

H. BRAKELMANN und L.J. JARASS

Stromautobahnen

Erhöhung der Zuverlässigkeit von HVDC-Kabelsystemen

Aufgrund der bisherigen Auslegungskonzepte für HGÜ-Kabelverbindungen wie SuedLink ist mit durchschnittlichen Ausfallraten von 8,3 bis 9,5 % zu rechnen. Dies entspricht einer mittleren jährlichen Ausfallzeit der Nennleistung von rund 720 bis 840 h/a. Das PowerTube-Konzept mit Rohrverlegung, Reservekabel und reparaturorientierter Gestaltung der Muffenbereiche ermöglicht dagegen eine Verringerung der mittleren Ausfallraten auf 0,2 bis 1,1 %. Dabei ist die Ersparnis an Energieausfallkosten weitaus höher als der nötige Zusatzaufwand.

In diesem Aufsatz werden die Nichtverfügbarkeiten langer Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HVDC) in Erdkabelausführung diskutiert und Auslegungsmöglichkeiten aufgezeigt, die eine spürbar erhöhte Verfügbarkeit der HVDC-Kabelanlagen gewährleisten. So muss bei einer Stromautobahn wie der rund 750 km langen SuedLink-Verbindung bei bisherigen Auslegungskonzepten befürchtet werden, dass die volle Übertragungsleistung von 4 GW über mehr als 35 Tage im Jahr nicht zur Verfügung steht. Wenn diese Statistik auch für die übrigen geplanten Stromautobahnen gilt, kann dies deutliche Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit und die Folgekosten haben.

Die Art der Auslegung der Kabelanlage – zum Beispiel mit oder ohne Schutzrohrverlegung, mit oder ohne Rückleiter, Verbindungsmuffen mechanisch geschützt oder ungeschützt direkt im

Boden – beeinflusst die Empfindlichkeit der Kabelanlage gegenüber äußeren Einwirkungen sowie die Reparaturzeiten. Sie nimmt entscheidenden Einfluss auf die Ausfallhäufigkeiten und Nichtverfügbarkeiten. Den bisher vorliegenden Konzepten werden Ausführungsmöglichkeiten von PowerTubes-Varianten im Hinblick auf Ausfallhäufigkeiten und Nichtverfügbarkeitszeiten sowie Energieausfallkosten gegenübergestellt.

Diskutiert werden zurzeit kunststoffisolierte HVDC-Kabel mit Leiterquerschnitten von 2 500 mm² und maximal zulässigen Leitertemperaturen von 70 bis 90 °C. Bei den künftig verfügbaren Leiterquerschnitten bis 3 500 mm² (oder mehr) werden Kabel mit kostengünstigen Aluminiumleitern statt Kupferleitern bei den nachfolgend diskutierten Legeanordnungen zur Erfüllung der Übertragungsaufgabe ausreichend sein.

Es hängt von der Wahl der Umrichter-technologie ab, ob ein Rückleiterkabel (RL) erforderlich ist oder nicht. Wie im Folgenden dargestellt, bieten Rückleiter eine erhöhte Redundanz, da bei Ausfall eines Kabels das zweite Kabel im System über den Rückleiter weiter die halbe Systemleistung übertragen kann. Bei allen bisherigen Konzepten ist eine Verlegung der beiden HVDC-Kabelsysteme in offener Bauweise in zwei getrennten Kabelgräben vorgesehen (zum Beispiel [1, 2]). **Bild 1** zeigt das Beispiel zweier Kabelsysteme mit Rückleiterkabeln.

Durch den weiten Abstand zwischen den beiden Kabelsystemen ist sichergestellt, dass eine Reparatur eines gestörten Kabelsystems möglich ist, ohne das zweite System abschalten zu müssen.

Für die weiteren, hier diskutierten Anordnungen wird vorausgesetzt, dass die Kabel in Schutzrohren liegen, also in Kunststoffrohren mit rund 200 bis 250 mm Durchmesser. Solche Kabelschutzrohre sind nach Ansicht der Verfasser unverzichtbar, da sie bei den hier diskutierten extrem langen Kabelanlagen entscheidende Vorteile bieten:

- Nach Einbringen der Kabelschutzrohre und eines sie umgebenden thermisch stabilen Bereichs (zum Beispiel Magerbeton, thermisch stabiler Flüssigboden) können kurze Grabenabschnitte direkt wieder verfüllt werden, um die Kabel später – von den Muffenbereichen her – in die Rohre einzuziehen. Damit ist der Ablauf des Bauverfahrens unabhängig von Lieferung und Installation der Kabel; Verzögerungen sowie Risiken durch lange offen zuhaltende Kabelgräben werden vermieden – zum Beispiel durch Vandalismus.

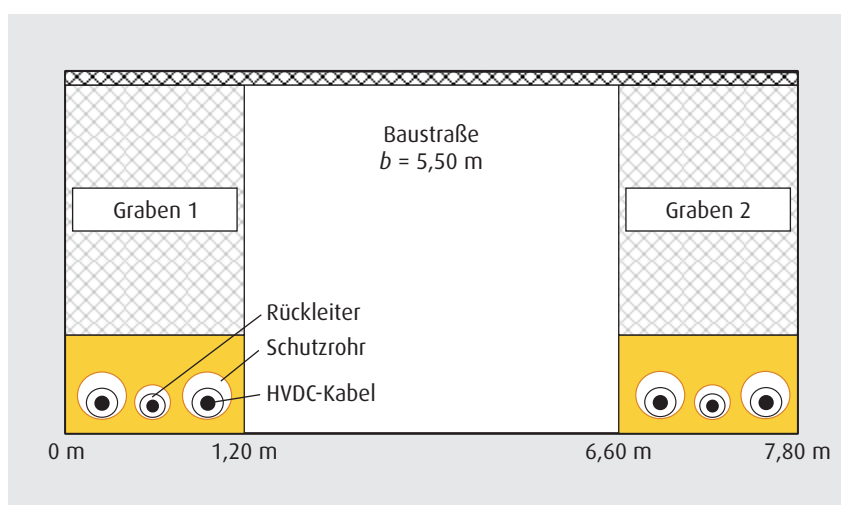


Bild 1. Herkömmliche Anordnung von zwei HVDC-Kabelsystemen – mit Rückleiterkabeln und Verlegung in Schutzrohren (bei Anlagen ohne Rückleiter vermindert sich die Grabenbreite auf rund 1,0 m)

- Kabelschutzrohre bieten einen gewissen, wenn auch nicht vollständigen Schutz gegen mechanische Einwirkungen von außen.
- Sie ermöglichen im Fehlerfall den Austausch des kompletten fehlerbehafteten Kabels von den Muffenbereichen her, sodass der Kabelgraben nicht geöffnet werden muss. Reparaturzeiten werden auf diese Weise verringert. Kombiniert mit einer besonderen Gestaltung der Muffenbereiche ist dies einer der Ansätze des nachfolgend besprochenen PowerTubes-Konzepts.

Erweiterte Konzepte mit erhöhter Redundanz: PowerTubes

Wie die folgenden statistischen Untersuchungen zum Ausfallverhalten der HVDC-Kabelanlagen zeigen, liegen die Ausfallraten bei den vorliegenden Konzepten mit bis zu rund 10 % sehr hoch. Aus diesem Grund werden hier Anlagenkonzepte mit Reservekabeln (RE) betrachtet, die entsprechend den

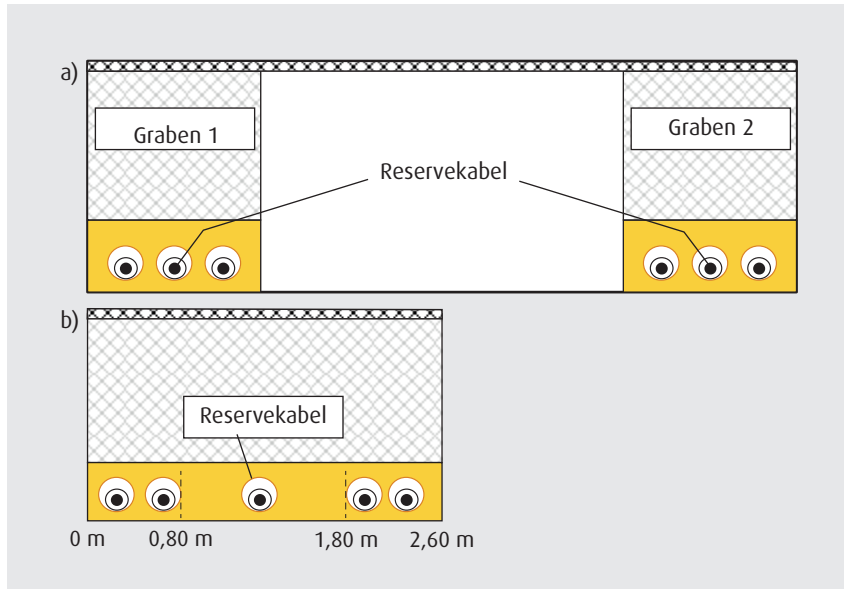


Bild 2. Anordnungen von zwei HVDC-Kabelsystemen mit Reservekabel; zwei 525-kV-Systeme je 2x1.905 A/2x2.000 MW – hier ohne Rückleiterkabel – mit Reservekabeln in offenem Kabelgraben; Kabel in Leerrohren; Legetiefe z. B. 1,50 m, nicht maßstäblich;
 a) ein Reservekabel je Kabelsystem; zwei getrennte Gräben
 b) ein Reservekabel für beide Kabelsysteme; in gemeinsamem Graben

Anzeige



bdew
Energie. Wasser. Leben.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Im Paket als Sonderpreis

BDEW-Informationstag
Das EEG und das „100-Tage-Gesetz“ – Was ist neu?
 13. November 2018 in Berlin

- Neuregelungen der „Bürgerenergie-Privilegien“
- Änderungen bei Ausschreibungen und Registrierungspflichten
- EEG-Umlage bei Eigenversorgung: KWK-Anlagen sowie Schätzungsbefugnis
- Umgang mit Speichern, E-Mobility und PV-Mieterstrom
- Änderungen bei der Förderung von Wind-, Solar- und Biomasseanlage

Informieren und anmelden unter: www.ew-online.de/eeg100

BDEW-Informationstag
Das KWKG und das „100-Tage-Gesetz“ – Was ist neu?
 14. November 2018 in Berlin

- Neuer KWK-Anlagenbegriff für „Dampfsammelschienen-Anlagen“
- Änderung bei der Förderung von Bestandsanlagen
- Umgang mit Nachweispflichten und negativen Preisen
- Änderungen bei der KWKG- und EEG-Umlagepflicht
- Schätzungsbefugnisse bei den Umlagen auf Weiterleitungsmengen
- Ausblick auf die KWK-Novelle 2019 – Was kommt?

