

**Kabeldatenblatt**

Kunde: TU Ilmenau

**SÜDKABEL**

Südkabel GmbH

**Typ: 2XS(FL)2Y 1x2500 RMS/250 220/380 kV**Kabelaufbau

Mehrdrätiger verdichteter Kupfer-Leiter mit 6 Segmenten; dreifach extrudierte Isolierung mit feldbegrenzenden Schichten aus vernetztem Polyethylen; Bebänderung; Kupferschirm in längswasserdichter Einbettung; Krepppapier; copolymerbeschichtetes Aluminiumband; Außenmantel aus PE

Leiterquerschnitt	2500 mm <sup>2</sup>
Dicke Isolierung (Nennwert)	27,0 mm
Querschnitt Cu-Drahtschirm	250 mm <sup>2</sup>
Reduktionsfaktor	0,10
Mantel aus PE mit einer Dicke von	4,0 mm
Außendurchmesser ca.	141 mm
Kabel-Netto-Gewicht ca.	41100 kg/km
Minimaler Biegeradius bei Verlegung: 3,5 m, einmalig: 2,1 m	

Kanalverlegung

Umgebungstemperatur (Erde)	15 °C
Überdeckelung 500 mm, Höhe 2500 mm, Breite 2000 mm	
Einlasstemperatur Kühlluft 35 °C, Auslasstemperatur Kühlluft 42,78 °C	
Gebälseleistung 7,2 m <sup>3</sup> /h, Luftgeschwindigkeit 1,5 m/s max Länge Kühlab.	3000 m
Verlegetiefe	2500 mm
spez. Erdbodenwärmewiderstand feucht / trocken	1,0 / 2,5 Km/W
Senkrecht verlegt mit einem Phasenachsabstand von	500 mm
Kabelschirme einseitig geerdet oder mit Crossbonding	

elektrische Daten

Nennspannung U	380 kV
max. zul. Betriebsspannung U <sub>max</sub>	420 kV
max. zul. Übertragungsleistung	1619 MVA
max. zul. Übertragungsstrom I <sub>max</sub>	2460 A
Gleichstromwiderstand des Leiters bei 20 °C	0,0072 Ω/km
Wechselstromwiderstand des Leiters bei 90 °C	0,0136 Ω/km
Feldstärke am Leiter bei U <sub>0</sub>	11,1 kV/mm
Feldstärke an der äußeren LS bei U <sub>0</sub>	6,2 kV/mm
Frequenz	50 Hz
Betriebskapazität	0,23 µF/km
Ladestrom pro Phase	15,7 A/km
Ladeleistung des Drehstromsystems	10348 kVA/km
Betriebsinduktivität (Mittelwert)	0,64 mH/km
Verluste pro System bei 2460 A	254,1 W/m
Leiter	246,0 W/m
Dielektrikum	5,7 W/m
Schirm	2,4 W/m

max. Leiterkurzschlussstrom (nach Vorbelastung 2460 A): 358,6 kA bei 250 °C für 1,0 s  
 max. Schirmkurzschlussstrom: 49,4 kA bei 58 °C Start- und 250 °C Endtemperatur für 1,0 s

Erstellt von: W. Lacher

Datum: 04.07.2005

Dokument Nr.: KSE-2005/08-B-02

400-kV-Kabel in Kanal verlegt

Rechenmethoden

Leiter: el. Widerstand nach IEC 60287-1-1; 2.1

Isolierung: Thermische Leitfähigkeit im Kabel berechnet nach IEC 60287-2-1; 2.1.1.1

Schirm: Dielektrische Verluste und Kapazität des Kabels berechnet nach IEC 60287-1-1; 2.2

Schirm: Wirbelstromverluste eines Drahtschirmes nach JICABLE 99, A6.4

Metallmantel: Wirbelstromverluste nach IEC 60287-1-1; 2.3.6.1

Unter Metallmantel: Thermische Leitfähigkeit im Kabel berechnet nach IEC 60287-2-1; 2.1.1.1

Außenmantel: Thermische Leitfähigkeit im Kabel berechnet nach IEC 60287-2-1; 2.1.1.1

Bei vorgegebener max. Leitertemperatur auf Strom iteriert

Luft im Tunnel: Konvektiver Widerstand von der Tunnelluft zur Tunnelwand nach ELEKTRA 143, pp 39

Thermischer Widerstand von der Kanalinnenwand zur Erdoberfläche nach Heinhold, Stubbe: "Kabel und Leitungen für Starkstrom", S. 320

Luft im Tunnel: Konvektiver Widerstand vom Kabel in die Tunnelluft nach ELEKTRA 143, pp 39

Luft im Tunnel: Thermischer Strahlungswiderstand zwischen Mantel und Tunnelwand nach ELECTRA 143, pp 39

Berechnet nach: Calculation of Temperatures in Ventilated Cable Tunnels, Electra No 143, p 39 ff

Dosierte Bodenaustrocknung nach einem Vorschlag von Brakelmann

Bei vorgegebenem Strom auf Leitertemperatur iteriert

Leiter: Berechnung der Kurzschlussbelastbarkeit nach IEC 60949, Kap. 2, 3 und 5

Schirm: Berechnung der Kurzschlussbelastbarkeit nach IEC 60949, Kap. 2, 4 und 6

Univ.-Prof. em. Dr. - Ing. habil. Friedhelm Noack  
Technische Universität Ilmenau

## **Gutachten**

### **zur Bewertung der 380 kV– Steiermark– Leitung aus energietechnischer Sicht**

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf den

-Bescheid der Steiermärkischen Landesregierung FA8B-20-2-152 / 02-8,  
Verbund Austria Power Grid, 380 kV-Freileitung Zwaring (Stmk) –  
Rotenturm (Bgld), Genehmigung nach dem UVP-Gesetz,

sowie auf weitere damit zusammenhängende Darstellungen :

-Stellungnahme von ONZ, ONZ, KRAEMMER, HÜTTLER vom  
23.11.2004,

-Stellungnahme der Verbund APG vom 17.6.2005 zu den Ausführungen  
von Hornbacher Energie Innovation (HEI) vom 27.4.2005,

sowie auf weitere Veröffentlichungen der Verbund APG, der UCTE und in  
der internationalen Literatur.

Ilmenau, 28. November 2005

Univ.-Prof. em. Dr. -Ing. habil. Friedhelm Noack

## 1. Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit der Freileitung

Die entscheidende Zielstellung der geplanten 380 kV- Verbindung zwischen dem Umspannwerk Kainachtal (Zwaring) und dem Umspannwerk Südburgenland (Rotenturm) besteht darin, mit dem Lückenschluss im Hochspannungsnetz die Erhöhung der Versorgungssicherheit im österreichischen Netz, insbesondere im südlichen Netzbereich der APG zu erreichen.

Daneben ermöglicht eine leistungsstarke 380 kV- Verbindung und die Errichtung eines neuen Umspannwerkes die Entlastung der Nord-Süd-Engpässe, die zweiseitige 380 kV- Einspeisung des Großraumes Graz und die Bildung von 110 kV- Teilnetzen in der Steiermark, die jeweils zwei Verknüpfungspunkte zum Hochspannungsnetz haben sollen.

Neben der Verpflichtung für die sichere Stromversorgung der unterlagerten Verteilungsnetze in Österreich ist die Verbund APG als Regelzonenführer entsprechend den nationalen und internationalen Regeln auch für den koordinierten Netzbetrieb innerhalb des europäischen Verbundnetzes (UCTE) verantwortlich.

Aufgaben und Pflichten sind in entsprechenden Gesetzen, Richtlinien und Empfehlungen festgelegt.

Wesentlicher Bestandteil dieser Forderungen ist die Einhaltung des (n-1)- Kriteriums, wie dies auch im neuen UCTE-Operator-Handbook (insbesondere in Policy 3: Operational Security) formuliert ist:

### ***Introduction***

The N-1 SECURITY section refers to the requirements placed upon the operation of the POWER SYSTEM of the SYNCHRONOUS AREA with a view to maintaining the security of the entire interconnected network at any time in operational planning and in real-time conditions. Longterm planning requirements are not dealt with in this context. Secure operation of the interconnected network has made it possible to attain such a good quality of service that in the large majority of cases the outage of any power station or TRANSMISSION element has no influence on the supply of consumers. The "N-1CRITERION" is of major importance to prevent disturbances. This rule applied by all TSOs is combined with an appropriate choice of generation and TRANSMISSION facilities, and the determination of a sufficient reserve. With an organisation of operation based on anticipation, dangerous situations can be identified in due time, and it is possible to take preventive action. Different CONTINGENCIES can occur:

- loss of interconnecting elements without any impact on network users or with consequences on commercial power exchanges;
- loss of load with immediate consequences for consumers;
- loss of interconnected operation, with possible worse consequences.

According to the safety, operational and planning standards used by TSOs, the highest importance is attached to the calculation of the TOTAL TRANSFER CAPACITY and the TRANSMISSION RELIABILITY MARGIN based upon the electrical and physical realities of the network.

**C1. "N-1" CRITERION:** Any probable single event leading to a loss of POWER SYSTEM elements should not endanger the security of interconnected operation, that is, trigger a cascade of trippings or the loss of a significant amount of CONSUMPTION. The remaining network elements, which are still in operation should be able to accommodate the additional load or change of generation, voltage deviation or transient stability regime caused by the initial failure.

It is acceptable that in some cases TSOs allow a loss of CONSUMPTION in their own area on condition that its amount is compatible with a secure operation, predictable and locally limited.

**C1.1. Loss of an element.** The loss of any POWER SYSTEM element (generating set, compensating installation or any TRANSMISSION circuit, transformer) must not jeopardise the security of operation of interconnected networks as a result of limits being reached or exceeded for current, VOLTAGE magnitude, STABILITY, etc., and accordingly cannot cause cascade tripping of installations with interruptions in supply. These harmful consequences must be avoided in the system directly supervised by the TSO and also in ADJACENT SYSTEMS. Particular attention is required for TIE-LINES or in the vicinity of borders between different TSOs.

The loss of any element according to this "N-1 CRITERION", however, could affect radially supplied areas (and the output of their local power plants) and as such these areas are excluded from this rule.

**C1.1.1. Frequency deviations.** The loss of elements in the POWER SYSTEM must not cause a FREQUENCY DEVIATION outside acceptable limits according to those referred to in Policy 1 (see ¶P1-A-C2).

**C1.1.2. VOLTAGE deviation.** The loss of elements in the POWER SYSTEM must not cause a VOLTAGE drop which may lead to VOLTAGE instability.

.....

In Auswertung des Blackouts in Italien am 28.9.2003 wurden im Abschlußbericht vom Untersuchungsausschuss der UCTE noch einmal alle Länder aufgefordert, die Regeln der UCTE einzuhalten.  
Es ist auch international bekannt, dass in Österreich zu seinen süd-östlichen Nachbarn Versorgungseingänge bestehen.

