

Ergänzende Studie

Kabelauslegung und Kostenvergleich bei
maximaler Übertragungsleistung von 3000 MVA
mit Bezug auf das 380-kV-Leitungsbauvorhaben
Ganderkesee - St. Hülfe in der Ausführung als
Freileitung oder Drehstromkabelsystem

Univ.-Prof. a. D. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald
Leibniz Universität Hannover

Hannover, 12.12.2009

1 Anlass und Zielsetzung

Durch den weiteren Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen, die in nächster Zeit zu errichteten ersten Offshore-Windenergieparks, die weiteren geplanten Offshore-Windenergieparks sowie die entstehenden und geplanten Kohlekraftwerke im Küstenbereich der Nordsee werden bis zur Errichtung weiterer Leitungen die vorhandenen Nord-Süd-Verbindungen stark ausgelastet. Der (n-1)-sichere Betrieb kann dabei zumindest zeitweise nicht garantiert werden.

Für die Leitung Ganderskesee-St. Hülfe ist perspektivisch im Normalbetrieb mit einer Maximallast von 3000 MVA zu rechnen. In der ForWind-Studie vom 20.09.2005 /1/ war noch von einer maximalen Leistung von 2200 MVA im Endausbau (Szenario 3) ausgegangen worden.

Die maximale Übertragungsleistung der heute verfügbaren konventionellen 380-kV-VPE-Kabel mit einem Kupferquerschnitt von 2500 mm² beträgt pro Kabelsystem (3 Einleiterkabel) bei zwei Kabelsystemen im gemeinsamen Graben in der Verlegung nach Bild 1 etwa 1450 MVA bei einem Belastungsgrad von $m = 0,7$.

Für die Leitung Ganderskesee-St. Hülfe bedeutet die Steigerung der maximalen Übertragungsleistung auf 3000 MVA, dass eine Verkabelung der Freileitung mit nur einem Kabelsystem pro Freileitungsstromkreis (sog. 1:1-Verkabelung) schon aus Gründen der Sicherung des Normalbetriebs nicht mehr möglich ist. Hinzu kommt, dass die bisherige Annahme eines Belastungsgrades von $m = 0,7$ in Anbetracht eines höheren dauerhaften Nord-Süd-Leistungstransit fragwürdig geworden ist, so dass unter zugrunde Legung eines höheren Belastungsgrades die Belastbarkeit der Kabel noch weiter zurückgeht. Bei $m = 0,85$ beträgt die Belastbarkeit eines Kabelsystem unter den o. g. Verlegebedingungen nur noch etwa 1315 MVA und liegt somit deutlich unter der zu erwartenden maximalen Belastung von 1500 MVA pro Kabelsystem im Normalbetrieb.

In der vorliegenden ergänzenden Studie werden grundlegende Überlegungen zur Ausführung und den Kosten einer 380-kV-Leitungsverbindung mit Kabeln (Vollverkabelung) bei einer maximalen Leistung von 3000 MVA und einem Belastungsgrad von $m = 0,85$ angestellt.

2 Belastbarkeit von 380-kV-VPE-Kabeln

Die Belastbarkeit der Kabel ist abhängig von:

- dem Leiterquerschnitt und Leitermaterial
- der thermischen Beeinflussung durch weitere Kabelsysteme in der Nähe
- der Art der Verlegung (Legetiefe, Leitermittenabstand, Abstand zu weiteren Systemen bei mehreren Systemen im Graben)
- dem spezifischen Wärmewiderstand des Erdbodens
- dem spezifischen Wärmewiderstand des Bettungsmaterials im Austrocknungsbereich
- der Umgebungstemperatur im Erd Boden
- dem zeitlichen Verlauf der Übertragungsleistung, ausgedrückt durch den Belastungsgrad
- der Art der Kühlung

Die Bilder 1 bis 4 zeigen die maximale Übertragungsleistung für ein Kabelsystem in Abhängigkeit vom Kabelquerschnitt, dem Belastungsgrad m und dem Leitermittenabstand a bei ebener Verlegung in der üblichen Legetiefe von 1,5 m in thermisch stabilisierter Bettung, einer Umgebungstemperatur von 15 °C, einem spezifischer Erdbodenwiderstand von 1,0 K·m/W und einem spezifischen Wärmewiderstand von 1,2 K·m/W des thermisch stabilisierten Bettungsmaterials im Austrocknungsbereich.

Der mindernde thermische Einfluss weiterer Kabelsysteme in der näheren Umgebung ist dabei noch nicht berücksichtigt, so dass es sich bei diesen Angaben um die höchst möglichen Belastungen handelt.

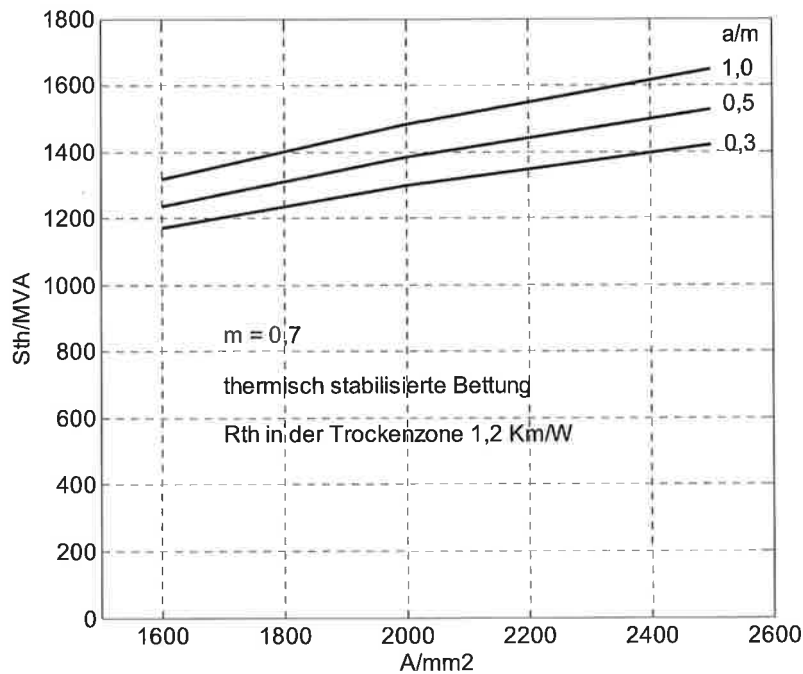


Bild 1. Belastbarkeit von 380-kV-VPE-Kabeln bei $m = 0,7$ in Abhängigkeit vom Querschnitt und dem Leitermittenabstand a bei ebener Verlegung in 1,5 m Tiefe