Informieren und anmelden unter: www.ew-online.de/kwk100

Ansprechpartnerin: Yvonne Riedel
M.A. | Senior Projektmanagerin

Telefon 0 30 / 28 44 94-173
yvonne.riedel@ew-online.de

EW Medien und Kongresse GmbH
Kaiserleistraße 8A | 63067 Offenbach am Main

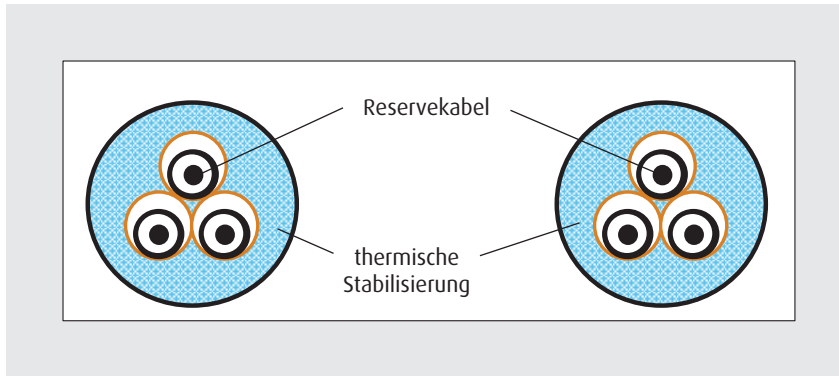


Bild 3. Zwei HVDC-Kabelsysteme mit je einem Reservekabel in zwei Mantelrohren

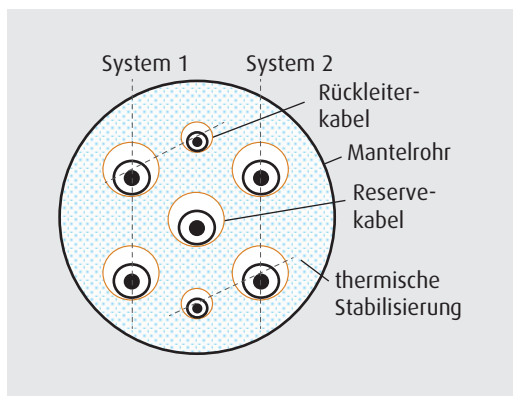


Bild 4. Zwei HVDC-Kabelsysteme mit Rückleitern und einem Reservekabel in einem Mantelrohr

PowerTubes-Prinzipien und in Kombination mit zusätzlichen Maßnahmen die Verfügbarkeit entscheidend erhöhen.

Die wichtigsten PowerTubes-Prinzipien sind [3 – 5]:

- Installation von umschaltbaren Reservekabeln, Schaltmöglichkeiten an den Kabelenden
- Rohrverlegung so, dass die Kabel im Reparaturfall von den Muffenstellen her ausgetauscht werden können
- Möglichkeit der grabenlosen Verlegung im Mantelrohr oder im Leitungsgang bei gleichzeitigem mechanischen Schutz der Kabel bei Anwendung moderner Bohrverfahren.

Verlegung im offenen Kabelgraben

Zwei Beispiele für Anordnungen im Kabelgraben zeigt **Bild 2**. Dort befinden sich die beiden HVDC-Systeme – in diesem Beispiel ohne Rückleiter – in Kabelschutzrohren. In **Bild 2a** ist ein Reservekabel je Kabelsystem vorgesehen. Im Beispiel liegen die Kabelsysteme in zwei getrennten Gräben. In **Bild 2b** liegen beide Kabelsysteme in einem gemeinsamen Graben, wobei in der Trassenmitte ein zusätzliches

HVDC-Reservekabel installiert ist. Mit Trennschaltern – bei Vollverkabelung an den Trassenenden, sonst in den Übergangsbereichen Freileitung/Kabel – kann im Fehlerfall das fehlerbehaftete Kabel ab- und das Reservekabel zugeschaltet werden [4 – 6]. Die durch Reservekabel erreichte Erhöhung der Versorgungssicherheit wird im Folgenden diskutiert.

Verlegung im Mantelrohr oder im Leitungsgang

Alternativ zu solchen Anordnungen in offener Bauweise können die Kabel nach den PowerTubes-Prinzipien auch in einem oder zwei Mantelrohren untergebracht werden. Dadurch ist ein mechanischer Schutz gegeben und eine mechanische Beschädigung der Kabel durch externe Einwirkung sehr unwahrscheinlich. Hierbei kann die bauliche Umsetzung nicht nur im offenen Graben, sondern auch grabenlos unter Nutzung von Bohrverfahren erfolgen. So ist es möglich, bestehende Infrastrukturen wie den Untergrund von Straßen ohne Beeinträchtigung des Straßenverkehrs und der Bevölkerung zu nutzen, um die Kabelanlage praktisch ohne zusätzlichen Trassenbedarf realisieren zu können [4]. Mit

möglichen Abschnittslängen der modernen Bohrverfahren (PipeExpress, DirectPipe, E-PowerPipe-Verfahren [6]) von mehr als 1 km bei Rohrdurchmessern bis zu rund 1,50 m lassen sich somit bei Bedarf Kabelstrecken mit minimalem Trassenbedarf und minimalen Beeinflussungen in Bauphase und Betrieb errichten. Bei Vortriebsgeschwindigkeiten von über 100 m am Tag ist eine beschleunigte Bauausführung möglich, was bei den extrem langen Kabeltrassen wesentlich erscheint.

Ein Beispiel für zwei HVDC-Kabelsysteme in zwei Mantelrohren zeigt **Bild 3** für die Variante nach **Bild 2a**, bei dem jedes HVDC-System ein Reservekabel hat. Ein weiteres Ausführungsbeispiel zeigt **Bild 4**, wo entsprechend **Bild 2b** zwei HVDC-Systeme mit Rückleitern sowie ein Reservekabel in Kunststoffrohren in einem Stahl-Mantelrohr (Durchmesser rund 1,50 m) verlegt sind. Die Kunststoffrohre werden mit einem Schlitten in das Mantelrohr eingefahren, um anschließend die Zwischenräume mit einem hochwärmeleitfähigen Material zu verfüllen (zum Beispiel nach [8] mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda \geq 2,5 \text{ W}/(\text{K} \cdot \text{m})$). Damit weist das Gesamtsystem eine inhärente thermische Stabilität auf, ohne dass der umgebende Boden beeinträchtigt werden muss. Die jeweils drei Kabeladern (Kabelsystem mit Reserveader, **Bild 3**) werden zuletzt, nach Abschluss der Baumaßnahme, in die Leerrohre eingezogen und im Bereich der Verbindungsmuffen und der Endverschlüsse montiert. Bei Verlegung im Mantelrohr oder im Leitungsgang ergeben sich folgende Vorteile:

- kurze Bauzeiten
- minimaler Trassenbedarf, Nutzung vorhandener Infrastrukturen wie Straßen, Feldwege
- hohe Strombelastbarkeit durch Ausfüllen des Mantelrohres mit hochwärmeleitfähigem Spezialbeton [7]
- minimierte Bodenbeeinflussung, geringer Abtransport von Aushub, keine Grundwasserhaltung, integrierte thermische Stabilisierung
- sehr niedrige Magnetfelder bei Stahl-Mantelrohren, die auch bei Gleichstrom Schirmwirkung haben
- sehr hohe Zuverlässigkeit der Kabelanlage durch Reservekabel und durch den mechanischen Schutz durch das Mantelrohr
- Mantelrohre aus Stahl bieten eine hohe Längsimpedanz gegen Strom-Oberschwingungen auf den Kabeln.

