\bar{\theta}_x = \theta_{x,D}$ ;  $\bar{\theta}_a = \theta_{a,D}$ , und die weitere Rechnung ergibt den bereits ermittelten Überlastfaktor nach Gl. (14).

b) Bei dem zeitlichen Mittelwert des Laststromes trocknet die Kabelumgebung nicht aus ( $\Delta\bar{\theta}_s \leq \Delta\theta_g$ ), woraus sich

$$v_T = \bar{T}'_{ges} / T'_{ges,D}; \quad \bar{\theta}_x = 0; \quad \bar{\theta}_a = -\Delta\theta_d \quad \text{ergibt.}$$

Dieser zweite Fall erscheint mit den vorliegenden Daten der Windstatistik [8] realistisch, wonach über einen Betrachtungszeitraum von mehreren Jahren keine zusammenhängenden Vollastphasen (d.h. Zeiten mit Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe von mehr als 13...14 m/s) von mehr als drei Tagen beobachtet wurden.

Das Einsetzen der Bodenaustrocknung ist ein langwieriger Prozeß, der erst nach Erreichen einer kritischen Erwärmung der Kabeloberfläche (bei normalen Böden von mindestens 15 K) einsetzt; die vollständige Ausbildung des Austrocknungsbereiches, wie er vom Zweischichtenmodell stationär angesetzt wird, braucht üblicherweise einige Monate (vergl. z.B. [10]). Es ist daher nicht zu erwarten, daß innerhalb einer maximalen Dauer der anstehenden Höchstlast von drei bis zu sechs Tagen (als statistischer Ausreißer) die Kabelumgebung in spürbarem Maße austrocknet, zumal nach Abb. 3 die Erwärmung der relevanten Bodenbereiche dann erst zu einem Bruchteil stattgefunden hat.

Daher soll im Folgenden davon ausgegangen werden, dass der das Kabel umgebende Boden keine Austrocknung erfährt, d.h. es wird der Fall b) vorausgesetzt. Bedingung hierzu ist, daß die Kabeloberflächenerwärmung  $\Delta\bar{\theta}_S$  als zeitlicher Mittelwert die Grenzerwärmung für Bodenaustrocknung  $\Delta\theta_g$  nicht überschreitet:

$$\Delta\bar{\theta}_S = T'_{4,F} \cdot (R' \cdot \bar{I}^2 + P'_d) = T'_{4,F} \cdot [R'_g \cdot I_D^2 \cdot q^2 \cdot (1+\ddot{u})^2 + P'_d] \leq \Delta\theta_g \quad . \quad (18)$$

Gl. (18) stellt somit eine Grenzbedingung für den unter Annahme b) zu ermittelnden Überlastfaktor  $(1+\ddot{u})$  dar (für Dauerlast wird üblicherweise  $\Delta\theta_g = 15$  K gewählt).

Mit dem Widerstandsbelag des Kabels  $R'_g$  wird noch eine Temperaturkorrektur eingeführt, da unter der Bedingung der Gl. (18) die Leitertemperatur  $\theta_{c,g}$  nicht wesentlich höher als die Grenztemperatur  $\theta_g$  liegen wird. Mit  $\theta_{c,g} \approx \theta_g + 5$  K und  $\theta_{c,max} = 90$  K wird

$$R'_g = R' \cdot r_\theta = R' \cdot \frac{1 + \alpha_T \cdot (\theta_{c,g} - 20\text{K})}{1 + \alpha_T \cdot (\theta_{c,max} - 20\text{K})} = R' \cdot 0,847 \quad ,$$

d.h. der Temperatur-Korrekturfaktor wird  $r_\theta = 0,847$ .