### **Abschlussbericht des Untersuchungsausschusses der UCTE zum Blackout in Italien am 28. September 2003 (Übersetzung a.d.Engl.) Zusammenfassung**

Unmittelbar nach dem Stromausfall in Italien am 28. September 2003 beschlossen leitende Repräsentanten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der fünf betroffenen Länder (Frankreich, Italien, Schweiz, Slowenien und **Österreich**) bei einem Treffen im Rahmen der UCTE die Einsetzung eines unabhängigen UCTE-Untersuchungsausschusses, der mit einer transparenten und umfassenden Aufklärung des Blackouts gegenüber den zuständigen nationalen und europäischen Behörden sowie der Öffentlichkeit beauftragt wurde.

.....

### **Sicherheits- und Zuverlässigkeitsstandards – Sicherheit des Verbundsystems**

Für den Betrieb des europäischen Verbundnetzes gelten die innerhalb der UCTE **gemeinsam aufgestellten Sicherheits- und Zuverlässigkeitsstandards.**

Ein wesentlicher Grundsatz dabei ist, dass das Netz so betrieben werden muss, dass der

Ausfall eines einzigen Betriebsmittels, z. B. einer Leitung, die Sicherheit des Verbundbetriebes nicht gefährden darf. Diese Regel, die als (n-1)-Kriterium bezeichnet wird, beinhaltet zwei Phasen:

□= Die erste besteht in der Durchführung von Abhilfemaßnahmen nach einer Störung, wobei sichergestellt werden muss, dass der stabile Betrieb des Verbundnetzes nicht gefährdet wird.

□= Nach schnellstmöglicher Sicherstellung eines stabilen Betriebes, müssen in der zweiten Phase die möglicherweise erforderlichen zusätzlichen Maßnahmen ergriffen werden, um das System in einen (n-1)-sicheren Betriebszustand zurückzuführen. Dies setzt voraus, dass entsprechende Gegenmaßnahmen für jede einzelne Störung feststehen und jederzeit ergriffen werden können, damit das Netz im Störfall in einen sicheren Betriebszustand zurückgeführt werden kann.

Der Blackout und die nachfolgende Untersuchung haben grundsätzlich keinen Zweifel an der Richtigkeit dieses Modells aufkommen lassen. Vielmehr wurde ein Mangel an Befugnissen und Unabhängigkeit von Netzbetreibern als potentiell Sicherheitsrisiko erkannt.

Eine grundlegende Empfehlung in dieser Hinsicht besteht darin, dass in einem liberalisierten Strommarkt **die im Verbundbetrieb stehenden Länder dieses ÜNB-Modell einführen, sofern dies noch nicht geschehen ist, um Unvereinbarkeiten zu vermeiden, die möglicherweise Auswirkungen auf den Systembetrieb und die Netzsicherheit haben.**

Diese auf breiter Basis anerkannten Befugnisse der ÜNB zur Überwachung der Leistungsflüsse im elektrischen Netz beinhalten auch Aufgaben, die die ÜNB in transparenter und diskriminierungsfreier Weise gegenüber den Marktteilnehmern einerseits und benachbarten ÜNB andererseits zu erfüllen haben.

Zu diesen Aufgaben gehören die Bewertung der Übertragungskapazität, **Maßnahmen zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen** oder die **Aktivierung von Reserveleistung** im Falle einer Gefährdung der Sicherheit, die Umsetzung von Defense Plans, usw.

Ein klar identifiziertes Risiko für die Systemsicherheit ist eine **fehlende Ausgewogenheit zwischen Erzeugung und Verbrauch, entweder generell oder auch auf regionaler Ebene.**

Auch wenn es nicht zum Aufgabenbereich der UCTE gehört, weitere Empfehlungen zu den aktuellen Marktregeln und Anreizen im Hinblick auf diese Ausgewogenheit („adequacy“) zu geben, wurde klar erkannt, dass diese unumgänglich notwendig ist.

Allgemein setzt „adequacy“ auch eine **Harmonisierung in Punkten wie Besteuerung, Baugenehmigungen und Umweltauflagen** voraus. Verzerrungen in diesem Bereich führen zu einer unausgewogenen Entwicklung, die Belastungen für das System bedeuten und daher die Entstehung von Sicherheitsrisiken begünstigen.

Schließlich erfordert die Aufrechterhaltung eines stets gleichbleibenden Zuverlässigkeitsniveaus in einem System mit ständig wachsender Last und dramatischen Standort- und Strukturveränderungen im Erzeugungsmix **erhebliche Investitionen in das Übertragungsnetz.**

Die Regulierung im ÜNB-Geschäft in den meisten UCTE-Ländern schafft einen geeigneten Rahmen für diese Investitionen, vorausgesetzt sie ermöglichen angemessene und stabile Erträge des investierten Kapitals.

Nach Angaben der Verbund APG treten seit 2001 langfristige Verletzungen des (n-1)-Kriteriums im österreichischen Netz auf und es müssen kostenintensive Maßnahmen zum Engpassmanagement

eingesetzt werden. Die Notwendigkeit des Netzausbaus und die Problematik im Hochspannungsnetz, dass gegenwärtig das (n-1)-Kriterium nicht zu jeder Zeit erfüllt ist und damit die Systemsicherheit nicht gewährleistet werden kann, werden auch in den „Allgemeinen Netzbedingungen für den Zugang zum Übertragungsnetz der APG“ ( XXVII. Sonstige Bestimmungen – Mitwirkungspflichten der Netzbenutzer ) dargestellt:

#### XXVII. Sonstige Bestimmungen – Mitwirkungspflichten der Netzbenutzer

1. Die APG hält fest, dass sie alle Anstrengungen unternommen wird, in Zusammenarbeit mit allen Netzbenutzern die gebotenen und zumutbaren Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit im österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz zu setzen. Dies umfaßt insbesondere auch das ernsthafte Bemühen um den Netzausbau und um die Sicherstellung aller sonstigen technischen Erfordernisse.
2. Es wird weiters festgehalten, dass die APG aufgrund der kritischen Netzsituation in Österreich bis zur Fertigstellung der 380-kV Steiermarkleitung (Wien Süd-Ost – Kainachtal) nicht zu jeder Zeit gewährleisten kann, dass bei und im Rahmen der Erbringung von Leistungen auf Grundlage dieser Allgemeinen Netzbedingungen sowie bei und im Rahmen der Wahrnehmung ihrer Pflichten und Aufgaben als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer, das (n-1)-Kriterium bzw. die (n-1)-Sicherheit für die Systemsicherheit eingehalten und/oder erbracht werden kann, selbst wenn in den anzuwendenden technischen und/oder organisatorischen Regeln und/oder „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß ElWOG“ [„TOR“] auf das (n-1)-Kriterium bzw. die (n-1)-Sicherheit Bezug genommen wird.
3. Die Netzbenutzer werden daher in enger Kooperation mit der APG sämtliche erforderlichen Maßnahmen setzen und unterstützen, die zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes und zur Vermeidung von Engpässen im Hinblick auf das gemeinsam anzustrebende Ziel der künftigen dauerhaften Erreichung der (n-1)-Sicherheit im österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz erforderlich sind.

Aus dieser Situation heraus ist es für den Gutachter unverständlich, dass für die 380 kV – Steiermarkleitung bei der abschnittswisen Mitführung eines 110 kV – Systems auf dem Gestänge der 380 kV – Systeme die im Projekt beschriebene Ausführung vorgesehen wurde.

Beim projektierten Mastbild für die „Gemeinschaftsleitung“ wird ein 110 kV– Leiterseil in Höhe der unteren 380 kV- Leiterseile durch den Mast geführt, die beiden anderen 110 kV- Leiterseile sind jeweils auf der linken und der rechten oberen Traverse in Mastnähe angeordnet. Damit umschließen die beiden 380 kV- Systeme das 110 kV- System und es ist keine klare betriebliche Trennung zwischen beiden Mastseiten und den Spannungssystemen möglich.

Wegen der Nachteile bei der Betriebsführung und der Unmöglichkeit der späteren Nachrüstung eines zweiten 110 kV- Systems ist eine solche Anordnung untypisch und unüblich. Mehrsystemleitungen werden üblicherweise so ausgeführt, dass für die niedrigste Spannungsebene (110 kV) die Seile eines Systems nebeneinander auf der untersten Traverse auf einer Mastseite angeordnet werden. Dies ermöglicht eine klare betriebliche Trennung paralleler Systeme, im Störfall die Unabhängigkeit der Spannungsebenen voneinander und damit die uneingeschränkte Verwirklichung des (n-1)-Kriteriums. Dies ist für die vorgesehene Steiermarkleitung nicht gegeben.

Formal ist das (n-1)-Kriterium für die 380 kV- Doppelleitung einfach dadurch erfüllbar, dass durch die Wahl der Seilquerschnitte die geforderte Übertragungsleistung bei Ausfall eines Systems durch das zweite erbracht wird und das zweite räumlich getrennte System bei Störungen oder Wartungen nicht beeinträchtigt wird.

Für das vorgesehene Mastbild ist die Erfüllung des zweiten Teils des Kriteriums, die Rückführung des Systems auf den (n-1)- sicheren Betriebszustand, nur durch Eingriff in das 110 kV- System möglich. Notwendige Reparaturarbeiten an einem 380 kV- System (wie auch entsprechende Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten) sind nur nach Abschaltung des mitgeführten 110 kV- Systems möglich, da sonst der Mast nicht bestiegen werden kann. Damit wird in die Versorgung der unterlagerten Netze eingegriffen, die von anderen Gesellschaften betrieben werden. Dazu kommt, dass Störungen unvorhersehbar und damit nicht planbar sind und in einem solchen Fall schnell gehandelt werden muss.

Andererseits können notwendige Reparatur- und Wartungsarbeiten am 110 kV- System auch nur bei Abschaltung beider 380 kV- Systeme erfolgen, da die beiden oberen 110 kV- Seile jeweils neben den 380 kV- Seilen an einer Traverse befestigt sind. Da üblicherweise 110 kV- Freileitungen eine höhere Fehlerhäufigkeit als 380 kV- Leitungen aufweisen, reduziert das Fehlgesehen auf der 110 kV- Leitung die Verfügbarkeit der 380 kV- Leitung. Selbst wenn das Störungsgesehen es zulassen würde, dass nur ein 380 kV- System zur Instandhaltung abgeschaltet wird, so ist doch während dieser Zeit der (n-1)-Zustand für die 380 kV- Leitung nicht erfüllt.

Es ist nach Auffassung des Gutachters nicht zu vertreten, dass bei der ohnehin unbefriedigenden Situation der Versorgungssicherheit im österreichischen Netz und bei der sich infolge der vollständigen Liberalisierung des Strommarktes künftig verschärfenden Situation eine Lösung für das Mastbild vorgeschlagen wird, die deutliche Einschränkungen der Versorgungszuverlässigkeit zulässt und nicht von vornherein konsequent die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit vorsieht.

Eine solche Lösung könnte sowohl die Anordnung eines 110 kV-Systems auf einer getrennten unteren Traverse oder auch von zwei Systemen auf zwei Traversen sein.

Ebenfalls ist eine Kabelvariante technisch realisierbar, bei der, unabhängig von der Ausführung des 110 kV-Systems, zwei parallele 380 kV-Kabelsysteme im Betonkanal geführt werden.