Ausfallhäufigkeiten									
Variante	Berücksichtigung der Cigre-NV		Lieferlänge km	HVDC-Kabel			Rückleiterkabel		
	interne Fehler	externe Fehler		$h_{1K,int}$	$h_{1K,ex}$	h_{1K}	$h_{1RL,int}$	$h_{1RL,ex}$	h_{1RL}
	Faktor	Faktor		1/a	1/a	1/a	1/a	1/a	1/a
1a	1/1	1/1	1,0	0,362	0,332	0,695	0,105	0,158	0,263
1b	1/2	1/1	1,0	0,181	0,332	0,511	0,105	0,158	0,263
1c	1/1	1/10	1,0	0,362	0,033	0,400	0,105	0,016	0,121
2	1/1	1/1	2,0	0,265	0,250	0,515	0,086	0,150	0,236

Tabelle 1. Ausfallhäufigkeiten eines 525-kV-HVDC-Kabels und eines Rückleiterkabels im Jahr (einschließlich Garnituren) bei einer Trassenlänge von $L = 750$ km

Eckdaten für Kabelanlage	
Nennspannung	$U_N = 525$ kV
Nennleistung ein System	$P_N = 2$ GW
Trassenlänge	$L = 750$ km (SuedLink Brunsbüttel – Großgartach 702 km)
Lieferlänge	$l_K = 1,0$ km
Zahl der Muffen je Kabel	$n_M = L/l_K - 1 = 749$
Zahl der Endverschlüsse	$n_{EV} = 2$
Reparaturdauer	$t_{Rep} = 25$ Tage = 600 h
Last, Mittelwert	$f_{MWE} = 0,70$ (vgl. Netzentwicklungsplan 2030)

Tabelle 2. HVDC-Systeme für die Berechnungen

In schwierigen Bereichen, in denen Infrastrukturen (Bahn, Straßen) oder Flüsse unterquert werden müssen, können die Kabel alternativ auch in einem Leitungsgang installiert werden, der sich ebenfalls mit einem der genannten gesteuerten Bohrpressverfahren einbringen lässt.

Sonstige Aspekte

Für den Austausch defekter Kabel von den Muffenstellen her ist ein durchgängiges Schutzkonzept in den Muffenbereichen notwendig. Dazu gehören entsprechende Abstände und Einzelabschottungen der Muffen zur Einhaltung der Arbeitssicherheit im Reparaturfall.

Eine in [8] vorgeschlagene Notbetriebs-Zwangskühlung zur Verminderung des Gesamtaufwands ist im vorliegenden Fall nicht nur aufgrund der großen Trassenlänge wenig sinnvoll: Aufgrund des physikalischen Verhaltens der HVDC-Kabel kann die maximale elektrische Feldstärke in der Isolierung nur durch Beschränkung der Temperaturdifferenz über dem Kabel begrenzt werden [9], was dem Einsatz einer Zwangskühlung enge Grenzen setzt.

Allerdings kann eine – passive – Zusatzkühlung über kurze Hot-Spot-Bereiche wirkungsvoll sein [9] – zum Beispiel bei Annäherung oder Kreuzung von Fremdwärmequellen.

Nichtverfügbarkeiten von HVDC-Kabelsystemen

Im Folgenden wird eine 750 km lange HVDC-Kabellinie mit zwei 525-kV-HVDC-Kabelsystemen betrachtet – jeweils mit einer Nennleistung von $P_N = 2$ GW. Als Beispiel könnte die SuedLink-Verbindung vom Raum Hamburg in den Raum Stuttgart dienen. Sie hat eine Länge von 750 km und soll bis Grafenrheinfeld bei Schweinfurt in zwei parallelen Systemen geführt werden.

Die gewählte Anlagenauslegung hat entscheidenden Einfluss auf die Ausfallhäufigkeiten und Nichtverfügbarkeiten. Den bisher vorliegenden Konzepten werden Ausführungsvarianten mit Reservekabel und Reparaturmöglichkeit ohne Abschaltung (PowerTubes-Varianten) gegenübergestellt – vor allem mit Blick auf Ausfallhäufigkeiten, Nichtverfügbarkeitszeiten und Energieausfallkosten.

Bestimmung der Nichtverfügbarkeiten

Für 525-kV-HVDC-Kabel liegen noch keine Ausfallstatistiken vor. Die Ausfallhäufigkeiten dieser Kabel werden deshalb entsprechend den Daten in [10] von 380-kV-HVAC-Kabelsystemen durch Anwendung des Faktors $1/3$ für das einzelne HVDC-Kabel bestimmt. Diese Hochrechnung sollte für externe Ausfallraten plausible Ergebnisse liefern. Nicht direkt erfasst sind hierbei gleichzeitige Ausfälle, was für interne Ausfallhäufigkeiten plausibel ist – große Abstände bei hohen Spannungen, deshalb keine Folgefehler. Bei den externen HVAC-Ausfallhäufigkeiten ist sicherlich auch ein Anteil an gleichzeitigem Ausfall enthalten, der aber aufgrund der großen Legeabstände klein sein sollte. Bei der hier berechneten Statistik wird dieser Fall durch einen zweiten Fehler während der Reparatur des ersten Fehlers erfasst: Da hierbei die Wahrscheinlichkeit über den Faktor $t_{Rep}/8760 \approx 7\%$ gewichtet wird, ist also ein solcher Systemausfall (zwei Kabel gleichzeitig) mit rund 7% der Fehler erfasst, was angemessen erscheint.

Während in [10] die jährlichen Fehlerhäufigkeiten der Garnituren stückbezogen (Fehler je 100 Stück und Jahr) angegeben sind und somit hier direkt übernommen werden können, sind sie bei den Kabeln auf das Drehstromsystem bezogen (Fehler je 100 km System und Jahr). Sie werden deshalb für die HVDC-Systeme gedrittelt und sind damit in **Tabelle 1** auf ein einzelnes HVDC-Kabel bezogen. So entspricht die nachfolgend verwendete Fehlerhäufigkeit h_{1K} der Zahl an Fehlern eines HVDC-Kabels der Länge L und je Jahr. Statistisch wird damit für die folgenden Abschätzungen eine Unabhängigkeit der Fehler voneinander vorausgesetzt. Für die internen Fehler ist diese Annahme bei den

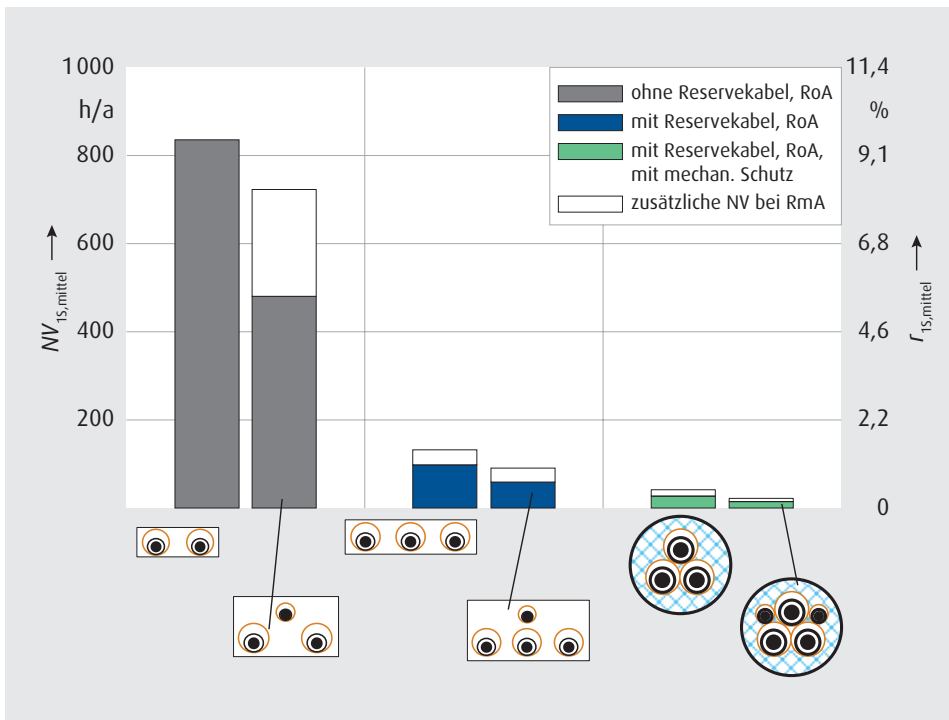


Bild 5. Mittlere Nichtverfügbarkeit eines 525-kV-HVDC-Kabelsystems in Abhängigkeit der Auslegung mit $P_N = 2 \text{ GW}$; $L = 750 \text{ km}$; $l = 1,0 \text{ km}$; $100 \% h_{int}$; RmA: Reparatur mit Abschaltung benachbarter Kabel
RoA: Reparatur ohne Abschaltung benachbarter Kabel

Höchstspannungskabeln naheliegend, da hier aufgrund der größeren Abstände der Kabel zueinander und der Verlegung in Schutzrohren kaum davon auszugehen ist, dass der elektrische Durchschlag eines Kabels benachbarte Kabel beschädigt. Auch bei den äußeren Einwirkungen wird davon ausgegangen, dass die Fehlerhäufigkeit proportional mit der Zahl der Kabel steigt. Dies kann so begründet werden, dass zwei Kabel dem Erdbohrer oder dem Bagger etwa die doppelte Trefferfläche bieten wie ein einzelnes Kabel.

Spannungslose Kabel – zum Beispiel Reservekabel oder sich in Reparatur befindende Kabel – werden über ihre externe Ausfallhäufigkeit erfasst. Ein während der Reparatur an einem »kalten« Kabel auftretender Fehler verlängert die Reparaturzeit statistisch um 50 %, der Fehler tritt also im Mittel zur halben Reparaturzeit auf. Der Ausfall eines Rückleiters hat eine Abschaltung des Systems zur Folge.