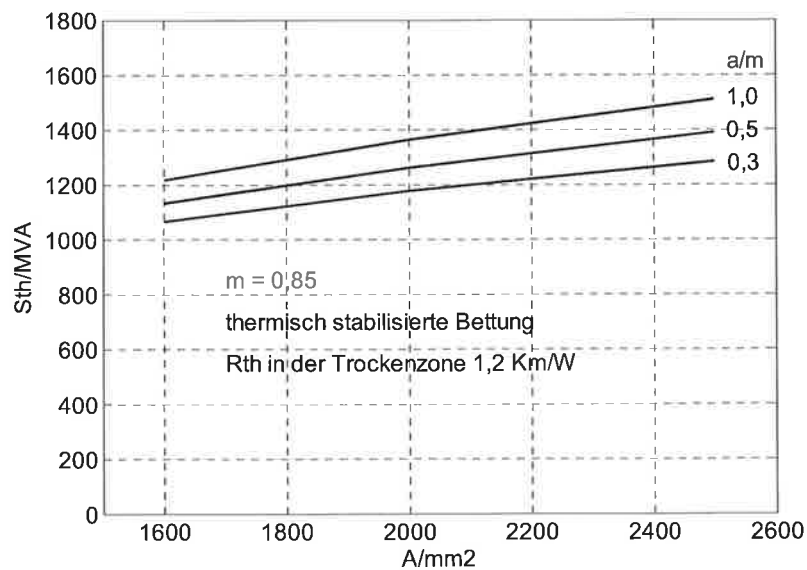


Bild 2. Belastbarkeit von 380-kV-VPE-Kabeln bei $m = 0,85$ in Abhängigkeit vom Querschnitt und dem Leitermittenabstand a bei ebener Verlegung in 1,5 m Tiefe

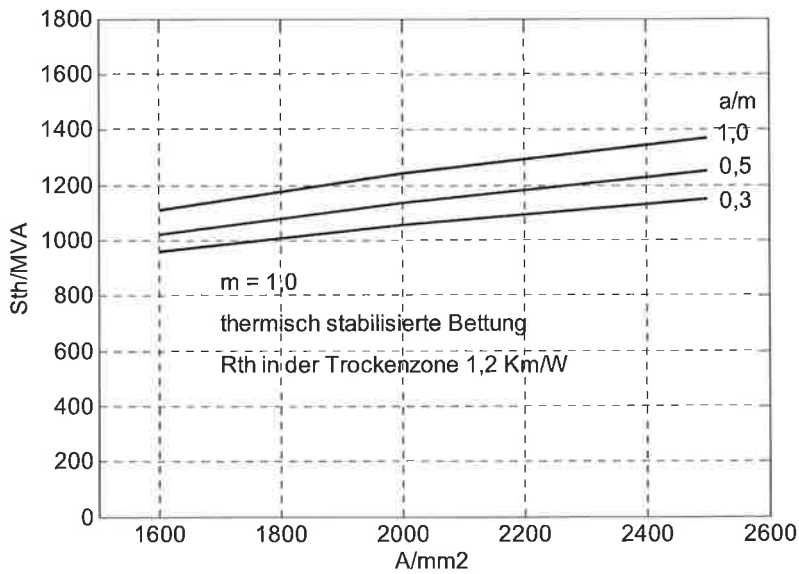


Bild 3. Belastbarkeit von 380-kV-VPE-Kabeln bei $m = 1,0$ in Abhängigkeit vom Querschnitt und dem Leitermittenabstand a bei ebener Verlegung in 1,5 m Tiefe

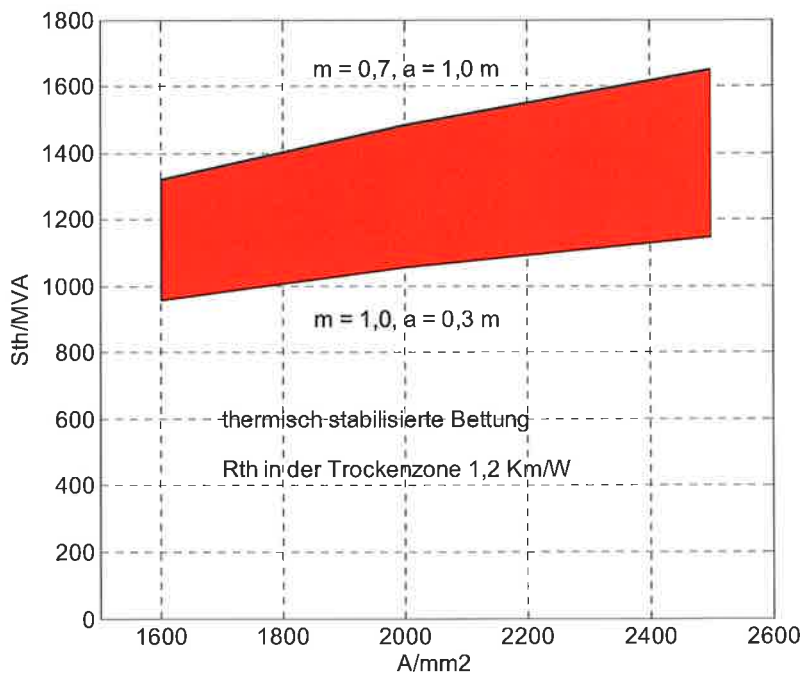


Bild 4. Belastbarkeitsgrenzen von 380-kV-VPE-Kabeln in Abhängigkeit vom Querschnitt, dem Belastungsgrad und dem Leitermittenabstand a bei ebener Verlegung in 1,5 m Tiefe

Durch den thermischen Einfluss eines zweiten Kabelsystems im gemeinsamen Graben entsprechend Bild 5 wird die Belastbarkeit der einzelnen Kabelsysteme um etwa 5 % vermindert. Bei 3 Kabelsystemen im gemeinsamen Graben geht die Belastbarkeit gegenüber dem thermisch unbeeinflussten Fall um etwa 10 % und bei 4 Kabelsystemen um etwa 15 % zurück.

Die folgende Tabelle 1 enthält Richtwerte für die Belastbarkeit der einzelnen Kabelsysteme in Abhängigkeit von der Anzahl der Kabelsysteme im gemeinsamen Graben mit den Verlegeabständen und Grabenprofilen nach den Bildern 5 bis 7.

Als Alternative zur Verlegung von 4 Kabelsystemen in einem gemeinsamen Graben, wie im Bild 7, wäre auch eine Verlegung von je 2 Kabelsystemen in einem separaten Graben, wie im Bild 5 denkbar. Bei einem gleichzeitigen Leitungsausbau mit 4 Kabelsystemen ist diese Variante jedoch nicht sinnvoll, weil durch den erforderlichen Abstand zwischen den beiden Gräben von etwa 8 m eine wesentlich breitere Trasse als nach Bild 7 entstehen würde.