Eine solche Variante, auch als Teilstrecke in der Verbindung, hat neben dem Vorteil der Umweltverträglichkeit und der sehr viel kleineren Fehlerwahrscheinlichkeit, auch den Vorteil, dass keine Rückwirkungen zwischen den Systemen auftreten und das (n-1)-Kriterium für die 380 kV-Verbindung erfüllt ist.

## **2. Bewertung der Technischen Alternative Erdkabel**

### **2.1 Vorbemerkung**

Im Genehmigungsbescheid der Steiermärkischen Landesregierung werden sowohl in der „Zusammenfassung des Umweltverträglichkeitsgutachtens“ als auch im Abschnitt „Erwägungen zu den Einwendungen“ aus dem Teilgutachten Elektrotechnik Probleme und gravierende Nachteile von Erdkabelösungen zitiert, die damit eine Hochleistungsübertragung über Hochspannungs-Kabel als technisch bedenklich und wenig zuverlässig beurteilen.

Diese Aussagen sind zum überwiegenden Teil sachlich falsch und entsprechen nicht mehr dem Stand der Technik. Die nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich auf einige Darstellungen zum Vergleich von Freileitungen und Kabeln innerhalb des o.g. Bescheids, die einer sachlichen Richtigstellung bedürfen.

Die folgenden Untersuchungen beziehen sich nicht auf eine konkrete Kabeltrasse, da dafür keine technischen Projekte und keine vollständigen Angebote von Kabelherstellern vorliegen.

Ebenso wurde kein konkreter technisch-ökonomischer Variantenvergleich mit einer Vollverkabelung oder Teilverkabelung durchgeführt. Aus den Kontakten zu Planern, Herstellern und Prüfern von Hochspannungs-Kabeln, aus deren Informationen und der Auswertung von bestehenden Anlagen ergeben sich jedoch, unabhängig von der konkreten Ausführung, die nachfolgenden Sachverhalte.

## 2.2 Einsatz und Zuverlässigkeit von Höchstspannungskabeln

Es ist eine unbestrittene Tatsache, dass wegen der deutlich geringeren Kosten Höchstspannungsübertragungen überwiegend als Freileitungen ausgeführt werden.

Höchstspannungskabel werden überall dort eingesetzt, wo sich aus Zwangssituationen (beengte Raumverhältnisse, klimatische Bedingungen, Vermeiden von Beeinflussungen, Umweltschutz) der Einsatz von Freileitungen verbietet. Sie finden deshalb vornehmlich bei Einspeisungen in Ballungsgebiete, bei Kraftwerksausleitungen und Durchquerung schwieriger Gebiete Anwendung.

Bemerkenswert ist, dass auch im Höchstspannungsbereich der Anteil der Kabel wächst, längere Kabelstrecken eingesetzt werden und äußerst sicherheitsbedürftige und sensible Versorgungsgebiete wie Großstädte damit versorgt werden.

Einige Beispiele für solche längeren VPE – Kabelstrecken sind:

Moskau (1998)	18km, 1000mm <sup>2</sup> , 245 kV, (Südkabel)
Taipeh (2002/3)	insges. 20km, 2500mm <sup>2</sup> , 345 kV, (Südkabel)
Berlin (1998/2000)	insges. 12km, 1600mm <sup>2</sup> , 420 kV, (Südkabel)
Berlin (2000)	5,5km, 1600mm <sup>2</sup> , 420 kV, (Alcat.,Nex.)
Madrid (2004)	13km, 2500mm <sup>2</sup> , 420 kV, (Südkabel)
Abu Dhabi (2004/5)	12,5km, 2500mm <sup>2</sup> , 420 kV, (Nexans)
Oslo (2005)	2.1km, 2000mm <sup>2</sup> , 420 kV, (Nexans)
London (2005)	20+4,5km, 2500mm <sup>2</sup> , 420kV, (Südkabel)
Thessaloniki (2005)	6km, 800mm <sup>2</sup> , 420kV, (Südkabel)

(Anmerkung: 380 kV stellt die übliche Betriebsspannung dar, die zulässige Höchstspannung beträgt dabei 420 kV, dafür ist die Isolierung ausgelegt. Weitere Höchstspannungs-Kabelanlagen siehe Anlage 1)

Mit der Weiterentwicklung der Isoliertechnik stehen inzwischen erprobte Kabel und Garnituren aus vernetztem Polyethylen (VPE; engl. XLPE) auch für die Höchstspannungstechnik zur Verfügung, die selbst umweltfreundlich (ohne Öl und ohne Gas) sind und eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen.

Noch zu Beginn der 80er Jahre entfiel die Mehrzahl der Fehler auf die Armaturen (Muffen und Endverschlüsse) und die Kabel wurden mit Öl-Papierisolierung oder zunehmend aus PE hergestellt. Neue Fertigungstechnologien (Vernetzung des PE unter Stickstoff, höchste Reinheit, Fertigung unter Reinraumbedingungen) haben zu höchst stabilen Betriebsmitteln geführt. Nachgewiesen wurde dies auch durch die umfangreichen und sehr harten Präqualifikationstests, die seit Anfang der 90er Jahre für 420 kV - Kabelsysteme unter Beteiligung mehrerer Hersteller durchgeführt wurden. Fertigungsbegleitende Qualitätsüberwachung und Vorprüfung aller Komponenten sind heute Stand der Technik.

Die gesamten Kabelanlagen werden vom Hersteller projektiert und die vorgeprüften Elemente von Spezialkräften montiert. Durch eine unabhängige Prüfinstitution wird die fertigestellte Kabelanlage einer Vor-Ort-Prüfung, einschließlich Teilentladungs(TE)-Messung unterzogen.

Die Muffen und Endverschlüsse werden mit TE-Sensoren ausgerüstet, um bei der Inbetriebnahmeprüfung eventuelle Montagefehler erkennen zu können. Eine permanente TE-Überwachung wird als nicht sinnvoll erachtet, da diese zu aufwändig und als Expertensystem vom Bedienungspersonal als schwierig zu beurteilen eingeschätzt wird. Die Überspannungsableiter an den Auskreuzungsstellen können im Betrieb ständig über Lichtwellenleiter (LWL) überwacht werden. Dies ist aber nicht bei allen Anlagen ausgeführt worden.

Eine Temperaturüberwachung des Kabels mittels LWL-Fasern, die entweder im Kabelschirm oder als separate Leitungen auf dem Außenmantel der Hochspannungskabel angebracht sind, ist nur dann sinnvoll, wenn die Anlage für einen definierten Überlastbetrieb ausgelegt wird.

Wie gut die Isoliertechnik der Kabel und Garnituren von den führenden Herstellerfirmen beherrscht wird, zeigt sich auch daran, dass bei keiner der bisher installierten VPE – Höchstspannungs - Kabelstrecken ein Fehler aufgetreten ist. Die kürzlich durchgeführten Wiederholungsprüfungen an den 420 kV-Kabeln der Bewag Berlin (Alcatel, jetzt Nexans) nach 5 bzw. 6 Jahren störungsfreiem Betrieb zeigten keine Verschlechterung der Teilentladungs-Werte.

Kabel und Garnituren sind praktisch wartungsfrei; Messeinrichtungen sind vorgesehen, um eine Überprüfung der Kennwerte auch nach Jahren zu ermöglichen. Die Endverschlüsse sind mit SF<sub>6</sub> gefüllt, dessen Druck überwacht werden muss.

Die Lebensdauererwartung von heutigen VPE -Kabeln reicht weit über 40 Jahre. Vernetztes Polyethylen besitzt neben den ausgezeichneten elektrischen Eigenschaften auch bei hohen Temperaturen sehr gute mechanische Eigenschaften. Aufgrund der hohen thermischen Beständigkeit spielt die thermische Alterung unter den zulässigen Betriebsbedingungen praktisch keine Rolle.

Auf der Basis der Ergebnisse umfangreicher Langzeituntersuchungen wurden die Kabel so dimensioniert, dass die maximalen Betriebsfeldstärken unter 15 kV/mm liegen, wobei die Durchschlagsfeldstärke bei Werten über 40 kV/mm liegt. Eine Abnahme dieser Festigkeit durch Alterung auf kritische Werte nahe der Betriebsfeldstärke ist in diesem Zeitraum von einigen Jahrzehnten nach allen Erkenntnissen nicht zu erwarten.

Die Kabel können ohne Lebensdauereinbußen mit der zulässigen Dauertemperatur von 90°C betrieben werden, im Kurzschlussfall ist kurzzeitig eine Temperatur von 250°C zulässig. Tatsächlich ist im Betrieb eines Übertragungsnetzes kaum mit einer Dauerlast an der Belastungsgrenze zu rechnen; üblicherweise treten Lastschwankungen auf. Wegen der thermischen Trägheit ist auch ein Überlastbetrieb definierbar, wenn die Lastspitzen bekannt bzw. kontrollierbar sind.

### **2.3 Fehlerhäufigkeiten und Ausfallzeiten**

Wie die internationalen Erhebungen der CIGRE zeigen, ist bei Kabeln grundsätzlich die Ausfallhäufigkeit geringer als bei Freileitungen, allerdings ist die Ausfalldauer infolge der Reparaturzeit deutlich höher.

Bei Freileitungen können die Ausfallzeiten, abhängig von der Fehlerart und den Gegebenheiten, zwischen einigen Stunden und Tagen liegen und würden nur in Ausnahmefällen Wochen dauern.

Demgegenüber sind bei Kabeln, stark abhängig von der Gestaltung der Kabelanlage und der Art der Störung, in der Regel längere Ausfallzeiten zu erwarten. Bei der Kanal- oder Tunnelverlegung könnte ein Muffenwechsel im günstigsten Fall in wenigen Tagen erfolgen, während ein Kabelersatz mit zwei Muffen u.U. mehrere Wochen dauern könnte.

Allerdings liegen dazu keine Erfahrungswerte vor. Die Ausfallzeiten sind

grundsätzlich von der Zugänglichkeit der Trasse abhängig, bei Kabel in Erdverlegung sind insbesondere die aufwändigen Tiefbauarbeiten zeitbestimmend.

Für eine Hochleistungsübertragung ist deshalb sowohl bei Freileitungen wie bei Kabeln zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit [Einhaltung des (n-1)-Kriteriums] die Ausführung mit einem redundanten Parallelsystem zu fordern.

Internationale Betriebserfahrungen zeigen, dass die Fehlerfälle auf Hochspannungsfreileitungen im wesentlichen durch äußere Einwirkungen verursacht werden: Sturm, Blitzeinschläge, Eislast, Fremdschichten, extreme Temperaturen, Nachwachsen von Bäumen usw. Durch die Anordnung eines Erdseiles (bei Mehrsystemmasten auf einer hohen Spitze) oder von zwei Erdseilen wird die Gefahr des Direktenschlags in die Phasenseile drastisch verringert. Allerdings verhindern Erdseile nicht immer die Wirkung von Blitzeinschlägen:

Bei unzureichender Erdung der Maste (zu hoher Stoßerdungswiderstand) treten rückwärtige Überschläge über den Isolatoren auf und die Lichtbögen müssen durch Schnellausschaltung gelöscht werden.

Durch die Kurzunterbrechung und die darauf folgende Schnellwiedereinschaltung kann ein großer Teil der Lichtbogenfehler auf Hochspannungsleitungen geklärt werden.

