

Studie

# Emissionsgutachten zu den Seekabelverbindungen im Offshore- Windpark Gennaker

im Auftrag der  
**OWP Gennaker GmbH**

Prof. Dr.-Ing. H. Brakelmann



Rheinberg, im April 2022

## Inhalt

	Seite
1. Problemstellung	3
2. Kabelkonstruktionen und Lastströme	5
3. Umgebungsbedingungen	9
3.1 Bodenparameter	9
3.2 Windstatistik und Klima	10
4. Modellierung und Annahmen zur Berechnung	14
4.1 Berechnung stationärer Belastbarkeiten und Temperaturen	15
4.2 Berechnung transienter Temperaturen	16
5. Schirm- und Armierungs-Verlustfaktoren bei magnetischer Armierung	19
5.1 Verlustberechnung nach IEC-Publ. 60287	19
5.2. Einfluß der Verseilung	21
5.3 Vergleich mit Berechnungen und Messungen	24
6. Ergebnisse	30
6.1 Abschnitte 7, 8 und 9; 3x800 mm <sup>2</sup> Al-Leiter	32
6.2 Abschnitte 1 bis 6; 3x300 mm <sup>2</sup> Al-Leiter	35
6.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	37
7. Magnetfelder	39
8. Folgerungen	39
9. Schrifttum	40

## 1. Problemstellung

Die Firma OWP Gennaker GmbH („OWPG“) plant die Errichtung des Offshore Windparks „Gennaker“ in der südlichen Ostsee, im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern innerhalb der 12-sm-Zone [1]. Hierzu wurde ein Antrag auf Genehmigung nach § 4 BImSCHG beim Staatlichen Amt für Landwirtschaft und Umwelt Vorpommern, Stralsund, eingereicht und von diesem genehmigt. In diesem Antrag wurde über eine Studie des Verfassers [27] nachgewiesen, dass keine unzulässigen Sedimenterwärmungen im Antragsgebiet stattfinden und auch keine unzulässig hohen elektrischen oder magnetischen Feldstärken auftreten.

Allerdings wird inzwischen zum geplanten Zeitpunkt der Realisierung der dieser Studie [27] zugrundegelegte Turbinentyp mit einer maximalen Wirkleistungserzeugung von 8,4 MW nicht mehr zur Verfügung stehen, sodass Turbinen vom Typ SG 167-DD mit einer maximalen Wirkleistungserzeugung von 9,0 MW eingesetzt werden sollen. Zudem wird das Anschlussschema der Turbinen dahingehend verändert, dass die maximale Anzahl der in einer Kette in Reihe geschalteten Turbinen nur noch 9, statt zuvor 10, beträgt.

Abb. 1-1 zeigt die ~~zu~~ in [27] geplante Windparkverkabelung. Die WEA werden untereinander mit 66-kV-Dreileiter-Seekabeln verbunden und an die beiden im Baufeld befindlichen Offshore-Plattformen angeschlossen. Von diesen führen Exportkabel, also stromabführende Hochspannungsseekabel des Übertragungsnetzbetreibers, zum Anschlusspunkt an Land. Hierbei ist inzwischen vorgesehen, wie in Abb. 1-1 jeweils nur bis zu neun WEA (in [27]: bis zu zehn WEA) als Ketten elektrisch hintereinander zu schalten. Auf diese Weise werden Ketten gebildet, die mit den beiden zentralen Plattformen verbunden sind. Dementsprechend beträgt die maximal zu übertragende Wirkleistung hinter der letzten WEA bzw. vor der Plattform 81 MW bei neun WEA in einer Kette. Der vorgegebene Leistungsfaktor ist  $\cos \varphi = 0,95$ .

Jede Kette ist am Ende voraussichtlich über ein Verbindungskabel (in Abb. 1-1 gestrichelt) mit der benachbarten Kette verbunden, insbesondere um die Stromversorgung und Datenanbindung im Falle eines Kabelschadens zu gewährleisten. Für die vorliegende Studie ist zunächst nur der Normalbetrieb relevant, d.h. die endständigen Verbindungskabel sind strom- und spannungsfrei. Abb. 1-1 zeigt dieses geplante Parklayout mit der sogenannten „Infield-Verkabelung“.

Mit den Änderungen des Turbinentyps und der Struktur der Infield-Verkabelung ändern sich die über die Innerpark-Seekabel zu übertragenden Ströme gegenüber [27] und damit auch die in [27] angegebenen Emissionen der Kabel. Wegen der geänderten, extremen Situation bei den Rohstoffmärkten erscheint es zudem sinnvoll, auch die Kabelkonstruktionen gegenüber [27] mit Übergang von Kupfer- auf Aluminiumleiter zu ändern. Weiterhin liegen neue Ergebnisse zu Bodenuntersuchungen im Windparkgebiet vor, so dass von günstigeren Verhältnissen als in [27] angenommen, auszugehen ist.

In der vorliegenden Studie sollen die entsprechenden Untersuchungen nach [27] für die geänderten Anlagenparameter vorgenommen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Verlegung der Innerpark-Seekabel zwei Einschränkungen unterliegt:

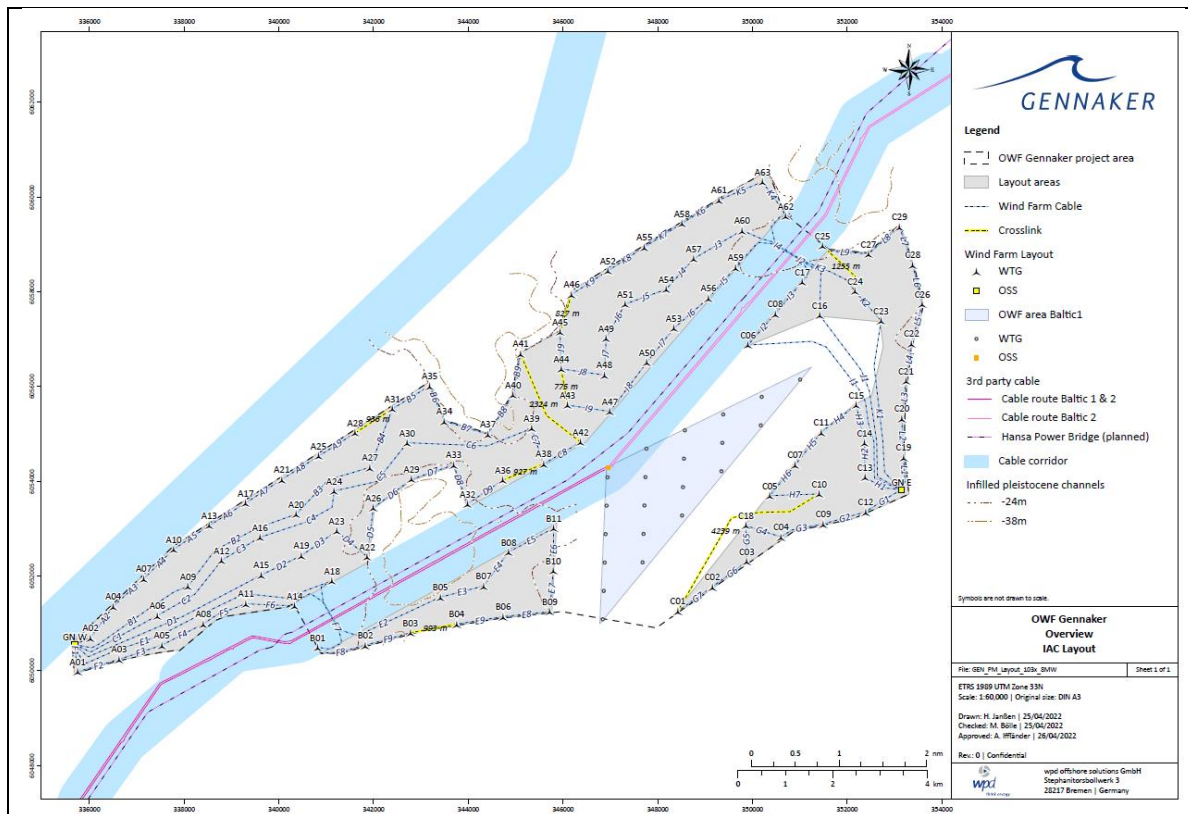


Abb. 1-1: Aktuelles Parklayout des Offshore-Windparks Gennaker (Quelle: OWPG)

Zum Einen das sogenannte 2-K-Kriterium: hierzu heißt es in StUK4 BSH 2014 „Standard Konstruktion“ [2, 3, 4] des BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie), vergl. Tabelle 1.7 in [4]:

**Wärmeabgabe der Energiekabel**

Die aus naturschutzfachlicher Sicht vorgeschlagene Grenztemperatur von 2 K gilt in der AWZ von Nord- und Ostsee für eine Aufpunkttiefe von 20 cm.

Es ist eine Berechnungsmethode anzuwenden, die zunächst vom Zeitmittelwert der Kabelverluste aus geht und hieraus den Zeitmittelwert der Aufpunkterwärmung berechnet. Als einschlägige Berechnungsmethode kann hierzu die IEC 60287 herangezogen werden. Zu Berücksichtigung mehrtägiger Vollastphasen der Windenergieparks wird dieser mittleren Aufpunkterwärmung eine transiente Erwärmung überlagert, die aus einem Sprung der Kabelverluste vom Zeitmittelwert auf ihren Höchstwert resultiert.

Dieser transiente Temperaturverlauf kann mit Hilfe der IEC-Publikation IEC 60853-2 berechnet werden. Brakelmann & Stammen (2006) haben nachgewiesen, dass die beiden von IEC vorgeschlagenen, in der Kabeltechnik üblichen Berechnungsmethoden für alle in Frage kommenden Randbedingungen der wesentlich aufwendigeren FE-Methode ebenbürtig sind.

Bei der Bestimmung des Zeitmittelwertes der Kabelverluste sind die Kenngrößen des angeschlossenen Windenergieparks, wie mittlere Windgeschwindigkeit des Standortes, und hieraus folgende Windenergieparkleistung zu berücksichtigen, bei Drehstromkabeln wird zum anderen dieser Zeitmittelwert aber auch durch Kenngrößen der Übertragungsanlage bestimmt. So nimmt die Länge der Kabeltrasse Einfluss auf die in die beiden Kabelenden eingespeisten kapazitiven Ströme, aber auch die Aufstellung von Kompensationsanlagen hat hierauf einen entscheidenden Einfluss. Als spezifische Wärmewiderstände für wassergesättigte Böden wird eine Größe von 0,7 Km/W (Smolczyk 2001, Bartnikas & Srivastava 2003, Barnes 1977, VDI 2006) nicht überschritten.

Zum Anderen sollen Seekabel in ihrer Umgebung keine als kritisch zu bewertenden Magnetfelder emittieren, wovon allerdings für dreiadrige Seekabel auszugehen ist.

## 2. Kabelkonstruktionen und Lastströme

Zur Verkabelung innerhalb des gesamten Windparks werden 66-kV-Dreileiter-Seekabel verwendet, welche mit unterschiedlichen Leiterquerschnitten und Isoliermaterialien am Markt verfügbar sind. Abb. 2-1 zeigt das Aufbaubeispiel eines 66-kV-Dreileiter-Seekabels.

Über dem mehrdrähtigen Aluminiumleiter befindet sich die elektrische Isolierung, bei der Mehrzahl der Anbieter aus vernetztem Polyethylen (XLPE). Sie wird durch semileitfähige Schichten zum Leiter und zum Schirm hin begrenzt. Der Kupferschirm besteht entweder aus einem beschichteten, überlappend aufgetragenen Kupferband (trockene Konstruktion) oder aus Kupferdrähten (nasse Konstruktion); er wird nachfolgend mit einem Querschnitt von 25 mm<sup>2</sup> berücksichtigt. Oberhalb des Schirms befindet sich ein Mantel aus semileitfähigem Polyethylen. Die drei Adern werden verseilt und, oberhalb eines Polsters, von einer Armierung umgeben, welche aus galvanisierten Stahldrähten mit ca. 5 mm Durchmesser besteht. Die Zwischenräume werden mit zylindrischen Kunststoff-Fillern und z.B. mit einem Lichtwellenleiterkabel (OF-Kabel) gefüllt. Oberhalb der Armierung befindet sich bituminiertes Polypropylen-garn als äußerer Schutz. Bei den Schirmen wie auch den OF-Kabeln wie auch der Armierung wird davon ausgegangen, dass sie beidseitig geerdet bzw. miteinander kurzgeschlossen sind.

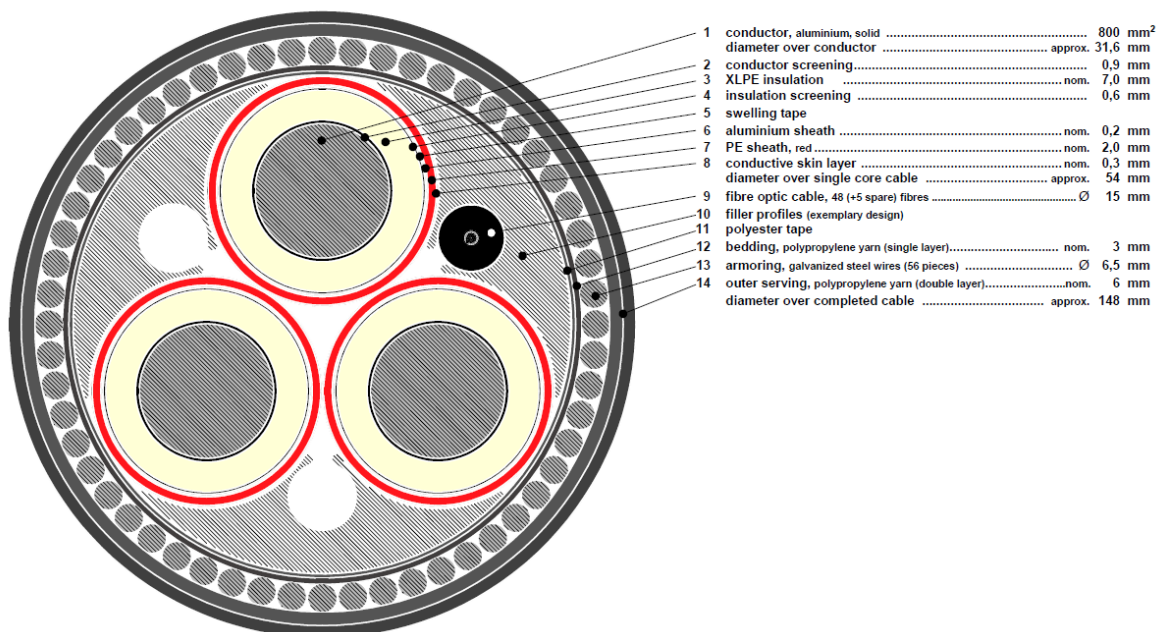


Abb. 2-1: Querschnitt und Aufbaudaten eines 66-kV-Dreileiter-Seekabels (Quelle: nkt)

Je größer der Leiterquerschnitt ist, desto geringer ist der elektrische Widerstand und damit auch die Verlustleistungen, die bei der Übertragung des elektrischen Stroms entstehen. Zusätzlich zu den Leiterverlusten werden Wirbelströme in die Schirme und die Bewehrung induziert, so dass hier weitere Verluste entstehen. In der ferromagnetischen Stahldrahtbewehrung entstehen zusätzlich Ummagnetisierungsverluste. Diese

Verluste bewirken eine Erwärmung des Kabels und der Umgebung. Neben diesen stromabhängigen Verlusten sind die (spannungsabhängig) in der elektrischen Isolierung auftretenden dielektrischen Verluste (mit ca. 0,1...0,2 W/m je Kabelader) praktisch zu vernachlässigen.



Abb. 2-2:

Ausführungsbeispiel zu  
Abb. 2-1

(Quelle: nkt)

Damit ein Kabel die maximal zulässige Erwärmung von 2 Kelvin im Aufpunkt (0,2 m unter der Meeresbodenoberfläche) nicht überschreitet, muss es einen ausreichenden Abstand zum Aufpunkt aufweisen, also ausreichend tief in das Sediment eingegraben werden. Je geringer die Gesamtverluste des Kabels sind, umso geringer kann die Legetiefe und damit der Abstand zum Aufpunkt gewählt und damit die Verlegekosten minimiert werden. Andererseits sollte in Abhängigkeit von lokaler Bodenbeschaffenheit und Strömungen eine ausreichende Legetiefe gewählt werden, um die Gefahr des Freispülens der Kabel zu vermeiden. Eine geringere Legetiefe minimiert einerseits die Legekosten, andererseits bedeutet die – hierdurch bedingte - Wahl eines größeren Leiterquerschnitts eine Erhöhung der Kabelkosten. Angestrebt wird von OWPG eine Legetiefe von 0,80 m...1,0 m.

Die maximale Wirkleistung jeder WEA von  $P_{WEA} = 9,0$  MW bei einem Leistungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95$  entspricht einem eingespeisten Wirkstrom von  $I_{w,WEA} = 78,7$  A, einem Blindstrom von  $I_{B,WEA} = 26,1$  A und einem Gesamtstrom von  $I_{WEA} = 82,9$  A. Da die WEAs in Ketten zusammen geschaltet werden, erhöht sich nach jeder WEA die Strombelastung im Kabel.

Dem genannten, induktiven Blindstrom überlagert sich ein in der Kabelisolierung entstehender kapazitiver Blindstrom, dessen Belag:

$$I_c' = \frac{U}{\sqrt{3}} \omega C' \quad (2-1)$$

beträgt mit dem Kapazitätsbelag des Kabels von

$$C' = \frac{2\pi\epsilon}{\ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)} \quad (2-2)$$

und  $\epsilon = \epsilon_r \epsilon_0$   $\epsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12} \text{ As/(Vm)}$  Permittivität des Vakuums.

$\epsilon_r$  ist die relative Permittivität des Isolierstoffs und beträgt nach IEC-Publ. 60287 [5] für eine XLPE-Isolierung  $\epsilon_r = 2,5$ . Der dielektrische Verlustfaktor  $\tan \delta$  ist in [5] zu  $\tan \delta = 0,001$  angegeben.

Für ein Kabel mit dem größten betrachteten Leiterquerschnitt von  $800 \text{ mm}^2$  ( $r_i = 31,6 \text{ mm}$ ;  $r_a = 45,6 \text{ mm}$ , s. oben) folgt

$$C' = 0,39 \text{ } \mu\text{F/km}$$

und ein kapazitiver Strombelag von  $I_c' = 4,8 \text{ A/km}$ .