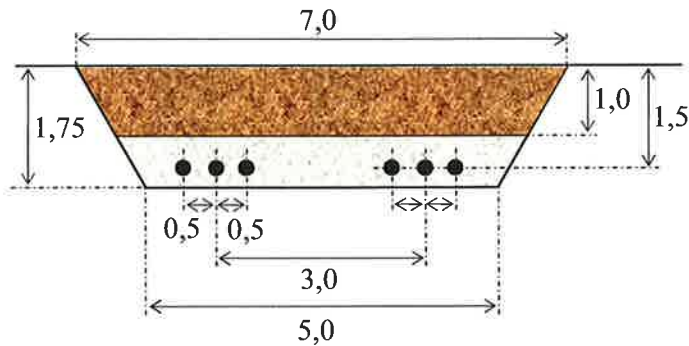


Bild 5. Ebene Verlegung von 2 Kabelsystemen im gemeinsamen Graben (Maße in m)

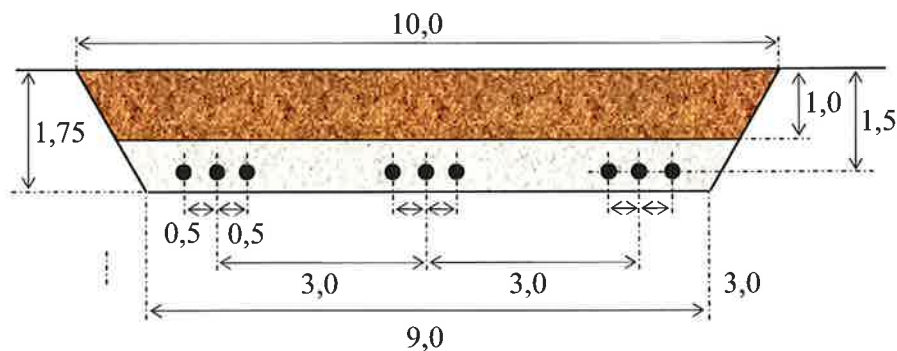


Bild 6. Ebene Verlegung von 3 Kabelsystemen im gemeinsamen Graben

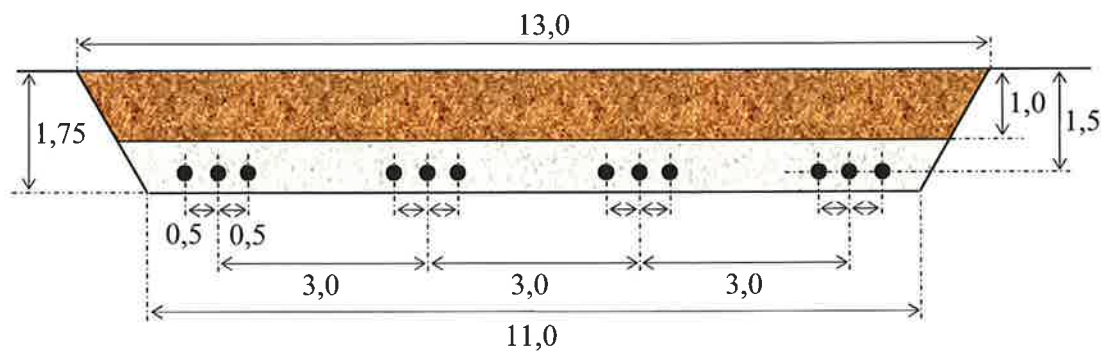


Bild 7. Ebene Verlegung von 4 Kabelsystemen im gemeinsamen Graben

Tabelle 1. Belastbarkeit pro Kabelsystem in Abhängigkeit von der Anzahl der Kabelsysteme im Graben bei $m = 0,85$ (Richtwerte bei Verlegung nach den Bildern 5 bis 7)

Anzahl Systeme	Leiterquerschnitt		
	1600 mm ²	2000 mm ²	2500 mm ²
2	1073 MVA	1197 MVA	1316 MVA
3	1017 MVA	1134 MVA	1249 MVA
4	960 MVA	1071 MVA	1190 MVA

Aus der Tabelle 1 ist ersichtlich, dass die geforderte Maximalleistung von 3000 MVA mindestens 3 Kabelsysteme mit einem Kupferquerschnitt von 1600 mm² erforderlich macht. Deren maximale Gesamtleistung beträgt $3 \times 1017 \text{ MVA} = 3051 \text{ MVA}$ und liegt damit knapp über den erforderlichen 3000 MVA für die gesamte Leitung.

Eine Leistungsreserve für den (n-1)-Fall ist damit praktisch nicht vorhanden (s. Tabelle 2).

3 Betriebliche Aspekte für die Leitungsauslegung

Aus betrieblicher Sicht sind für die Kabelauslegung von Bedeutung

- das (n-1)-Kriterium
- die Betriebsweise von Doppelleitungen
- die Belastbarkeit im Normal- und Gestörtbetrieb (Notbetrieb) nach /2/

Bei der Prüfung des (n-1)-Kriteriums im Verbundnetz muss man 2 Fälle unterscheiden:

Fall A: Ausfall eines Kabelsystems auf der betrachteten (eigenen) Leitung

Fall B: Ausfall einer anderen (fremden) Leitung

Fall A. Die Bilder 8 und 9 zeigen die Leistungsverteilung auf die verbleibenden Kabel bei Ausfall eines Kabelsystems von 3 bzw. 4 parallelen Kabelsystemen (Fall A) ausgehend von der Maximallast 3000 MVA.

Fällt von 3 parallelen Kabelsystem ein System aus (Bild 8), so werden die beiden gesunden Kabelsysteme mit je 1500 MVA belastet, was im Dauerbetrieb nach den Belastungsgrenzen in Tabelle 1 auch für Kabel mit einem Querschnitt von 2500 mm² nicht zulässig ist. Allerdings können die beiden Kabelsysteme im Gestörtbetrieb über einen bestimmten Zeitraum einer Mehrbelastung ausgesetzt werden und zwar solange bis die zulässige Leitertemperatur von 90 °C erreicht ist. Eine Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur sollte in jedem Fall vermieden werden, da sie sich Lebensdauer verringernd auswirkt.

Die Zeitdauer der Überlastung hängt von Höhe der Mehrbelastung *und* der Betriebstemperatur des Kabelleiters unmittelbar vor der Störung ab. Je geringer die Anfangstemperatur, desto länger kann eine bestimmte Mehrbelastung ertragen werden.

Um diese thermische Reserve des Kabels nutzen zu können, ist ein Temperatur-Monitoringsystem in Verbindung mit einem in einem Simulationssystem, das auf der Grundlage eines thermischen Abbilds des Kabels die zulässige Belastung für eine bestimmte Zeitdauer oder die verfügbare Zeitdauer für eine prognostizierte Belastung vorausberechnet, erforderlich. Man könnte dann im Gegensatz zur *statischen* Auslegung nach der zulässigen Dauerleistung (thermischen Grenzleistung) auch von einer *dynamischen* Kabelauslegung sprechen (s. hierzu auch den Anhang).

Bei 3 parallelen Kabelsystemen mit einer Vorbelastung von je 1000 MVA, sind Kabelsysteme mit einem Kupferquerschnitt von 1600 mm^2 bereits nahe der Belastungsgrenze belastet und haben somit praktisch keine thermische Reserve mehr, so dass man bei der Beschränkung auf drei Kabelsysteme auf jeden Fall Kabel mit einem Querschnitt von 2500 mm^2 einsetzen müsste. Aber selbst dann wäre das (n-1)-Kriterium nur mit Hilfe des beschriebenen Temperatur-Monitoringsystems für eine bestimmte Zeitdauer gewährleistet.

Aus Sicht der Betriebsführung lassen sich drei Kabelsysteme nur bei einer Vollverkabelung einsetzen, wobei die drei Systeme zur gleichmäßigen Leistungsaufteilung am Anfang und Ende der Leitung jeweils an der gleichen Sammelschiene angeschlossen sein müssen. Gegenüber einer Doppelleitung mit zwei unabhängigen Systemen bedeutet diese Schaltung eine Einschränkung der freizügigen Betriebsweise und führt ggf. zu einer unzulässig hohen Kurzschlussleistung.