Instandhaltungsmaßnahmen werden auch erforderlich, wenn Einzeldrähte der Erdseile durch die Blitzströme geschmolzen werden und aufdrillen.

Demgegenüber sind Fehler durch innere Betriebsvorgänge (Überspannungen und Überströme) sehr selten; durch die Einhaltung der internationalen Normen, die auf jahrzehntelangen Erfahrungen beruhen, ist i.a. eine ausreichende elektrische Festigkeit der Betriebsmittel gewährleistet.

Alle diese oben genannten äußeren Einwirkungen können bei Kabelstrecken nicht auftreten, kommen also auch nicht als mögliche Fehlerursachen in Betracht. Bei einer Kanal- oder Tunnelverlegung sind auch Beeinträchtigungen oder Beschädigungen durch Montage- oder spätere Bauarbeiten ausgeschlossen. Da Kabel nach den gleichen Vorschriften wie Freileitungen hinsichtlich ihrer inneren elektrischen Festigkeit (Spannungsfestigkeit der Isolation, Kurzschlussfestigkeit) bemessen werden, stellen sie keinen Schwachpunkt innerhalb eines Netzes dar.

## 2.4 Fehlerschutz und automatische Wiedereinschaltung

Im Bescheid (S. 215/216) wird festgestellt, dass bei einer Kabelanlage, im Gegensatz zu einer Freileitung, im Falle eines Fehlers eine automatische Wiedereinschaltung nicht möglich ist. Dies ist zwar sachlich richtig, kann aber im Vergleich mit der Freileitung nicht als augenscheinlicher Nachteil erklärt werden, da Freileitung und Kabel unterschiedliche Fehlerarten aufweisen und deshalb andere Schutzkonzepte erfordern.

Die Kurtrennung und automatische Wiedereinschaltung wurde tatsächlich für Freileitungsstrecken entwickelt und wird dort benutzt, weil die überwiegende Zahl der Fehler auf Hochspannungs-Freileitungen einpolige Lichtbogen-Überschläge über Isolatoren sind, die von direkten Blitzeinschlägen, rückwärtigen Überschlägen, Fremdschichtüberschlägen, Sturmeinwirkungen, Eislasteinwirkungen usw. herrühren. Da auch mehrere dieser äußeren Erscheinungen gemeinsam einwirken können und diese nicht vorhersehbar sind, ist es auch wirtschaftlich nicht vertretbar, eine Freileitung so auszulegen, dass sie allen Beanspruchungen standhält und fehlerfrei bleibt. In der Koordination der Isolation werden deshalb Überschläge an äußeren Isolierstrecken zugelassen, weil diese in der Regel keine großen Schäden verursachen. Dazu kommt, dass Lichtbögen in Luft in den meisten Fällen durch eine Kurtrennung zum Verlöschen gebracht werden können und nach einer spannungslosen Pause die Luftstrecke soweit verfestigt ist, dass die Spannung wieder zugeschaltet werden kann.

Diese äußeren Einwirkungen treten bei Kabeln nicht auf; ebenso wie bei Transformatoren, Generatoren, Wandlern, Drosseln, Kondensatoren können innere Fehler (Isolationsminderung, Überspannungen) große Schäden verursachen. Deshalb wird die innere Isolierung üblicherweise mit einer höheren elektrischen Festigkeit ausgelegt, und es muss ein anderes Schutzkonzept angewendet werden, das die sofortige Ausschaltung im Falle eines sehr viel weniger wahrscheinlichen inneren Fehlers vorsieht. Für Hochleistungsübertragungen werden deshalb zwei parallele Kabelsysteme vorgesehen, wie dies üblicherweise auch für Hochspannungsleitungen geschieht.

Zur Verwirklichung der selektiven Fehlererfassung und –abschaltung sind sowohl Freileitungs- wie (lange) Kabelstrecken beidseitig mit Wandlern, Schutzeinrichtungen und Leistungsschaltern in Umspannwerken oder in Schaltstationen auszurüsten. Dabei gibt es keine prinzipiellen Unterschiede.

Auch bei einer möglichen „Teilverkabelung“, d.h. der Reihenschaltung von Freileitungen und Kabeln können die unterschiedlichen Schutzkonzepte verwirklicht werden: der Fehler wird durch die jeweiligen Meßeinrichtungen erfasst und örtlich zugeordnet, und durch die nächstliegenden Leistungsschalter wird der fehlerbehaftete Streckenabschnitt herausgeschaltet. Dabei kann bei Fehlern auf Freileitungen selbstverständlich die Kurtrennung und die darauf folgende automatische Wiedereinschaltung durchgeführt werden. Bei einem Fehler in einem Kabel wird dies in Schnellzeit beidseitig ausgeschaltet und das parallele System übernimmt die Last.

Damit ist die unterbrechungsfreie Energieversorgung gesichert. Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass zwar ein Kabelfehler nicht ausgeschlossen werden kann, die Wahrscheinlichkeit dafür aber sehr gering ist (siehe 2.2). Es muss auch darauf hingewiesen werden, dass die bestehenden Hochleistungs-Kabelübertragungen von Freileitungen gespeist werden und auch dort die Schutzfragen mit dem Ziel der hohen Versorgungszuverlässigkeit gelöst wurden.

## 2.5 Muffen und Endverschlüsse

Die im Fachgutachten Elektrotechnik vermutete erhöhte Wahrscheinlichkeit von Ausfällen durch die Vielzahl und Inhomogenitäten von Muffen und Endverschlüssen kann durch die Praxis nicht bestätigt werden. Muffen und Endverschlüsse für VPE-Hochspannungskabel wurden in den Spannungsebenen 245 kV...420 kV inzwischen in großer Anzahl gebaut und sind z.T. seit Ende der 80er Jahre in Betrieb, ohne dass Störungen bekannt geworden sind. (Aufstellung siehe Anlage 1). Es gab auch keine Frühausfälle, wie diese z.T. bei der Einführung neuer Konstruktionen, neuer Werkstoffe oder neuer Fertigungstechnologien für Hochspannungsgeräte auftreten.

Ursache dafür sind wahrscheinlich die vorher gemachten großen Erfahrungen mit VPE- Kabeln in der Mittelspannungsebene und die harten Präqualifikationstests.

Zu der hohen Zuverlässigkeit der Muffen tragen auch ihre spezielle Konstruktion und die Montage aus vorgefertigten und vorgeprüften Teilen bei. Die Muffen sind wartungsfrei.

Um die Anzahl der Muffen möglichst gering zu halten, werden große Fertigungslängen angestrebt. Aus Gründen der Transportierbarkeit der Kabeltrommeln auf Straßen und im Gelände (hohes Gewicht, großer Durchmesser) sind diese Transportlängen begrenzt. Für ein 380 kV-Kabel mit einem Querschnitt von 2500 mm<sup>2</sup> werden maximal

etwa 1000 m erreicht, es sind also Muffenabstände von etwa 950 m vorzusehen.

In ausgeführten Anlagen (z.B. London) erfolgt das Auskreuzen der Kabelschirme (cross-bonding) bereits nach diesen Längen an speziellen Auskreuzungsmuffen, um Schirmströme und –verluste gering zu halten. Die Auskreuzungsstellen werden zur Begrenzung der Überspannungen bei Störungsvorgängen mit (MS)-Überspannungsableitern beschaltet; sie sollten prinzipiell zugänglich sein.

## 2.6 Varianten der Kabelverlegung

### Variante Erdverlegung

Hochspannungskabel können direkt in Erde gelegt oder in dünne Rohre eingezogen werden. Entsprechende Anlagen hat z.B. SÜDKABEL in Abu Dhabi, in Tschechien und in Griechenland errichtet.

Muffenbauwerke müssen nicht unbedingt gebaut werden, sind aber sinnvoll, da sich darin eine Muffenlagerung auf Gestellen und das Auskreuzen besser realisieren lässt. Außerdem können Fehler schneller beseitigt werden. Anstelle der Muffenbauwerke können auch „Cross-Bonding-Kästen“ errichtet werden ( ca. 3m breit, ca.10m lang ), die von oben über ein Mannloch zugänglich sind und die damit nur geringe Spuren hinterlassen.

Die Erdverlegung ist für die Abfuhr der Verlustwärme die schlechteste Variante, sie liefert die geringsten Verluste, erfordert einen hohen Aufwand an Kabeln, aber einen geringen Aufwand an Tiefbauarbeiten. Bei Kabelfehlern sind aufwändige Erdarbeiten zur Fehlerbehebung nicht zu vermeiden.

### Variante Kanalverlegung oder Tunnelverlegung

Für die Übertragung hoher Leistungen stellt die Kanal- oder Tunnelverlegung die günstigste Variante dar. Im belüfteten Kanal (z.B. 2x2,5m) ergibt sich etwa die doppelte Übertragungsleistung gegenüber einem erdverlegten System. Bei zusätzlicher Luftkühlung ist eine weitere Leistungssteigerung möglich.

Für Langstrecken-Übertragungen müssen bei dieser Variante in Abständen von 3...4 km Eingangsbauwerke errichtet werden, die für das Einbringen der Kabel (Kabelzug), der Muffen und aller Montage-materialien, für Belüftungseinrichtungen und Brandschutzmaßnahmen erforderlich sind. Die neuen Hochleistungs-Übertragungen werden überwiegend mit 2 Systemen in belüfteten Tunnelrohren (3m ø) ausgeführt.

Bei einer solchen Verlegungsart ist das Auftreten von Fehlern äußerst unwahrscheinlich: das Einbringen der Kabellängen erfolgt mit geringsten mechanischen Belastungen, Beanspruchungen durch weitere Baumaßnahmen sind ausgeschlossen, die Montage der Muffen erfolgt ohne Beeinflussung durch äußere Witterungsbedingungen.

Die Kanalverlegung liefert höhere Verluste gegenüber der reinen Erdverlegung, ermöglicht aber eine geringere Kabelanzahl und deshalb niedrigere Kabelkosten. Dem erheblichen einmaligen Aufwand für Erd- und Tiefbaukosten steht gegenüber, dass für eventuelle Wartungs- und Reparaturarbeiten oder künftige Kabelauswechslungen nach einigen Jahrzehnten keine zusätzlichen Erdarbeiten mehr erforderlich sind, d.h. die Natur kann nach den Baumaßnahmen in ihren vorigen Zustand zurückversetzt und belassen werden. Der Grad der wirtschaftlichen Nutzung über der Kabeltrasse hängt von der Einbringungstiefe ab: Bei tiefer Tunnelführung existieren keinerlei Einschränkungen, bei relativ flacher Kanalführung ist auf eine ausreichende mechanische Belastbarkeit zu achten und möglicherweise ist eine gewisse Bodenaustrocknung zu berücksichtigen.

Eine Verlegung im Kabelkanal, auch als Teilstrecke der geplanten Verbindung, stellt zweifellos die geringste Beeinträchtigung der Landschaft dar.