Dieser wird bei isolierenden Kunststoffmänteln der Kabeladern (auch bei Kunststoffmänteln mit nur leitfähiger Oberflächenbeschichtung, wie im vorliegenden Fall) sich dem Transportstrom überlagern und dessen Blindstrom geringfügig verringern. Weisen die einzusetzenden Kabel hingegen sog. halbleitende Kunststoffmäntel auf, so können die – elektrisch um  $120^\circ$  gegeneinander phasenverschobenen – Verschiebungsströme der drei Kabeladern sich im Kabel an jedem Ort der Trasse zu Null ergänzen.

Der Effekt ist allerdings vernachlässigbar gering: nimmt man vereinfachend eine Länge des Kabelabschnitts von  $1 \text{ km}$  an, so wird der Blindstrom längs des Kabels von  $I_{W,WEA} = 26,1 \text{ A}$  auf minimal um  $4,8 \text{ A}$  auf  $23,3 \text{ A}$  verringert, wodurch sich der Transportstrom von  $83,0 \text{ A}$  auf

$$I = \sqrt{78,8^2 + 23,3^2} \text{ A} = 82,2 \text{ A} , \quad (2-3)$$

also um weniger als  $1\%$  verringert. Um diesen Effekt nicht für jede Kabellänge berücksichtigen zu müssen und um auf der sicheren Seite zu rechnen, soll er nachfolgend vernachlässigt werden, wodurch die Transportströme der Kabel geringfügig zu hoch angesetzt werden.

Soll ein Kabelabschnitt die maximale Turbinen-Wirkleistung  $P_{WEA}$  von einer Anzahl  $n$  von hintereinandergeschalteten WEA abführen, so ergibt sich damit aus dieser Einspeisung ein Strom von

$$I_n = n \frac{P_{WEA}}{\sqrt{3} U \cos \varphi} \quad (2-4)$$

mit  $U$  verkettete Spannung bei Vollastbetrieb (hier:  $U = 66 \text{ kV}$ ) und  $\cos \varphi$  Leistungsfaktor (hier:  $\cos \varphi = 0,95$ ).

Der größte Laststrom tritt in den Verbindungskabeln zu den OSS Plattformen auf, da hier die maximale Anzahl der WEA von  $n = N = 9$  gegeben ist. Für diese folgt aus Gl. (2-4) ein maximaler Strom im letzten Kettenabschnitt von

$$I_N = 9 \frac{9000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 66,0 \text{ kV} \cdot 0,95} = 746,1 \text{ A} \quad (2-5)$$

Die folgende Tabelle zeigt die Strombelastungen der Kabel in Abhängigkeit der Anzahl der vorgeschalteten WEA. Es werden die maximal auftretenden Ströme sowie 70% dieser Ströme als stationäre Vorlast vor dem Sprung auf Volllast angegeben.

Anzahl WEA	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Volllast, Strom/A	82,9	165,8	248,7	331,6	414,5	497,4	580,3	663,2	746,1
stat. Vorlast (70%), Strom/A	58,0	116,1	174,2	232,1	290,2	348,2	406,2	464,2	522,3
Al-Leiterquerschnitt/mm <sup>2</sup>	3x300	3x300	3x300	3x300	3x300	3x300	3x800	3x800	3x800

Tab. 2-1: Strombelastungen und geplanter Leiterquerschnitt in Abhängigkeit der Anzahl der einspeisenden WEA

Der Leiterquerschnitt muss nach der größten Strombelastung gewählt werden, um die Stromtragfähigkeit zu gewährleisten, was jedoch für die weniger belasteten Bereiche eine Verschwendung von Leitermaterial bedeuten würde. Deshalb werden für die Ketten der Infield-Verkabelung üblicherweise zwei oder drei Kabel mit unterschiedlichem Leiterquerschnitt verwendet. Mehr als zwei bis drei unterschiedliche Kabel werden in der Regel nicht eingesetzt, da dies aufgrund der geringeren Liefermengen und wegen der Lagerhaltungs- und Reparaturprobleme weder wirtschaftlich noch sinnvoll ist.

In der hier vorliegenden Studie sollen für die Trassenbereiche mit bis zu sechs einspeisenden WEA ein Leiterquerschnitt von 3x300 mm<sup>2</sup> Al und für den Bereich ab sieben einspeisenden WEA ein Leiterquerschnitt von 3x800 mm<sup>2</sup> Al berücksichtigt werden (siehe auch letzte Zeile in Tab. 2-1). Sollte im letzten (dem sechsten) Abschnitt mit 3x300 mm<sup>2</sup> Al-Kabeln dieses durch ein 3x800 mm<sup>2</sup> Al-Kabel ausgetauscht werden, so wäre dessen Mindest-Legetiefe noch geringer als die in den nachfolgenden Kapiteln definierte Mindest-Legetiefe des ersten Abschnitts mit 3x800 mm<sup>2</sup> Al-Kabeln (dies ist dort der siebte Kettenabschnitt).



### 3. Umgebungsbedingungen

Bevor die thermischen Emissionen der Seekabel berechnet und die minimalen Legetiefen ermittelt werden können, sind noch die Umgebungsbedingungen festzulegen, da diese entscheidenden Einfluss auf die Temperaturverteilungen haben.

#### 3.1 Bodenparameter

Dem Meeresboden werden homogene Eigenschaften in Form einer einheitlichen Wärmeleitfähigkeit zugeordnet; es wird also nicht, wie bei Landtrassen mit fernen Grundwasserspiegeln oft erforderlich, von einer partiellen Bodenaustrocknung in der näheren Kabelumgebung, sondern von einer kontinuierlichen Befeuchtung der Bodenporen ausgegangen. Dieser Parameter entspricht damit den tatsächlichen Gegebenheiten bei den wassergesättigten Meeresböden.

Die längs der Offshore- und der Wattenmeertrassen auftretenden Sedimente lassen sich überwiegend als Sande bzw. Sand/Kies-Mischungen oder als Schluff/Sand bzw. Schlicksand klassifizieren. Hierfür können nach [6] die Wärmeleitfähigkeiten nach Tab. 3-1 angesetzt werden. Aus Tab. 3-1 ist für die infrage kommenden Trassenbereiche ein maximaler spezifischer Wärmewiderstand des Meeresbodens von 0,7 Km/W abzuleiten. Dies deckt sich nach [7] mit Erfahrungen aus der Trassenplanung zu [anderen Projekten](#), bei der die folgenden Größen verwendet bzw. auch gemessen wurden:

- Deutsche Nordseeküste  $\rho = 0,7 \text{ Km/W}$
- Dänische und Norwegische Nordseeküste  $\rho = 0,6 \text{ Km/W}$

Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden	Wärmeleitfähigkeit minimal	Wärmeleitfähigkeit maximal	Spezifischer Wärmewiderstand maximal	Spezifischer Wärmewiderstand minimal
	W/(K m)	W/(K m)	K m/W	K m/W
Kies / gravel	2,00	3,30	0,50	0,30
Sand	1,50	2,50	0,67	0,40
Ton / clay	0,90	1,80	1,11	0,56
Geschiebemergel / glacial drift	2,60	3,10	0,38	0,32
Schluff/Schlick / silt	1,4	2,00	0,71	0,50

Tab. 3-1: Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden nach [6]

In [8] werden als verwendete Planungsgrößen bei realisierten Seekabelanlagen die folgenden spezifischen Wärmewiderstände des Meeresbodens genannt:

- England-Frankreich  $\rho = 0,7 \text{ K m/W}$
- Dänemark-Schweden  $\rho = 0,9 \text{ K m/W}$
- Br. Columbia-Vancouver Island  $\rho = 0,7 \text{ K m/W}$
- Long Island Sound  $\rho = 0,7 \text{ K m/W}$

In dem hier beplanten Windparkgebiet wurden umfangreiche Bodenuntersuchungen vorgenommen, bei denen sich thermisch günstigere Bodeneigenschaften ergaben, siehe nachstehende Tabelle:

Bohrung	Tiefe [mTuM]	Bodenart	Wärmeleitfähigkeit [W(m·K) <sup>-1</sup> ]
A0-O	1,00 - 1,50	Sand + Schluff	1,86 ± 0,09
A0-O	1,50 - 1,75	Sand	2,08 ± 0,10
A0-O	2,00 - 2,75	Sand	2,45 ± 0,12
A0-W	1,00 - 1,50	Sand	2,17 ± 0,11
A0-W	1,50 - 2,00	Sand	2,34 ± 0,12
A0-W	2,50 - 3,15	Sand	2,28 ± 0,11

Tab. 3-2: Im Windparkgebiet gemessene Boden-Wärmeleitfähigkeiten (Quelle: OWPG)

Nach OWPG-Angaben wurden zusätzliche Bodenuntersuchungen im Nahbereich der OSS-Plattformen vorgenommen, bei denen sich auch eine geringfügig schlechtere Wärmeleitfähigkeit ergab. Nimmt man diese als worst-case, so sind die folgenden thermisch ungünstigsten Größen anzunehmen:

- Wärmeleitfähigkeit minimal:  $\lambda = 1,79 \text{ W/(K m)}$  bzw.
- spez. Wärmewiderstand maximal:  $\rho = 0,56 \text{ K m/W}$






Für den Meeresboden wird daher im Folgenden eine Wärmeleitfähigkeit von  $\lambda = 1,79 \text{ W/(m K)}$  (entspricht  $\rho = 0,56 \text{ K m/W}$ ) angenommen.

### 3.2 Windstatistik und Klima

Um zuverlässige thermische Berechnungen durchführen zu können, muss die zu erwartende Belastung der Kabelanlagen bekannt sein. Da es sich hier um einen Offshore-Windpark handelt, korrespondiert die Belastung der Kabel mit der Windstärke, weshalb im Folgenden Windstatistiken betrachtet werden. Ebenfalls müssen äußere Einflüsse auf die Kabelanlage berücksichtigt werden. So ist z.B. die Wassertemperatur maßgebend für die Wärmeabfuhr an der Meeresbodenoberfläche.

Nach Tab. 3-3 schwanken die Wassertemperaturen zwischen 3°C und 17°C. Die mittlere Wassertemperatur der Ostsee wird in [2, 3, 4] mit 10°C angegeben. Deshalb wird für die folgenden Berechnungen die Wasser- und Bodentemperatur zu 10°C angenommen. Im Übrigen ist die absolute Höhe der angenommenen Meeresbodentemperatur für die zu behandelnde Frage der maximalen Aufpunkterwärmung (2 K-Kriterium), bis auf vernachlässigbare Effekte, unerheblich.

Die Meeresbodenoberfläche gibt die Wärme durch Wärmeleitung und überwiegend durch Konvektion an das Meerwasser ab und stellt somit eine sehr gute Wärmesenke dar. Nach [9] beträgt der Konvektionskoeffizient  $\alpha = 350 \text{ W/(m}^2\text{K)}$ , so dass an dieser Grenzfläche keine nennenswerte Temperaturdifferenz durch den Wärmeübergang auftritt.

	Jan	Feb	Marz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
 Maximal-Temperatur	-3°	-2°	3°	10°	17°	21°	22°	21°	17°	9°	4°	0°
 Minimal-Temperatur	-8°	-7°	-4°	2°	8°	11°	12°	12°	8°	3°	-1°	-5°
 Sonnen-Stunden	1h	2h	4h	6h	7h	9h	7h	7h	4h	3h	1h	1h
 Wasser-Temperatur	3°	2°	3°	4°	7°	12°	16°	17°	15°	12°	8°	4°
 Regentage	10	8	9	10	8	9	12	10	9	9	12	11

Tab. 3-3: Klimatafel für die Ostsee [10]

Die Windparkleistung und damit auch die Übertragungsverluste in den Kabeln werden mit der Windgeschwindigkeit schwanken, so dass der Ansatz einer dauernd anstehenden Höchstlast unrealistisch ist. Tatsächlich sind, wie in [2, 3, 4] ausführlich dargelegt, die zeitlichen Mittelwerte der Windparkleistung und damit auch der Verluste im Kabel weit niedriger als die entsprechenden Höchstwerte.

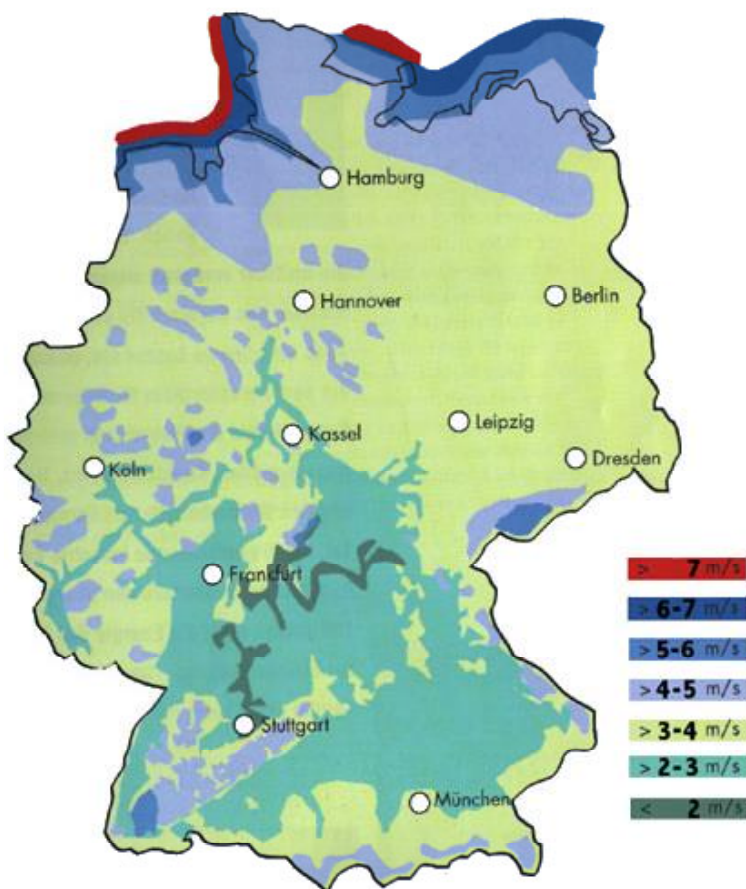


Abb. 3-1: Mittlere Windgeschwindigkeiten in Deutschland [11]

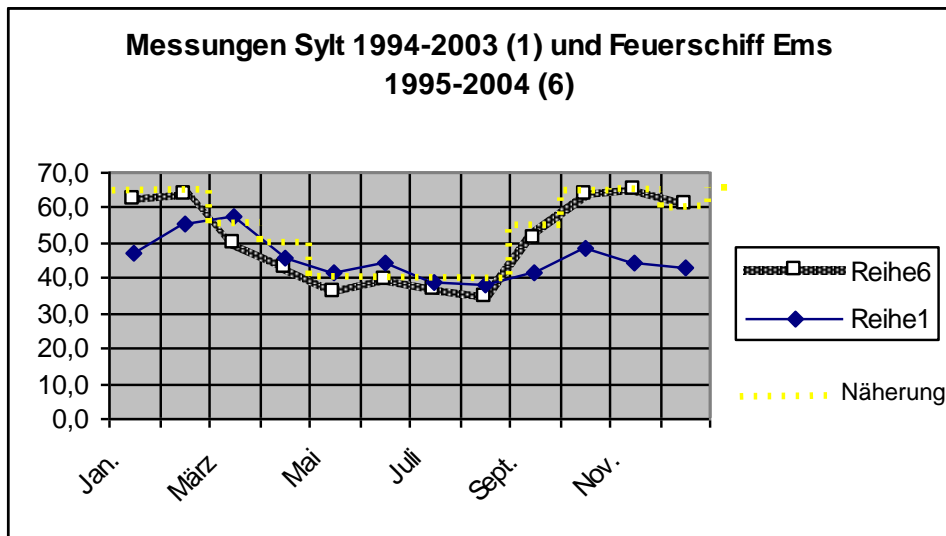
Soll der genaue zu erzielende Ertrag elektrischer Energie aus Wind ermittelt werden, muss natürlich die Kennlinie der verwendeten Windkraftanlage berücksichtigt werden. Allgemein gilt, dass für einen guten Ertrag die mittlere Windgeschwindigkeit bei mindestens 4-5 m/s liegen muss. [Abb. 3-1](#) zeigt die Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeit in Deutschland. Die Statistik wurde für den Zeitraum 1981 bis 2000 ermittelt. Neuere und tagesgenaue Windstatistiken sind unter [11] zu finden.

Nach [11] stellen in Deutschland die Nord- und Ostseeküsten die ertragreichsten Regionen dar. Ein Blick in die Tagesstatistiken (siehe Tab. 3-4) zeigt, dass die Windgeschwindigkeiten an der Messstelle Sylt (Nordsee) und Rügen (Ostsee) zu vergleichen sind, wobei die Nordsee im Mittel zu etwas höheren Windgeschwindigkeiten tendiert.

Datum/Zeit	Sylt				Rügen			
	Windstärke (m/s)				Windstärke (m/s)			
	02h	08h	14h	20h	02h	08h	14h	20h
01.01.2012	7	10	9	9	7	8	8	7
02.01.2012	6	10	9	10	10	11	7	7
03.01.2012	12	14	20	17	9	11	13	17
04.01.2012	19	16	15	14	15	16	14	14
05.01.2012	18	16	14	17	15	16	13	11
06.01.2012	10	10	9	9	17	12	9	7
07.01.2012	13	10	11	12	9	11	9	10
08.01.2012	13	10	8	6	10	8	6	6
09.01.2012	3	6	8	11	4	4	5	7
10.01.2012	12	9	8	8	11	11	8	7
11.01.2012	10	11	7	8	9	10	12	8
12.01.2012	14	16	16	15	10	13	15	15
13.01.2012	16	16	16	14	12	13	12	13
14.01.2012	11	7	5	4	14	13	10	11
15.01.2012	4	2	2	5	10	8	6	3
16.01.2012	4	5	6	7	4	5	5	7
17.01.2012	7	6	4	6	7	6	4	4
18.01.2012	6	10	12	8	6	8	8	10
19.01.2012	7	9	12	14	10	8	8	11
20.01.2012	7	6	8	8	12	7	11	6
21.01.2012	5	13	10	12	4	6	14	8
22.01.2012	13	10	4	6	10	9	10	7
23.01.2012	2	4	6	4	9	7	4	2
24.01.2012	3	6	6	6	3	3	2	3
25.01.2012	6	8	8	10	4	5	3	6
26.01.2012	12	13	15	15	4	3	7	10
27.01.2012	13	9	10	9	10	10	9	8
28.01.2012	8	7	6	7	7	6	6	7
29.01.2012	6	7	7	8	5	8	10	12
30.01.2012	9	11	12	12	11	10	10	11
31.01.2012	11	11	11	12	10	10	10	11
Mittelwert	Sylt	9,5			Rügen	8,8		

**Tab. 3-4:** Windstatistiken der Insel Sylt und Rügen am Beispiel des Monats Januar 2012 [11]

Messreihen zur Windgeschwindigkeit, die einerseits vom Feuerschiff Ems und andererseits von der Messstation Sylt, jeweils über einen Zeitraum von 10 Jahren, ermittelt wurden, wurden von der BARD Engineering GmbH umgerechnet auf die Ertragsverhältnisse in einem Nordsee-Offshore Windpark (mit Hilfe der Standard-Programme WindPro und Windfarmer bei Berücksichtigung der Leistungskennlinien von 5 MW-WEA). Aus diesen Daten können Monatsmittelwerte der Windparkleistung abgeleitet werden, wie sie in der [Tab. 3-5](#) zusammengestellt und in [Abb. 4](#) als gelbe Kennlinie wiedergegeben sind.