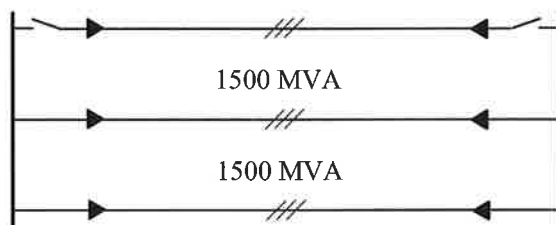


Bild 8. Fall A: Ausfall eines Kabelsystems bei 3 parallelen Kabelsystemen (Vollverkabelung) und einer Maximallast von 3000 MVA.

Beim Einsatz von 4 Kabelsystemen wird man je 2 Kabelsysteme zu einem Leitungssystem parallel schalten und diese beiden Leitungssysteme in den Umspannwerken am Anfang und Ende der Leitung auf getrennte Sammelschienen schalten, so dass ein unabhängiger Betrieb der beiden Kabelleitungssysteme wie bei einer Freileitungsdoppelleitung möglich ist (Bild 9). Beim Ausfall eines Kabelsystems ist nur eines der beiden Leitungssysteme betroffen, dessen gesundes Kabel mit 1500 MVA, also gleichermaßen wie die beiden Kabel im Bild 8 belastet wird. Folglich gelten ähnliche Überlegungen zur Kabelauslegung wie sie ausgehend von 3 Kabelsystemen angestellt wurden. Gegenüber 3 Kabelsystemen wirken sich die geringere Vorbelastung der Kabel und die Tatsache, dass die beiden Kabel des ungestörten Kabelsystems noch eine beträchtliche Leistungsreserve aufweisen, die ggf. durch Leistungsfluss steuernde Maßnahmen während des Ausfalls des einen Kabels genutzt werden könnte, günstig aus.

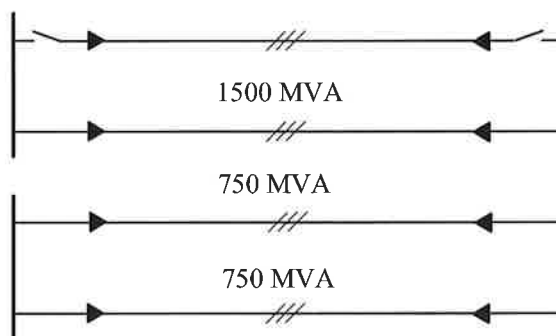


Bild 9. Fall A: Ausfall eines Kabelsystems bei 2x2 parallelen Kabelsystemen und einer Maximallast von 3000 MVA.

Für Teil- oder Zwischenverkabelungen von Freileitungen (Doppelleitungen) kommen 3 Kabelsysteme ohnehin nicht in Frage, da die gleichmäßige Aufteilung der Leistung der beiden Freileitungssysteme an den Übergangsstellen Freileitung/Kabel eine Parallelschaltung der beiden Freileitungssysteme erforderlich macht (Bild 10). Um bei einem Kabelfehler nicht beide Leitungssysteme zu verlieren, müssen die Übergangsstellen mit 2 voll ausgerüsteten Schaltfeldern ausgeführt werden, was zum einen mit einem beträchtlichen Platzbedarf und Kostenaufwand verbunden ist und zum anderen einen komplizierten Mitnahme-Netzschutz erfordert, der dafür sorgt dass im Fehlerfall alle Parallelschaltungen aufgehoben werden. Mit 4 Kabelsystemen, von denen je zwei einem Freileitungsstromkreis zugeordnet werden, lassen sich die Übergangsfelder mit minimalem Aufwand ausführen und die betriebliche Freizügigkeit der Doppelleitung bleibt erhalten (Bild 11).

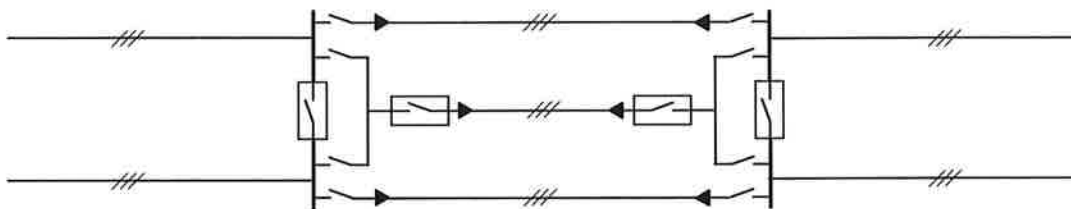


Bild 10 Ausführung der Übergangsfelder Freileitung/Kabel mit 3 Schaltfeldern bei Teilverkabelung einer Freileitungs-Doppelleitung mit 3 parallelen Kabelsystemen

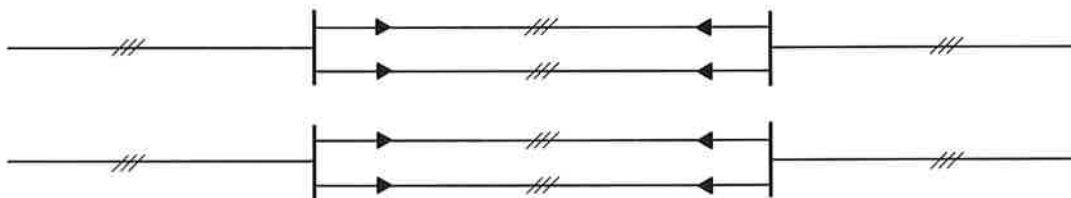


Bild 11. Ausführung der Übergangsfelder Freileitung/Kabel bei Teilverkabelung einer Freileitungs-Doppelleitung mit 2x2 parallelen Kabelsystemen

Fall B. Beim Ausfall einer fremden Leitung ist die Mehrbelastung der betrachteten Leitung schwer abschätzbar. Sie muss durch eine Ausfallsimulation ermittelt werden. Hier kann lediglich die Leistungsreserve im Dauerbetriebszustand ausgewiesen werden. Eine Mehrbelastung darüber hinaus für eine bestimmte Zeitdauer ist unter Nutzung eines Temperatur-Monitoringsystems möglich.

Tabelle 2. Leistungsreserve für den (n-1)-Fall in Abhängigkeit von der Anzahl der Kabelsysteme im Graben bei $m = 0,85$ (Richtwerte bei Verlegung nach den Bildern 5 bis 7) bei einer maximalen Ausgangsbelastung von 3000 MVA

Anzahl Systeme	Leiterquerschnitt		
	1600 mm ²	2000 mm ²	2500 mm ²
3	51 MVA	402 MVA	747 MVA
4	840 MVA	1284 MVA	1760 MVA

Die Tabelle 2 und das Bild 12 enthalten die Leistungsreserve von 3 und 4 parallelen Kabelsystemen, die unter den dort angegebenen Bedingungen dauernd in Anspruch genommen werden kann.