## 2.7 Realisierbare Übertragungsleistungen durch eine Doppelleitung und durch Kabelsysteme

### Variante Freileitung

Für die geplante 380 kV- Verbindung ist eine Freileitung mit 2 Systemen und Leitern aus Dreierbündeln vorgesehen:

$$2 \times 3 \times 3 \times 635/117 \text{ mm}^2 \text{ Al / St.}$$

Für ein Seil mit dem Al-Querschnitt von  $635 \text{ mm}^2$  ergibt sich (in Anlehnung an EN 50162:2001 für eine Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s und eine Leiterendtemperatur von  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ ) eine zulässige Stromdichte von  $J = 1,72 \text{ A/mm}^2$ , diese ist bei ruhender Luft um etwa 30% herabzusetzen ( $J = 1,204 \text{ A/mm}^2$ ). Damit ergibt sich ein zulässiger Strom für ein Seil von 764,4 A und für das Bündel von 2293 A, d.h. auch bei Ausfall eines Systems kann ein Freileitungssystem noch eine Leistung von  $S = 1500 \text{ MVA}$  übertragen.

Als Alternative zur Freileitung könnten 380 kV-Kabelsysteme (als Vollverkabelung oder als Teilverkabelung der Strecke) realisiert werden. Bei der Ausführung als 380 kV-Kabelstrecke ergeben sich folgende

Varianten, bei denen auch bei Ausfall eines Systems [(n-1)-Kriterium] noch die Leistung von 1500 MVA übertragen werden kann.

### **Variante Erdverlegung**

3 Systeme Einleiterkabel 3 x 3 x 1 x 2500 mm<sup>2</sup> Cu

Laut Berechnung der SÜDKABEL GmbH (siehe Anlagen 2) beträgt für den Kabeltyp unter mittleren Bedingungen für ein System der maximale Übertragungsstrom  $I_S = 1240$  A und die Übertragungsleistung  $S_S = 816$  MVA. Bei 3 Systemen parallel ergibt sich die Übertragungsleistung zu  $S_{ges} = 2450$  MVA, beim Ausfall eines Systems zu  $S = 1630$  MVA (> 1500 MVA).

### **Variante Kanalverlegung**

2 Systeme Einleiterkabel 2 x 3 x 1 x 2500 mm<sup>2</sup> Cu

Ohne zusätzliche Kühlung der Luft kann mit einem Kabelsystem im Kanal (2m x 2,5m, Gebläse mit 7,2 m<sup>3</sup>/s, Luftgeschwindigkeit 1,5 m/s) nahezu die doppelte Leistung gegenüber der Erdverlegung übertragen werden. Laut Berechnung von SÜDKABEL beträgt für ein System im Kabelkanal der max. Übertragungsstrom  $I_S = 2460$  A und die Übertragungsleistung  $S_S = 1619$  MVA.

Bei 2 parallel betriebenen Systemen im Kabelkanal können unter gleichen Randbedingungen je System  $I_S = 2095$  A übertragen werden, damit ergibt sich die gesamte Übertragungsleistung zu  $S_{ges} = 2758$  MVA; bei Ausfall eines Systems reicht das andere System aus, die geforderte Leistung von 1500 MVA zu übertragen.

Bei der Kabelkanal-Variante können im Normalbetrieb die Systeme wie bei der Freileitung parallel betrieben werden. Infolge der Belastung mit dem halben Strom sinken die stromabhängigen Verluste für die parallelen Systeme auch auf die Hälfte. Beim Ausfall eines Systems kann ohne zusätzliche Schaltvorgänge die Leistung von 1500 MVA weiter übertragen werden.

Die längeren Reparaturzeiten, die bei Kabeln mit Erdverlegung von etwa einer Woche bis zu mehreren Wochen dauern könnten, stellen dann gegenüber der Freileitung keinen entscheidenden Nachteil dar. Bei der Kabelverlegung im begehbaren Kanal oder Tunnel können die Reparatur- und Ausfallzeiten stark reduziert werden.

Ein Problem für die Versorgungssicherheit würde sich nur ergeben, wenn der Ausfall des zweiten Systems vor Abschluss der Reparatur erfolgen würde. Dies ist aber sehr unwahrscheinlich. Offensichtlich wird auch von den Netzbetreibern, die derartige Hochleistungs-Kabelanlagen betreiben, dieses Risiko als sehr gering eingeschätzt.

## 2.8 Ausführbare Kabel-Übertragungslängen

Die bisher errichteten 380(420) kV-Anlagen mit VPE-Kabeln weisen Kabellängen von einigen 100 m bis zu etwa 20 km (London) auf. Prinzipiell sind jedoch größere Kabellängen möglich. Im Vergleich zu den Freileitungen weisen Kabel deutlich größere Kapazitäten auf ( $C'_F \approx 12 \text{ nF/km}$ ,  $C'_K \approx 230 \text{ nF/km}$ ). Daraus resultieren deutlich höhere Ladeströme ( $I'_C \approx 10 \dots 15 \text{ A/km}$ ) und Ladeleistungen.

Die Berechnung mittels Leitungsgleichungen zeigt, dass die Spannungserhöhung am Ende einer leer laufenden Kabelstrecke, analog zum FERRANTI-Effekt bei Freileitungen, vergleichsweise gering bleibt. Diese Erhöhung beträgt bei einem Kabel von 40 km Länge etwa 1,2%, bei einer Länge von 80 km würde sie etwa 4,8 % betragen. Aus diesem Grund ergeben sich keine Einschränkung der Kabellänge und keine Notwendigkeit der Kompensation.

Nach einer groben Abschätzung, (es wird nur die Kapazität berücksichtigt), würde bereits der (kapazitive) Ladestrom eines unbelasteten Kabels von etwa 80 km Länge ( $A = 2500 \text{ mm}^2$ ) von

$$I_C = I'_C \times l = 15,7 \text{ A/km} \times 80 \text{ km} = 1256 \text{ A}$$

51% des maximal zulässigen Übertragungsstromes von 2460 A bei der Kanalverlegung erreichen. Der Ladestrom der Kabel begrenzt damit die zulässige Kabellänge, wenn er nicht kompensiert wird.

Bei diesen Längen über einige 10 km sind Drosselspulen zur Kompensation des Ladestroms, ( zweckmäßigerweise aufgeteilt auf Anfang und Ende der Kabelstrecke ), unbedingt erforderlich, wenn hohe Leistungen übertragen werden müssen.

Bei einer Ladeleistung des Drehstrom-Kabel-Systems von  $Q' = 10,348 \text{ Mvar/km}$  würde sich für eine Kabelstrecke von 80 km bei vollständiger Kompensation eine Leistung pro Phase von  $Q = 3,45 \times 80 = 276 \text{ Mvar}$  ergeben, d.h. für jede Drossel eine Leistung von  $Q_D = 138 \text{ Mvar}$ .

Drosseln mit dieser Leistung stellen erprobte und bewährte Geräte dar.

Tatsächlich sind jedoch auch bei diesen Kabellängen deutlich niedrigere Kompensationsleistungen erforderlich. Zum einen müssen im Höchstspannungsnetz im Normalbetrieb nicht nur Wirkströme, sondern auch (induktive) Blindströme übertragen werden und zum anderen stellen die Übertragungselemente des Netzes selbst (wegen des Aufbaus der Magnetfelder) induktiv-ohmsche Elemente im Längszweig dar:

380 kV-Leitungen mit  $X/R \approx 8 \dots 10$  besitzen einen Phasenwinkel von  $\varphi = \arctan(X/R) \approx 83 \dots 84^\circ$ , d.h. der Leistungsfaktor beträgt  $\cos \varphi \approx 0,125 \dots 0,1$ .

380 kV- Kabel (2500 mm<sup>2</sup> Cu) mit  $R' = 0,0136 \Omega/\text{km}$  weisen Induktivitäten von  $L' \approx 0,5 \dots 0,64 \text{ mH}/\text{km}$  und damit Reaktanzen von  $X' \approx 0,157 \dots 0,2 \Omega/\text{km}$  auf. Dies entspricht einem Verhältnis  $X/R \approx 11 \dots 15$ .

Noch deutlicher ist der induktive Charakter von Hochspannungs-  
transformatoren mit  $X/R \approx 30 \dots 60$ .

Damit findet bereits beim Übertragen von reinen Wirkströmen von den Kraftwerken über vorgeschaltete Freileitungen und über Kabel eine gewisse Kompensation des Ladestromes dieser Leitungen und der Kabel statt.

Entscheidend ist jedoch der Anteil an (induktivem) Blindstrom, der insgesamt für die untergeordneten Netze und die Abnehmer selbst über das Kabel übertragen werden muss.

Bei der Abnahme eines Wirkstromes ( $\cos \varphi = 1$ ,  $\sin \varphi = 0$ ) von 2000A am Ende eines Kabels von 80 km Länge ( $L = 51,2 \text{ mH}$ ,  $X = 16,1 \Omega$ ) muss für den Aufbau des Magnetfeldes des Kabels eine Blindleistung von  $Q = 64,33 \text{ Mvar}$  aufgebracht werden, die nur zu einem geringen Teil die Ladeleistung des Kabels von  $Q = 276 \text{ Mvar}$  kompensieren kann und damit wenig zur Entlastung des Kabels beiträgt.

Wird jedoch ein Scheinstrom von 2000A mit  $\cos \varphi = 0,8$ ,  $\sin \varphi = 0,6$  am Kabelende abgenommen, so bewirkt dieser Blindstrom von  $I_b = 1200\text{A}$  eine (induktive)Blindleistung von  $Q = 263 \text{ Mvar}$ , die das Kabel nahezu vollständig vom Ladestrom entlastet.

Eine solche weitgehende Kompensation der Blindstromanteile bedeutet eine erhebliche Reduzierung des Scheinstromes durch das Kabel und damit auch die Reduzierung der Übertragungsverluste. Dies hängt jedoch von den Bedingungen im Hochspannungsnetz ab und ist vom Netzbetreiber einzuschätzen. Unter Berücksichtigung der Netzbedingungen können sich auch bei größeren Kabellängen für die Kompensationsdrosseln vergleichsweise geringe Leistungen ergeben, die verlustarm ausgeführt werden können.

Kompensationsdrosseln werden nicht vom Kabelhersteller installiert. Die Drosseln sind zweckmäßigerweise jeweils am Anfang und am Ende der Kabelstrecke (bei sehr langen Strecken auch in der Mitte) in den Umspannwerken (Schaltstationen) aufzustellen. Sie werden an die Tertiärwicklung der Hochspannungstransformatoren oder als Einphaseneinheiten mit Eisenkern im Ölgefäß direkt an Hochspannung angeschlossen.

Der Betrieb von Hochspannungs-Übertragungen (Freileitungen) mit Kompensationsdrosseln ist eine seit Jahrzehnten bewährte Praxis und stellt keine besonderen Probleme für den Netzbetrieb dar.

## 2.9 Übertragungsverluste von Freileitungen und Kabeln

Der im Bescheid angeführte Nachteil der hohen dielektrischen Verluste der Kabel ( S. 213 ) ist so nicht zutreffend; demgegenüber weisen Freileitungen Koronaverluste auf, die größer als die dielektrischen Verluste der Kabel sind.(siehe unten)

Die dielektrischen Verluste der VPE-Kabel sind durch die Weiterentwicklung der Isoliermaterialien vergleichsweise klein und im Gegensatz zu den Leitungsverlusten praktisch nur durch die Spannung bestimmt.