Bei Kabelsystemen mit Rückleiter wird über die erste Hälfte der Reparaturzeit ein Ausfall von $P_N/2 = 1\,000 \text{ MW}$ und über die zweite Hälfte von P_N angenommen. Begründung: Während aller Reparaturmaßnahmen, die noch keine Abschaltung erfordern (zum Beispiel Anreise, Fehlersuche, Arbeitsvorbereitung), kann mit $P_N/2$ weitergefahren werden.

Es wird unterschieden in »RmA«-Anlagen, bei denen zur Fehlerreparatur eine Abschaltung des Systems erforderlich ist, sowie in »RoA«-Anlagen (Reparatur ohne Abschaltung). Bei RoA-Anlagen wird davon ausgegangen, dass ein fehlerbehaftetes Kabel von einem Muffenbereich aus herausgezogen und ein neues Kabel eingezogen wird. An beiden Enden müssen dann neue Muffen gesetzt werden. Zum einen setzt dies die Verlegung der Kabel in Rohren oder im Leitungsgang voraus, zum anderen müssen die Muffenbereiche so gestaltet sein, dass die genannten Arbeitsvorgänge in den Muffenbereichen auch während des Betriebs benachbarter Kabel durchgeführt werden können. Voraussetzungen dafür sind:

- hinreichende Abstände der einzelnen Kabel und Muffen, sodass genügend Platz zum Arbeiten gegeben ist
- alle Kabel und Muffen in diesem Bereich sind mit einer entfernbaren Kapselung versehen. So werden

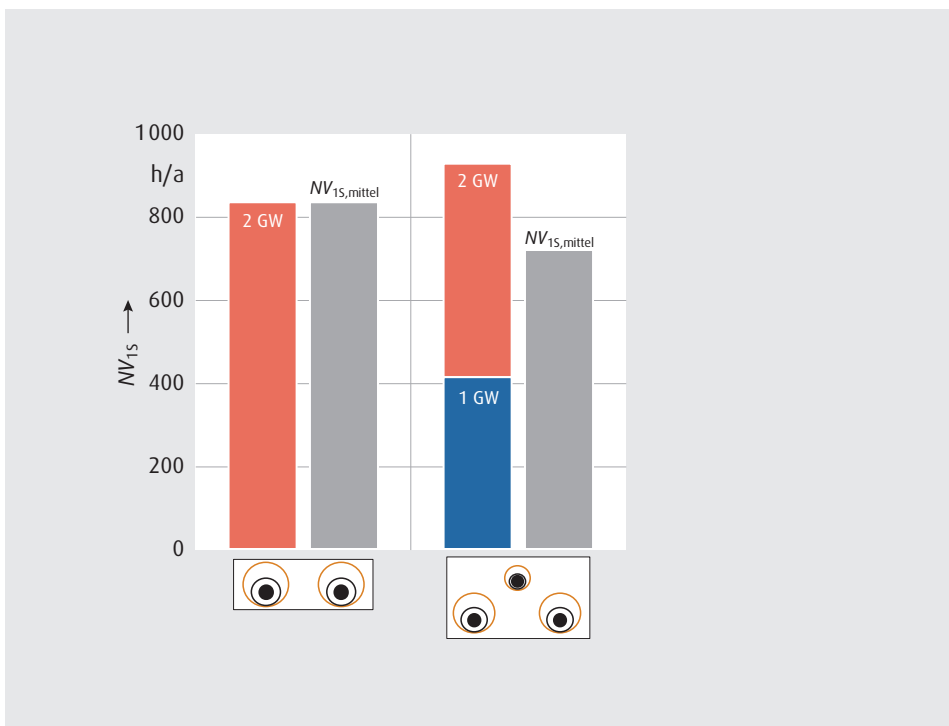


Bild 6. Leistungsgestufte Nichtverfügbarkeit eines 525-kV-HVDC-Kabelsystems in Abhängigkeit der Auslegung mit $P_N = 2 \text{ GW}$; $L = 750 \text{ km}$; $l = 1,0 \text{ km}$; $100 \% h_{int}$; mit Abschaltung bei Reparatur (RmA); grau: mittlere Nichtverfügbarkeit der maximalen Übertragungsleistung nach Bild 5

einerseits Kabel und Muffen gegen Einwirkungen der Arbeitsvorgänge geschützt, andererseits ist das Personal geschützt für den Fall, dass während der Reparatur eine benachbarte Muffe durchschlägt.

Unter »mechanischem Schutz« wird nachfolgend eine Kapselung der Kabel auf der Strecke, zum Beispiel bei Verlegung in einem Stahl-Mantelrohr, verstanden. Laut [13] werden hierdurch die Ausfälle durch mechanische Einwirkung entscheidend verringert. Im vorliegenden Fall wird eine Verringerung der externen Ausfallhäufigkeiten nach **Tabelle 1** um 90 % angenommen.

Für die Rückleiterkabel werden die wesentlich geringeren Ausfallhäufigkeiten von 110-kV-HVAC-Kabeln berücksichtigt. Hieraus ergeben sich für 525-kV-HVDC-Kabel und für Rückleiterkabel die internen und externen Ausfallhäufigkeiten (für ein Kabel) nach **Tabelle 1**.

Die mittlere Reparaturdauer bei Ausfällen von Drehstrom-Höchstspannungskabeln (≤ 500 kV) wird in [10] mit 25 d beziehungsweise $t_{\text{Rep}} = 600$ h angegeben. Da die Abläufe bei der Reparatur von HVDC-Kabeln ähnlich sein werden, wird auch dieser Parameter in die Betrachtungen zu den HVDC-Kabeln übernommen. Für die Rückleiterkabel wurde eine entsprechende Umrechnung auf der Datenbasis in [10] für 110-kV-HVAC-Kabel vorgenommen. Mit diesen Ansätzen ergeben sich die in **Tabelle 1** für eine Trassenlänge von $L = 750$ km dargestellten Ausfallhäufigkeiten, wobei die Varianten 1b, 1c und 2 im Folgenden diskutiert werden (siehe Balken 2, 3 und 4 in **Bild 7**).

Für die weiteren Berechnungen wird eine Gleichstrom-Höchstspannungskabelanlage zugrunde gelegt, wie sie für die SuedLink-Verbindung angedacht ist. Es werden zwei HVDC-Systeme betrachtet (**Tabelle 2**).

Mit der Fehlerstatistik aus **Tabelle 1** ergibt sich die Zahl der jährlichen Fehler eines einzelnen HVDC-Kabels h_{1K} (einschließlich Muffen $n_M = 749$ und Endverschlüssen $n_{EV} = 2$) zu rund 0,7 Fehlern im Jahr. Davon beträgt die intern bedingte Fehlerrate $h_{1K,int} = 0,364$ Fehler im Jahr und die extern bedingte Fehlerrate $h_{1K,ext} = 0,333$ Fehler im Jahr.

Mit diesen Annahmen ergeben sich folgende leistungsgestufte Nichtverfügbarkeiten: im Fall von einem HVDC-System mit der Nenn-Übertragungsleistung

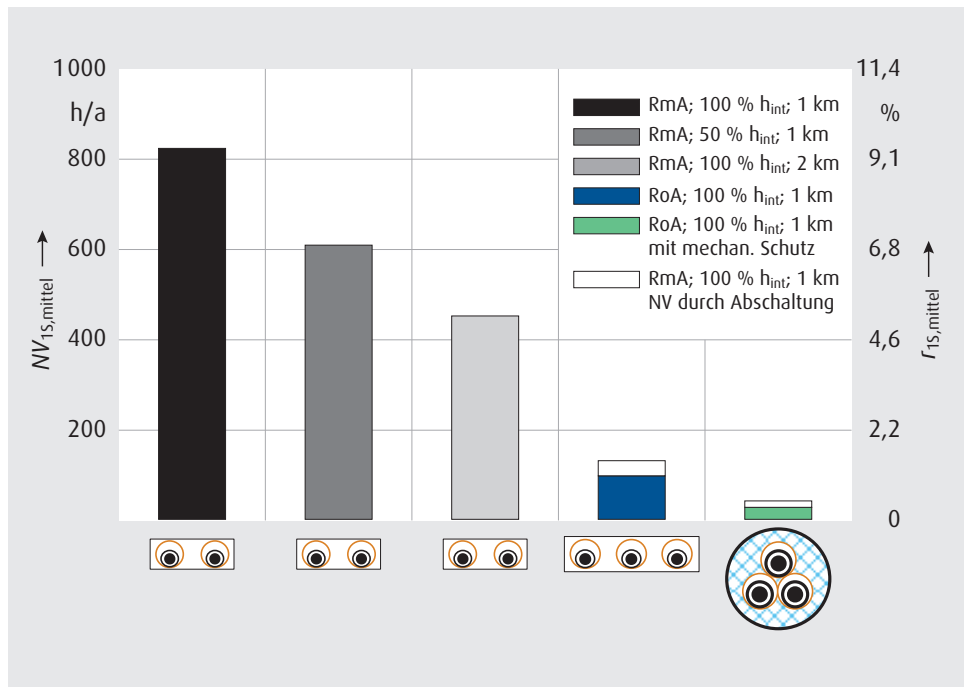


Bild 7. Mittlere Nichtverfügbarkeit der Nennleistung eines 525-kV-HVDC-Kabelsystems bei Halbierung des internen Fehlers oder bei Verdoppelung der Kabellieferlängen in Abhängigkeit der Auslegung
 RmA: Reparatur mit Abschaltung benachbarter Kabel
 RoA: Reparatur ohne Abschaltung benachbarter Kabel
 Statistische Daten dieser Varianten siehe Tabelle 1