Vergleicht man Gl. (18) mit der Kabeloberflächenerwärmung  $\Delta\theta_{S,D}$  bei Dauerlast und partieller Bodenaustrocknung:

$$\Delta\theta_{S,D} = v_x \cdot T'_{4,F} \cdot (R' \cdot I_D^2 + P'_d) - \theta_x \quad , \quad (19)$$

so ergibt sich bei Vernachlässigung des Einflusses der dielektrischen Verluste die Abschätzung:

$$1 + \ddot{u} \leq \sqrt{\frac{\Delta\theta_g \cdot v_x}{r_\theta \cdot q^2 \cdot (\Delta\theta_{S,D} + \theta_x)}} \quad . \quad (20)$$

Für die Enderwärmung aufgrund des Stromsprunges von  $\bar{I}$  auf  $\hat{I}$  gilt nun entsprechend zu den Gleichungen (11) und (12):

$$\Delta\theta_T = \overline{T}'_{\text{ges}} \cdot R' \cdot (\hat{I}^2 - \bar{I}^2) = T'_{\text{ges}} \cdot v_T \cdot R' \cdot I_D^2 \cdot (1 + \ddot{u})^2 \cdot (1 - q^2) \quad (21)$$

oder

$$\Delta\theta_T = (\Delta\theta_{c,\text{max}} + \theta_{a,D}) \cdot v_T \cdot q^2 \cdot (1 + \ddot{u})^2 \cdot (1 - q^2) \quad (22)$$

Nach dem Betrachtungszeitraum von n Tagen ist der Bruchteil  $f_{\ddot{u}} \cdot \Delta\theta_T$  dieser Erwärmung erreicht, der sich der mittleren Leitererwärmung  $\Delta\bar{\theta}_c$  so überlagert, daß gerade die höchstzulässige Leitererwärmung erreicht wird:

$$\Delta\bar{\theta}_c + f_{\ddot{u}} \cdot \Delta\theta_T = \Delta\theta_{c,\text{max}} \quad (23)$$

oder

$$(\Delta\theta_{c,\text{max}} + \theta_{a,D}) \cdot v_T \cdot q^2 \cdot (1 + \ddot{u})^2 - \Delta\theta_d + f_{\ddot{u}} \cdot (\Delta\theta_{c,\text{max}} + \theta_{a,D}) \cdot v_T \cdot (1 + \ddot{u})^2 \cdot (1 - q^2) = \Delta\theta_{c,\text{max}} \quad (24).$$

Aus Gl. (24) folgt die für den Fall b) mögliche, zeitweilige Überlastbarkeit des Kabels um den Faktor  $v_{\ddot{u}}$  zu

$$v_{\ddot{u}} = 1 + \ddot{u} = \sqrt{\frac{\Delta\theta_{c,\text{max}} - \Delta\theta_d}{\Delta\theta_{c,\text{max}} - \Delta\theta_d + \theta_x} \cdot \frac{1}{v_T} \cdot \frac{1}{f_{\ddot{u}} + q^2 \cdot (1 - f_{\ddot{u}})}} \quad (25)$$

wobei die Bedingungen nach Gleichung (18) bzw. (20) überprüft und zusätzlich eingehalten werden müssen.



### 3. Beispiel

Betrachtet werde die gebündelte Anordnung eines Einleiter-Drehstromkabelsystems nach Abb. 1, das sich in einer Tiefe  $h$  im Erdboden befindet. Dem Boden werden thermische Standard-Eigenschaften mit dem spezifischen Wärmewiderstand des feuchten Bodens ( $\rho_F = 1,0 \text{ K m/W}$ ), dem spezifischen Wärmewiderstand des ausgetrockneten Bodens ( $\rho_T = 2,5 \text{ K m/W}$ ) und der ungestörten Bodentemperatur  $\theta_U = 20^\circ\text{C}$  zugeordnet.

Die 150 kV-Kabeladern sind vom Typ N2XS(FL)SY 1\*1200 mm<sup>2</sup> rms/50 mm<sup>2</sup> (Abb. 1b), d.h. sie weisen einen Kupferleiterquerschnitt von 1200 mm<sup>2</sup>, eine 18,5 mm starke XLPE-Isolierung mit leitfähigen Schichten, einen Kupferdrahtschirm und einen äußeren Korrosionsschutz (4 mm) bei einem Außendurchmesser von rd. 103 mm auf. Der Ladestrom des Kabels betrage weniger als 25 % des höchsten, vom Windpark gelieferten Wirkstromes, so daß sein Einfluß auf den Strommittelwert vernachlässigt werden kann.