Die dielektrische Verlustziffer  $\epsilon_r \tan \delta$  für VPE steigt bei Temperaturen über 60°C zwar leicht an, dies ist jedoch bereits bei der Angabe des Herstellers für die dielektrischen Verluste zu  $P'_{\text{vdiel}} = 5,7 \text{ kW/km}$  pro System bei der Leitertemperatur von 90°C berücksichtigt. Auch bei dieser Dauertemperatur sind keine erhöhte Alterung und kein gravierender Anstieg der dielektrischen Verluste zu erwarten.

Die Koronaverluste der Hochspannungsleitungen werden wesentlich durch die elektrische Feldstärke an der Oberfläche der Bündelleiter bestimmt; sie sind aber stark von den Witterungsverhältnissen abhängig und können bei ungünstigen Bedingungen (Regen, Nebel) das Mehrfache der Schönwetterverluste betragen. Für 380 kV-Leitungen ist im Mittel mit Verlusten von  $P'_{\text{vKor}} = 2 \dots 3,5 \text{ kW/km}$  pro Leiter, d.h. mit  $P'_{\text{vKor}} = 6 \dots 10,5 \text{ kW/km}$  pro System zu rechnen.

Wesentlich aussagefähiger ist es jedoch, die Übertragungsverluste von Freileitungen und Kabeln unter gleichen Einsatzbedingungen (Belastungen) zu vergleichen. Dies wird nachfolgend dargestellt.

### **Verluste für 1 System Freileitung 1 x 3 x 3 x 635 mm<sup>2</sup> Al**

$S_n = 1500 \text{ MVA}$ ,  $I_n = 2,28 \text{ kA}$ , Strom pro Seil im Bündel  $I_s = 760 \text{ A}$

JOULEsche Verluste (Leitungsverluste):

Die Widerstandserhöhung gegenüber dem Gleichstromwiderstand durch den Wechselstrom wird nicht berücksichtigt.

Die Widerstandserhöhung durch den Temperaturanstieg auf  $\theta = 80^\circ\text{C}$  (bei ruhender Luft , nach EN 50182:2001) berechnet sich zu

$$\rho_{80} = \rho_{20} ( 1 + \alpha \cdot \Delta\theta ),$$

$$\text{mit } \rho_{20} = 0,0278 \text{ mm}^2 \cdot \Omega/\text{m} \text{ für Al bei } 20^\circ\text{C}, \alpha = 4 \cdot 10^{-3} \text{ 1/K}, \Delta\theta = 60 \text{ K},$$

$$\rho_{80} = 0,0345 \text{ } \Omega/\text{km}, \text{ bzw. für das Seil zu } R'_s = 0,0543 \text{ } \Omega/\text{km}.$$

Daraus ergibt sich die Verlustleistung eines Seils zu

$P'_{vS} = 0,762 \cdot 10^6 \cdot 5,43 \cdot 10^{-2} = 31,36 \text{ kW/km}$  und die Verlustleistung des Drehstromsystems zu  $P'_{vJ} = 9 P'_{vS} = 282 \text{ kW/km}$ .

Korona-Verluste: (Mittelwert)

$$P'_{vKor} = 3 \cdot 3 \text{ kW/km} = 9 \text{ kW/km}$$

Übertragungsverluste der Freileitung :

$$P'_{vF} = 291 \text{ kW/km} ; \text{ bei einer Strecke von } 80 \text{ km } \quad \underline{P_{vF} = 22,5 \text{ MW}}$$

### **Verluste für 1 Kabelsystem (Kanalv.) 1 x 3 x 1 x 2500 mm<sup>2</sup> Cu**

1 Kabelsystem  $S_n = 1500 \text{ MVA}$ , Strom je Kabel  $I_n = 2,28 \text{ kA}$

JOULEsche Verluste:

Umrechnung der Verluste (aus den Angaben von SÜDKABEL für  $I = 2,46 \text{ kA}$ ) mit dem Faktor  $(2,28/2,46)^2 = 0,859$ :

Verluste im Leiter für das System

$$P'_L = 246 \text{ kW/km} \cdot 0,859 = 211,3 \text{ kW/km}$$

Verluste im Schirm für das System

$$P'_S = 2,4 \text{ kW/km} \cdot 0,859 = 2,1 \text{ kW/km}$$

Dielektrische Verluste:

$$\text{Verluste für das System } P'_{diel} = 5,7 \text{ kW/km}$$

Verluste des Kabelsystems:  $P'_{vK} = 219,1 \text{ kW/km}$  ; bei einer Strecke von 80 km :  $P_{vK} = 17,5 \text{ MW}$

Verluste in den Kompensationsdrosseln:

Richtwert für die Verluste in den Drosseln  $P^*_{vD} / Q_D = 1,5 \dots 2 \text{ kW/Mvar}$ .

Analog zu der Praxis bei Freileitungen wird ein Kompensationsgrad von 50% gewählt. Die erforderliche Kompensationsleistung für ein Kabel von 80 km Länge beträgt dann  $Q = 0,5 \cdot 276 \text{ Mvar}$  pro Leiter, d.h. bei Anordnung von je einer Drossel am Anfang und am Ende des Kabels wird eine Drossel mit  $Q_D \approx 70 \text{ Mvar}$  und einer Verlustleistung von  $P^*_{vD} = 110 \text{ kW}$  vorgesehen. Für die Kompensation des Systems mit 6 Drosseln ergeben sich die Verluste zu  $P_{vD} = 0,66 \text{ MW}$ .

Verluste durch Lüfterleistung  $P_{vL} \approx 0,5 \text{ MW}$

Gesamtverluste der Kabelübertragung:

$$\underline{P_{vKabelstrecke} = P_{vK} + P_{vD} + P_{vL} \approx 18,7 \text{ MW}}$$

Bei gleicher Belastung betragen die gesamten Übertragungsverluste bei der Kabelübertragung im Kanal etwa 83% der Verluste der Freilei-

tungsübertragung. Bei der Erdkabel-Variante würden sich wegen der größeren Kabelquerschnitte nur etwa 50% der Übertragungsverluste der Freileitung ergeben. Damit ergeben sich auch geringere Verlustkosten der Kabel.

## 2.10 Blitzeinwirkung auf Kabelmäntel

Nicht begründet ist die Befürchtung, dass eine Gefahr der Beschädigung der Mäntel der Hochspannungskabel durch atmosphärische Überspannungen entlang der Kabeltrasse besteht (S.213).

Tatsächlich sind Fälle bekannt, bei denen durch Blitzeinwirkungen Blitzströme durch den Mantel in das Kabelinnere eintraten. Dies trifft zu für

- Telekommunikationskabel und Niederspannungs-Steuerkabel
- Telekommunikations-LWL-Kabel mit einem integrierten Metalldraht
- Mittelspannungskabel mit einem geerdeten Schirm bzw. konzentrischen Leiter. Bei diesen Kabeln ist die Manteldicke relativ gering ( $\approx 2,5$  mm), sodass ein Durchschlag dieses Mantels auch bei äußeren Einwirkungen erfolgen kann. Wenn sich hohe Längsspannungen im Kabel aufbauen, kann dies auch zum Durchschlag der Kabelisolierung führen.

Bei allen Höchstspannungskabeln werden gut leitfähige Schirme großen Querschnitts ( $A = 250 \text{ mm}^2$ ) unter dem PE-Mantel vorgesehen.

Die Schirme werden an den Muffen ausgekreuzt bzw. geerdet, damit sich keine hohen Längsspannungen ausbilden können. An den Auskreuzungsstellen sind (MS-)Überspannungsableiter angeordnet, die auftretende Überspannungen gegen Erde begrenzen.

Damit könnte im ungünstigsten Fall bei direkter Blitzeinwirkung der äußere Kabelmantel aus Polyethylen hoher Dichte mit 4mm Dicke durchschlagen werden und der Blitzstrom über den Schirmleiter zur Erde abgeleitet werden. Das Durchschlagen des dicken Kabelmantels ist jedoch höchst unwahrscheinlich, wie Experimente im Hochspannungslabor gezeigt haben. (Die Blitzschutznorm VDE V 0185, entsprechend IEC 62305-3, sieht in Teil 3: „Schutz von baulichen Anlagen und Personen“ als ausreichende Schutzmaßnahme gegen zu hohe Berührungsspannungen die Ummantelung eines blitzstromführenden Leiters mit einem 3 mm starken VPE-Mantel vor.)

Der Schirmleiter aus Kupferbändern oder aus Aluminium-Wellrohr besitzt eine hohe Blitzstromtragfähigkeit. Nach VDE V 0185 T. 3 (IEC 62305-3) betragen die Mindestquerschnitte für Fangleitungen und Ableitungen aus Kupfer  $50 \text{ mm}^2$ , wobei die Mindestdicke von Bändern

2mm und der Mindestdurchmesser der Drähte in Seilen 1,7 mm betragen muss. Für Aluminiumbänder beträgt der Mindestquerschnitt  $70 \text{ mm}^2$  bei einer Mindestdicke von 3 mm. Auch wenn die Mindestdicke in den Schirmelementen der Kabel unterschritten wird, garantieren der deutlich größere Querschnitt und die damit herabgesetzte Stromdichte sowie der mechanisch feste konzentrische Einbau in der Kabelkonstruktion eine ausreichende thermische und mechanische Blitzstromfestigkeit. Die Leiterisolierung selbst besitzt eine hohe Stoßspannungsfestigkeit, sodass Durchschläge zum Kabelinneren beim Einwirken eines Blitzstromes auf den Kabelmantel ausgeschlossen sind.

Sollte es bei der Erdverlegung zu einem Durchschlag des äußeren Mantels kommen, verhindert der längswasserdichte Aufbau das Eindringen von Feuchtigkeit. Es ist jedoch festzustellen, dass bei einer Legetiefe von 2...3 m die Feldstärke des elektrischen Strömungsfeldes auch bei einem Naheinschlag relativ gering ist und die hohe elektrische Festigkeit des Mantels Durchschläge verhindert. Es sind bisher keine derartigen Schäden an Hochspannungskabeln bekannt geworden.

Bei der Installation der Kabel in Kanalelementen oder Tunnelröhren ist die Beschädigung der Kabelmäntel ohnehin ausgeschlossen.

## **2.11 Gefährdung der Kabel durch Blitzüberspannungen**

Völlig unbegründet ist die Behauptung (S.215), dass die Kabelendverschlüsse in Regionen hoher Blitzhäufigkeit Störungsquellen mit erhöhtem Ausfallrisiko darstellen.

Es ist unbestritten, dass die eigentlichen Leiter von Höchstspannungskabeln durch Blitzeinschläge nicht betroffen sind. Blitzströme und Blitzüberspannungen können nur infolge von Direkteinschlägen oder von rückwärtigen Überschlägen in die Leiterseile der Freileitungen über die Endverschlüsse in die Kabelleiter gelangen. Kabelendverschlüsse, die in den Umspannwerken aufzustellen sind, müssen selbstverständlich im Schutzbereich der Blitzschutz-Fangeinrichtungen (Fangseile oder Fangstangen) angeordnet werden und können damit durch Direkteinschläge nicht getroffen werden.