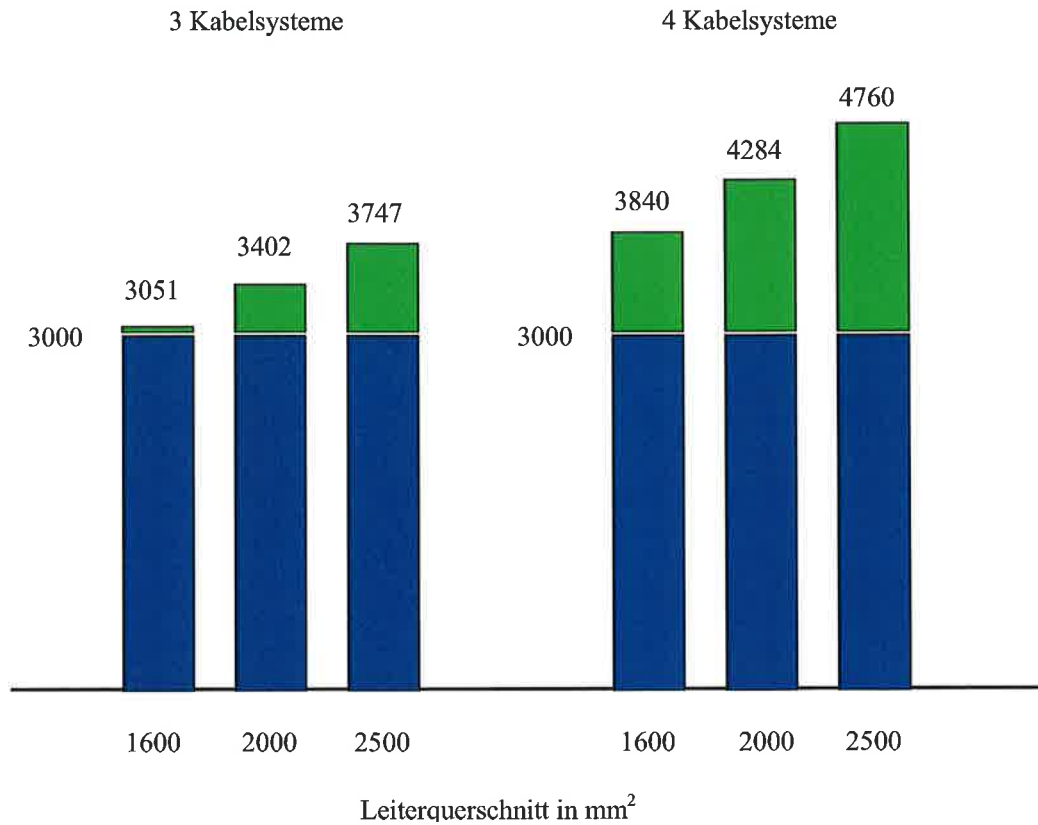


Bild 12. Leistungsreserve in MVA (grün) von 3 und 4 Kabelsystemen in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt bei einer Anfangsbelastung von 3000 MVA (blau) bei Ausfall einer fremden Leitung.

Legt man den Fall B der Kabeldimensionierung zu Grunde und nimmt die betriebstechnisch unvorteilhafte Variante mit 3 Kabelsystemen aus, so richtet sich der Kabelquerschnitt nach der zu erwartenden Mehrbelastung, wobei die Kabel mit einem Querschnitt von 2500 mm² mehr als das Doppelte an Mehrbelastung gegenüber Kabeln mit einem Querschnitt von 1600 mm² vertragen. Bei der Festlegung auf einen Querschnitt sind auch die Kosten zu berücksichtigen, worauf im Folgenden eingegangen wird.

4 Wirtschaftlichkeitsvergleich

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich Kabel/Freileitung geht von der Kostenrechnung in /1/ für eine Freileitung als Doppelleitung mit Leiterseilen 4×564/72 Al/St und zwei Kabelsystemen mit einem Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm² aus. Die entsprechenden Kosten pro km sind aus der Tabelle 3 ersichtlich. Die außer den Verlustkosten auftretenden Betriebskosten wurden wegen ihrer Geringfügigkeit vernachlässigt.

Tabelle 3. Investitions-, Verlust- und Gesamtkosten (Barwerte) pro km der Freileitung (Doppelleitung) und von 2 Kabelsystemen verlegt im gemeinsamen Graben nach Bild 5

Kosten pro km	Freileitung 4×564/72 Al/St	Kabel 2XS(FL)2Y 3×1×2500RM
Leitungskosten inkl. Montage	1000 T€/km	3545 T€/km ¹⁾
Tiefbaukosten inkl. Trassierung und Querungen	---	664 T€/km
Summe Investitionskosten	1000 T€/km	4209 T€/km
spannungsabhängige Verlustkosten	46 T€/km	208 T€/km
Kompensationsverlustkosten	---	414 T€/km
stromabhängige Verlustkosten ²⁾	1162 T€/km	778 T€/km
Summe Verlustkosten	1208 T€/km	1400 T€/km
Gesamtkosten (Barwerte)	2208 T€/km	5609 T€/km
	100 %	314 %

¹⁾ bei einem damaligen Kupferpreis von 5 €/kg

²⁾ bei $S_{\max} = 3000$ MVA, $\vartheta = 0,29$, $r_n = 17,16$, $p = 5$ %, $k_1 = 62$ €/MWh

In der Tabelle 4 sind die Kosten für 4 Kabelsysteme mit den Leiterquerschnitten 2500, 2000 und 1600 mm² im gemeinsamen Graben nach Bild 7 hochgerechnet. Dabei wurde auch eine Änderung des Kupferpreises auf 3 €/kg berücksichtigt.

Die Tiefbaukosten steigen auf etwa das 1,8-fache gegenüber 2 Kabelsystemen unabhängig vom Kabelquerschnitt. Das ist eher ein niedriger Wert, wenn man bedankt, dass der doppelte Aushub und die doppelte Menge an thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial anfallen und dass von zwei Seiten gebaggert werden muss und somit zwei Baustrassen erforderlich sind.

Die reinen Kabelkosten gehen bei Verringerung des Leiterquerschnitts auf 2000 mm² auf etwa 91 % und bei einem Leiterquerschnitt von 1600 mm² auf etwa 83 % zurück, was im Wesentlichen auf den geringeren Kabelhohl- und Kupferpreis zurückzuführen ist, da die Kosten für den Kabelzug und die Garnituren einschließlich der Montage und Prüfung kaum vom Leiterquerschnitt abhängen.

Die spannungsabhängigen Anteile an den Verlustkosten und die Kosten für die Kompensationsverluste (Barwerte) wachsen mit der Anzahl der Kabelsysteme. Beim gleichen Leiterquerschnitt verdoppeln sie sich beim Übergang von 2 auf 4 Kabelsysteme. Für Kabel geringeren Leiterquerschnitts sind sie etwas kleiner, da der Ableitungsbelag mit dem Leiterdurchmesser zurückgeht (s. Tabelle 5).

Die stromabhängigen Verlustkosten (Barwerte) gehen beim Übergang von 2 auf 4 Kabelsysteme gleichen Querschnitts bei gleichzeitiger Erhöhung der Maximallast von 2200 MVA auf 3000 MVA auf $(3000/2200)^2 / 2 = 0,93$ (93 %) zurück. Mit Verringerung des Kabelquerschnittes steigen sie im Verhältnis der Leiterwiderstände (s. Tabelle 5) weiter an.