**Abb. 3-2:** Auf die Höchstleistung bezogene Monatsmittelwerte der Windparkleistung (Feuerschiff Ems 1995 bis 2004: Reihe 6; Quelle: BARD Engineering GmbH) und GEO/Sylt (1994 bis 2003: Reihe 1); Messergebnisse umgerechnet auf Verhältnisse in einem Nordsee- Windpark

Bei diesen für die Nordsee abgeleiteten Mittelwerten ist insofern zusätzliche Sicherheit gegeben, als dass allen Betrachtungen eine vollständige Verfügbarkeit aller WEA während der Starkwindphasen zugrunde gelegt wird. Tatsächlich ist davon auszugehen, dass dieser Fall sehr unwahrscheinlich ist: die Verfügbarkeit der WEA wird nicht größer als etwa 95 % sein, so dass unter diesem Aspekt die bezogenen Monatsmittelwerte nach [Tab. 3-5](#) noch um 5 Prozentpunkte vermindert werden könnten, was jedoch im Sinne einer konservativen Betrachtung unterlassen wurde.

Monat	rel. Monatsmittelwert
Januar	65 %
Februar	65 %
März	60 %
April	50 %
Mai	40 %
Juni	40 %
Juli	40 %
August	40 %
September	55 %
Oktober	65 %
November	65 %
Dezember	60 %

Tab. 3-5:

Basiswerte der bezogenen Monatsmittelwerte der Windparkleistung für die Erwärmungsberechnungen, bezogen auf den Leistungshöchstwert

Legt man die Monatsmittelwerte aus Tab. 3-5 zugrunde, so ergibt sich ein Jahresmittel von 53,75 %. Allerdings sind im Bereich der Ostsee geringere Größen als die oben angegebenen zu erwarten, da diese sich auf die Nordsee beziehen. Für die transienten Berechnungen der Erwärmungsvorgänge wurde im Sinne einer konservativen Annahme eine stationäre Vorlast von 70 % angenommen, um dann einen Sprung auf Volllast zu simulieren. Starkwindphasen mit ununterbrochener Volllast und einer Dauer von drei bis sechs Tagen sind äußerst seltene Ereignisse. Nachfolgend wird als konservative Annahme ein Sprung auf Volllast über 6 Tage angenommen.

#### 4. Modellierung und Annahmen zur Berechnung

Im Folgenden werden die Kabel- und Aufpunkterwärmungen in Abhängigkeit des Laststroms, des Leiterquerschnitts und der Legetiefe stationär und zeitabhängig rechnerisch untersucht.

Dabei werden zur Berechnung der thermischen Ersatzelemente des Kabels Verfahren eingesetzt, wie sie in [5, 12 bis 17] beschrieben sind. Diese Verfahren arbeiten weitestgehend auf der Basis der einschlägigen IEC-Publikationen [5, 12]. Bei darüber hinausgehenden Betrachtungen der stationären Temperaturfelder kam das vom Verfasser entwickelte Programm KATRAS [16, 17] zum Einsatz. Das Programm ist in der Lage, die elektromagnetischen Verkopplungen aller Kabelleiter und Schirme und die hieraus resultierenden Längs- und Wirbelströme sowie die resultierenden Verluste zu berücksichtigen. Partielle Bodenaustrocknung wird nach dem Zweischichtenmodell berücksichtigt [5 bis 17], was allerdings hier nicht zur Anwendung kommt. Thermisch unterschiedliche (z.B. thermisch stabilisierte) Bereiche können mit Hilfe eines Feldberechnungsverfahrens erfasst werden, bei dem der Sprung der Wärmeleitfähigkeit an den Bereichsrändern durch thermische Dipolflächen dort simuliert wird [14, 17].

Darüber hinaus kommt zur Berechnung der transienten Kabel- und Aufpunkterwärmungen ein Verfahren zum Einsatz, das in den letzten Jahren vom Verfasser entwickelt wurde und in der Lage ist, die Temperaturabhängigkeiten der Kabelverluste während des Transientvorgangs zu berücksichtigen ([18, 19], siehe auch Anhang 1). Das Verfahren arbeitet auf der Basis der IEC-Publ. 60853 [12], weist aber gegenüber

dieser erhebliche Vorteile im Hinblick auf Struktur, Rechengeschwindigkeit und Genauigkeit auf.

Durch zahlreiche eigene Untersuchungen unter Anwendung der Finite-Elemente-Methode (FEM) konnte gezeigt werden, dass die thermisch/elektromagnetische Analyse von Seekabeln auch ohne den Einsatz der Finite-Elemente-Methode (FEM), auf der Basis der IEC-Veröffentlichungen, d.h. mit korrekten Ergebnissen und ohne Qualitätsverlust durchgeführt werden kann, siehe [20]. Dies wird auch in den Standards der BSH explizit vermerkt, vergl. Abschnitt 1. Wie in der folgenden Diskussion der Armierungsverluste gezeigt wird, sind auch die aufwendigsten (2-, 2,5- oder gar 3-dimensionalen) FEM-Modelle nicht in der Lage, die entscheidenden physikalischen Effekte wegen der komplizierten, von vielen Parametern abhängigen Material- und Kontakteigenschaften (z.B. Verseilung, nichtlineare Übergangswiderstände etc.) exakt zu berücksichtigen.

Die Materialparameter werden ebenfalls auf der Basis der zitierten IEC-Publikationen gewählt. Die metallenen Elemente: Kabelmäntel oder -schirme, Armierung, LWL-Armierung und LWL-Schutzrohr werden als beidseitig geerdet angenommen.

#### 4.1 Berechnung stationärer Belastbarkeiten und Temperaturen

Die Strombelastbarkeit eines AC-Seekabels kann für eine Dauerlast nach IEC 60287 [5] über die bekannte Beziehung

$$I = \sqrt{\frac{\theta_{\max} - \theta_{\text{amb}} - \Delta\theta_d}{R'_{90} \cdot [T_1 + 3 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + 3 \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4)]}} = \sqrt{\frac{\theta_{\max} - \theta_{\text{amb}} - \Delta\theta_d}{R'_{90} \cdot T_{\text{ges}}}} \quad (4-1)$$

bestimmt werden mit

$\theta_{\max}$  höchstzulässige Leitertemperatur (hier: 90°C)  
 $\theta_{\text{amb}}$  ungestörte Bodentemperatur (hier: 10°C)  
 $\theta_d$  Leitererwärmung aufgrund der dielektrischen Verluste mit

$$\Delta\theta_d = P'_d \cdot [T_1/2 + 3 \cdot (T_2 + T_3 + T_4)] \quad (4-2)$$

Der dielektrischen Verluste  $P'_d$  (pro Länge) werden für eine Betriebsspannung von  $U = 66$  kV als Wärmequelle in der elektrischen Isolierung berücksichtigt. Sie sind allerdings mit  $\ll 1$  W/m vernachlässigbar gering, werden jedoch im Sinne einer konservativen Berechnung mit berücksichtigt. Sie folgen der nachstehenden Gleichung:

$$P'_d = U^2 \cdot \omega \cdot C' \cdot \tan(\delta) \quad (4-3)$$

mit  $\omega = 2\pi \cdot f$ ,  $f = 50$  Hz, dem dielektrischen Verlustfaktor  $\tan \delta (= 0.001)$  und  $C'$  dem Kapazitätsbelag nach Abschnitt 2.

Die Wärmewiderstände in diesen Gleichungen werden auf der Basis der IEC-Regeln [5] nach Gl. (4-1) bestimmt:

$T_1$  Wärmewiderstand der elektrischen Isolierung,  
 $T_2$  Wärmewiderstand zwischen Kabelmänteln/schirmen und Armierung (mit  $\rho_{\text{th}} = 3.5$  W/(K m),

- $T_3$  Wärmewiderstand der äußeren Umhüllung des Kabels (mit  $\rho_{th} = 6.0 \text{ W/(K m)}$  und
- $T_4$  äußerer Wärmewiderstand des Kabels.

$R'_{90}$  ist der Leiter-Wechselstromwiderstand bei 90°C. Er wird nach [5] abgeleitet vom d.c. Leiterwiderstand  $R'_0$  bei 20°C mit

$$R'_{dc,90} = R_0 \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta_c - 20K)] \quad (4-4)$$

$$R'_{90} = R'_{dc,90} \cdot (1 + y_s + y_p) \quad (4-5)$$

und  $y_s$  Skineffekt-Faktor und  $y_p$  Proximityeffekt-Faktor.

Diese beiden Verlustfaktoren  $y_s$  und  $y_p$  sind temperaturabhängig und nehmen mit ansteigender Temperatur ab.

$\lambda_1$  and  $\lambda_2$  sind die Verlustfaktoren der Schirme/Mäntel bzw. der Armierung, die das Verhältnis zwischen den Schirm/Mantel- bzw. Armierungsverlusten und den Leiterverlusten ausdrücken. Beide Verlustfaktoren sind temperaturabhängig und nehmen mit steigender Temperatur ab. Außerdem verringert sich der Armierungsverlustfaktor  $\lambda_2$  mit zunehmendem Mantelverlustfaktor  $\lambda_1$  (aufgrund der Abschirmwirkung). Zusätzlich empfiehlt IEC, bei magnetischer Armierung den Mantelverlustfaktor  $\lambda_1$  um einen sog. Inpipe-Faktor von 1,5 zu vergrößern.

Für die eingesetzten Seekabel mit Stahldrahtbewehrung werden die beiden Verlustfaktoren  $\lambda_1$  and  $\lambda_2$  entsprechend berücksichtigt. Allerdings ist es international bekannt, dass die mit Hilfe der IEC-Regeln berechneten Verlustfaktoren von Kabeln mit magnetischer Armierung bei weitem zu hoch sind. Das gleiche gilt für den genannten Inpipe-Faktor. Zur Zeit arbeitet eine CIGRE-Arbeitsgruppe an diesem Thema. Nachfolgend wird dies diskutiert, und es werden geeignete Reduktionsfaktoren für  $\lambda_1$  und  $\lambda_2$  angenommen.

Die sich für einen Leiterstrom  $I$  ergebende Leitertemperatur  $\theta_c$  kann aus Gl. (4-5) zu

$$\theta_c = \theta_{amb} + \Delta\theta_d + R'_\theta \cdot I^2 \cdot [T_1 + 3 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + 3 \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4)] \quad (4-6)$$

Abgeleitet werden.  $R'_\theta$  ist der elektrische Widerstandsbelag des Leiters bei der Temperatur  $\theta_c$ . In Gl. (4-6) ist zu berücksichtigen, dass sowohl der Leiterwiderstand  $R'_\theta$  als auch alle Verlustfaktoren temperaturabhängig sind, so dass diese Gleichung nur iterativ gelöst werden kann.

## 4.2 Berechnung transienter Temperaturen

Im IEC-Standard 60853 [12] wird das transiente Erwärmungsverhalten der Kabel durch ihre thermische Sprungantwort beschrieben. Diese ist eine Reaktion auf einen Sprung des Laststroms, der in einen Sprung der Leiterverluste

$$P'_{c20} = R'_{c20} \cdot I^2 \quad , \quad (4-7)$$

sowie der übrigen Verluste resultiert. Berechnet wird die thermische Sprungantwort in zwei Anteilen:



$$\Delta\theta_c(t) = \Delta\theta_{c,i}(t) + \Delta\theta_{c,e}(t) \quad . \quad (4-8)$$

Die Sprungantwort des Kabelinneren  $\Delta\theta_{c,i}(t)$  wird mit Hilfe eines thermischen Ersatznetzwerkes bestimmt, bestehend aus den thermischen Widerständen und Kapazitäten des Kabels. Diese Berechnung erfolgt hier mit Hilfe eines Zeitschrittverfahrens, mit dem die Differentialgleichungen des äquivalenten Netzwerkes nach Abb. 4-1 analysiert werden.

Nach dem IEC-Standard [3] für kurze Zeiten  $< 1$  h besteht das Ersatznetzwerk aus vier Wärmekapazitäten:

$$C_{th,A} = C_{th,c} + p C_{th,i1} \quad C_{th,B} = (1 - p) C_{th,i1} + p C_{th,i2}$$

$$C_{th,C} = (1 - p) C_{th,i2} + C_{th,LS}/2 \quad C_{th,D} = \frac{C_{th,LS}}{2} + C_{th,T2} + C_{th,A} + C_{th,T3} \quad (4-9)$$

$$p \text{ ist der VanWormer-Faktor mit } p = \frac{1}{\ln(D_i/d_c)} - \frac{1}{D_i/d_c - 1} \quad (4-10)$$

$$\text{und } C_{th,i1} = c \frac{\pi}{4} (D_i d_c - d_c^2) \quad C_{th,i2} = c \frac{\pi}{4} (D_i^2 - D_i d_c) \quad . \quad (4-11)$$

Es sind	$d_c$	Außendurchmesser des Leiters,
	$D_i$	Außendurchmesser der elektrischen Isolierung,
	$c$	spezifische Wärme der elektrischen Isolierung,
	$C_{th,LS}$	Wärmekapazität von Schirm oder Bleimantel,
	$C_{th,A}$	Wärmekapazität der Armierung,
	$C_{th,2}$	Wärmekapazität der Armierungs-Bettungsschicht und
	$C_{th,3}$	Wärmekapazität der äußeren Umhüllung.

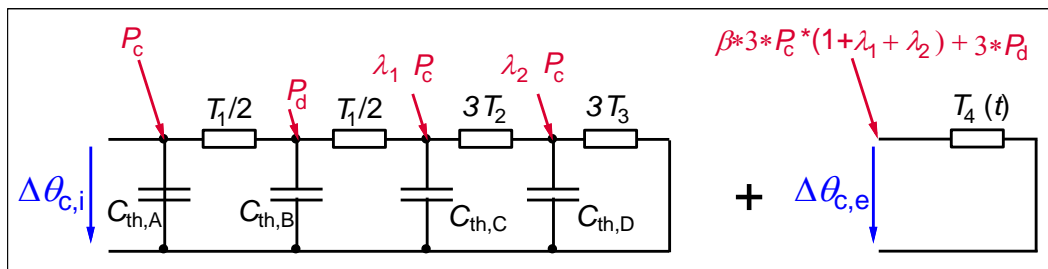


Abb. 4-1: Thermisches Ersatznetzwerk zur Berechnung der Sprungantwort  $SR(t)$  auf einen Sprung  $P_c$  der Leiterverluste;  $\beta = \Delta\theta_{c,i}(t) / \Delta\theta_{c,i}(\infty)$

Der externe Anteil  $\Delta\theta_e(t)$  des transienten Temperaturanstiegs lässt sich unter der Annahme ermitteln, dass das Kabel als Linienquelle dargestellt wird, mit denselben thermischen Parametern innerhalb des Kabeldurchmessers wie auch außerhalb, d. h. im umgebenden Boden. Der Einfluss der Meeresbodenoberfläche, deren Temperaturanstieg gleich Null ist, wird durch eine fiktive, gespiegelte Linienquelle mit Verlusten  $-P_c$  berücksichtigt, die symmetrisch zur Erdoberfläche angeordnet ist, vgl. Abb. 4-2. Dies führt nach IEC 60853 zu

$$\Delta\theta_a(t) = P' \cdot \frac{\rho}{4\pi} \cdot \left[ E1\left(\frac{D^2}{16 \cdot \delta \cdot t}\right) - E1\left(\frac{L^2}{\delta \cdot t}\right) \right] \quad , \quad (4-12)$$

mit	$\rho$	spez. Wärmewiderstand des Bodens,
	$E1 = - Ei$	Exponential-Integral-Funktion,
	$D$	Kabeldurchmesser und
	$\delta$	thermische Diffusivität.