Es ist daher nicht zutreffend, dass Endverschlüsse a priori Störungsquellen sind. Zum einen kann wegen des Aufbaus der Isolierung aus Feststoffen kaum ein Unterschied zum Wellenwiderstand der Kabel auftreten, zum anderen zeigen die Betriebserfahrungen mit den nach den Vorschriften der Isolationskoordination geprüften Endverschlüssen, dass diese offensichtlich keine Schwachstellen darstellen, sondern eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen.

Dazu kommt die wesentliche Eigenschaft der Kabel, in Reihenschaltung mit Freileitungen überspannungsbegrenzend zu wirken.

Die Blitzüberspannungen auf den Freileitungen entstehen durch die Einprägung der Blitzströme auf die Leitungen. Laufen Blitzüberspannungen als Wanderwellen von der Freileitung (Wellenwiderstand  $Z_{WF} \approx 240 \Omega$ ) in das Kabel (Wellenwiderstand  $Z_{WK} \approx 50 \Omega$ ) ein, so werden sie in ihrer Höhe herabgesetzt. Geht man näherungsweise von einer Rechteckwelle aus und vernachlässigt die Dämpfung, so beträgt der Reduzierungs-(Brechungs-)faktor für die einlaufende Überspannung im Kabel

$$b_{FK} = 2 Z_{WK} / (Z_{WF} + Z_{WK}) = 100/290 \approx 0.34.$$

Auch beim weiteren Übergang zur Freileitung, d.h. einer Übertragungsstrecke Freileitung – Kabel - Freileitung ist die überspannungsherabsetzende Wirkung des Kabels noch vorhanden. Für die Überspannung am Übergang vom Kabel zur zweiten Freileitung gilt dann der Reduzierungs-(Brechungs-)faktor für die vorlaufende Welle

$$b_{FKF} = b_{FK} [ 2 Z_{WF} / (Z_{WF} + Z_{WK}) ] = 0,34 (480/290) \approx 0,56.$$

Tatsächlich finden jedoch an den Übergangsstellen zwischen Kabel und Freileitungen auch Reflexionen der Wanderwellen statt. Die von der zweiten Freileitung rücklaufende Welle wird am Kabelende mit dem Reflexionsfaktor

$$r_{FK} = ( Z_{WF} - Z_{WK} ) / ( Z_{WF} + Z_{WK} ) \approx 0,655$$

reduziert und am Kabelanfang wiederum mit dem gleichen Reflexionsfaktor reflektiert und läuft damit als weiter reduzierte Welle wieder in das Kabel hinein. Aus der Überlagerung der ständig kleiner werdenden vor- und rücklaufenden Wellenanteile ergibt sich zwar eine gewisse Überspannung am Kabelende, die aber üblicherweise gering ist. Dazu kommt, dass bei längeren Strecken infolge der Dämpfung der Scheitelwert der Überspannung herabgesetzt wird.

Kabel stellen also Schutzstrecken für nachgeordnete Freileitungen oder Schaltanlagen dar, da sie nicht selbst durch direkte Blitzeinschläge mit Überspannungen beaufschlagt werden. An den Übergängen zu höheren Wellenwiderständen (Kabel-Freileitung, Kabel-Transformator) sind, wie üblich, Überspannungsableiter zwischen Leiter und Erde vorzusehen.

## 2.12 Verhalten der Kabel bei Erdschlüssen

Widersprochen werden muss der Aussage im Bescheid (S.216):  
„Bei Auftreten von einpoligen Erdschlüssen an den offenen Enden der Kabel sind betriebsfrequente und transiente Überspannungen zu erwarten, die über das normale Maß hinausgehen und besondere Beachtung verdienen.“

Dazu ist zunächst festzustellen, dass auch im österreichischen Hochspannungsnetz mit wirksamer Sternpunktterdung keine „Erdschlüsse“ auftreten können; einpolige Erdfehler sind immer „Erdkurzschlüsse“. Es ist der Zweck der Sternpunktterdung, dass bei einem einpoligen Erdkurzschluss keine (oder nur eine geringe) Sternpunktverlagerungsspannung im Netz auftritt und damit auch keine betriebsfrequenten Spannungsanhebungen der beiden nicht vom Erdfehler betroffenen Leiter entstehen. Das trifft für Freileitungen wie für Kabel zu.

Zum anderen muss festgestellt werden, dass der oben beschriebene Fehler einem höchst unwahrscheinlichen Betriebszustand entspricht: Es ist nicht vorstellbar, dass das Hochspannungskabel auch nur über einen kürzeren Zeitraum leer laufend betrieben wird und dass gerade in diesem Zeitpunkt ein Fehler auftritt.

Unabhängig von diesen Sachverhalten können bei dem oben beschriebenen Fehlerzustand weder hohe betriebsfrequente noch hohe transiente Überspannungen auftreten, erst recht keine, die über das normale Maß hinausgehen.

Die Einleiter-Kabel weisen keine kapazitive Kopplung zwischen den Leitern auf und bei den relativ großen Abständen zwischen den Kabeln ist auch die magnetische Kopplung zwischen dem fehlerstromführenden Leiter und den unbelasteten Leitern gering, wenn der Erdfehler auftritt.

Im unbelasteten Zustand nehmen die weitgehend entkoppelten Kabel-Leiter am Ende gegen Erde das Potential an, das sich aus den Leitungsgleichungen ermitteln lässt und auch bei Kabellängen von einigen 10 km nur wenige Prozent über den Nennwerten liegt. Beim Fehlereintritt nimmt der fehlerbehaftete Leiter nahezu das Potential Null an, ohne dass sich eine Potentialanhebung der beiden anderen Leiter ergibt. Da die betriebsfrequenten Spannungserhöhungen gering bleiben, sind auch die überlagerten Ausgleichsvorgänge in ihrer Höhe gering und die befürchteten Überspannungen können so nicht auftreten.

## 2.13 Einschaltströme von Kabeln

Zu dem Einwand, dass die Einschaltströme von Kabeln höher sind als die von Freileitungen, ist Folgendes zu bemerken:

In der Zusammenfassung (S.216) wird formuliert, dass wegen der geringeren Wellenwiderstände beim Einschalten von Kabeln wesentlich höhere Einschaltströme als bei Freileitungen auftreten. Dies scheint zunächst einleuchtend, wenn man lediglich die unterschiedlichen Wellenwiderstände des Mitsystems betrachtet. ( $Z_{WK} \approx 50 \Omega$ ,  $Z_{WF} \approx 240 \Omega$ ).

Tatsächlich ist der Unterschied in den Einschaltströmen nicht so gross, wie es aus dem Verhältnis der Wellenwiderstände (ca. 4,8) zu erwarten wäre.

Näherungsweise berechnet sich der maximale Einschaltstrom zu

$$i = \Delta u \cdot \sqrt{(L' / C')} = \Delta u \cdot Z_W,$$

wobei  $\Delta u$  die Differenz der Augenblickswerte der Spannungen auf der Netzseite und der Leitungsseite, (d.h. die Spannungsdifferenz über der Schaltstrecke) und  $Z_W$  der Wellenwiderstand des jeweiligen einschaltenden Poles sind.

Bei Freileitungen sind die einzelnen Leiter kapazitiv gekoppelt und für jeden einzelnen Leiter ergibt sich ein anderer Wellenwiderstand. Für den erstschaltenden Pol ergibt sich ein höherer wirksamer Wellenwiderstand, der mehr als das 1,6 fache des Wellenwiderstandes des Mitsystems beträgt.

Der maximale Einschaltstrom tritt dann auf, wenn zum Schaltzeitpunkt die Spannung auf der Speiseseite ihren Scheitelwert besitzt und auf dem einzuschaltenden Betriebsmittel eine Restladung mit dem Scheitelwert der entgegengesetzten Polarität vorhanden ist. Dies kann bei Freileitungen insbesondere bei Wiederinbetriebnahmen oder auch bei Schnellwiedereinschaltungen auftreten. Dabei erhöht sich die Differenzspannung und auch der Einschaltstrom auf den doppelten Wert. Der maximale Einschaltstrom von Freileitungen ist deshalb um den Faktor 3,2 höher, als aus der stark vereinfachten Annahme erkennbar.

Um Restladungen auf den Freileitungen zu vermeiden, können zur Entladung der Leitung induktive Wandler oder spezielle Entladeimpedanzen dienen. Einschaltströme und Einschaltüberspannungen können wirksam durch gesteuerte Schalter reduziert werden, die die einzelnen Schalterpole zum jeweils günstigsten Zeitpunkt einschalten. Betriebserfahrungen liegen dazu vor.

Bei den kapazitiv entkoppelten Einleiterkabeln sind die Wellenwiderstände für die drei einschaltenden Pole gleich und Restladungen treten infolge der Betriebsführung nicht auf.

Beim Einschalten der Kabel treten damit näherungsweise Spitzenwerte der Einschaltströme auf, die etwa dem Doppelten des Spitzenwertes des Nennstromes entsprechen (einige kA) und damit relativ klein gegenüber den möglichen Kurzschlussströmen sind, für die ja alle Anlagenteile ausgelegt sind. Schaltgeräte für 380(420) kV sind für Kurzschluss-Einschaltströme ausgelegt, die weit über 100 kA (!) liegen; ebenso sind die anderen Betriebsmittel in ihren Nennströmen und Kurzschlussströmen koordiniert und weisen die erforderliche Stoßfestigkeit auf.

Dazu kommt, dass das Einschalten unbelasteter Kabel ein Schaltvorgang ist, der im Verbundnetz sehr selten auftritt. Üblicherweise werden insbesondere die Kabel dauernd betrieben und nur bei Reparatur- und Wartungsarbeiten finden Schaltzustandsänderungen statt. Sollten sich aus betrieblichen Gründen häufige Schaltvorgänge notwendig machen oder von Seiten der Hersteller Bedenken hinsichtlich der mechanischen Festigkeit der Betriebsmittel bei diesen Einschaltströmen bestehen, (was nicht zu erwarten ist), gibt es mehrere Möglichkeiten, die Einschaltströme deutlich zu reduzieren. Zum einen könnten hochbelastbare Einschaltdrosseln eingesetzt werden, die den Spitzenwert des Einschaltstoßes herabsetzen. Noch weitreichendere Effekte lassen sich auch bei Kabeln mit dem Einsatz gesteuerter Schalter erzielen.

Aus dem Betrieb der Hochleistungs- Kabelstrecken liegen keine Berichte vor, dass das Schalten der Kabel zu Problemen geführt hätte. Auch muss deutlich der Vermutung ( S. 216) widersprochen werden, dass Maßnahmen, wie sie bei Freileitungen zur Verminderung von Überspannungen und Einschaltstoßströmen angewendet werden, bei Kabeln keinen Beitrag leisten können. Dazu gibt es keine Grundlage.

Völlig unverständlich sind die Ausführungen zu dieser Problematik auf S.215 des Bescheids. Dort wird ein Beispiel angeführt, dass „beim Einschaltvorgang einer leer laufenden Leitung bei einer Leistung von 658 MVA und einem Strom von 1kA ein Einschaltstrom von 10 kA bei einem Kabel und von 2 kA bei einer Freileitung auftritt“. Wenn eine Leitung unbelastet ist, kann nicht vorher ein Strom von 1 kA fließen und wenn ein Strom auf der Leitung bereits fließt, kann sie nicht als leer laufende Leitung eingeschaltet werden und einen Einschaltstoßstrom aufweisen. Hier sind ganz offensichtlich verschiedene Sachverhalte vermischt worden und die Aussagen sind nicht nachzuvollziehen.