Insgesamt sind aber aufgrund des hohen Anteils der spannungsabhängigen Verluste auch die Verlustkosten beim Leiterquerschnitt 1600 mm² am geringsten (s. auch Bild 13)

Tabelle 4. Barwerte der Investitions-, Verlust- und Gesamtkostenkosten pro km von 4 Kabelsystemen, verlegt im gemeinsamen Graben nach Bild 5 (Werte gerundet)

Kosten pro km	Kabel 2XS(FL)2Y		
	3×1×2500RM	3×1×2000RM	3×1×1600RM
Leitungskosten inkl. Montage ¹⁾	7090 T€/km	6418 T€/km	5866 T€/km
	6490 T€/km	5938 T€/km	5470 T€/km
Tiefbaukosten inkl. Trassierung und Querungen	1195 T€/km	1195 T€/km	1195 T€/km
Summe Investitionskosten	8285 T€/km	7613 T€/km	7061 T€/km
	7685 T€/km	7133 T€/km	6665 T€/km
Verhältnis der Investitionskosten	100 %	91,9 %	85,2 %
	100 %	92,8 %	86,7 %
spannungsabhängige Verlustkosten	416 T€/km	386 T€/km	347 T€/km
	100 %	92,9 %	83,3 %
Kompensationsverlustkosten	828 T€/km	769 T€/km	690 T€/km
	100 %	92,9 %	92,9 %
stromabhängige Verlustkosten ²⁾	389 T€/km	459 T€/km	556 T€/km
	100 %	118 %	143 %
Summe Verlustkosten	1633 T€/km	1614 T€/km	1593 T€/km
Verhältnis der Verlustkosten	100 %	100 %	100 %
Gesamtkosten (Barwerte)	9918 T€/km	9227 T€/km	8654 T€/km
	9318 T€/km	8747 T€/km	8258 T€/km
Verhältnis der Gesamtkosten	100 %	93,0 %	87,3 %
	100 %	93,9 %	88,6 %

¹⁾ erste Zahl für 5 €/kg Kupferpreis, zweite Zahl für 3 €/kg

²⁾ bei $S_{\max} = 3000$ MVA, $v^2 = 0,29$, $r_n = 17,16$, $p = 5$ %, $k_1 = 62$ €/MWh

Bei Rückgang des Kupferpreises von 5 €/kg auf 3 €/kg gehen die Gesamtkosten beim Leiterquerschnitt von 2500 mm² um 6,0 %, beim Leiterquerschnitt von 2000 mm² um 5,2 % und beim Leiterquerschnitt von 1600 mm² um 4,8 % zurück.

Tabelle 5. Leitungsparameter der 380-kV-Freileitung und -kabel

Parameter	Freileitung 4×564/72 Al/St	Kabel 2XS(FL)2Y		
		3×1×1600RM	3×1×2000RM	3×1×2500RM
Ableitungsbelag	17 nS/km	64,4 nS/km	71,8 nS/km	77,3 nS/km
Widerstandsbelag ¹⁾	13,8 mΩ/km	13,2 mΩ/km	10,9 mΩ/km	9,24 mΩ/km
Kapazitätsbelag		205,1 nF/km	228,4 nF/km	245,9 nF/km

¹⁾ bei 40° C

Das Bild 13 illustriert die Barwerte der Verlustanteile aus Tabelle 4.

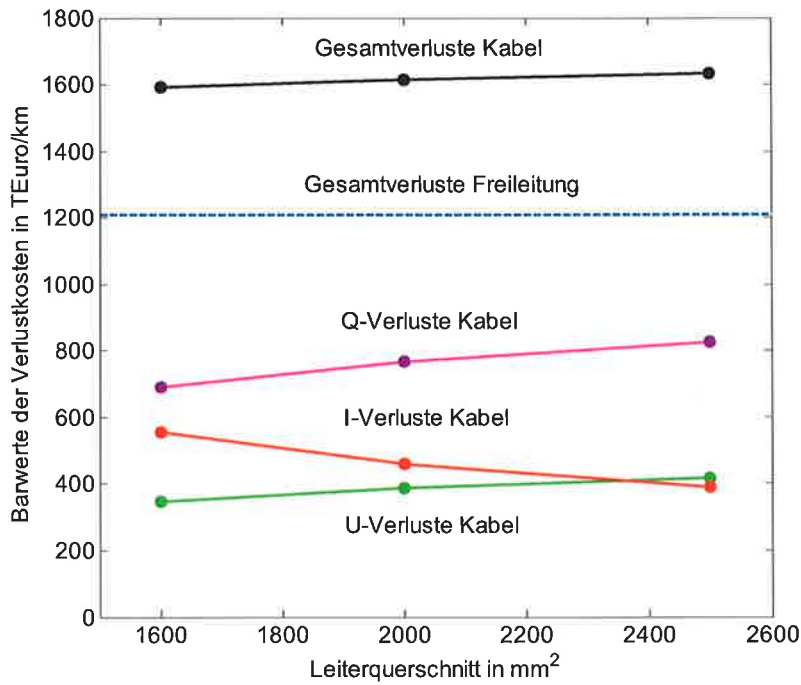


Bild 13. Barwerte der Verlustanteile und Gesamtverluste für 4 Kabelsysteme pro km in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt und im Vergleich zur Freileitung (Doppelleitung)

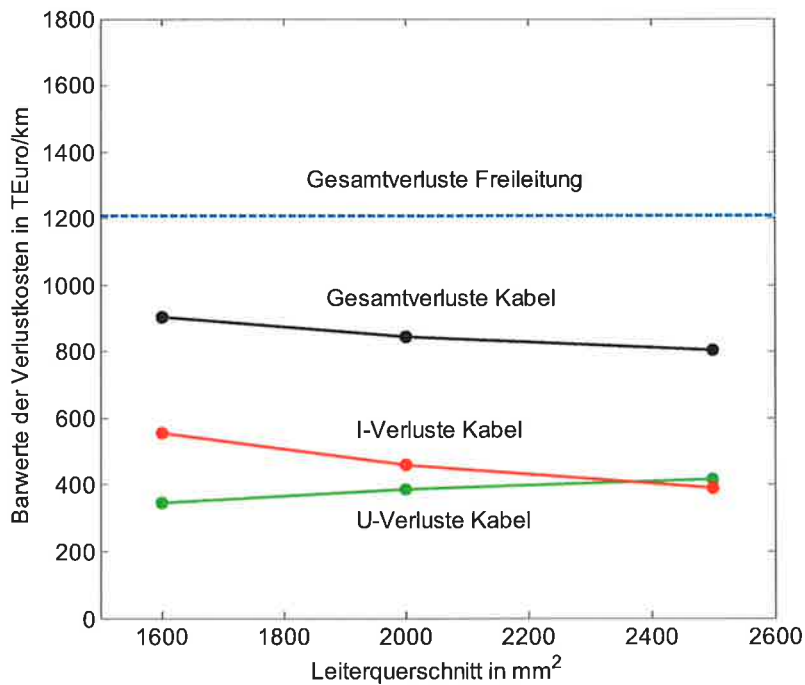


Bild 14. Barwerte der Verlustanteile und Gesamtverluste für 4 Kabelsysteme pro km in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt ohne Kompensationsverluste

Interessant ist, dass die Gesamtverluste mit wachsendem Leiterquerschnitt, wenn auch nur geringfügig größer werden, was auf den relativ hohen Anteil der mit wachsendem Querschnitt größer werdenden Kompensationsverluste zurückzuführen ist.