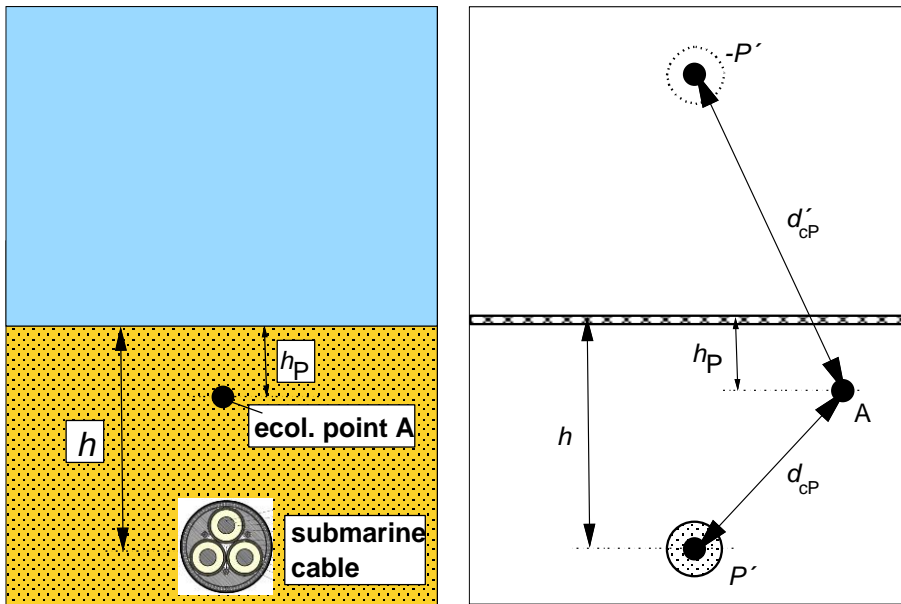


Abb. 4-2:

2 K-Kriterium für einen Aufpunkt A oberhalb des Seekabels mit den Verlusten  $P'$ .  
rechts:  
Repräsentation der Meeresboden-Oberfläche als Wärmesenke durch eine Spiegelquelle mit negativen Verlusten [12]

Zur Bestimmung der Erwärmung  $\Delta\theta_P$  im sog. Ökologischen Punkt A, vergl. Abb. 4-2, wird Gl. (4-12) modifiziert zu

$$\Delta\theta_P(t) = P' \cdot \frac{\rho}{4\pi} \cdot \left[ E1\left(\frac{(h-h_P)^2}{4\delta \cdot t}\right) - E1\left(\frac{(h+h_P)^2}{4\delta \cdot t}\right) \right] \quad (4-13)$$

Nach IEC 60853 ist die thermische Diffusivität des Bodens über seinen spezifischen Wärmewiderstand  $\rho$  definiert:

$$\delta = 1.685 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{m^2}{h} \cdot \left(\frac{\rho}{\text{K m/W}}\right)^{-0.8} \quad (4-14)$$

Die gesamte Leitererwärmung folgt dann zu [12]

$$\Delta\theta_c(t) = \Delta\theta_i(t) + \beta \cdot \Delta\theta_a(t) \quad (4-15)$$

mit dem Verzögerungsfaktor

$$\beta(t) = \Delta\theta_c(t) / \Delta\theta_{c\infty} \quad (4-16)$$

Damit wird die thermische Sprungantwort zunächst durch den inneren Temperaturanstieg dominiert. Nach einigen Stunden, vor allem aber auch am Ende der betrachteten sechstägigen Vollastperiode, ist dieser innere Prozess abgeschlossen, i.e.  $\beta(t) = 1$ . Abb. 4-3 zeigt ein Beispiel hierzu.

Zusammenfassend erhält man die thermische Reaktion des Kabels auf einen Sprung der Leiterverluste  $P_c$  in der allgemeinen Form:

$$\Delta\theta_c(t) = P_c \cdot SR(t) \quad (4-17)$$

mit der Sprungantwort  $SR(t)$ . Die Anwendung dieses Prinzips auf kompliziertere Lastverläufe (mit Strom-Stundenwerten) ist ausführlich in [18, 19] beschrieben. Der Vorteil des Gebrauchs dieser (halb-) analytischen Lösung ist verbunden mit dem

Problem, dass alle im Kabel auftretenden Verluste bzw. Verlustfaktoren sich während der Sprungantwort – insbesondere auch bei der Überlagerung von Sprungantworten – temperaturabhängig ändern. Dieses Problem wurde in [18, 19] mit einem Verfahren gelöst, das die Berücksichtigung dieser Temperaturabhängigkeiten erlaubt.

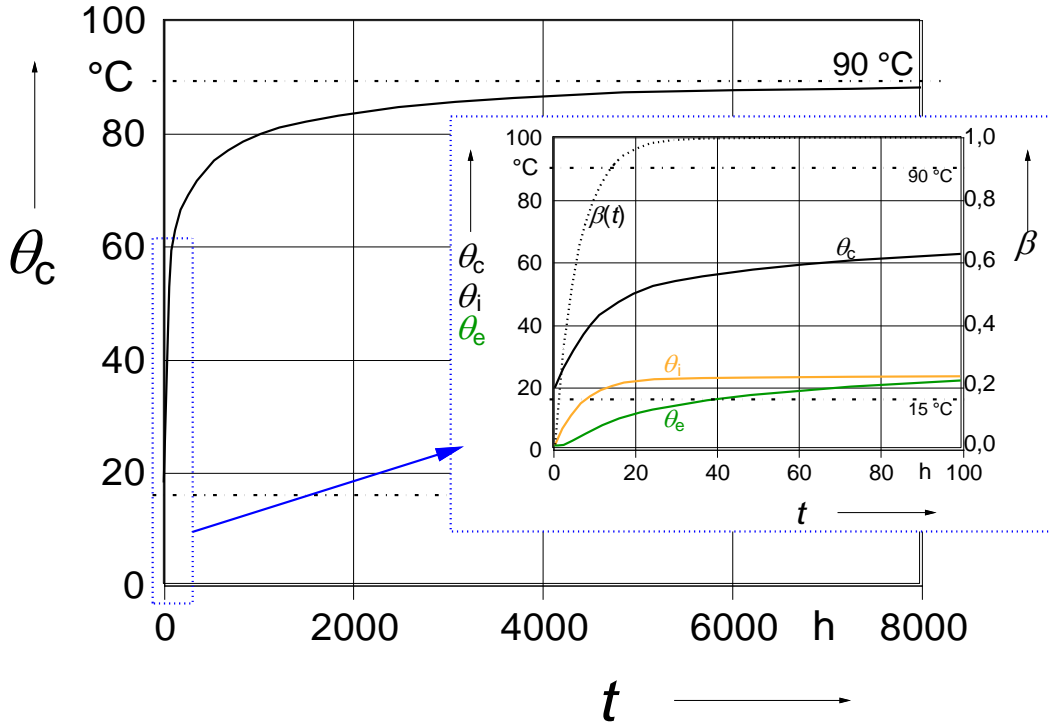


Abb. 4-3: Verlauf der Leitertemperatur  $\theta_c$  nach einem Stromsprung zur  $t = 0$   
Die Ausschnittsvergrößerung zeigt die Erwärmung im Kabelinneren  $\theta_i(t)$ ,  
die äußere Erwärmung  $\theta_a(t)$  und den Verzögerungsfaktor  $\beta(t)$

## 5. Schirm- und Armierungs-Verlustfaktoren bei magnetischer Armierung

International ist man sich auf der Grundlage neuerer Messungen und Berechnungen einig, dass die Verluste in den Schirmen und den Stahldrahtbewehrungen von Seekabeln bei einer Berechnung nach IEC-Publ. 60287 [5] deutlich überschätzt werden. In diesem Kapitel werden hierzu Gründe für solche Überschätzungen durch IEC erläutert, entsprechende Messergebnisse aufgezeigt und die Verwendung realistischerer Verlustfaktoren vorgeschlagen.

### 5.1 Verlustberechnung nach IEC-Publ. 60287

Der Verlustfaktor  $\lambda_2$  definiert das Verhältnis der Armierungsverluste zu den Leiterverlusten bei Betriebstemperaturen. Für Armierungen mit runden Stahldrähten berechnet sich  $\lambda_2$  aus Tabelle 5-1, Gl. (5-1). Wegen der Verringerung des Magnetfeldes durch die Mantelströme wird  $\lambda_2$  um einen Faktor verringert, der Gleichung (5-2) in dieser Tabelle entspricht.

<p><b>2.4.2.3 Three-core cables – steel wire armour</b></p> <p><b>2.4.2.3.1 Round conductor cable</b></p> $\lambda_2 = 1,23 \frac{R_A}{R} \left( \frac{2c}{d_A} \right)^2 \frac{1}{\left( \frac{2,77 R_A 10^6}{\omega} \right)^2 + 1}$ <p>where  <math>R_A</math> is the a.c. resistance of armour at maximum armour temperature (<math>\Omega/m</math>);  <math>d_A</math> is the mean diameter of armour (mm);  <math>c</math> is the distance between the axis of a conductor and the cable centre (mm).</p> <p>No correction has been made for non-uniform current distribution in the conductors because it is considered negligible for conductor sizes up to 400 mm<sup>2</sup>.</p>	<p>Gl. (5-1)</p> <p>kann um den Faktor nach Gl. (5.2) vermindert werden</p>
<p><b>2.4.2.5 SL type cables</b></p> <p>Where the armour is over a SL type cable, the screening effect of the sheath currents reduces the armour loss. The formula for <math>\lambda_2</math> given in 2.4.2.3.1 or 2.4.2.3.2 shall be multiplied by the factor</p> $\left( 1 - \frac{R}{R_s} \lambda_1' \right)$ <p>where <math>\lambda_1'</math> is obtained from 2.3.1.</p>	<p>Gl. (5-2)</p> <p><math>\lambda_1'</math> nach Gl. (5-3)</p>
<p><b>2.3.10 Cables with each core in a separate lead sheath (SL type) and armoured</b></p> <p>For a three-core cable of which each core has a separate lead sheath <math>\lambda_1''</math> is zero and the loss factor for the sheaths is given by:</p> $\lambda_1' = \frac{R_s}{R} \frac{1,5}{1 + \left( \frac{R_s}{X} \right)^2}$ <p>where  <math>X = 2 \omega 10^{-7} \ln \left( \frac{2s}{d} \right)</math> (<math>\Omega/m</math>);  <math>s</math> is the distance between conductor axes (mm).</p> <p>The loss factor for unarmoured cables with each core in a separate lead sheath is obtained from 2.3.1.</p>	<p>Gl. (5-3)</p>
<p><b>2.3.8 Three-core unarmoured cables with common sheath</b></p> <p>For a three-core unarmoured cable where the cores are contained in a common metallic sheath, <math>\lambda_1'</math> is negligible and the loss factor is, therefore, given by one of the following formulae:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– for round or oval conductors, and where the sheath resistance <math>R_s</math> is less than or equal to 100 <math>\mu\Omega/m</math>:</li> </ul> $\lambda_1'' = \frac{3 R_s}{R} \left[ \left( \frac{2c}{d} \right)^2 \frac{1}{1 + \left( \frac{R_s 10^7}{\omega} \right)^2} + \left( \frac{2c}{d} \right)^4 \frac{1}{1 + 4 \left( \frac{R_s 10^7}{\omega} \right)^2} \right]$	<p>zum Vergleich mit Gl. (5-1)</p> <p>Gl. (5-4)</p>

Tab. 5-1: Verlustfaktoren nach IEC-Publ. 60287 [5]

Zunächst macht der Vergleich von Gl. (5-1) mit Gl. (5-4) (Verluste in einem nicht-armierten Dreileiterkabel mit gemeinsamem Metallmantel) deutlich, dass hier eine Berechnung der Wirbel-Längsströme in der Armierung vorgenommen wird, bei der die Armierung näherungsweise als geschlossene, querschnittsäquivalente Schicht mit dem ohmschen Widerstandsbelag  $R_A$  aufgefasst wird, vergl. Abb. 5-1.

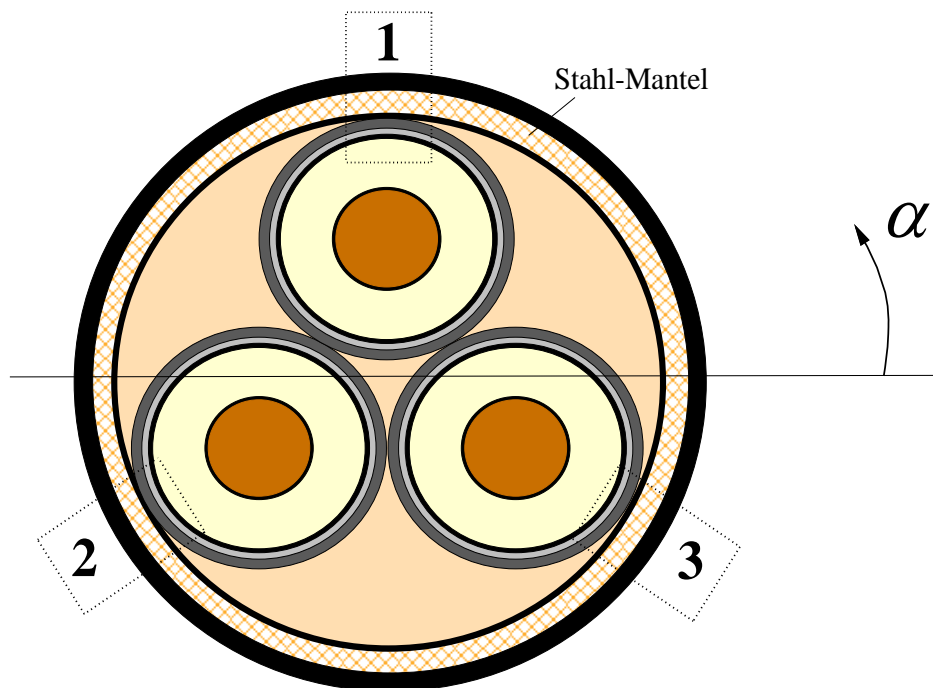


Abb. 5-1: Schematisiertes Querschnittsbild des Kabels mit Darstellung der Stahl-Armierung als geschlossener Metallmantel  
 „1“ bis „3“: Bereiche höchster Stromdichten (vergl. Abb. 5-3)

Dies ist insofern unphysikalisch, als dass die Armierung aus Einzeldrähten besteht, die nach Abb. 5-2 spiralförmig um die induzierenden Leiterströme herum verseilt sind. Dieser Zusammenhang wird im nächsten Abschnitt weiter diskutiert.

Zudem wird bei der Berechnung der Schirm-Längsströme ein Faktor von 1,5 in Tab. 5-1, Gl. (5-3), berücksichtigt, - der sogenannte in-pipe-Faktor. Er beschreibt die Erhöhung der Längsstrom-Schirmverluste innerhalb einer magnetischen Hülle (Armierung oder Rohr) durch die Feldkompression im Kabelinneren. Auch hierauf wird nachfolgend eingegangen.

## 5.2. Einfluß der Verseilung

Bei der Berechnung der Verluste in den Stahldrähten der Armierung nach IEC-Publikation 60287-1-1 [5] wird von einer geschlossenen Stahlschicht entsprechend Abb. 5-1 ausgegangen.

Tatsächlich ergibt eine Berechnung der Stromdichteverteilung in einem solchen Stahlmantel (hier mit dem Teilleiterverfahren ausgeführt) azimutale Verteilungen, wie sie in der Abb. 5-3 wiedergegeben ist: die höchsten Dichten der Längsströme im Stahlmantel liegen in den Bereichen 1 bis 3 nach Abb. 5-3, das heißt direkt oberhalb der drei Kabeladern.

Die Stromdichten nach Abb. 5-3 entsprechen zugleich den längenbezogenen induzierten Spannungsbelägen  $U'$  an den entsprechenden Orten in der Armierung. Berücksichtigt man nun, dass tatsächlich von verseilten Drähten auszugehen ist, die

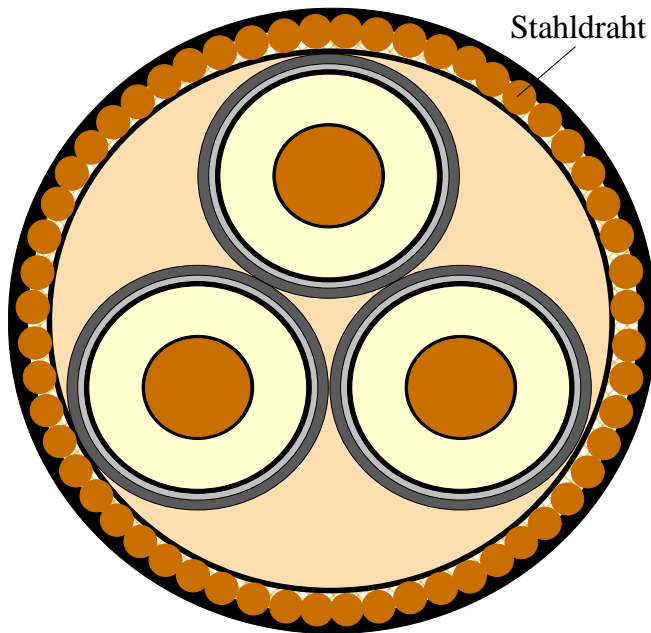


Abb. 5-2: Wie Abb. 5-1, aber mit Stahldraht-Armierung (schematisch)

entlang einer Schlaglänge alle Positionen  $\alpha$  nach Abb. 5-3 einnehmen, so werden in diese Drähte hinein auch alle Spannungen des Winkelbereichs  $\alpha = 0^\circ \dots 360^\circ$  induziert. Da diese Spannungen aber mit einer räumlichen Verschiebung um  $120^\circ$  auch in der Phase um  $120^\circ$  gegeneinander versetzt sind, addieren sich längs einer Schlaglänge alle induzierten Spannungen zu Null.

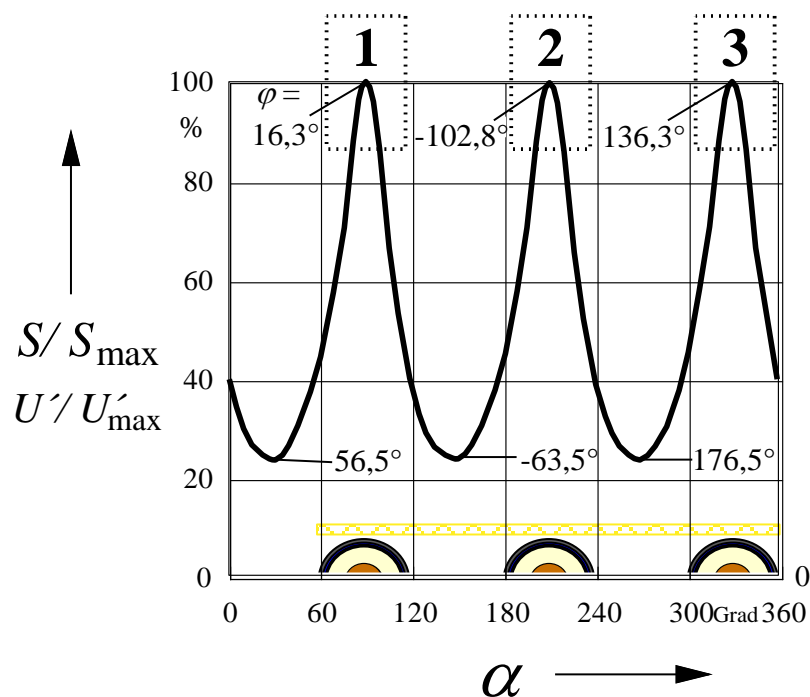


Abb. 5-3: Azimutale Verteilung der der längenbezogenen induzierten Spannung  $U'$  und der Stromdichte  $S$  im Stahl-Mantel (vergl. Abb. 5-1), jeweils bezogen auf ihren Höchstwert;  $\varphi$  ist der Phasenwinkel dieser Stromdichten

In [21] wird mit der Abb. 5-4, wie auch in anderen Publikationen, dieselbe Argumentation verfolgt. In Abb. 5-4 ist derselbe Effekt über die Verdrillung der stromführenden Leiter gegenüber den Armierungsdrähten gezeigt. Tatsächlich werden die Kabeladern mit einer anderen Schlaglänge verseilt als die Armierungsdrähte, so dass dieser Auslöschungseffekt immer gegeben sein wird.