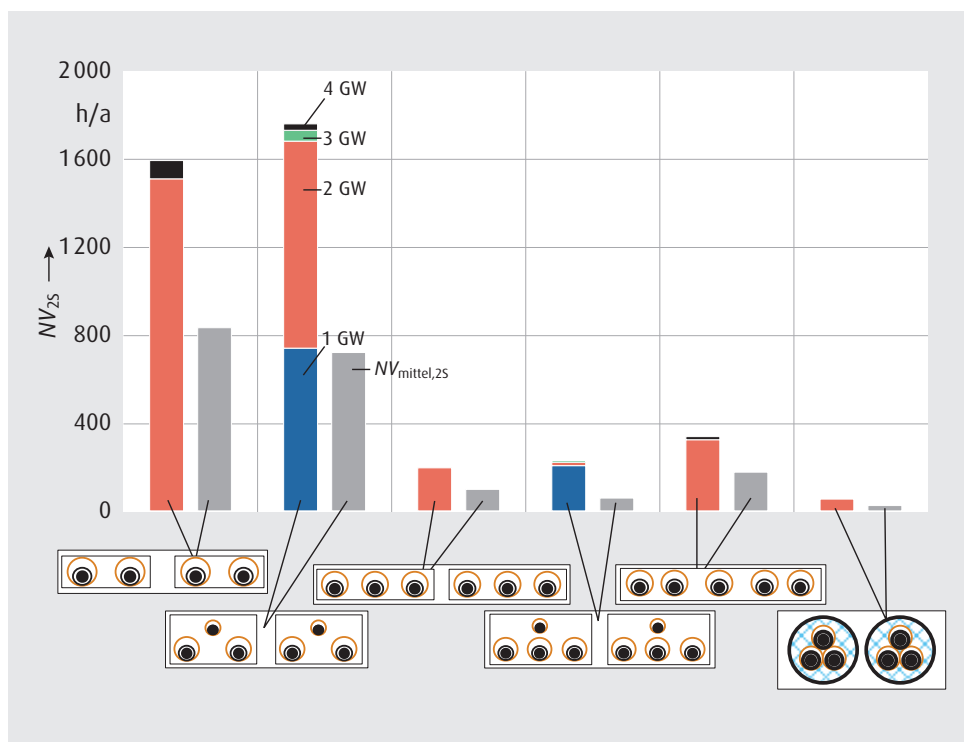


Bild 8. Leistungsgestufte Nichtverfügbarkeiten von zwei 525-kV-HVDC-Kabelsystemen in Abhängigkeit der Auslegung mit $P_N = 2$ GW; $L = 750$ km; $l = 1,0$ km; 100 % h_{int} ; grau: mittlere Nichtverfügbarkeit der Nennleistung;
 Balken 1 bis 4: ohne Reservekabel, Reparatur mit Abschaltung benachbarter Kabel (RmA);
 Balken 5 bis 12: mit Reservekabel, Reparatur ohne Abschaltung benachbarter Kabel (RoA)

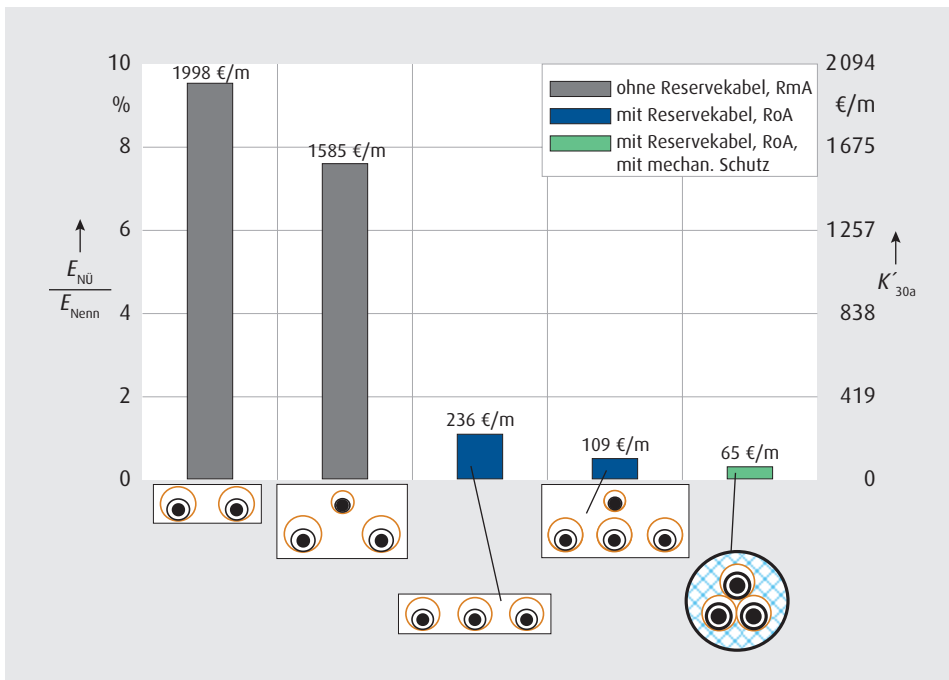


Bild 9. Nicht übertragbare Energie und längenbezogene Energieverlustkosten eines 525-kV-HVDC-Kabelsystems in Abhängigkeit der Auslegung mit $P_N = 2 \text{ GW}$; $L = 750 \text{ km}$; $l = 1,0 \text{ km}$; $100 \% h_{int}$; RmA: Reparatur mit Abschaltung benachbarter Kabel
RoA: Reparatur ohne Abschaltung benachbarter Kabel

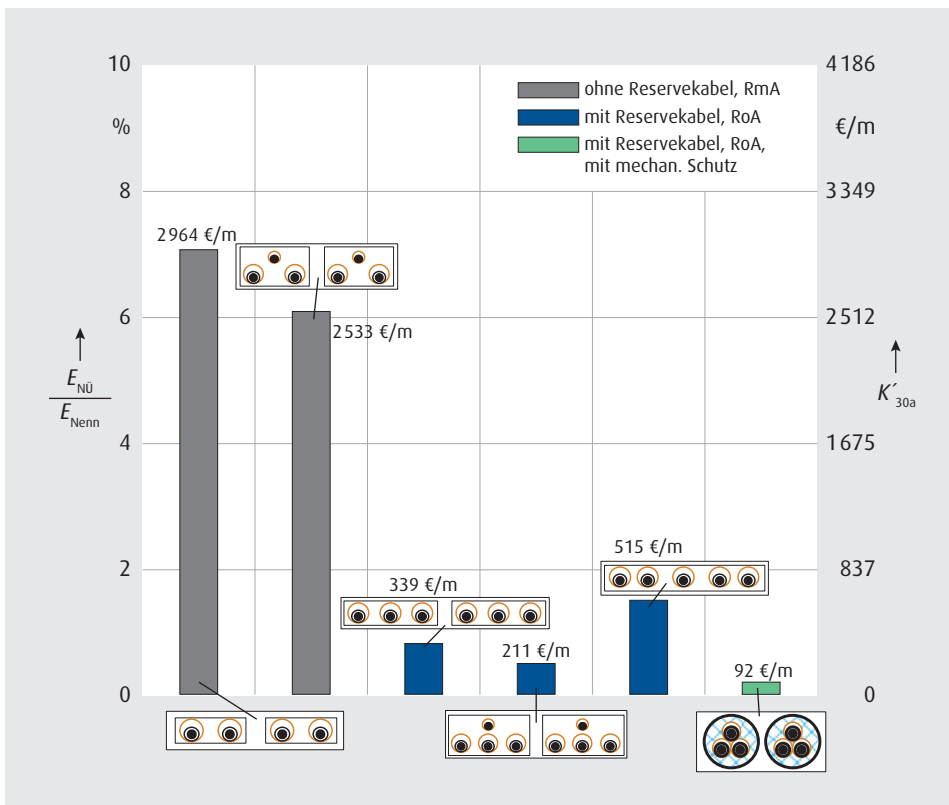


Bild 10. Nicht übertragbare Energie und längenbezogene Energieverlustkosten von zwei 525-kV-HVDC-Kabelsystemen mit $P_N = 2 \text{ GW}$; $L = 750 \text{ km}$; $l = 1,0 \text{ km}$; $100 \% h_{int}$; RmA: Reparatur mit Abschaltung benachbarter Kabel
RoA: Reparatur ohne Abschaltung benachbarter Kabel

von $P_N = 2,0 \text{ GW}$ gestuft in die Nichtverfügbarkeiten $NV_{15}(1 \text{ GW})$ – Ausfall von 1 GW – und $NV_{15}(2 \text{ GW})$ – Ausfall von 2 GW – mit den Wahrscheinlichkeiten $W_{15,1\text{GW}} = NV_{15}(1 \text{ GW})/8760 \text{ h}$ und $W_{15,2\text{GW}} = NV_{15}(2 \text{ GW})/8760 \text{ h}$. Wie aus diesen Wahrscheinlichkeiten eines Kabelsystems die Nichtverfügbarkeiten von zwei Kabelsystemen berechnet werden können, ist in [14] dargestellt.