Lässt man den Anteil der Kompensationsverluste außer Acht, wie im Bild 14, so gehen die Gesamtverluste mit wachsendem Leiterquerschnitt geringfügig zurück, was auf die mit wachsendem Leiterquerschnitt stärker abnehmenden stromabhängigen Verlustanteile zurück zu führen ist. Diese Verhältnisse sind bei relativ kurzen Kabelabschnitten, bei denen weniger Kompensationsleistung erforderlich ist, zu erwarten.

Die Barwerte der Gesamtkosten (Investitions- und Verlustkosten) der Kabel sind im Bild 15 über den Kabelquerschnitten aufgetragen und denen der Freileitung gegenübergestellt (Zahlenwerte s. Tabelle 4).

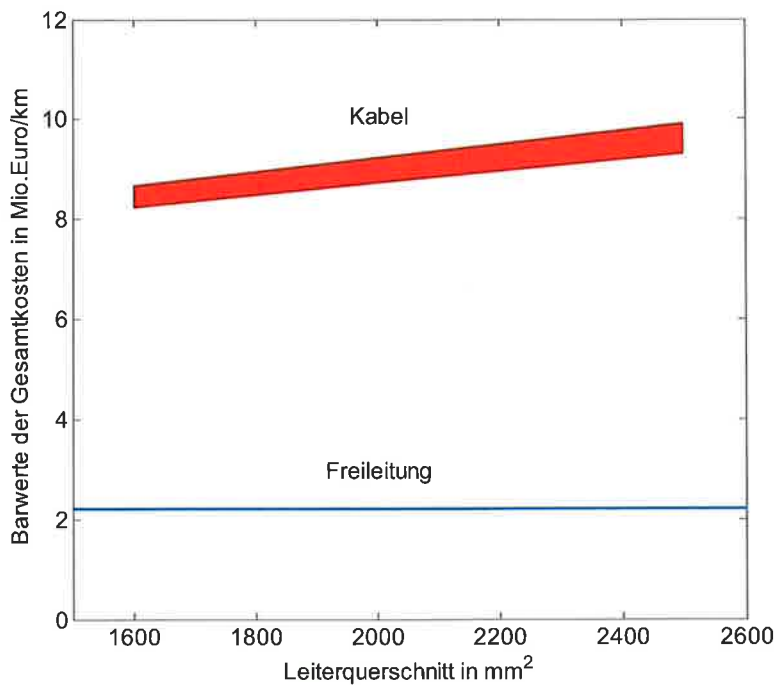


Bild 15. Barwerte der Gesamtkosten für die Freileitung und 4 Kabelsysteme pro km in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt für einen Kupferpreis von 5 €/kg (obere Kurve) und einen Kupferpreis von 3 €/kg (untere Kurve)

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für die Kabelauslegung

Ausgehend von den Kosten pro km für zwei Kabelsysteme mit einem Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm^2 und einer Maximalleistung von 2200 MVA bei Verlegung im gemeinsamen Graben /1/ werden die Investitionskosten und Barwerte der Verlust- und Gesamtkosten für 4 Kabelsysteme unterschiedlichen Querschnitts mit einer maximalen Belastung von 3000 MVA hochgerechnet und mit denen der Freileitung mit einem Seilquerschnitt $4 \times 564/72$ verglichen. Aufgrund des Rückganges des Kupferpreises in der letzten Zeit werden die Berechnungen für Kupferpreise von 5 €/kg und 3 €/kg durchgeführt, so dass der Einfluss des Kupferpreises auf die Gesamtkosten erkennbar wird.

Die **Ergebnisse** aus Tabelle 4 sind in der Tabelle 6 nochmals zusammengestellt. Sie gelten für 40 Jahre Betrachtungsdauer, 5 % WACC-Zinssatz, 62 €/MWh spezifische Verlustkosten und einen Arbeitsverlustfaktor von 0,29 bei einer Jahreshöchstlast von 3000 MVA.

Tabelle 6. Vergleich der Barwerte der Investitions-, Verlust- und Gesamtkostenkosten pro km von 4 Kabelsystemen unterschiedlichen Querschnitts mit denen der Freileitung (Werte nach Tabelle 4)

Kosten in T€/km	Kabel 2XS(FL)2Y			Freileitung 4x564/72 Al/St
	3x1x2500RM	3x1x2000RM	3x1x1600RM	
Summe Investitionskosten ¹⁾	8285 T€/km	7613 T€/km	7061 T€/km	1000 T€/km
	7685 T€/km	7133 T€/km	6665 T€/km	
Verhältnis der Investitionskosten ¹⁾	8,3	7,6	7,1	1
	7,7	7,1	6,7	
Summe Verlustkosten	1633 T€/km	1614 T€/km	1593 T€/km	1208 T€/km
Verhältnis Verlustkosten	1,35	1,34	1,32	1
Gesamtkosten (Barwerte) ¹⁾	9918 T€/km	9227 T€/km	8654 T€/km	2208 T€/km
	9318 T€/km	8747 T€/km	8258 T€/km	
Verhältnis der Gesamtkosten ¹⁾	4,5	4,2	3,9	1
	4,2	4,0	3,7	

¹⁾ erste Zeile jeweils für 5 €/kg Kupferpreis, zweite Zeile für 3 €/kg

Die **Verlustkosten** (Barwerte) der Kabel sind auf Grund der Kompensationsverluste größer als die der Freileitung. Wegen der mit wachsendem Querschnitt zunehmenden spannungsabhängigen Verluste und Kompensationsverluste steigen sie trotz Rückgang der stromabhängigen Verluste mit wachsendem Querschnitt sogar leicht an (s. auch Bild 13).

Die **Gesamtkosten** der Kabel sind je nach Querschnitt und Kupferpreis 3,7- bis 4,5-mal höher als die der Freileitung. Der Kostenunterschied zwischen dem kleinsten (1600 mm^2) und größten Leiterquerschnitt (2500 mm^2) beträgt je nach dem Kupferpreis etwa 14 bis 15 %.

Die **Mehrkosten** bei einem Kupferpreis von 5 €/kg gegenüber 3 €/kg belaufen sich je nach Querschnitt auf 6,4 % (2500 mm^2), 5,5 % (2000 mm^2) und 4,8 % (1600 mm^2).

Im ungestörten **Normalbetrieb** liegt die maximale **Kabelbelastung** auch bei Leiterquerschnitten von 1600 mm² unter der zulässigen Dauerleistung (s. Tabelle 7). Bei größerem Leiterquerschnitt stellt sich bei der gleichen Belastung eine niedrigere Leiterendtemperatur ein. Damit besteht zusammen mit der größeren Belastbarkeit eine thermische Reserve für eine **Mehrbelastung** im **Gestörbetrieb**. Die Inanspruchnahme dieser Reserve im (n-1)-Fall erfordert eine Temperaturüberwachung des Kabels einschließlich der Garnituren.