Dieser dem Cross-Bonding ähnelnde Auslöschungseffekt gilt in idealer Weise nur für gegeneinander isolierte Drähte. Tatsächlich füllen im betrachteten Kabel die Stahl-drähte nicht vollständig den ihnen zur Verfügung stehenden Umfang aus, so dass zwischen ihnen zwangsläufig Lücken entstehen. Diese Lücken sind unregelmäßig und undefiniert, und sie sind mit Bitumen verfüllt. Der stromunterdrückende Effekt kommt also nur zum Teil zum Tragen.

Gleichwohl ist dieser Effekt eine wesentliche Ursache für die in praxi gegenüber der IEC-Berechnung stark verminderten Kabelverluste.

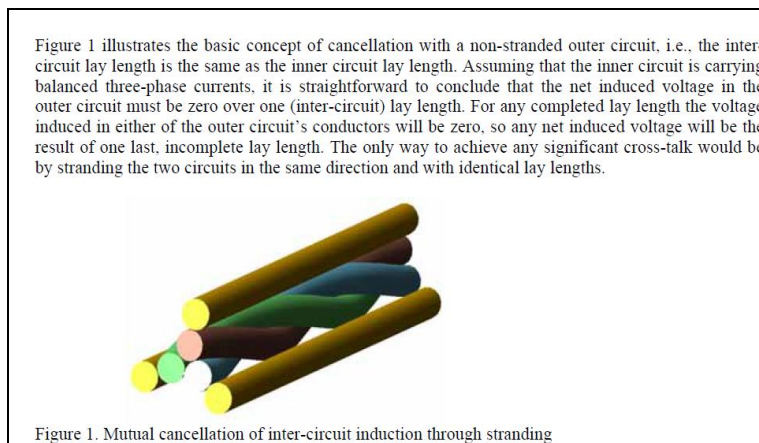


Abb.5-4: Aus [21]: Erläuterung des Auslöschungseffekts

Für eine ganz ähnliche Armierungskonstruktion wurden in [23] Stromzangenmessungen an den Einzeldrähten der Armierung vorgenommen (vergl. Abb. 5-5) und damit der Nachweis geführt, dass sich in diesen Drähten keine oder nur vernachlässigbar geringe Längsströme ausbilden.

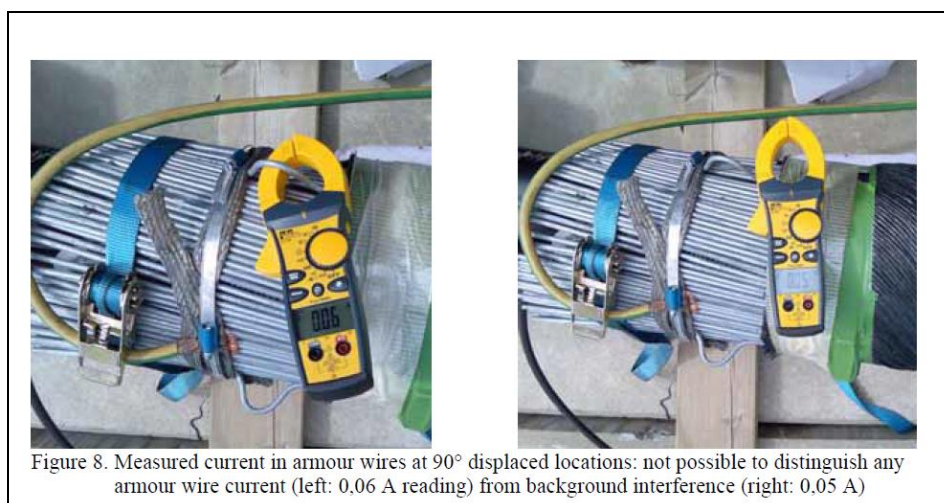


Abb. 5-5: Aus [23]: Messtechnischer Nachweis vernachlässigbarer Längsströme in den Armierungsdrähten

### 5.3 Vergleich mit Berechnungen und Messungen

Als Beispiel für eigene FEM-Berechnungen [22] zeigt die nächste Abbildung die Temperaturverteilung in einem Seekabel mit einer konventionellen Vollarmierung und mit einer Mischarmierung mit 56 Stahldrähten bzw. 28 PE-Drähten. Für den letzteren Fall zeigt die rechte Abbildung die inhomogene Temperaturverteilung, bei der die thermisch hochleitenden Abschnitte der Stahldrähte durch die thermisch ungünstigen PE-Drähte getrennt sind.

Die Stahlarmierung bewirkt einen magnetischen Kurzschluss, entlang dessen sich die magnetischen Flusslinien überbrücken können. Die Trennung durch die PE-Drähte verhindert diesen magnetischen Kurzschluss, wodurch der magnetische Fluss und die Verluste durch induzierte Kreisströme verringert werden. Die magnetische Erregung des Materials wird wesentlich verringert.

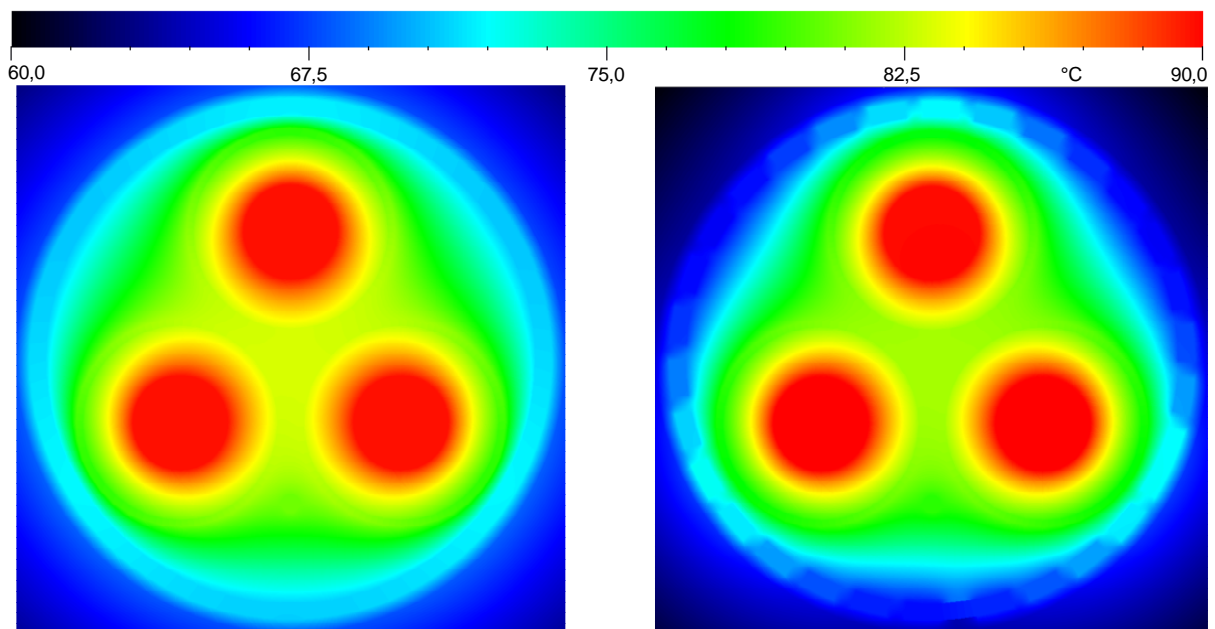


Abb. 5-6: Temperaturverteilung in einem Seekabel; links: normale Stahldrahtarmierung; rechts: 56 Stahldrähte und 28 PE-Drähte (eigene Untersuchungen [22])

Die nächsten Abbildungen zeigen die Verteilungen der relativen magnetischen Permeabilität in der Armierung. Auf der linken Seite ist das Material wegen des magnetischen Kurzschlusses viel stärker angeregt, und die magnetische Permeabilität ist viel höher als im rechten Fall der Mischarmierung. Durch diese geringere magnetische Erregung des Materials werden die Hystereseverluste spürbar verringert.

Als Beispiel wurden in den nachfolgend zitierten Veröffentlichungen [21] und [23] recht anspruchsvolle 2,5D-FEM-Modelle verwendet. Unterm Strich unterliegen aber alle FEM-Berechnungen einigen Einschränkungen bei der Beschreibung der Realität: keine von ihnen ist in der Lage, die elektrischen Übergangswiderstände zwischen den Armierungsdrähten zu berücksichtigen. Diese Widerstände hängen z.B. von der Temperatur, der Geometrie, dem Druck, den Eigenschaften der Kontaktflächen usw. und damit von der Kabelkonstruktion sowie von den Zufälligkeiten aller Drahtkontakte



ab. Dieses Problem ist der Analyse von Stromverteilungen und Verlusten in Milliken-Leitern (d.h. segmentierten Leitern mit großem Querschnitt) sehr ähnlich: die detailliertesten Simulationsmodelle werden nicht in der Lage sein, eine vollständige und genaue Beschreibung der physikalischen Situation zu liefern: experimentelle Untersuchungen sind unumgänglich.

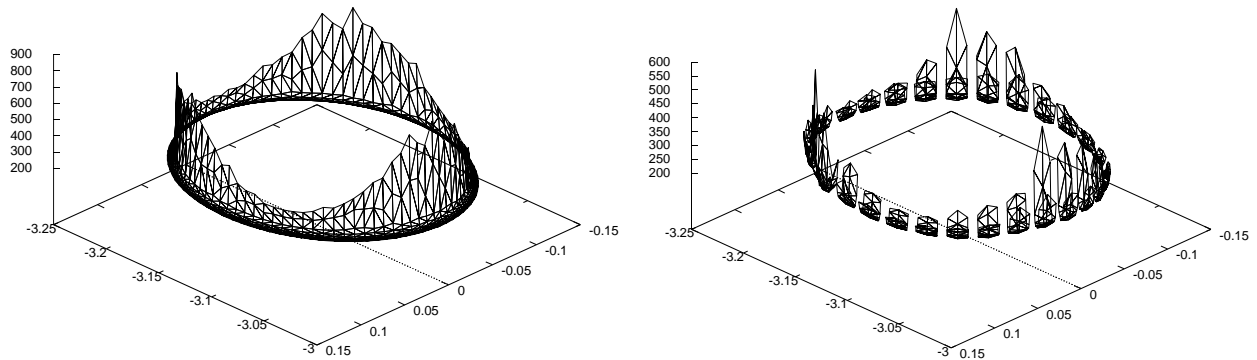


Abb. 5-7: wie zu Abb. 5-6, aber: rel. Permeabilitätsverteilung der in der Armierung [22]

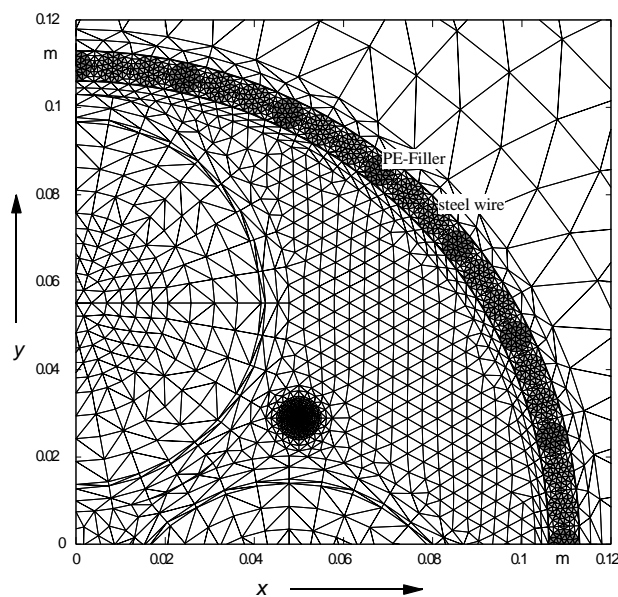


Abb. 5-8:

FEM-Einzeldrahtmodell für ein Kabel mit Mischarmierung [22]

Internationale Gruppen wie CIGRE arbeiten derzeit an diesem Thema, um die Verwendung von reduzierten Verlustfaktoren  $\lambda_1$  und  $\lambda_2$  zu ermöglichen. Einige veröffentlichte experimentelle Ergebnisse werden im Folgenden beschrieben.

#### a) Nexans Norway:

a1) [21] J. J. Bremnes, G. Evenset, R. Stolan (Nexans)

“Power loss and inductance of steel armoured multi-core cables: comparison of IEC values with “2.5D” FEA results and measurements”, Cigré-Report B1-116, Paris 2010

a2) [23] J. J. Bremnes, M.M. Hatlo (Nexans)

“Current dependent armour loss in three-core cables: comparison of FEA results and measurements”; Cigré-Report B1-306, Paris 2014

## Mess- und Rechenergebnisse in [23]: 245 kV-Seekabel, Kupferleiter 3x500 mm<sup>2</sup> Bleimäntel, Stahldrahtarmierung:

Table 1. Computed and measured (positive sequence) parameters for 245 kV, 500 mm<sup>2</sup> cable

Parameter	IEC 60287	IEC, $\lambda_2=0$	2D FEA	2,5D FEA	Measured
R [ $\Omega$ /km]	0,0679	0,0525	0,0557	0,0540	0,054
L [mH/km]		0,449	0,441	0,465	0,47

Ergebnis nach [23]: Ohmsche Verluste nach IEC sind um mehr als + 27 % zu hoch.

## Messergebnisse in [21]: 150 kV-Seekabel, Kupferleiter 3x800 mm<sup>2</sup> Bleimäntel, Stahldrahtarmierung

Table 2 summarizes measured values and lists corresponding values calculated by IEC 60287. For this design measured resistance is not equally dependent on current, most likely due to the high grade armour (harder steel with narrower hysteresis loop at low fields). Resistance values calculated by IEC 60287 are 32-36 % above measured values, while reactance calculated by the same method is about 15 % below measured value. Hysteresis loss is found to be insignificant for design 2, in line with the discussion in [1], and will not influence cable rating calculations.

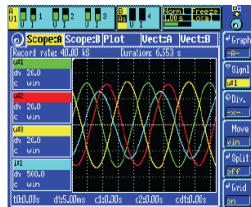


Figure 8: Phase voltages and current in phase 1 (blue line) design 2, at approximately 500 A

Table 2: Summary of measurements on design 2 (average values over all three phases)

I [A]	R <sub>meas</sub> [ $\Omega$ /km]	X <sub>meas</sub> [ $\Omega$ /km]	R <sub>IEC</sub> [ $\Omega$ /km]	X <sub>IEC</sub> [ $\Omega$ /km]
50.0	0.036	0.13	0.049	0.11
101	0.036	0.13	0.049	0.11
200	0.036	0.13	0.049	0.11
401	0.036	0.13	0.049	0.11
500	0.036	0.13	0.049	0.11
600	0.037	0.13	0.049	0.11
653	0.037	0.13	0.049	0.11

[21]:

150 kV-Seekabel,  
Kupferleiter  
3x800 mm<sup>2</sup>,  
Bleimäntel,  
Stahldrahtarmierung  
937 A

Ergebnis: Ohmsche Verluste nach IEC sind um mehr als + 26 % zu hoch.

### b) Prysmian, Italy:

[24] Dell'Anna et al., "HV submarine cables for renewable offshore energy", Cigré-Report B1-241, Bologna, 2011



Figure 3. Assembling of the HV tricore cable inside the laboratory.

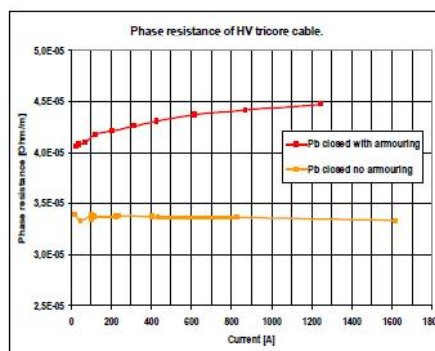


Figure 4. Measured losses with short circuited lead sheaths.

[24]

150 kV-Seekabel,  
Kupferleiter  
3x800 mm<sup>2</sup>,  
Bleimäntel,  
Stahldrahtarmierung

Ergebnis in [24]: Verlustfaktoren  $\lambda_1 + \lambda_2$  nach IEC sind um mehr als + 36 % zu hoch.

**c) ABB, Schweden:**

[25] J. Karlstrand, D. Palmgren, G. Henning, ABB:

“Armour loss in three-core submarine XLPE cables”, Jicable 11, Report A.7.3, Versailles, 2011

**Messungen an einem 145 kV-Seekabel mit 3x815 mm<sup>2</sup> Al-Leitern und Mischarmierung (64x4 mm; jeder zweite Draht aus PE)**

gemessen:  $\lambda_1 = 17,9\%$   $\lambda_2 = 13,5\%$ ;  $\lambda_1 + \lambda_2 = 31,4\%$

Die nächste Abbildung gibt einen grafischen Überblick über die obigen Ergebnisse. Zunächst wird deutlich, dass eine Betrachtung der Summe der Verlustfaktoren  $\lambda_1 + \lambda_2$  sinnvoller erscheint als eine Betrachtung des Armierungsverlustfaktors  $\lambda_2$  allein, da beide Verlustfaktoren voneinander abhängig sind und beide zusammen für den Temperaturanstieg des Kabels entscheidend sind.