Nichtverfügbarkeit eines HVDC-Kabelsystems in Abhängigkeit von der Auslegung

Als Ergebnis der statistischen Untersuchungen zeigt Bild 5 die mittleren Nichtverfügbarkeiten $NV_{15, \text{mittel}}$ der Nennleistung P_N und die Ausfallrate $r_{15, \text{mittel}}$ der unterschiedlichen Ausführungen eines 525-kV-HVDC-Kabelsystems ($P_N = 2,0 \text{ GW}$). Der erste Balken zeigt ein System ohne Reservekabel und ohne Rückleiter, der zweite ein System ohne Reservekabel, aber mit Rückleiter. Dabei zeigt der untere graue Balken die mittlere Nichtverfügbarkeit, falls ein gestörtes Kabel bei Weiterbetrieb benachbarter Kabel repariert werden kann (RoA), wodurch sich unter Nutzung des Rückleiters während der Reparatur noch die halbe Nennleistung übertragen lässt. Dadurch wird die mittlere Nichtverfügbarkeit deutlich reduziert. Der obere weiße Kasten zeigt jeweils die zusätzliche Nichtverfügbarkeit, wenn eine Reparatur nur bei Abschaltung der benachbarten Kabel möglich ist (RmA). Der dritte Balken zeigt ein System mit Reservekabel, aber ohne Rückleiter, und der vierte Balken zusätzlich mit Rückleiter.

Durch Einbau eines Reservekabels wird die Nichtverfügbarkeit deutlich reduziert, von knapp 10 % auf rund 1 %, selbst wenn die Reparatur nur bei Abschaltung benachbarter Kabel möglich ist.

Durch einen zusätzlichen mechanischen Schutz, zum Beispiel durch Verlegung in Mantelrohren, kann die extern bedingte Ausfallrate auf rund 10 % der Ausfallrate ohne mechanischen Schutz reduziert [13] und damit die gesamte Nichtverfügbarkeit auf unter 0,3 % reduziert werden.

Bild 6 zeigt einen Vergleich der leistungsgestufteten Nichtverfügbarkeiten eines Kabelsystems mit einer Übertragungsleistung $P_N = 2 \text{ GW}$ für eine herkömmliche Planung ohne Reservekabel (links ohne Rückleiter, rechts mit Rückleiter). Mit Rückleiter kann auch bei Ausfall eines Kabels noch rund die halbe Leistung, hier also 1 GW , über die halbe Reparaturdauer übertragen werden.

Bild 5 und **6** zeigen folgenden Sachverhalt: Bei den bisherigen Anlagenkonzepten ist mit mittleren Nichtverfügbarkeiten von rund 800 h/a beziehungsweise von rund 8 bis 10 % zu rechnen. Anlagen mit Rückleitern schneiden etwas besser ab, da während der halben Reparaturzeit (Anreise, Fehlersuche, Arbeitsvorbereitungen usw.) vor der Abschaltung noch mit halber Nennleistung gefahren werden kann. Bei Anlagen ohne Rückleiter fällt schlagartig die gesamte Übertragungsleistung während der Reparatur aus.

Verringerung der Nichtverfügbarkeit durch geringere interne Fehlerrate und größere Lieferlängen der Kabel

Kunststoffisolierte 525-kV-HVDC-Kabel sind derzeit die bevorzugte Variante der Netzbetreiber: Sie befinden sich derzeit allerdings noch in der Präqualifikationsphase. Dies bedeutet, dass noch keine Betriebserfahrungen zu diesen Kabeln und noch keine statistischen Ausfalldaten vorliegen.

Die hier vorgenommene Ableitung der Daten aus denjenigen für HVAC-Höchstspannungskabel erscheint im Hinblick auf die Ausfallhäufigkeiten durch externe Einwirkung und auf die Reparaturdauern plausibel, da hier ähnliche Verhältnisse vorliegen werden. Zu den übrigen Parametern werden zwei zusätzliche Varianten betrachtet:

- Die interne Ausfallhäufigkeit h_{int} wird halbiert, den HVDC-Kabeln und -Garnituren wird also eine weitaus geringere Ausfallwahrscheinlichkeit zugeordnet.

- Die Lieferlänge der Kabel wird auf 2,0 km verdoppelt, die Zahl der Verbindungsstellen wird so halbiert.

Bild 7 zeigt im ersten Balken (für die Standardparameter) die bereits in **Bild 5** für ein HVDC-System ohne Rückleiter und ohne Reservekabel gezeigte Nichtverfügbarkeit von 9,5 %. Der zweite Balken verdeutlicht die durch eine Halbierung des internen Fehlers (entspricht einer Verringerung der Summe aus internen und externen Fehlern von rund einem Viertel) bewirkte Verringerung der Nichtverfügbarkeit. Im dritten Balken ist die durch Verdopplung der Kabellieferlängen und der dadurch bewirkten Halbierung der Muffenzahl bewirkte Verringerung der Nichtverfügbarkeit dargestellt. Der vierte Balken zeigt (Standardparameter) die durch ein Reservekabel bewirkte Verringerung der Nichtverfügbarkeit. Der untere Balkenteil gibt dabei die Nichtverfügbarkeit bei Reparatur ohne Abschaltung an, der obere Teil die Erhöhung der Nichtverfügbarkeit, falls die Reparatur eine Abschaltung der Kabel erfordert. Der fünfte Balken zeigt die durch ein Reservekabel und einen zusätzlichen mechanischen Schutz, der die Wahrscheinlichkeit eines externen Fehlers drastisch verringert, bewirkte Verringerung der Nichtverfügbarkeit.

Nichtverfügbarkeit von zwei HVDC-Kabelsystemen in Abhängigkeit von der Auslegung

Bild 8 zeigt für sechs unterschiedliche Ausführungen zweier 525-kV-HVDC-Kabelsysteme (mit $P_N = 4\,000$ MW) die leistungsgestufteten Nichtverfügbarkeiten sowie die mittleren Nichtverfügbarkeiten

(graue Balken). Dabei repräsentieren die beiden ersten Varianten die bisher geplanten Ausführungen (RmA), während die übrigen Balken den diskutierten PowerTubes-Varianten mit Reservekabeln und RoA-Auslegung entsprechen. Die mittleren Nichtverfügbarkeiten und Ausfallraten bleiben hierbei genauso groß wie bei einem System (vgl. **Bild 5**).

Bild 8 zeigt für die bisherigen Anlagenkonzepte auch wieder mittlere Nichtverfügbarkeiten, bezogen auf 4 GW, von rund 800 h/a beziehungsweise mittlere Ausfallraten von rund 8 bis 10 %. Anlagen mit Rückleitern schneiden wieder etwas besser ab. Bei Anlagen ohne Rückleiter führt ein Kabelausfall schlagartig über die Reparaturdauer zum Ausfall der vollen Übertragungsleistung des betroffenen Systems von 2 GW und damit der Hälfte der Übertragungsleistung beider Systeme von 4 GW.

Neu ist die fünfte Variante, bei der beide Kabelsysteme zusammen mit nur einem Reservekabel in einem gemeinsamen Graben untergebracht sind. Dem Vorteil des erheblich verringerten Aufwands stehen etwas erhöhte Nichtverfügbarkeiten gegenüber, die aber immer noch weitaus geringer sind als bei den beiden ersten (Standard-)Varianten. Die sechste Variante mit zwei Mantelrohren kann entweder in einem oder in zwei offenen Gräben oder mit zwei Bohrvorgängen grabenlos realisiert werden.

Nicht übertragbare Energie und deren Kosten

Die Berechnung der nicht übertragbaren Energie und deren Kosten ist in [14] dargestellt.

Anzeige

Titelthema: > Netzintegration erneuerbarer Energien

- > Ausgabe: 11/2018
- > Anzeigenschluss: 19.10.2018
- > Erscheinungstermin: 07.11.2018

- Vorschau:
- > VDE-Hochspannungstechnik
 - > PMRExp
 - > European Utility Week

Nicht übertragbare Energie eines HVDC-Systems

In **Bild 9** ist die nicht übertragbare Energie $E_{NÜ}$ dargestellt: bezogen auf die ohne Ausfälle zu übertragende Energie E_{Nenn} sowie die auf 1 m Trassenlänge bezogenen Energieverlustkosten K'_{30a} eines 525-kV-HVDC-Kabelsystems über 30 Jahre mit den Parametern entsprechend **Bild 5** und **6**. Dabei wird, wie im Netzentwicklungsplan 2030, von einer durchschnittlichen Auslastung der Gleichstromleitung von rund 70 % ausgegangen.

Beim Vergleich der längenbezogenen Kosten der bisherigen Konzepte (erster und zweiter Balken in **Bild 9**) mit den drei Varianten einer PowerTubes-Auslegung (dritter, vierter und fünfter Balken in **Bild 9**) ergeben sich bei letzteren Ersparnisse von rund 1 350 bis 1 900 €/m. Diese sind weitaus höher als der Zusatzaufwand dieser Varianten für ein Reservekabel, Umschaltleinrichtungen, einen geringfügig breiteren Kabelgraben, für die Gestaltung der Muffenbereiche und – bei mechanischem Schutz im Kabelgraben – für das Einbringen von Mantelrohren.

Nicht übertragbare Energie von zwei HVDC-Systemen

Bild 10 zeigt die nicht übertragbare Energie $E_{NÜ}$ bezogen auf die ohne Ausfälle zu übertragende Energie E_{Nenn} und die daraus resultierenden, längenbezogenen Energieverlustkosten K'_{30a} zweier 525-kV-HVDC-Kabelsysteme mit den Parametern entsprechend **Bild 9**.