## 2.14 Zusammenfassung

Die im Genehmigungsbescheid der Steiermärkischen Landesregierung zitierten technischen Probleme und Nachteile einer Hochspannungs-Kabel-Variante gegenüber einer Freileitungs-Variante halten einer kritischen Bewertung nicht stand. Die negativen Aussagen sind überwiegend physikalisch-technisch unzutreffend und werden durch die positiven Betriebserfahrungen mit Kabelstrecken widerlegt.

Es ist eine unbestreitbare Tatsache, dass 380 kV- VPE- Kabelverbindungen technisch ohne Nachteile gegenüber einer Freileitung ausgeführt und mit hoher Zuverlässigkeit betrieben werden können. Für das geplante Vorhaben der 380 kV-Verbindung kann mit bereits erprobten Kabelementen (Kabel, Muffen, Endverschlüssen) eine technisch gleichwertige Kabelvariante als Alternative zur Freileitung angegeben werden.

Technisch ergeben sich auch keine erkennbaren Schwierigkeiten, innerhalb des geplanten Netzes zwischen zwei Schaltstationen eine Teilstrecke als Kabel auszuführen.

Eine Kabelvariante mit Installation der zwei Kabelsysteme in einem belüfteten Kanal stellt zweifellos, trotz der einmaligen hohen Baukosten, die nachhaltig geringste Beeinträchtigung der Landschaft dar.

Unbestritten ist jedoch, dass eine Kabelvariante die höheren Investitionskosten erfordert. Obwohl die Kabelkosten auch im letzten Jahrzehnt deutlich gesunken sind, sind die reinen Kosten für die Errichtung einer Kabelverbindung mehrfach höher als für die Errichtung einer Freileitung. Die Höhe der Mehrkosten ist dabei in offener Landschaft sehr viel geringer als in Stadtgebieten.

### Anlagen

- Anlagen 1: SÜDKABEL Referenzliste Höchstspannungs-VPE-Kabel (2 Seiten)
- Nexans Referenzliste 400 kV-VPE-Kabel (1 Seite)
- Anlagen 2 : SÜDKABEL Kabeldatenblatt Erdverlegung (2 Seiten)
- SÜDKABEL Kabeldatenblatt Kanalverlegung (2 Seiten)



## References XLPE 400 kV

Year	Country	Customer	Project	Conductor mm <sup>2</sup>	Voltage kV	Type of metallic screen	Length m	OSE	GIS	Transfo	X-bond joint	Straight joint
1989	Switzerland	BKW	Bassecourt	1 x 1200 Cu	400(420)	Lead sheath	100	2				
1990	Switzerland	Internal	Long term test	1 x 2000 Cu	380(420)	Cu wire + Cu-PE	100					
1993	Germany	BEWAG	Pre-qualification	1 x 1600 Cu	400(420)	Cu Wire + Al-PE	210	1	1		2	
1995	Canada	Hydro Québec	Long term test	1 x 1600 Cu	500(550)	Lead sheath	320	2	2		1	
1995	Saudi Arabia	Bechtel	SWCC Shoaiba (Phase 2 lot 1A)	1 x 400 Cu	380(420)	CAS	6.470		21	21		
1997	Bulgaria	NEK	Chaira Pumped Storage Power Plant	1 x 500 Cu	400(420)	Cu Wire + Al-PE	1.800	3		3		
1998	Switzerland	Cleuson-Dixence	Bieudron	1 x 800 Cu	400(435)	CAS	3.600		18			
1999	Saudi Arabia	Snamprogetti	SWCC Shoaiba (Phase 2 lot 2)	1 x 630 Cu	380(420)	Cu Wire + CAS	4.620		6	6		
1999	France	EDF	INCA	1 x 2000 Cu enameled	400(420)	Al welded sheath	400	2	2		2	
1999	Germany	BEWAG	Friedrichshain-Marzahn S/S	1 x 1600 Cu	400(420)	Cu Wire + Al-PE	16.560		9		21	
2001	India	SNC Lavalin	Chamera II	1 x 400 Cu	400(420)	CAS	4.000		10	10		2
2001-2002	Germany	VEAG	Goldistahl	1 x 630 Cu	420(474)	Cu Wire + Al-PE	4.400		24			
2001	USA	Dashiell/Calpine		1 x 630 Al	345(362)	Lead sheath	940	6				
2003	Latvia	Latvenergo	HPP Plavinas Trafo 1	1 x 630 Al	347(420)	Cu Wire + Al-PE	500	3		3		
2004-2005	Abu Dhabi	Transco	400 kV Interconnection of Abu Dhabi Island	1 x 2500 Cu enamelled	400(420)	Cu Wire + Lead Alloy	37.500		12		75	
2005	Italy	Technip Italy	Termoli	1 x 630 Cu	380(420)	Cu wire + Lead sheath	870	9	9			
2005	Italy	Solvay	Rosignano	1 x 1000 Cu	380(420)	Al welded sheath	4.810	12				
2005	Norway	Statnett	Oslo - Sogn-Ulven	1 x 2000 Cu	400(420)	Lead sheath	6570					

93.770 40 114 43 101 2

Reference list of **SÜDKABEL GmbH**, Mannheim, Germany  
on **Extra-High Voltage XLPE Cable Systems**,  $U_{\max} \geq 245 \text{ kV}$

Year	Location	Cross-section	Cable length	Terminations				Joints	
				Out-door	GIS	GIS Plugs	Trans-former	Straight through	Sectionalizing
$U_{\max} = 245 \text{ kV}$		sqmm	metres	pcs	pcs	pcs	pcs	pcs	pcs
1988	Bayernwerk AG, Munich, Germany	800	429	6					
1992	Badenwerk AG, Karlsruhe, Germany	630	5.058	12					
1993/94	WAPDA, Lahore, Pakistan	630	11.104	12				6	
1995	RWE Energie AG, Essen, Germany	630	15.138	6				18	6
1996	NOK, Baden, Switzerland	800	3.435	6				3	
1996	SCECO-East, Dammam, Saudi Arabia	800	850		9		9		
1998	Mosenergo, Moscow, Russia	1000	56.450	6	6			123	12
1998	Qatif Ras Tanura, Saudi Arabia	1600	924	6	6				
1999	Kelaneltissa, Sri Lanka	1200	2.260	12	12				
1999	Kelaneltissa, Sri Lanka	630	490						
1999	Tocopilla, Chile	1200	1.500	3	3				
2000	Ibn Zahr Downstream, Saudi Arabia	800	600		3		3		
2001	VIPAL-Nova Prata, Brazil	630	180	6					
2002	Yunnan Dachaoshan Hydro P/S, China	500	2.175		12				
2002	SEWEDY, Sakr Korisk, Egypt	1000		8	8				9
2002	SEWEDY, Suez Crossing, Egypt	1200		28					
2003	Lianyungang, China	400	2.100		6				
2005	SEWEDY, Egypt	1200		4					
2005	SEWEDY, Talkha, Egypt	1200		18					
2005	AREVA, Järva/Sweden	630		3		3			
2005	AREVA, Järva/Sweden	1200				6			
2005	ABB Germany, Zawia Libya	800		12		12			
2005	LS Korea, GTC14 - Qatar	2500							42
2005	LS Korea, GTC14 - Qatar	800							30
<b>Total</b>			<b>102.693</b>	<b>148</b>	<b>65</b>	<b>21</b>	<b>12</b>	<b>150</b>	<b>99</b>

$U_{\max} = 300 \text{ kV}$		sqmm	metres	Terminations				Joints	
				pcs	pcs	pcs	pcs	pcs	pcs
1992	TNB, Kuala Lumpur, Malaysia	800	4.030	12			12		
1996	TNB, Kuala Lumpur, Malaysia	800	1.920	12					
1997	TNB, Kuala Lumpur, Malaysia	800	800	6	6				
2001	Alstom, France for Malaysia	800	1.750	18					
2003	ABB Sweden, for Canada (Kemano)	800		24					
<b>Total</b>			<b>8.500</b>	<b>72</b>	<b>6</b>		<b>12</b>		

$U_{\max} = 345 \text{ kV}$		sqmm	metres	Terminations				Joints	
				pcs	pcs	pcs	pcs	pcs	pcs
2002	Taiwan Power Company, Taipeh	2500	31.030	12	12			12	48
2003	Taiwan Power Company, Taipeh	2500	31.030	12	12			12	48
2005*	Taiwan Power Company, Taipeh	1600	28.800				85		
<b>Total</b>			<b>90.860</b>	<b>24</b>	<b>24</b>		<b>85</b>	<b>24</b>	<b>96</b>

Year	Location	Cross-section	Cable length	Terminations				Joints	
				Out-door	GIS	GIS Plugs	Trans-former	Straight through	Sectionalizing
<b>U<sub>max</sub> = 420 kV</b>		sqmm	metres	pcs	pcs	pcs	pcs	pcs	pcs
1993	CESI, Milan	1600	130	1	1				1
1996	Neckarwerke Stuttgart, Germany	800	1.571	4	4				
1998	Bewag, Berlin, Germany	1600	20.500		6				24
2000	Bewag, Berlin, Germany	1600	17.050		6				15
2001	Babcock, Germany for Abu Dhabi	1000	10.329		6		6	6	
2001	Babcock, Germany for Abu Dhabi	800	15.543		9		9	9	
2003	CEPS, Czech Republic	2500	1.420	6					
2004	Red Electrica, Madrid	2500	40.160	6					48
2005*	Tala Hydroelectric, Buthan	1200	8.920	12	12				
2005	National Grid Company, London	2500	61.685		6				60
2005	National Grid Company, London	2500	14.400	12					12
2006*	Voith Siemens Hydro for Baglihar India	800	1.874	7	7			2	
2005	Rodax Corporation Athen, Greece	800	2.150	4	4			2	
2005	Thessaloniki Power, Greece	800	18.000	9				18	
2005*	Verbund Austrian Hydro Power AG	800	600		3		3		
2005*	Alstom Power for Ermenek, Turkey	800	1.200	6			6		
<b>Total</b>			<b>215.532</b>	<b>67</b>	<b>64</b>		<b>24</b>	<b>37</b>	<b>160</b>

<b>U<sub>max</sub> = 550 kV</b>		sqmm	metres	Terminations				Joints	
				pcs	pcs	pcs	pcs	pcs	pcs
2001	Dachaoshan HPP, Yunnan, China	800	2.535		12				
2004	OAO, Moskow for Bureya HPP, Russia	800	2.650		7			2	
2005*	Alstom Power France for Merowe, Sudan	1.200	3.900	9	9				
2005*	Alstom Power France for Merowe, Sudan	800	3.000		21		15		
<b>Total</b>			<b>12.085</b>	<b>9</b>	<b>49</b>		<b>15</b>	<b>2</b>	

\* = under construction

**Total length of XLPE cables from 245 kV up to 550 kV,  
delivered resp. under construction by  
SÜDKABEL GmbH, Mannheim**

**429,7 kilometres**