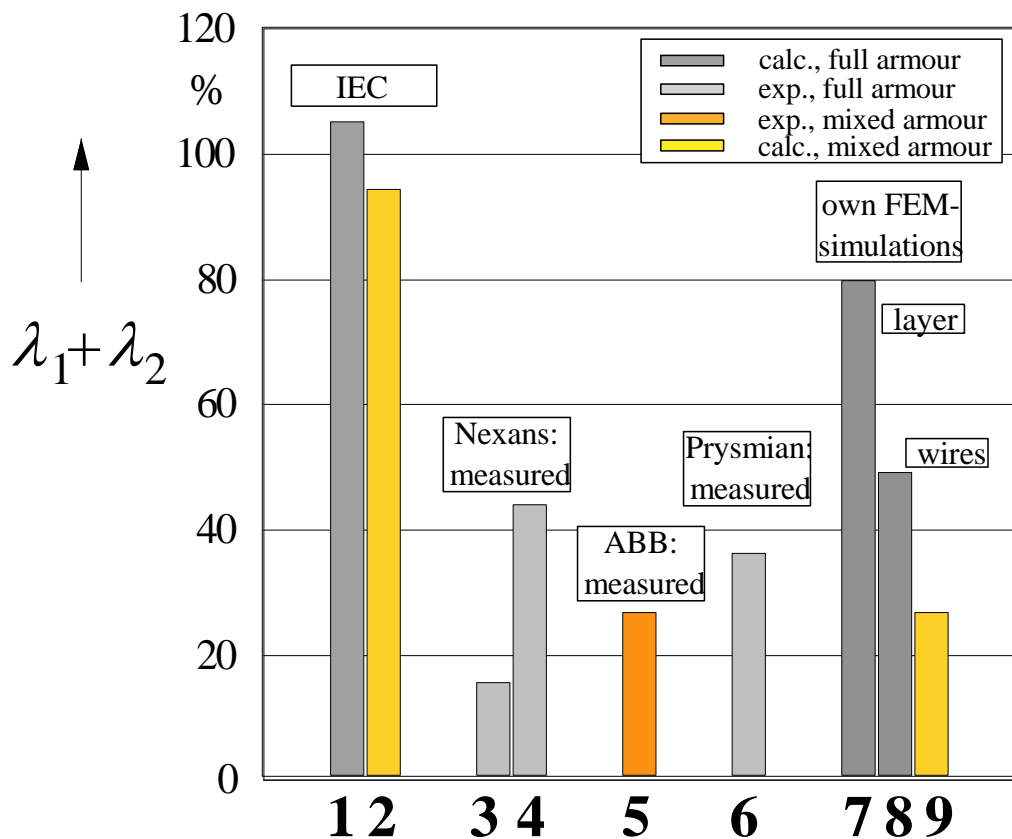


Abb. 5-9: Berechnete und gemessene Verlustfaktorsumme ( $\lambda_1 + \lambda_2$ ) für folgende Seekabel:

1, 2	IEC:	150 kV, 3x1200 Cu, lead sheaths 2,8 mm, 84 steel wires 7,0 mm $\Phi$
3	Nexans:	245 kV, 3x500 Cu, lead sheaths, steel wires
4	Nexans:	50 kV, 3x800 Cu, lead sheaths, full armour
5	ABB:	150 kV, 3x815 Al, lead sheaths, mixed armour
6	Prysmian:	150 kV, 3x800 copper conductors, lead sheaths, full armour
7	FEM-sim.:	150 kV, 3x1200 Cu, lead sheaths 2,8 mm, full armour with layer-model (own studies)
8	FEM-sim.:	150 kV, 3x1200 Cu, lead sheaths 2,8 mm, full armour with single wires model (own studies)
9	FEM-sim.:	150 kV, 3x1200 Cu, lead sheaths 2,8 mm, mixed armour with single wires model (own studies)

Diese Messergebnisse und eigene FEM-Simulationen legen nahe, die Summe der Verlustfaktoren  $\lambda_1 + \lambda_2$  für die Vollarmierung um mehr als 30 % und für die Mischarmierung um weit mehr als 50 % zu reduzieren.

Offensichtlich spielen die spezifischen Parameter des Kabelaufbaus, z.B. die elektrischen Kontakte zwischen den Armierungsdrähten, eine entscheidende Rolle. Dominierend sind einige physikalische Effekte, die auch mit komplexesten Simulationsmodellen nicht vollständig beschrieben werden können (ähnlich dem Problem der Milliken-Leiter). Daher bieten neben sehr aufwendigen, komplexen und teuren experimentellen Untersuchungen derzeit nur sorgfältige Abschätzungen der Verlustfaktoren auf der sicheren Seite einen praktischen Ansatz.

#### **d) Neuere Ergebnisse und abgeleitete Verlustfaktoren**

In den nächsten Abbildungen sind die Messergebnisse für ein 150 kV-Seekabel, 3x1200 Cu, Bleimantel 2,8 mm dick, dargestellt, - in Abb. 5-10 für eine Vollarmierung mit 84 Stahldrähten und in Abb. 5-11 für eine Mischbewehrung mit 56 Stahldrähten und 28 PE-Drähten (beide 7,0 mm). Diese Messungen wurden von EDF, RTE und NKT in den Labors von EDF durchgeführt [26]. Aufgrund des entsprechenden Aufbaus des Kabels mit einer Vollarmierung und auch mit einer Mischarmierung sind diese Ergebnisse sehr interessant.

Es ist zu beachten, dass diese Messungen bei einer Raumtemperatur durchgeführt wurden. Das bedeutet, dass unter Betriebsbedingungen alle ohmschen Widerstände wesentlich erhöht werden, so dass die Verluste der Bewehrung, aber auch der Kabelschirme oder -mäntel deutlich verringert werden. Darüber hinaus bewirkt die bloße Erhöhung der Leiterverluste bei 90°C um mehr als 20 % (als Nenner der Verlustfaktoren) eine wesentliche Verringerung der Mantel- und Armierungsverlustfaktoren bei 90°C.

Aus den Ergebnissen in Abb. 5-10 folgt die gleiche Schlussfolgerung, dass der Armierungsverlustfaktor bei Nennlast um mindestens 30 % niedriger ist als nach IEC 60287 berechnet.

In Abb. 5-11 sind die entsprechenden Ergebnisse für dasselbe Kabel, aber mit einer Mischarmierung, zusammengefasst. Für Raumtemperatur ergibt sich ein Armierungsverlustfaktor, der etwa 45% niedriger ist als der nach IEC 60287 berechnete. Bei höheren Temperaturen und Vollast erhöht sich diese Abweichung auf über 70%.

Fasst man alle diese Ergebnisse zusammen, so erscheinen die Reduktionsfaktoren  $r_S$  und  $r_A$  der nachstehenden Tabelle für die IEC-Faktoren als angemessen und werden im Folgenden verwendet:

- a) Reduktionsfaktor für den Schirmverlustfaktor  $\lambda_1$ :  $r_S = 0,80$
- b) Reduktionsfaktor für den Armierungsverlustfaktor  $\lambda_2$ :  $r_A = 0,75$

Es ist also nachfolgend:  $\lambda_1 = r_S \lambda_{1,IEC}$  und  $\lambda_2 = r_A \lambda_{2,IEC}$ . Die gestrichelten Rechtecke in den Abbildungen. 5-10 und 5-11 zeigen die  $\lambda_2$ -Bereiche, die sich aus diesen Faktoren ergeben. Die unteren Grenzen dieser Rechtecke stehen für die maximale Leitertemperatur, die oberen für 20°C (wie bei den gemessenen Verlustfaktoren).

Offensichtlich sind die Reduktionsfaktoren  $r_S$  und  $r_A$  recht konservativ, d.h. auf der sicheren Seite gewählt. Dies wird noch deutlicher durch den Vergleich mit den experimentellen und simulierten Ergebnissen in Abb. 5-9.

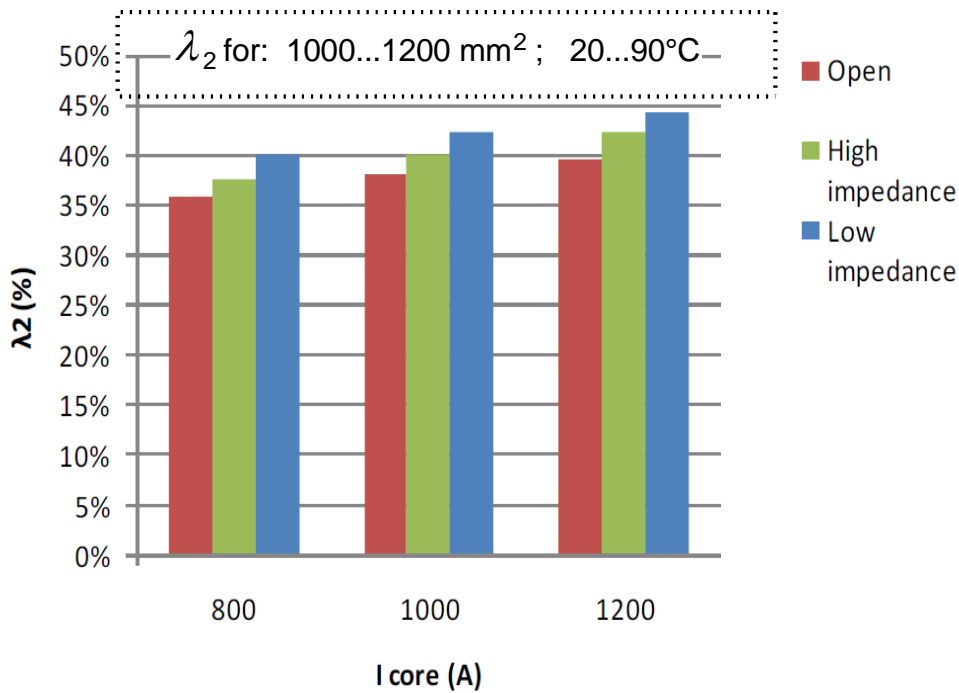


Abb. 5-10: Stromabhängiger Armierungsverlustfaktor; Vergleich experimenteller Ergebnisse in [26] mit IEC-Ergebnissen; Stahldrahtarmierung; Raumtemperatur (150 kV, 3\*1200 mm<sup>2</sup>; 84 Stahldrähte 7,0 mm  $\Phi$ ); [26] gestrichelt: Armierungsverlustfaktoren für die abgeleiteten Reduktionsfaktoren

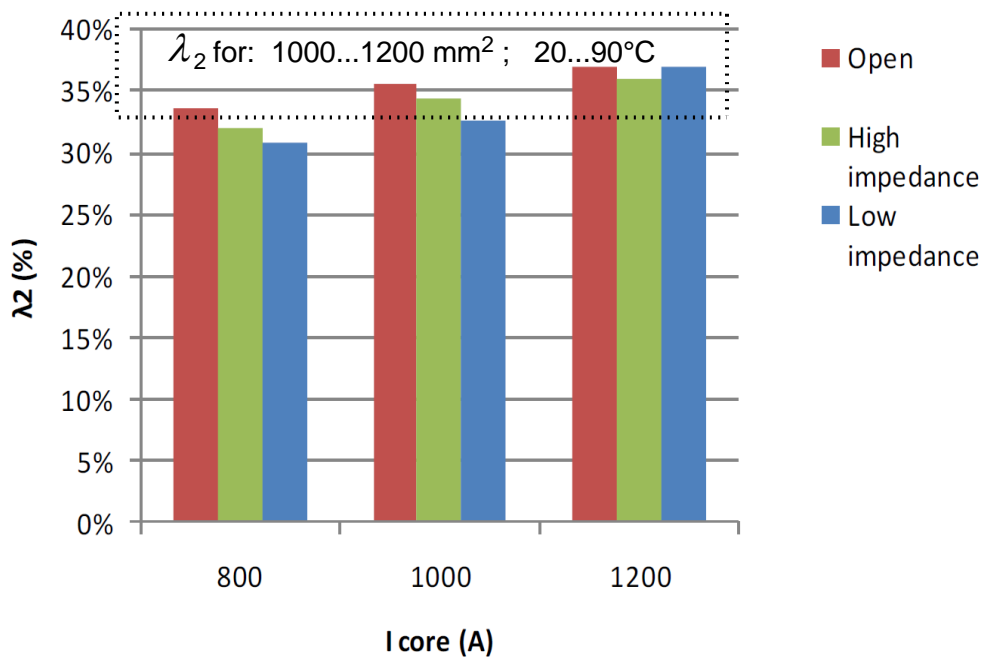


Abb. 5-11: wie zu Abb. 5-10, aber: Mischarmierung mit 56 Stahldrähten und 27 PE-Drähten 7,0 mm  $\Phi$  [26]; gestrichelt: Armierungsverlustfaktoren für die abgeleiteten Reduktionsfaktoren

## 6. Ergebnisse

Nach Voruntersuchungen wurde entschieden, die WEA-Ketten entsprechend der bereits gezeigten Tabelle 6-1 mit zwei Kabelkonstruktionen auszulegen: Kabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von  $3 \times 300 \text{ mm}^2$  in den ersten sechs Abschnitten sowie Kabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von  $3 \times 800 \text{ mm}^2$  in den letzten drei Abschnitten. Die für jeden Kabeltyp auftretenden Maximalwerte der Volllast und der 70%-Vorlast sind in dieser Tabelle fett hervorgehoben.

Abschnittsnummer Anzahl WEA	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Volllast, Strom/A	82,9	165,8	248,7	331,6	414,5	<b>497,4</b>	580,3	663,2	<b>746,1</b>
stat. Vorlast (70%), Strom/A	58,0	116,1	174,2	232,1	290,2	<b>348,2</b>	406,2	464,2	<b>522,3</b>
Al-Leiterquerschnitt/ $\text{mm}^2$	3x300	3x300	3x300	3x300	3x300	<b>3x300</b>	3x800	3x800	<b>3x800</b>

Tab. 6-1: Strombelastungen und geplanter Leiterquerschnitt in Abhängigkeit der Anzahl der einspeisenden WEA

Aufbaudaten und sonstige Parameter dieser beiden Kabelkonstruktionen sind in der Tabelle 6-2 zusammengestellt. In der Tabelle 6-3 zeigt Belastbarkeiten und Verluste der 66-kV XLPE-Seekabel in den kritischsten Kettenabschnitten. Dabei sind Ergebnisse der nächsten Abschnitte vorweggenommen, nach denen das 2K-Kriterium bei beiden Kabeln die Maximalforderungen in ihrem letzten Abschnitt:

- für  $3 \times 800 \text{ mm}^2$  Al: 746,1 A über 6 Tage nach Vorlast von 522,3 A und
- für  $3 \times 300 \text{ mm}^2$  Al: 497,4 A über 6 Tage nach Vorlast von 348,3 A

eine vergrößerte Legetiefe von 1,25 m Überdeckung erzwingt. Nach Tab. 6-3 sind bei dieser Legetiefe die Dauerbelastbarkeiten beider Kabel erheblich größer als ihre tatsächliche Höchstlast, und zwar:

- für  $3 \times 800 \text{ mm}^2$  Al: 877 A statt 746 A und
- für  $3 \times 300 \text{ mm}^2$  Al: 538 A statt 497 A.

<b>Parameter der 66-kV XLPE-Seekabel</b>				
Reduktionsfaktoren zur IEC 60287 against IEC 60287 $r_S = 0.80$ $r_A = 0.75$				
		Einheit		
$A_c$	Leiterquerschnitt	$\text{mm}^2$	<b>800</b>	<b>300</b>
	Leitermaterial		<b>Al</b>	<b>Al</b>
$U_n$	Nennspannung	kV	66	66
$f$	Netzfrequenz	Hz	50	50
$n$	Anzahl Kabeladern	-	3	3
$\theta_{c,max}$	höchstzulässige Leitertemperatur	$^{\circ}\text{C}$	90	90
$d_c$	Leiterdurchmesser	mm	31,6	19,5
$s_{11}$	Wanddicke innere Leitschicht	mm	0,9	0,9
$s_1$	Wanddicke el. Isolierung	mm	7,0	7,0
$s_{12}$	Wanddicke äußere Leitschicht	mm	0,9	0,9
$A_c$	Querschnitt Cu-Drahtschirm	$\text{mm}^2$	16,0	16,0
$s_{AF}$	Wanddicke Al-Folie (Schichtenmantel)	mm	0.2	0.2
$s_{11}$	Wanddicke PE-Mantel mit Leitschicht	mm	2.3	2.3
$d_{core}$	Aderdurchmesser	mm	54.2	43,1
$s_B$	Wanddicke Bettungsschicht	mm	3.0	3.0
	Armierung mit n Stahldrähten à 6,5 mm; n =		56	48
$s_3$	Wanddicke äußere Kabelumhüllung	mm	6.0	6.0
$D_{Kab}$	Kabelaußendurchmesser	mm	148.0	122,0
$R'_{dc,20}$	20°C-dc-resistance of the conductor	$\mu\Omega/\text{m}$	36,7	100,0
$R'_{ac,90}$	90°C-ac-resistance of the conductor	$\mu\Omega/\text{m}$	50,9	129,2
$\alpha$	temperature coefficient	1/K	0.00403	0.00403
$y_s$	Skineffektfaktor	%	3,6	0,5
$y_p$	Proximityeffektfaktor	%	4,7	0,4
$\lambda_1$	Schirm-Verlustfaktor	%	2,4	1,6
$\lambda_2$	Armierungs-Verlustfaktor	%	22.8	11,2
$C'$	Kapazitätsbelag ( $\epsilon_r = 2.5$ )	$\mu\text{F}/\text{km}$	0.397	0,275
$P_d'$	dielektrische Verluste	W/m	0.18	0,13
$T_1$	Wärmewiderstand el. Isolierung	K m/W	0.247	0,358
$T_2$	Wärmewiderstand Bettung unter Armierung	K m/W	0.112	0,133
$T_3$	Wärmewiderstand äußere Kabelumhüllung	K m/W	0.067	0,082

Tab. 6-2: Kabeldaten, Berechnung nach IEC 60287, aber mit Reduktionsfaktoren  $r_S$  und  $r_A$

<b>Belastbarkeiten und Verluste der 66-kV XLPE-Seekabel</b>				
		Einheit		
$A_c$	Leiterquerschnitt	mm <sup>2</sup>	<b>800</b>	<b>300</b>
	Leitermaterial		<b>Al</b>	<b>Al</b>
$\lambda = 1.79 \text{ W/(K m)}; \rho = 0.56 \text{ K m/W}; 10^\circ\text{C}$				
	Höchstlast in Kettenabschnitt		9	6
$I_{\max}$	Höchstlast	A	746	538
	erforderliche Überdeckung	m	1,25	1,25
$I_{r,1.25}$	Dauerbelastbarkeit	A	877	538
$\theta_c$	Leitertemperatur bei Dauerlast mit $I_{\max}$	°C	64,5	75,6
$P_{c'}$	Leiterverluste	W/m	3x26,4	3x30,6
$P_{s'}$	Schirmverluste	W/m	3x0,7	3x0,3
$P_{A'}$	Armierungsverluste	W/m	3x6,3	3x2,8
$P_{\text{ges}}$	Gesamtverluste	W/m	100,9	101,4
$\Delta\theta_{p\infty}$	Aufpunkterwärmung bei Dauerlast mit $I_{\max}$	K	2,74	2,75
$\Delta\theta_p$	Aufpunkterwärmung für $I_{\max}$ über 6 Tage	K	1,94	1,98

Tab. 6-3: Belastbarkeiten und Verluste der 66-kV XLPE-Seekabel

### 6.1 Kettenabschnitte 7, 8 und 9; 3x800 mm<sup>2</sup> Al-Leiter

Das 66-kV-Seekabel mit dem Al-Leiterquerschnitt von 3x800 mm<sup>2</sup> hat im Kettenabschnitt 9 den größten Strom von 746 A zu tragen, vergl. Tab. 6-1. Für eine 70%ige Vorlast von 522 A und eine sechstägige Volllast von 746 A zeigt Abb. 6-1 den zeitlichen Verlauf der Leitertemperatur des Kabels für eine Überdeckung des Kabels von  $h_{\text{cov}} = 1,25 \text{ m}$ .