Beim Vergleich der längenbezogenen Kosten der bisherigen Konzepte (graue Balken) mit den drei Varianten einer PowerTubes-Auslegung ergeben sich bei den PowerTubes-Varianten Ersparnisse von rund 2 000 bis 2 850 €/m. Diese sind ebenfalls weitaus höher als der Zusatzaufwand dieser Varianten.

Schlussfolgerungen

Aus den diskutierten Ergebnissen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- Aus den bisherigen Planungsansätzen folgen mittlere Ausfallzeiten der Nennleistung (4 GW) von rund 720 bis 840 h/a beziehungsweise Ausfallraten von 8,3 bis 9,5 %. Bis zu rund 70 Tage im Jahr sind auf der Trasse Reparaturarbeiten vorzunehmen. Müssen die Fehler durch Abregelung von Erzeugungsanlagen aufgefangen werden, so entstehen Energieausfallkosten in einer Größenordnung von 2 Mrd. €.

- Durch Einsatz von Reservekabeln (PowerTubes-Prinzip) und Reparaturmöglichkeit im Muffenbereich ohne Abschaltung benachbarter Kabel lassen sich die mittleren Ausfallraten auf 0,2 bis 1,1 % verringern. Die Energieausfallkosten liegen nur noch bei rund 70 Mio. bis 470 Mio. €.
- Durch kombinierten Einsatz von Reservekabeln mit einem mechanischen Schutz der Kabel- und Muffenbereiche verringern sich die Ausfallzeiten und Ausfallkosten nochmals erheblich.
- Beim Einsatz von zwei Reservekabeln ergeben sich geringere Ausfallzeiten als bei der Installation eines dritten Kabelsystems.
- Die Reduzierung der Energieausfallkosten ist weitaus höher als der Zusatzaufwand für Reservekabel, Umschaltleinrichtungen, gegebenenfalls geringfügig breitere Kabelgräben, für die Gestaltung der Muffenbereiche und – bei mechanischem Schutz im Kabelgraben – für das Einbringen eines Mantelrohres.

Bei der Diskussion von Maßnahmen zur Verringerung der Ausfallraten solcher HVDC-Übertragungsanlagen sollten daher vorrangig folgende Parameter betrachtet werden:

- Rohrverlegung der Kabel zum mechanischen Schutz, zur Vereinfachung der Installation und zur Verkürzung der Reparaturdauer, zum Beispiel durch Austausch fehlerbehafteter Kabel von den entsprechend gestalteten Muffenbereichen her
- Gestaltung der Muffenbereiche so, dass Reparaturen ohne Abschaltungen vorgenommen werden können
- Mantelrohre zum mechanischen Schutz der Kabel bei entscheidenden bautechnischen Vorteilen
- Vergrößerung der Lieferlängen.

Ein wesentlicher Effekt kann allerdings bei diesen Betrachtungen nicht quantifiziert werden: Bei den bisherigen Varianten muss über einen Zeitraum von mehr als 1 500 h im Jahr – also über rund 2 Monate im Jahr – in einem der beiden Kabelgräben repariert werden. Dies bedeutet extrem lange »verletzliche Phasen« der 4-GW-Trasse, in denen ein weiterer Kabelfehler zum Totalausfall führt.

Literatur

[1] SuedLink Gleichstrom-Erdkabel: Für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung. Tennet, Februar 2017.

www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/SuedLink/sl_korridor_1703/SuedL_Broschuere_HGUE_Technik.pdf

[2] Dörnemann, C.: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – Einblick in die künftige Netzentwicklung. BG-ETEM-Tagung, Kassel, 21. Mai 2014.

[3] Brakelmann, H.; Stein, D.; Stein, R.; Waschk, V.: PowerTubes – Innovatives Kabel- und Installationssystem. ew 25-26/2011, S. 74-81.

[4] Brakelmann, H.; Hoffelder, M.; Stamm, J.; Stein, R.; Waschk, V.; Wolff, C.: Beeinflussungsminimierte PowerTubes-Variante höchster Betriebssicherheit und Nachhaltigkeit. ew 7/2014, S. 58-65.

[5] nkt cables, PowerTubes-Gruppe: Entwicklung eines beeinflussungsarmen Zwischenverkabelungssystems mit minimalem Trassenbedarf und maximaler Verfügbarkeit – PowerTubes. Abschlussbericht BMWi-Förderungsprojekt 03ET7513, 2014-2016.

[6] Herrenknecht: Pipe Express; Direct Pipe; E-PowerPipe. www.herrenknecht.com

[7] Brakelmann, H.; Böing, R.; Dietrich, J.; May, H.-P.: Powercrete und CableCem – Technische und wirtschaftliche Perspektiven. ew 15-16/2011, S. 64-71.

[8] Brakelmann, H.: Drehstrom-Netzausbau durch Minimaltrassen mit Notbetriebskühlung. ew 11/2017, S. 46-55.

[9] Brakelmann, H.: Entwurfskriterien für HVDC-Kabelanlagen. ew 9/2017, S. 40-47.

[10] Waschk, V., et al.: Cigre WG B1-10. Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems. Cigre-Report TB 379, Mai 2009.

[11] Brakelmann, H.; Jarass, L. J.: Bedeutung des Erzeugungsmanagements für den Netzausbau. ew 5/2018, S. 46-53.

[12] Brakelmann, H.; Waschk, V.: Hoch- und Höchstspannungskabel großer Lieferlängen. ew 6/2010, S. 22-28.

[13] Cigre WG B4.60: Designing HVDC Grids for Optimal Reliability and Availability Performance. Cigre-Report TB 713, Dezember 2017.

[14] Anhang 1 bis 3 zum Aufsatz »Erhöhung der Versorgungssicherheit mit HVDC-Kabeln«: Anhang 1: Bestimmung der Ausfallhäufigkeiten; Anhang 2: Bestimmung der Nichtverfügbarkeiten; Anhang 3: Bewertung der Nichtverfügbarkeiten mittels Energieausfallkosten. www.ew-magazin.de

» Prof. Dr.-Ing. habil. **Heinrich Brakelmann**, BCC Cable Consulting, Rheinberg

Prof. Dr. **Lorenz J. Jarass**, ATW GmbH, Wiesbaden

» heinrich.brakelmann@uni-due.de mail@atw-forschung.de

» www.bcc-cableconsulting.com www.atw-forschung.de

Stromautobahnen

Erhöhung der Zuverlässigkeit von HVDC-Kabelsystemen

Anhang: Statistische Berechnungen zum Beitrag aus ew 10/2018, Seite 40 bis 48.

Anhang 1: Bestimmung der Ausfallhäufigkeiten

Zu 525-kV-HVDC-Kabeln liegen noch keine Ausfallstatistiken vor. Die Ausfallhäufigkeiten der 525-kV-HVDC-Kabel werden deshalb aus den Daten in Cigre TB 379 von 380-kV-HVAC-VPE-Kabelsystemen durch Anwendung des Faktors $\frac{1}{3}$ für das einzelne HVDC-Kabel bestimmt. Für die Rückleiterkabel werden die wesentlich geringeren Ausfallhäufigkeiten von 110-kV-HVAC-VPE-Kabeln berücksichtigt.

Hieraus ergeben sich für 525-kV-HVDC-Kabel und für Rückleiterkabel die internen und externen Ausfallhäufigkeiten (für ein Kabel) für unterschiedliche Varianten nach **Tabelle 1** (vgl. hierzu auch **Bild 7**).

Anhang 2: Bestimmung der Nichtverfügbarkeiten

Mit den in Anhang 1 gegebenen Werten ergeben sich folgende leistungsgestufte Nichtverfügbarkeiten: im Fall von einem HVDC-System mit der Nenn-Übertragungsleistung von $P_N = 2,0$ GW gestuft in die Nichtverfügbarkeiten $NV_{1S}(1 \text{ GW})$ – Ausfall von 1 GW – und $NV_{1S}(2 \text{ GW})$ – Ausfall von 2 GW – mit den Wahrscheinlichkeiten $W_{1S,1GW} = NV_{1S}(1 \text{ GW})/8760 \text{ h}$ und $W_{1S,2GW} = NV_{1S}(2 \text{ GW})/8760 \text{ h}$.

In **Tabelle 2** ist gezeigt, wie aus den Wahrscheinlichkeiten eines Kabelsystems die Nichtverfügbarkeiten von zwei Kabelsystemen berechnet werden können.

Aus **Tabelle 2** kann eine auf die Nennleistung eines Systems von $P_N = 2$ GW bezogene, mittlere Nichtverfügbarkeit NV_{1S} bestimmt werden:

$$NV_{1S} = NV_{1S}(1 \text{ GW}) \cdot \frac{1}{2} + NV_{1S}(2 \text{ GW}) \cdot \frac{1}{1} \quad (1)$$

$$\text{Ausfallrate } r_{1S} = NV_{1S}/8760 \text{ h} \quad (2)$$

Entsprechend kann eine auf die Nennleistung der beiden Systeme von $P_N = 4$ GW bezogene, mittlere Nichtverfügbarkeit NV_{2S} bestimmt werden:

$$NV_{2S} = NV_{2S}(1 \text{ GW}) \cdot \frac{1}{4} + NV_{2S}(2 \text{ GW}) \cdot \frac{2}{4} + NV_{2S}(3 \text{ GW}) \cdot \frac{3}{4} + NV_{2S}(4 \text{ GW}) \cdot \frac{4}{4} \quad (3)$$

$$\text{Ausfallrate } r_{2S} = NV_{2S}/8760 \text{ h} \quad (4)$$

Anhang 3: Bewertung der Nichtverfügbarkeiten mittels Energieausfallkosten

Die gemittelten Nichtverfügbarkeiten und Ausfallraten stellen formale, von der Auslastung der Trasse unabhängige Rechengrößen dar. Die technische und kostenmäßige Bewertung der nicht

verfügbaren Übertragungsleistungen ist eine äußerst komplexe Fragestellung:

- Der Zwang zur Abregelung, also die Energieverluste, hängen von der momentanen Netzstruktur, der Last und der Betriebsweise ab.
- Häufige, plötzliche Ausfälle erheblicher Übertragungsleistungen sind unter den Aspekten der Netzstabilität und den damit verbundenen Betriebsrisiken zu bewerten.
- Die Bewertung der Verluste hängt unter anderem von folgenden Aspekten ab:
 - der künftigen Strompreisentwicklung
 - dem angesetzten Kalkulationszinsfuß
 - den Kosten für die aufgrund der nicht übertragbaren Energie gegebenenfalls erforderlichen Reserveleistungen.