Das Drehstromkabel hat unter den genannten Standardbedingungen eine Dauerbelastbarkeit von  $I_D = 971 \text{ A}$  bei einem Verlustbelag von 60,4 W/m, der zur höchstzulässigen Leitertemperatur von  $\theta_{c,\max} = 90^\circ\text{C}$  und zu einer Kabeloberflächentemperatur von  $\Delta\theta_{S,D} = 80,4^\circ\text{C}$  führt. Die sonstigen, sich aus dieser Belastbarkeitsberechnung ergebenden Kenngrößen sind:

$$\Delta\theta_d < 1 \text{ K}; T_{K'} = 0,504 \text{ K m/W}; T_{4F'} = 0,55 \text{ K m/W},$$

woraus sich mit Gl. (17) ein Wärmewiderstandsverhältnis von

$$v_T = \overline{T'}_{\text{ges}} / T'_{\text{ges,D}} = \frac{T'_K + T'_{4F}}{T'_K + v_x \cdot T'_{4F}} = 0,561 \text{ K m/W} \quad \text{ergibt.}$$

Bodenaustrocknung wird vermieden, wenn die im zeitlichen Mittel anstehende Kabeloberflächenerwärmung die Grenzerwärmung für Bodenaustrocknung nicht überschreitet, Gl. (20) also erfüllt wird. Die rechte Spalte der Tabelle 4 gibt diese Höchstgrenze des Überlastfaktors für mittlere Windgeschwindigkeiten von 9 m/s und 10 m/s wieder.

Der während der Vollastphasen ablaufende Erwärmungsvorgang begrenzt über die höchstzulässige Leitertemperatur die Kabelbelastbarkeit weiter. Gegenüber der Dauerbelastbarkeit ergeben sich Überlastfaktoren, die in der vierten Spalte der Tabelle 4 für die Annahme spontaner Bodenaustrocknung und in der fünften Spalte für die Annahme nicht austrocknenden Bodens wiedergegeben sind. Abb. 4 stellt diese Ergebnisse grafisch dar.

Man entnimmt der Abb. 4, dass für mittlere Windgeschwindigkeiten von  $\leq 9 \text{ m/s}$  die transiente Leitererwärmung die Belastbarkeit beschränkt (Kennlinie 2), während für eine mittlere Windgeschwindigkeiten von 10 m/s der Zeitmittelwert der Last bzw. der Kabelverluste die Begrenzung darstellt (Kennlinie 3).

mittlere Windgeschw. $\bar{v}$	Volllasttage <b>n</b>	Leitererwärmung Faktor $f_{\bar{u}}$	Überlastfaktor $(1+i\bar{u})$ nach Fall a) (Bodenaustrocknung) Gl. (14)	Überlastfaktor $(1+i\bar{u})$ nach Fall b) (keine Bodenaustrocknung) Gl. (25)	Überlastfaktor $(1+i\bar{u})$ nach Fall b) (keine Bodenaustrocknung) Gl. (20)
m/s		%	%	%	%
<b>9,0 m/s</b>	3	59,5	121,1	<b>140,7</b>	153,6
	6	69,1	114,9	<b>133,5</b>	153,6
	12	79,5	109,2	<b>126,8</b>	153,6
<b>10,0 m/s</b>	3	59,5	119,0	138,2	<b>135,2</b>
	6	69,1	113,5	<b>131,8</b>	135,2
	12	79,5	108,4	<b>125,9</b>	135,2

Tabelle 4: Erwärmungsfaktoren  $f_{\bar{u}}$  und Überlastfaktoren  $(1+i\bar{u})$  für n aufeinander folgende Volllasttage bei mittleren Windgeschwindigkeiten von 9,0 m/s ( $q = 0,462$ ) und 10,0 m/s ( $q = 0,525$ ) und  $\Delta\Theta_{c,max} = 70K$ ;  $\Delta\Theta_d \approx 0$ ;  $T_K' = 0,504 K m/W$ ;  $T_{4F}' = 0,55 K m/W$ ;  $v_T = 0,561$ ;  $v_x = 2,5$ ;  $\Theta_x = 22,5 K$ ;  $\Theta_{S,D} = 65,4 K$ ;  $r_{\Theta} = 0,847$ ;  
fett: zulässige Überlastfaktoren