Deutlich wird, dass das Kabel bei weitem nicht seine höchstzulässige Leitertemperatur von 90°C erreicht.

Die erforderliche Überdeckung des Kabels von  $h_{\text{cov}} = 1,25 \text{ m}$  lässt sich aus der Abb. 6-2 ableiten: bei dieser Tiefe des Kabels führt der sechstägige Volllastsprung von einer Vorlast-Aufpunkttemperatur von 11,36°C auf 11,94°C, so dass das 2K-Kriterium noch eingehalten wird.

Der Vergleich der beiden Abbildungen zeigt, dass die Leitertemperatur dem Lastsprung nahezu unverzögert folgt, während die Aufpunkttemperatur erst verzögert, etwa 38 Stunden nach Ende des Lastsprungs, ihr Maximum annimmt. Die Größe dieser Verzögerung hängt vom Abstand Aufpunkt-Kabel sowie von den Bodeneigenschaften ab.



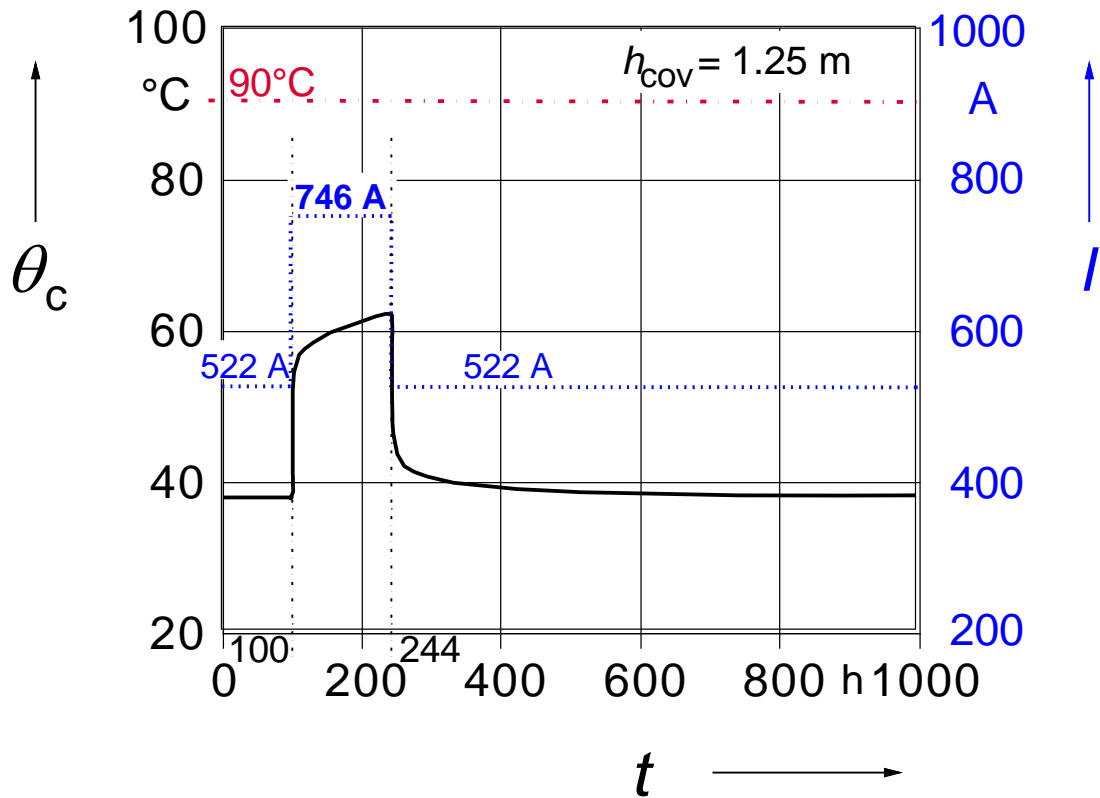


Abb. 6-1: Zeitlicher Verlauf des Laststroms (blau) und der Leitertemperatur des 66-kV-Seekabels (**3x800 mm<sup>2</sup> Al**) im Kettenabschnitt 9 bei 6-tägiger Vollastphase; Überdeckung  $h_{cov} = 1,25$  m

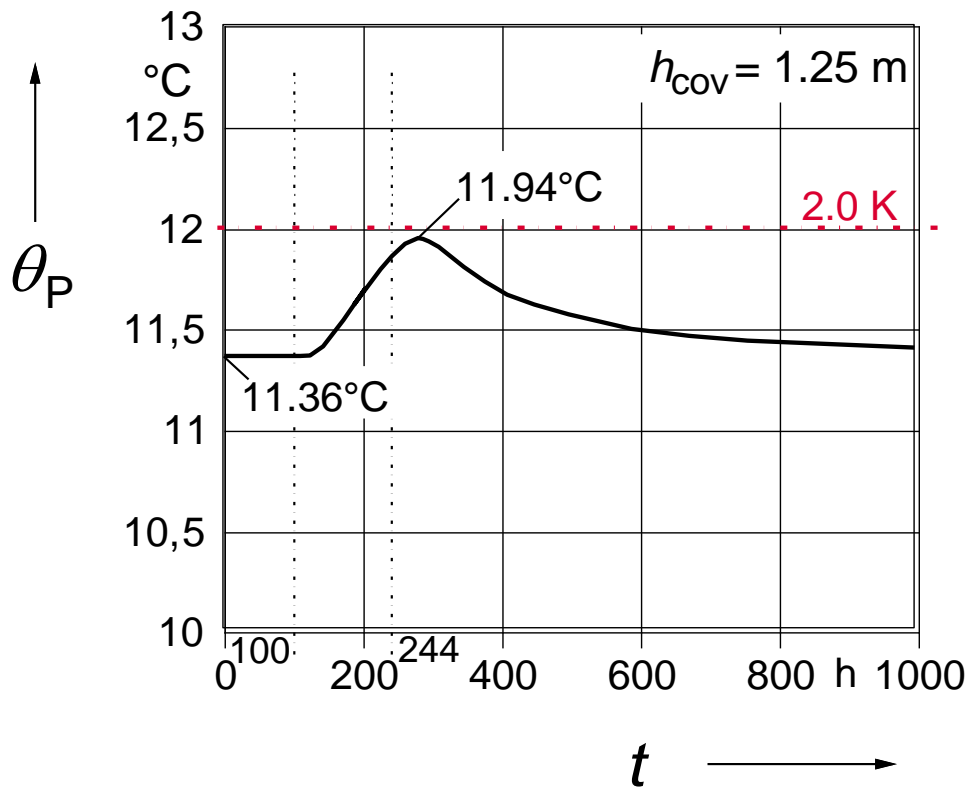


Abb. 6-2: zu Abb. 6-1: zeitlicher Verlauf der Aufpunkttemperatur ( $y = 0,2$  m)

In der Abb. 6-4 sind die entsprechenden, transienten Aufpunkterwärmungen für die drei Kettenabschnitte 7, 8 und 9 mit dem 66-kV-Seekabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von  $3 \times 800 \text{ mm}^2$  zusammengestellt, wobei für jeden Abschnitt die minimale Legetiefe der Kabel ermittelt und in Abb. 6-3 berücksichtigt wurde.

Tabelle 6-4 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen.

Bereich	$I_{\max}/6 \text{ d}$	$l_{\text{L}}$	$h_{\text{cov,min}}$	$\Delta\theta_{\text{p,max}}$
	A	A	m	K
9	746	522	1,25	1,94
8	663	464	1,05	1,92
7	580	406	0,85	1,93

Tab. 6-4: Strom-Höchst und –Mittelwerte, minimale Überdeckungen  $h_{\text{cov,min}}$  und maximale Aufpunkterwärmungen  $\Delta\theta_{\text{p,max}}$  in den Kettenabschnitten 7 bis 9

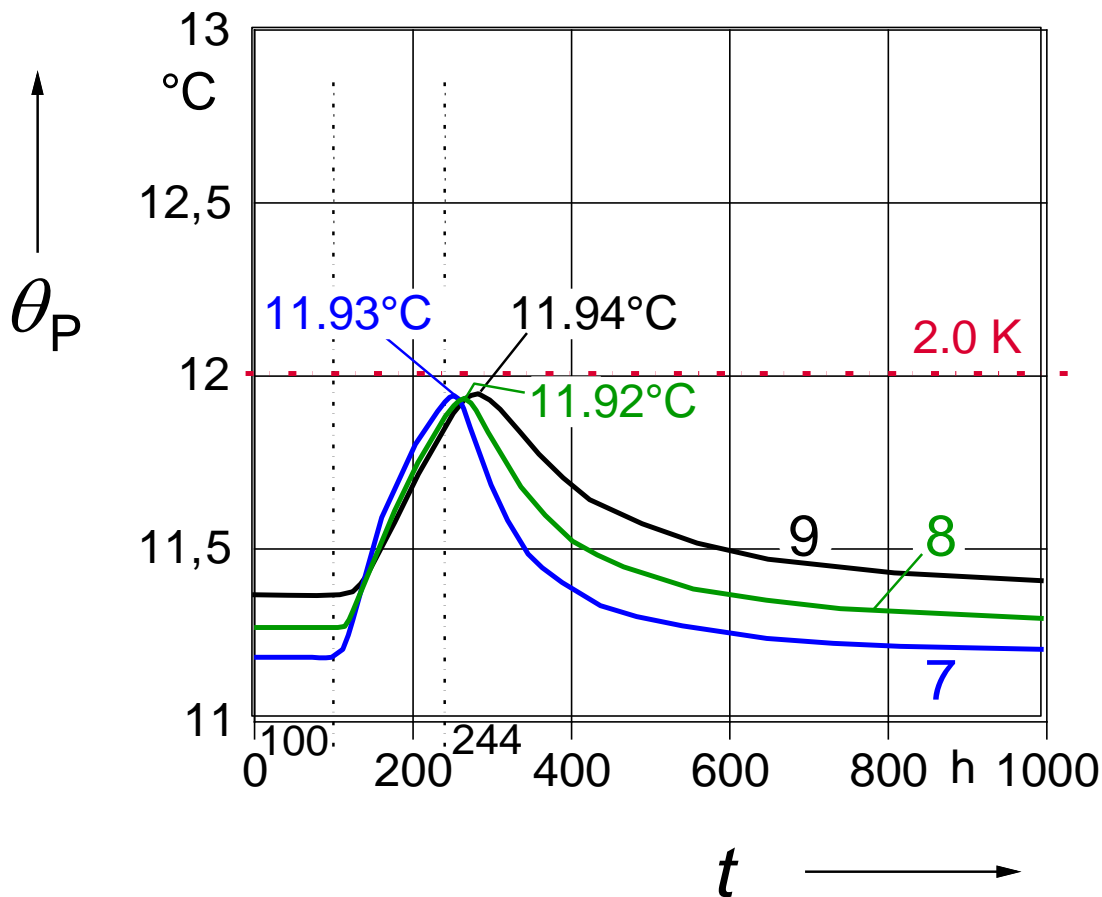


Abb. 6-3: zeitlicher Verlauf der Aufpunkttemperatur in den Kettenabschnitten 7, 8, 9  
 — Abschnitt 9:  $I_{\max} = 746 \text{ A}$ ;  $h_{\text{cov}} = 1,25 \text{ m}$   
 — Abschnitt 8:  $I_{\max} = 663 \text{ A}$ ;  $h_{\text{cov}} = 1,05 \text{ m}$   
 — Abschnitt 7:  $I_{\max} = 580 \text{ A}$ ;  $h_{\text{cov}} = 0,85 \text{ m}$

Aus Abb. 6-3 und Tab. 6-4 ergibt sich, dass die minimale Überdeckung der Kabel im letzten Kettenabschnitt 9 rd. 1,25 m, im Abschnitt 8 rd. 1,05 m und im Abschnitt 7 rd. 0,85 m betragen muss, um das 2K-Kriterium einzuhalten.

## 6.2 Kettenabschnitte 1 bis 6; 3x300 mm<sup>2</sup> Al-Leiter

Das 66-kV-Seekabel mit dem Al-Leiterquerschnitt von 3x300 mm<sup>2</sup> hat im Kettenabschnitt 6 den größten Strom von 497 A zu tragen, vergl. Tab. 6-1. Für eine 70%ige Vorlast von 348 A und eine sechstägige Volllast von 497 A zeigt Abb. 6-4 den zeitlichen Verlauf der Leitertemperatur des Kabels für eine Überdeckung des Kabels von  $h_{cov} = 1,25$  m. Deutlich wird, dass das Kabel auch hier bei weitem nicht seine höchstzulässige Leitertemperatur von 90°C erreicht.

Die erforderliche Überdeckung des Kabels von  $h_{cov} = 1,25$  m lässt sich aus der Abb. 6-5 ableiten: bei dieser Tiefe des Kabels führt der sechstägige Volllastsprung von einer Vorlast-Aufpunkttemperatur von 11,38°C auf 11,98°C, so dass das 2K-Kriterium noch eingehalten wird.

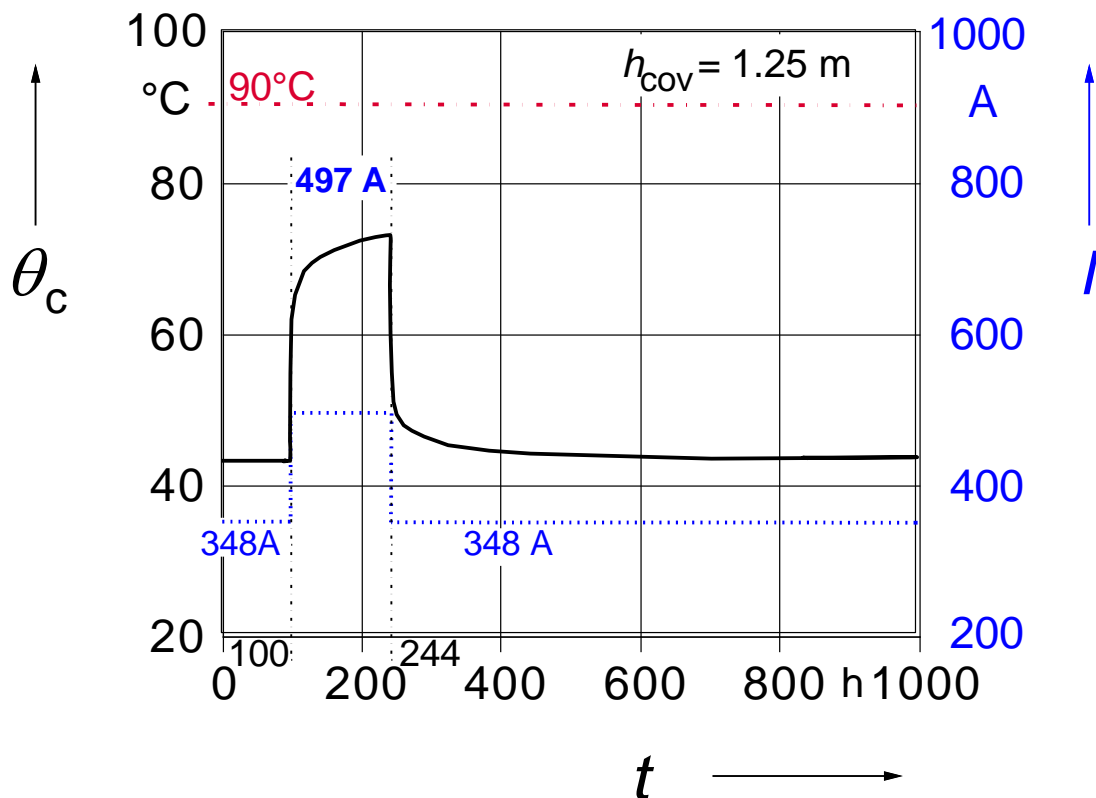


Abb. 6-4: Zeitlicher Verlauf des Laststroms (blau) und der Leitertemperatur des 66-kV-Seekabels (3x300 mm<sup>2</sup> Al) im Kettenabschnitt 6 bei 6-tägiger Volllastphase; Überdeckung  $h_{cov} = 1,25$  m

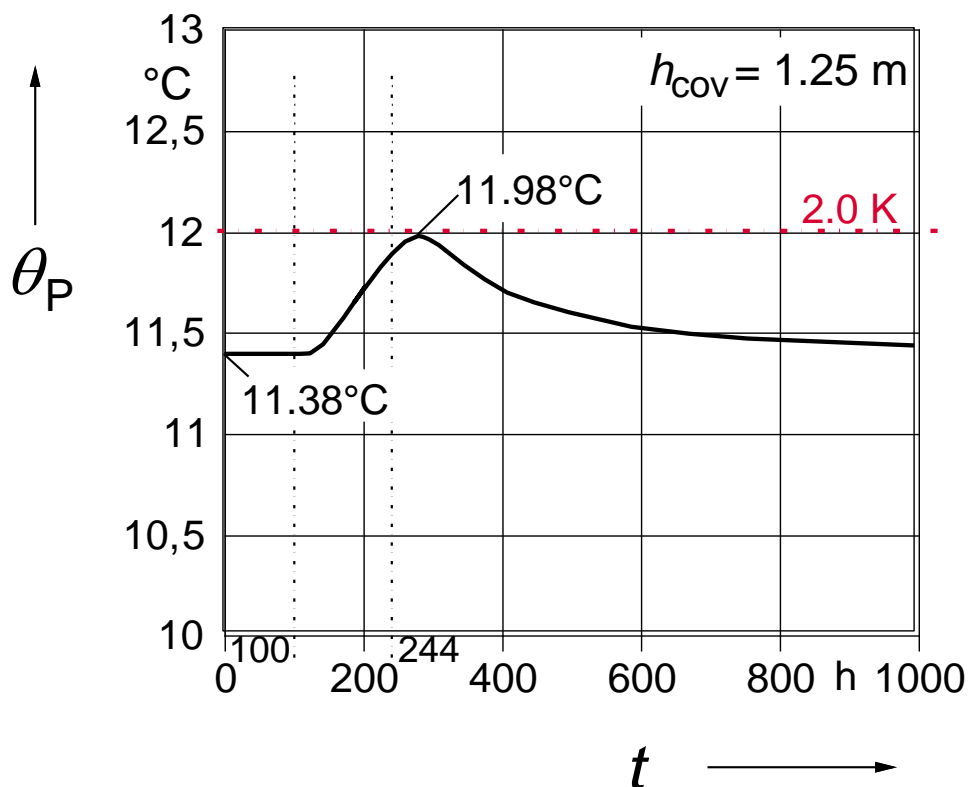


Abb. 6-5: zu Abb. 6-4: zeitlicher Verlauf der Aufpunkttemperatur ( $y = 0,2 \text{ m}$ )

In der Abb. 6-6 sind die entsprechenden, transienten Aufpunkterwärmungen für die drei Kettenabschnitte 1 bis 6 mit dem 66-kV-Seekabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von  $3 \times 800 \text{ mm}^2$  zusammengestellt, wobei für jeden Abschnitt die minimale Legetiefe der Kabel ermittelt und in Abb. 6-3 berücksichtigt wurde.