Tabelle 7. Übersicht zur Kabelbelastung im Normal- und Gestörbetrieb

	Leiterquerschnitt	3 Kabelsysteme	4 Kabelsysteme	Leistungsreserve (n-1)-Sicherheit
zulässige Dauerleistung pro Kabelsystem	1600 mm ² 2000 mm ² 2500 mm ²	1017 MVA 1134 MVA 1249 MVA	960 MVA 1071 MVA 1190 MVA	gering mittel groß
maximale Belastung pro Kabelsystem		1000 MVA	750 MVA	
Gestörbetrieb Fall A: maximale auf einem Kabelsystem auftretende Leistung		1500 MVA	1500 MVA	$S_{max} > S_{zul}$ bei allen Querschnitten, (n-1)-Sicherheit nur unter Nutzung der thermischen Reserve ²⁾
Gestörbetrieb Fall B: Leistungsreserve zur zulässigen Dauerleistung ¹⁾	1600 mm ² 2000 mm ² 2500 mm ²	51 MVA 402 MVA 747 MVA	840 MVA 1284 MVA 1760 MVA	Leistungsreserve bei 3 Kabelsystemen zu gering
Betriebsaspekt		eingeschränkte Betriebsweise	2 unabhängige Leitungssysteme	

¹⁾ Gesamtreserveleistung für alle Systeme

²⁾ siehe Anhang

Hinsichtlich des (n-1)-Kriteriums muss man 2 Fälle unterscheiden.

Fall A: Ausfall eines Kabelsystems der betrachteten (eigenen) Leitung und Fall B: Ausfall einer anderen (fremden) Leitung.

Im **Fall A** liegt sowohl für das aus 3 Kabelsystemen als auch für das aus 4 Kabelsystemen bestehende Leitungssystem keine (n-1) Sicherheit vor (s. Tabelle 7). Mit 4 Kabelsystemen besteht aber (nur) bei Vollverkabelung die Möglichkeit durch Kuppeln der Sammelschienen in den Umspannwerken am Anfang und Ende der Leitung die Leistung gleichmäßig auf die 3 ungestörten Kabel zu verteilen, die dann jeweils mit 1000 MVA belastet wären. Hierfür wäre ein Leiterquerschnitt von 2000 mm² ausreichend. Die Kostenersparnis gegenüber Kabeln mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm² würde je nach Kupferpreis etwa 6 bis 7 % betragen.

Für den **Fall B** ist in Tabelle 7 die Leistungsreserve bis zur zulässigen Dauerleistung in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt ausgewiesen. Sie ist naturgemäß bei 4 Kabelsystemen mit dem größten Leiterquerschnitt am größten. Die Festlegung auf einen bestimmten Leiterquerschnitt hängt von der Mehrbelastung, die durch eine Ausfallsimulation ermittelt werden muss, ab.

Literatur

/1/ Oswald, B. R.; Krämer, M.; Müller, A.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Hannover & Oldenburg, 20. September 2005

/2/ Heinhold, L.; Stubbe, R.: Kabel und Leitungen für Starkstrom. 5. wesentlich überarbeitete und erweiterte Auflage, Publicis MCD Verlag 1999

/3/ Oswald, B. R.: Ergänzende Studie zu dem 380-kV-Leitungsbauvorhaben Ganderkesee-St. Hülfe in der Ausführung als Freileitung oder Drehstromkabelsystem. Wirtschaftlichkeitsvergleich auf der Grundlage aktualisierter Freileitungs- und Kabelkosten. Hannover, 12.12.2008

Anhang: Statische und dynamische Kabelauslegung

Kabel besitzen im Gegensatz zur Freileitung eine nennenswerte thermische Zeitkonstante, die es erlaubt, die Kabel während einer bestimmten Zeitdauer Δt über die dauernd zulässige Höchstleistung hinaus einer *Mehrbelastung* auszusetzen, ohne dass es zur Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur von 90 °C kommt, voraus gesetzt, die Kabel waren vor dieser Mehrbelastung noch nicht bis zur thermischen Grenzleistung ausgelastet (Bild 16).

Nach Bild 16 wird die Leistungsdifferenz zwischen der zulässigen Dauerleistung (thermischen Grenzleistung) und der Dauerleistung vor und nach der Mehrbelastung (bei der sich eine bestimmte Leitertemperatur unterhalb der zulässigen Leitertemperatur eingestellt hat) als *statische Leistungsreserve* bezeichnet. Die Summe aus der zulässigen Mehrbelastung und der statischen Leistungsreserve bildet die *dynamische Leistungsreserve*.

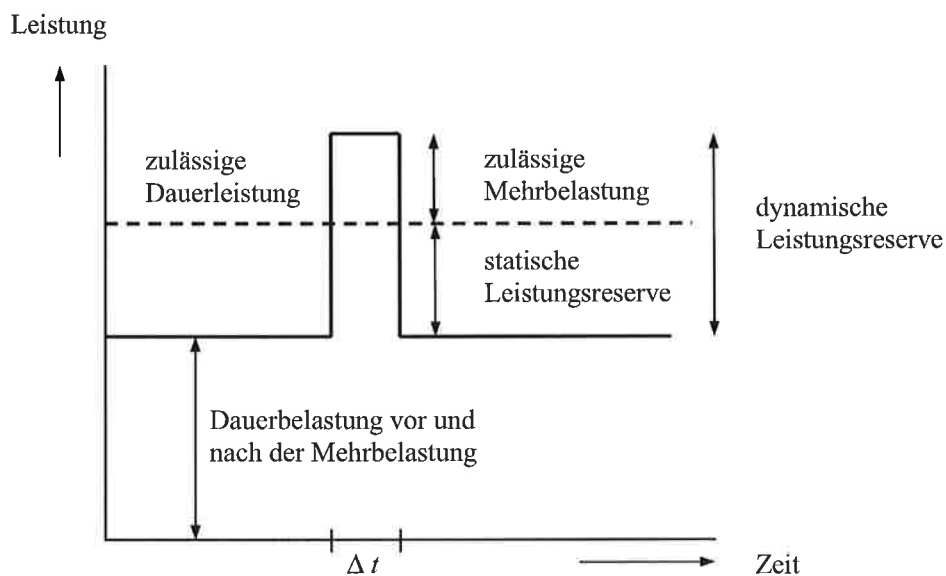


Bild 16. Statische und dynamische Leistungsreserve

Der Unterschied zwischen der statischen und dynamischen Leistungsreserve ist umso größer, je geringer die Auslastung eines Kabels (je geringer die Leitertemperatur) unmittelbar vor und nach einer Mehrbelastung ist und je kürzer die Mehrbelastung ansteht. Je nachdem, welche Leistungsreserve man der Kabelauslegung zugrunde legt, könnte man von *statischer* und *dynamischer* Kabelauslegung sprechen (Bild 17).

Die dynamische Kabelauslegung ist allerdings bisher nicht üblich. Sie setzt ein computergestütztes Temperatur-Monitoringsystem voraus, mit dem einerseits die Leitertemperatur überwacht wird und andererseits ausgehend von einer bestimmten Dauerlast auf die zulässige Mehrbelastung in einem bestimmten Zeitintervall oder die zulässige Zeitdauer für eine voraussichtliche Mehrbelastung geschlossen werden kann.