Um auf der sicheren Seite zu liegen, soll im Folgenden eine mittlere Windgeschwindigkeit von 10 m/s in Betracht gezogen werden. Schon ohne Berücksichtigung eines günstigeren Bodenverhaltens (d.h. bei Annahme spontaner Bodenaustrocknung) ergibt sich für eine längste Volllastperiode von  $t_{\bar{u}} = 3$  d ein Erwärmungsfaktor von  $f_{\bar{u}} = 59,5$  %, woraus mit Gl. (14) bzw. aus Abb. 4a ein Überlastfaktor von  $(1+i\bar{u}) = 119,0$  % folgt. Die Kabelbelastbarkeit kann mithin selbst unter dieser zu pessimistischen Annahme von  $I_D = 971$  A auf **1.155 A** gesteigert werden.

Mit den vorangegangenen Überlegungen sind keine Austrocknungsvorgänge im Boden während der Volllastphasen zu erwarten. Die für homogenen, feuchten Boden im Volllastfall auftretende Leitererwärmung führt mit Gl. (25) zu einem Überlastfaktor von  $(1+i\bar{u}) = 138,2$  %, mithin also zu einem Höchststrom von **1.342 A**. Allerdings verstößt der so ermittelte Überlastfaktor gegen die Grenzbedingung der Gleichung (20). Dies bedeutet, daß dieser Höchststrom mit einem zeitlich mittleren Strom ( $q = 0,525$ ) von 704 A verbunden ist, der bereits zur partiellen Bodenaustrocknung führen würde.

Nach Gl. (20) darf der Überlastfaktor maximal  $(1+i\bar{u}) = 135,2$  % betragen. Als Endergebnis kann demnach die Kabelbelastbarkeit gegenüber dem Dauerlastfall mit  $I_D = 971$  A auf **1.313 A** erhöht werden.