Tab. 6-5 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen. Unter praktischen Aspekten wird von einer kleinsten Überdeckung von  $0,70 \text{ m}$  ausgegangen. Deshalb werden die rechnerisch minimalen Überdeckungen, soweit sie kleiner als  $0,70 \text{ m}$  sind, in Tab. 6-5 in Klammern aufgeführt. Die in Tab. 6-5 angegebenen, maximalen Aufpunkterwärmungen  $\Delta\theta_{p,\max}$  beziehen sich hingegen auf eine Überdeckung von  $0,70 \text{ m}$ .

Bereich	$l_{\max}/6d$	$l/L$	$h_{\text{cov},\min}$	$\Delta\theta_{p,\max}$
	A	A	m	K
6	497	348	1,25	1,98
5	415	290	0,95	1,97
4	332	237	0,70	1,87
3	249	174	(0,4) 0,70	1,05
2	166	116	(0,2) 0,70	0,47
1	83	58	(0,0) 0,70	0,13

Tab. 6-5: Strom-Höchst und –Mittelwerte, minimale Überdeckungen  $h_{\text{cov},\min}$  und maximale Aufpunkterwärmungen  $\Delta\theta_{p,\max}$  in den Kettenabschnitten 1 bis 6

Die maximalen Aufpunkterwärmungen  $\Delta\theta_{p,max}$  sind den transienten Verläufen der Aufpunkttemperaturen in der Abb. 6-6 entnommen. Dort wird deutlich, dass

- eine Überdeckung von  $> 1,0$  m nur im höchstbelasteten Kettenabschnitt 6 mit  $h_{cov} = 1,25$  m erforderlich ist und
- in den Kettenabschnitten 1 bis 4 eine Überdeckung von  $0,70$  m mehr als ausreichend ist, um das 2K-Kriterium einzuhalten.

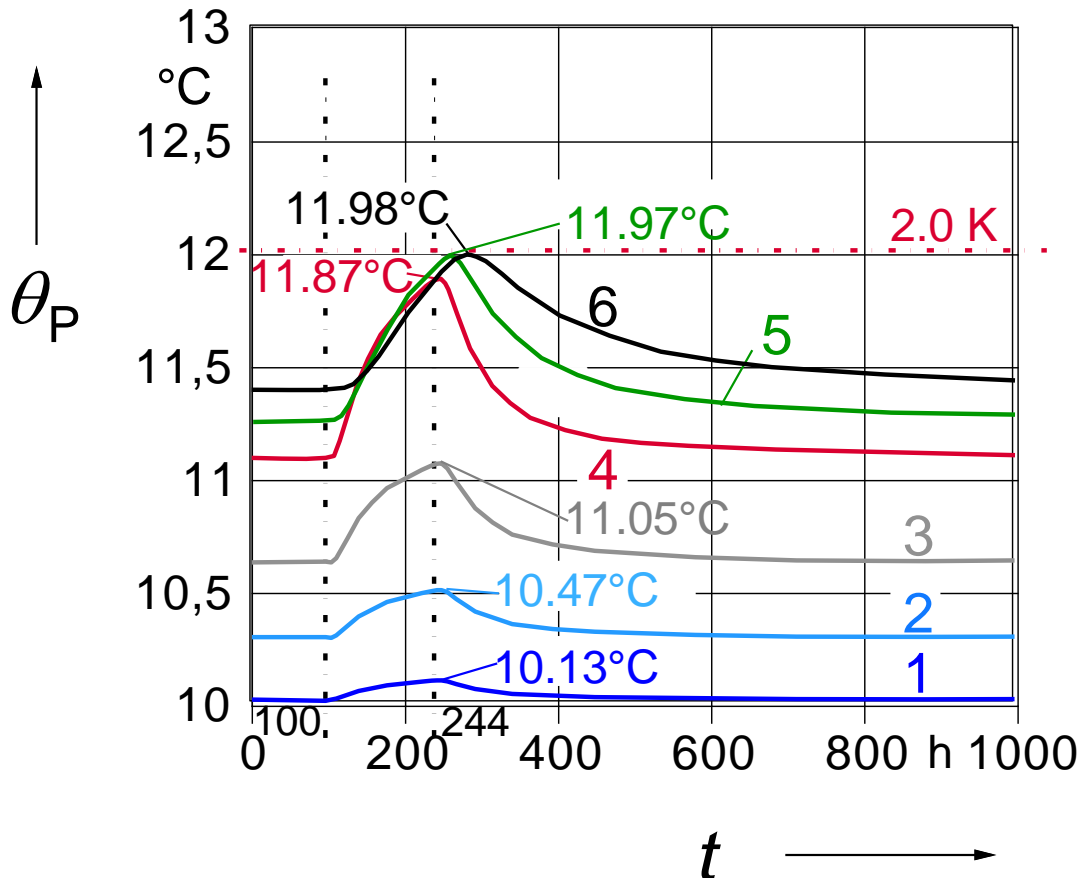


Abb. 6-6: zeitlicher Verlauf der Aufpunkttemperatur in den Kettenabschnitten 7, 8, 9

- Abschnitt 6:  $I_{max} = 497$  A;  $h_{cov} = 1,25$  m
- Abschnitt 5:  $I_{max} = 415$  A;  $h_{cov} = 0,95$  m
- Abschnitt 4:  $I_{max} = 332$  A;  $h_{cov} = 0,70$  m
- Abschnitt 3:  $I_{max} = 249$  A;  $h_{cov} = 0,70$  m
- Abschnitt 2:  $I_{max} = 166$  A;  $h_{cov} = 0,70$  m
- Abschnitt 1:  $I_{max} = 83$  A;  $h_{cov} = 0,70$  m

### 6.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

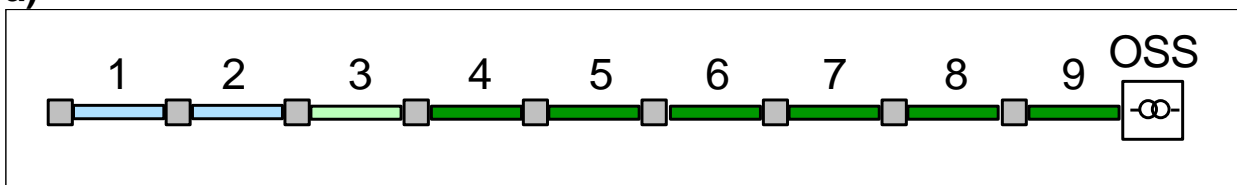
In der Tab. 6-6 sind die wesentlichen, vorstehenden Ergebnisse zusammengefasst. Die Tabelle zeigt für die einzelnen Kettenabschnitte die minimalen Überdeckungen, die vorgegebenen Volllast- und Vorlastströme sowie die Aufpunkttemperaturen  $\Delta\theta_{p,max}$  für die 6-tägige Phase mit den Volllastströmen und  $\Delta\theta_{p,v}$  für stationär anstehende Vorlastströme (als worst case-Abschätzung der Zeitmittelwerte der Aufpunkttemperaturen).

Abschnitt	$A_c$	$l_{max}$	$l_v$	$h_{cov,min}$	$\Delta\theta_{p,max}$	$\Delta\theta_{p,v}$
	mm <sup>2</sup>	A	A	m		
9	800	746	522	1,25	1,93	1,27
8	800	663	464	1,05	1,92	1,17
7	800	580	406	0,85	1,93	1,09
6	300	497	348	1,25	1,98	1,21
5	300	415	290	0,95	1,97	1,08
4	300	332	232	0,70	1,87	0,86
3	300	249	174	0,70	1,05	0,49
2	300	165	116	0,70	0,47	0,23
1	300	83	58	0,70	0,13	0,08

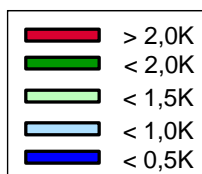
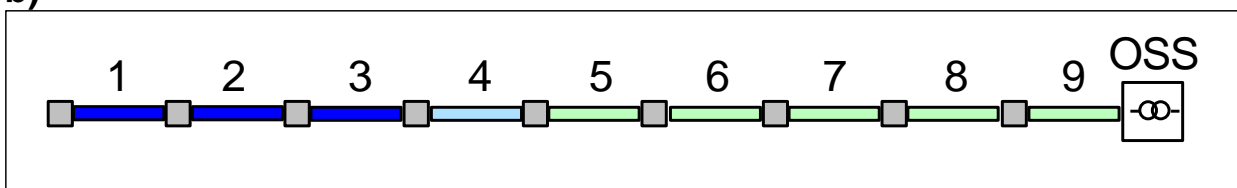
Tab. 6-6: In den Kettenabschnitten gegebenen Volllast- und Vorlastströme, minimale Überdeckungen sowie Aufpunkttemperaturen  $\Delta\theta_{p,max}$  für 6tägige Volllastströme und  $\Delta\theta_{p,v}$  für dauernde Vorlastströme

In der Abb. 6-7 sind die in der Abb. Tab. 6-6 aufgeführten Aufpunkterwärmungen in Form einer „Thermographie“ dargestellt. Deutlich wird aus Abb. 6-7 b, dass sich im (mit 70% der Höchstlast hoch angesetzten) „Normalbetrieb“ nur geringe Aufpunkterwärmungen von  $< 1,5$  K bzw. über nahezu die gesamte Kettenlänge von  $< 1,0$  K ergeben und dass nur in extremen, seltenen Windsituationen auch der Erwärmungsbereich  $> 1,5$  K bis  $< 2,0$  K erreicht wird.

a)



b)



mit

Abb. 6-7: Aufpunkttemperaturen nach Tab. 6-6 in den einzelnen Kettenabschnitten  
a)  $\Delta\theta_{p,max}$  für 6tägige Volllastströme  
b)  $\Delta\theta_{p,v}$  für stationäre Vorlastströme (70 % der Volllastströme)

## 7. Magnetfelder

Die mit dem Kabelbetrieb verbundenen elektrischen Felder sind außerhalb der Kabel praktisch Null. Bereits in [1] wurde nachgewiesen, dass das äußere Magnetfeld von Dreileiter-Seekabeln wie den hier vorliegenden bei weitem keine kritischen Größen erreichen kann, die dem gesetzlichen Grenzwert der magnetischen Induktion von  $100 \mu\text{T}$  auch nur nahekommt.

Hierauf wird auch im BSH-Standard [2, 3, 4] verwiesen:

### **Magnetische Felder**

- Wechselstrom:

Bei Dreileiterkabeln heben sich die magnetischen Felder nahezu auf. Der Grenzwert von  $100 \mu\text{T}$  bei 50 Hz für Bereiche, in denen sich Menschen auf Dauer aufhalten, gemäß BImSchV wird somit uneingeschränkt eingehalten. Das Gleiche gilt für koaxial betriebene Drehstrom-Einleiterkabel sowie für bipolar betriebene Drehstrom-Einleiterkabel. Bei der Verwendung von nicht verseilten Kabeln ist der Nachweis unter Beachtung der Verlegung nach BImSchV zu erbringen.

Damit erübrigen sich weitere Berechnungen zu dieser Fragestellung.

## 8. Folgerungen

Die Firma OWP Gennaker GmbH plant die Errichtung des Offshore Windparks „Gennaker“ in der südlichen Ostsee, im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern innerhalb der 12-sm-Zone [1]. Hierzu wurde ein Antrag auf Genehmigung nach § 4 BImSCHG beim Staatlichen Amt für Landwirtschaft und Umwelt Vorpommern, Stralsund, eingereicht und von diesem genehmigt. In diesem Antrag wurde über eine Studie des Verfassers [27] nachgewiesen, dass keine unzulässigen Sedimenterwärmungen im Antragsgebiet stattfinden und auch keine unzulässig hohen elektrischen oder magnetischen Feldstärken auftreten.

Inzwischen haben sich Änderungen des erforderlichen Turbinentyps und der Struktur der Infield-Verkabelung ergeben, womit sich die über die Innerpark-Seekabel zu übertragenden Ströme gegenüber [27] ändern. Zudem erscheint es sinnvoll, auch die Kabelkonstruktionen gegenüber [27] mit Übergang von Kupfer- auf Aluminiumleiter zu ändern. Weiterhin liegen neue Ergebnisse zu Bodenuntersuchungen im Windparkgebiet vor, so dass von günstigeren Verhältnissen als in [27] angenommen auszugehen ist.

In der vorliegenden Studie wird für diese veränderten Parameter des Windparks nachgewiesen, dass weiterhin alle Anforderungen hinsichtlich einer begrenzten Sedimenterwärmung (2K-Kriterium) und auch im Hinblick auf die elektrischen und magnetischen Felder der Kabel bei geeigneter Wahl der Legetiefen der Kabel sicher erfüllt werden.

## 9. Schrifttum

- [1] OWP Gennaker Projektbeschreibung – Vorhaben: Offshore-Windpark Gennaker; OWP Gennaker GmbH, 2022
- [2] BSH Standard Konstruktion; Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)  
1. Fortschreibung 28.07.2015 – Berichtigung vom 01.12.2015; Aktualisierung vom 01.06.2021
- [3] BSH Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016/2017 und Umweltbericht; Hamburg, 22. Dezember 2017
- [4] BSH Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK4); Ergänzung zum Schutzgut Benthos, gemäß StUK4 (BSH 2013), Tabelle 1.7, S. 23: Untersuchung des Benthos, der Biotopstruktur und der Biotoptypen im Rahmen der Verlegung von Kabeltrassen für die Anbindung von Offshore-Windparks März 2014
- [5] IEC 60287 Calculation of the continuous current rating of cables (100 % load factor)  
IEC-publ. 60287, Cigre-Report, Mai 2009
- [6] Smolczyk, U.: Grundbau Taschenbuch Teil2, Geotechnische Verfahren, Kap. 2.4, Tab. 3: Anhaltswerte zur Wärmeleitfähigkeit wassergesättigter Böden, Ernst & Sohn-Verlag, Berlin, 1996
- [7] Waldhauer Private Mitteilung, 2003, E.ON
- [8] C.C. Barnes Submarine telecommunication and power cables, P. Peregrinus LTD., Stevenage, 1977
- [9] VDI VDI-Wärmeatlas, VDI-Verlag, 10. Aufl., Düsseldorf, 2006
- [10] <http://www.reise-klima.de/klima/18-Ostsee>
- [11] <http://www.windguru.cz/de/>
- [12] IEC Calculation of cyclic and emergency current ratings of cables, IEC-Publ. 60853-2, Part 2, 1989, Mai 2009
- [13] L. Heinhold  
R. Stubbe Kabel und Leitungen für Starkstrom  
Siemens AG, Berlin/München, 1969, Band 1 und Band 2
- [14] H. Brakelmann Belastbarkeiten der Energiekabel  
- Berechnungsmethoden und Parameteranalysen  
VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
- [15] G.J. Anders Rating of electric power cables  
IEEE Press, New York, 1997



- [16] H. Brakelmann      Energietechnik programmiert  
- Probleme, Lösungen, Programme -  
VDE-Verlag (1989) S. 1 - 266
- [17] H. Brakelmann      CAE bei der Planung von Energiekabeltrassen  
Elektrizitätswirtschaft (1991), S. 384 - 393
- [18] H. Brakelmann      Transient Thermal Response of Power Cables with  
G. Anders              Temperature-Dependent Losses  
IEEE Transactions on Power Delivery, ID 10.1109/ TPWRD  
2020.3026779
- [19] H. Brakelmann      Transient Thermal Response of Multiple Power Cables with  
G. Anders              Temperature-Dependent Losses  
IEEE Transactions on Power Delivery, 10.1109/  
TPWRD.2021.3051316, Dec. 2021 (36/6), pp. 3937-3944,  
Online-ISSN 1837-4208
- [20] H. Brakelmann e.a.   Thermal Analysis of Submarine Cable Routes:  
LSM or FEM?  
IEEE-conference PECon (2006) Putra Jaya, MALAYSIA,  
pp. 560 - 565
- [21] G. Evenset e.a.      Power loss and inductance of steel armoured multi-core  
cables: comparison of IEC values with 2.5D" FEA results  
and measurements; Cigré-Report B1-116, Paris 2010
- [22] H. Brakelmann e.a.   Untersuchungen zu den Armierungsverlusten in Seekabeln,  
Interne Studie, Duisburg, 2010
- [23] J. Bremnes e.a.      Current dependent armour loss in three-core cables:  
comparison of FEA results and measurements  
Cigré-Report, B1-306, Paris 2014
- [24] Dell`Anna et al.      HV submarine cables for renewable offshore energy"  
Cigré-Report B1-241, Bologna, 2011
- [25] J. Karlstrand e.a.    Armour loss in three-core submarine XLPE cables  
Jicable 11, Report A.7.3, Versailles, 2011
- [26] W. Frelin e.a.      Measurements of losses on three-core submarine power  
cables, Jicable 2015, Versailles
- [27] H. Brakelmann      Kabelverbindungen innerhalb des Offshore-Windparks  
Gennaker  
Studie für OWP Gennaker GmbH Bremen, Juni 2016