Zur Bewertung der Energieausfallkosten werden die folgenden Überlegungen angestellt: Bei einer mittleren Auslastung der Kabeltrasse von 70 % (wie im Netzentwicklungsplan 2030 angegeben) werden näherungsweise im statistischen Mittel je hälftig 100 % der Höchstlast und 40 % der Höchstlast übertragen.

Ausfallhäufigkeiten									
Variante	Berücksichtigung der Cigre-NV		Lieferlänge km	HVDC-Kabel			Rückleiterkabel		
	interne Fehler	externe Fehler		$h_{1K,int}$	$h_{1K,ex}$	h_{1K}	$h_{1RL,int}$	$h_{1RL,ex}$	h_{1RL}
	Faktor	Faktor		1/a	1/a	1/a	1/a	1/a	1/a
1a	1/1	1/1	1,0	0,362	0,332	0,695	0,105	0,158	0,263
1b	1/2	1/1	1,0	0,181	0,332	0,511	0,105	0,158	0,263
1c	1/1	1/10	1,0	0,362	0,033	0,400	0,105	0,016	0,121
2	1/1	1/1	2,0	0,265	0,250	0,515	0,086	0,150	0,236

Tabelle 1. Ausfallhäufigkeiten eines 525-kV-HVDC-Kabels und eines Rückleiterkabels im Jahr (einschließlich Garnituren) bei einer Trassenlänge von $L = 750$ km

Berechnungsschema

Gegeben sei ein Kabelsystem mit einer Nennleistung von $P_N = 2$ GW und den Wahrscheinlichkeiten $W_{15,1GW}$, $W_{15,2GW}$ für den Ausfall von $P_N/2 = 1$ GW (Ausfall von einem Kabel, hälftige Übertragung durch Rückleiter) beziehungsweise 2 GW (Ausfall von zwei Kabeln und damit des gesamten Systems).

Daraus lassen sich für dieses System die entsprechenden Nichtverfügbarkeiten in Stunden je Jahr wie folgt bestimmen:

a) Nichtverfügbarkeit von 2 GW (kompletter Ausfall des Systems):

$$NV_{15}(2 \text{ GW}) = W_{15}(2 \text{ GW}) \cdot 8760 \text{ h/a} \quad (5)$$

b) Nichtverfügbarkeit von 1 GW (Ausfall von einem Kabel):

$$NV_{15}(1 \text{ GW}) = W_{15}(1 \text{ GW}) \cdot 8760 \text{ h} \quad (6)$$

Entsprechend lassen sich für zwei Systeme die entsprechenden Nichtverfügbarkeiten in Stunden je Jahr wie folgt bestimmen:

a) Nichtverfügbarkeit von 4 GW (gleichzeitiger Ausfall beider Systeme):

$$NV_{25}(4 \text{ GW}) = W_{15}(2 \text{ GW}) \cdot W_{15}(2 \text{ GW}) \cdot 8760 \text{ h/a} \quad (7)$$

b) Nichtverfügbarkeit von 3 GW (gleichzeitiger Ausfall von einem System und von einem Kabel beim anderen System):

$$NV_{25}(3 \text{ GW}) = 2 \cdot W_{15}(2 \text{ GW}) \cdot W_{15}(1 \text{ GW}) \cdot 8760 \text{ h} \quad (8)$$

c) Nichtverfügbarkeit von 2 GW (Ausfall von System 1 oder System 2 oder in beiden Systemen gleichzeitiger Ausfall von je einem Kabel):

$$NV_{25}(2 \text{ GW}) = [2 \cdot (W_{15}(2 \text{ GW}) - W_{15}(2 \text{ GW}) \cdot W_{15}(1 \text{ GW}) - W_{15}(2 \text{ GW})^2) + W_{15}(1 \text{ GW})^2] \cdot 8760 \text{ h} \quad (9)$$

d) Nichtverfügbarkeit von 1 GW (Ausfall ein Kabel):

$$NV_{25}(1 \text{ GW}) = 2 \cdot [W_{15}(1 \text{ GW}) - W_{15}(1 \text{ GW}) \cdot W_{15}(2 \text{ GW}) - W_{15}(1 \text{ GW})^2] \cdot 8760 \text{ h} \quad (10)$$

Tabelle 2. Berechnung der Nichtverfügbarkeiten von zwei HVDC-Kabelsystemen

Damit sind die einzelnen Nichtverfügbarkeitsdauern wie folgt zu bewerten:

Ein Kabelsystem

Folgende Energiemengen können aufgrund der Nichtverfügbarkeit des Kabelsystems nicht übertragen werden:

Falls das System gar nichts mehr übertragen kann, können je hälftig $P_N = 2$ GW und $0,40 \cdot P_N$ nicht mehr übertragen werden. Dies passiert laut **Tabelle 2** während $NV_{15}(2 \text{ GW})$ vielen Stunden im Jahr. Die deshalb nicht übertragbare Energie beträgt damit:

$$E_{15}(2 \text{ GW}) = NV_{15}(2 \text{ GW}) \cdot (P_N \cdot 1,0 \cdot 0,5 + P_N \cdot 0,4 \cdot 0,5) = NV_{15}(2 \text{ GW}) \cdot P_N \cdot 0,70 \quad (11)$$

Falls das System noch $P_N/2 (= 1 \text{ GW})$ übertragen kann, fallen je hälftig $0,50 \cdot P_N (1 \text{ GW})$ und 0 GW aus. Dies passiert laut **Tabelle 2** während $NV_{15}(1 \text{ GW})$ vielen Stunden im Jahr. Die deshalb nicht übertragbare Energie beträgt dann

$$E_{15}(1 \text{ GW}) = NV_{15}(1 \text{ GW}) \cdot (P_N \cdot 0,5 \cdot 0,5 + P_N \cdot 0 \cdot 0,5) = NV_{15}(1 \text{ GW}) \cdot P_N \cdot 0,25 \quad (12)$$

Insgesamt resultiert damit eine pro Jahr nicht übertragbare Energie $E_{15,NÜ}$ von

$$E_{15,NÜ} = P_N \cdot [0,7 \cdot NV_{15}(2 \text{ GW}) + 0,25 \cdot NV_{15}(1 \text{ GW})] \quad (13)$$

Sie ist in **Bild 9** und **10** (siehe ew 10/2018, Seite 40 bis 48) bezogen auf die ohne Ausfälle übertragbare Energie

$$E_{Nenn} = P_N \cdot f_{MWE} \cdot 8760 \text{ h} \quad (14)$$

mit dem im Netzentwicklungsplan 2030 vorgegebenen Last-Mittelwert $f_{MWE} = 0,70$.

Zwei Kabelsysteme

Zwei Kabelsysteme haben eine Höchstlast von $P_N = 4 \text{ GW}$. Im statistischen Mittel sollen wieder über die halbe Zeit 100 % der Höchstlast und über die andere Hälfte 40 % der Höchstlast übertragen werden. Mit den zuvor vorgenommenen Überlegungen zu den nach Ausfallleistung gestuften, nicht zu übertragenden Energien folgt als Ergebnis die pro Jahr nicht übertragbare Energie

$$E_{25,NÜ} = P_N \cdot [0,70 \cdot NV_{15}(4 \text{ GW}) + 0,45 \cdot NV_{15}(3 \text{ GW}) + 0,25 \cdot NV_{15}(2 \text{ GW}) + 0,125 \cdot NV_{15}(1 \text{ GW})] \quad (15)$$

Sie ist in **Bild 10** (siehe ew 10/2018, Seite 40 bis 48) wieder auf die ohne Ausfälle übertragbare Energie E_{Nenn} nach Gleichung (14) bezogen.

Bei der Kostenbewertung wird von realen Energiekosten von $K_{kWh} = 0,065 \text{ €/kWh}$, einer Betriebsdauer von 30 Jahren und einem Barwertfaktor von $B = 19,7$ (interner Zinsfuß $p = 3,0 \%$) ausgegangen. Damit folgen die über 30 Jahre kapitalisierten Energieausfallkosten zu

$$K_{30a} = E_{25,NÜ} \cdot K_{kWh} \cdot B \quad (16)$$

Zum Vergleich der ersparten Energieausfallkosten mit dem Mehraufwand bei den PowerTubes-Lösungen sind die längenbezogenen Energieausfallkosten K'_{30a} von Interesse:

$$K'_{30a} = K_{30a}/L \quad (17)$$