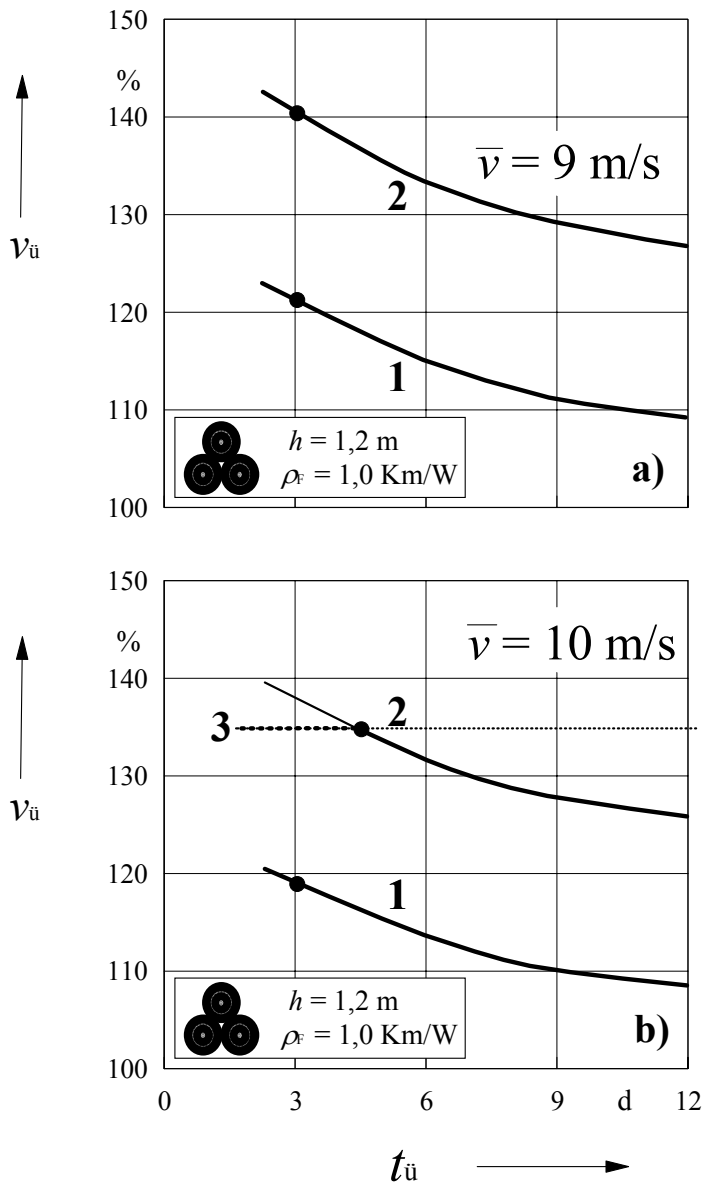


Abb. 4: Überlastfaktoren nach Tabelle 4 für mittlere Windgeschwindigkeiten von 9,0 m/s (a) und 10,0 m/s (b), als Funktion der Vollastdauer  
 Kennlinie 1: Fall a) mit spontaner Bodenaustrocknung, s. Gl. (14)  
 Kennlinie 2: Fall b) ohne Bodenaustrocknung, s. Gl. (25)  
 Kennlinie 3: Vermeidung von Bodenaustrocknung, Begrenzung durch den Verlustmittelwert, s. Gl. (20)

#### 4. Folgerungen

Die Leistungsabführung großer Offshore-Windparks zum Netzanbindungspunkt erfolgt an Land mit erdverlegten Kabeln, die ihre Verlustwärme an das umgebende Erdreich abführen müssen. Standard-Berechnungsverfahren ermitteln stark geminderte Kabelbelastbarkeiten unter der Annahme von Dauerlast und einer partiellen Bodenaustrocknung. Es wird ein Rechenweg aufgezeigt, um das statistische Zeitverhalten der Leistungserzeugung großer Windfarmen bei der Auslegung dieser Erdkabel zu berücksichtigen.

So führt die sich aus der Windstatistik ergebende, begrenzte Dauer der anstehenden Höchstlast von z.B. drei aufeinander folgenden Tagen zu erheblichen Belastbarkeitssteigerungen der Erdkabel zur Netzanbindung von Offshore-Windfarmen, ohne das eine partielle Austrocknung des Kabelgrabens befürchtet werden muß. Im vorliegenden Beispiel liegt die mögliche Belastbarkeitssteigerung bei 35 %.

## 6. Schrifttum

- [1] H. Brakelmann Efficiency of HVAC Power Transmission from Offshore-Windmills to the Grid Report, IEEE PowerTech-Conf. 2003, Bologna
- [2] H. Brakelmann Drehstrom-Netzanbindung großer Offshore-Windparks –  
- Wirkungsgrade und Grenzen -  
WIND-KRAFT Journal (2002) H. 5, S. 68-72
- [3] H. Brakelmann Bemessung der Energiekabel zur Netzanbindung von Offshore-Windfarmen  
Richert, F. ew 2004, H.4, S. 56-59
- [4] IEC-Publ. 60287 Calculation of the continuous current rating of cables  
(100 % load factor), 1982
- [5] L. Heinhold Kabel und Leitungen für Starkstrom  
R. Stubbe Siemens AG, Berlin/München, 1969
- [6] H. Brakelmann Belastbarkeiten der Energiekabel  
- Berechnungsmethoden und Parameteranalysen  
VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
- [7] H. Brakelmann Energietechnik programmiert  
- Probleme,Lösungen, Programme -  
VDE-Verlag (1989) S. 1 - 266
- [8] Richert, F./GEO Auswertung langjähriger Windmessungen für die Nord- und Ostsee  
Interner Bericht, GEO mbH, Enge-Sande, 2003
- [9] E. Hau Windkraftanlagen  
Springer-Verlag, Berlin, 1996
- [10] U. Beyer Berechnung transienter Kabelerwärmung  
El.wirtsch. (1984), S. 114-1117
- [11] H. Brakelmann Kabel-Verluste und Verlustkosten in Windfarmen  
Bull. SEV (2002) no. 24/25, pp. 41-44
- [12] H. Brakelmann Aspects of Cabling in Offshore Windfarms  
Report: 4. workshop on Offshore Windfarms, Billund,  
October 2003