

Kabeldimensionierung bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks unter Berücksichtigung der zeitlichen Leistungsabgabe

Dimensoring of Cables for Grid Connection of Offshore Wind Farms Taking into Account the Time Factor of Energy Production

F. Richert, GEO mbH, Enge-Sande
H. Brakelmann, Universität Duisburg-Essen

Zusammenfassung

Es wird gezeigt, wie das statistische Zeitverhalten der Leistungserzeugung großer Offshore-Windparks bei der Kabelauslegung berücksichtigt werden kann. Unter Beachtung einer sich aus der Windstatistik ergebenden, begrenzten Dauer der anstehenden Höchstlast von z. B. drei aufeinander folgenden Tagen ergeben sich erhebliche Belastbarkeitssteigerungen von Seekabeln zur Netzanbindung der Offshore-Windparks. Dies gilt insbesondere dann, wenn Restriktionen zur Erwärmung des Meeresbodens vorgegeben sind, wie sie zur Zeit für das Wattenmeer diskutiert werden (im berechneten Beispiel + 45,3 %). Bei der hier vorgestellten Kabelauslegung bleibt auch im Falle statistischer Ausreißer mit längeren Vollastperioden der Energieverlust durch Androsselung des Windparks gering (im Beispiel 0,76 % der Gesamtvollaststunden).

Conclusion

It is shown how the statistical time performance of the energy production of large wind farms can be considered during the cable design. Thus, the limited duration of a maximum load of e.g. three sequential days, resulting from the wind statistics, leads to substantial maximum load increases from submarine cables for the grid connection of offshore wind farms. This applies in particular, if restrictions are given for the heating up of the bottom of the sea, like it is discussed at present for the Wattensea (in the computed example + 45.3 %). For the cable layout presented here, also in the case of statistical outliers with longer full load periods, the loss of energy by power reduction of the wind farm remains small (in the example 0.76 % of the total full load hours).

1. Problemstellung

Zur Netzanbindung der geplanten Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee müssen Entfernungen bis zum Netzeinspeisepunkt am Festland von zum Teil mehr als 200 km überbrückt werden. Je nach Übertragungsleistung und -entfernung werden Drehstrom- oder Gleichstrom-Seekabel zum Einsatz kommen, deren Leistungsgrenzen von der weiteren Entwicklung der Seekabeltechnik abhängen werden [1,2,3,4].

Bei der Auslegung der Kabelverbindungen für Offshore-Windparks ergeben sich neue Aspekte: Bisher realisierte Seekabelverbindungen dienen in erster Linie der Verknüpfung von überregionalen Netzstrukturen. Bei der Ermittlung der Strombelastbarkeiten der Kabelsysteme wird von Kabelherstellern und sonstigen Planungsinstanzen üblicherweise Dauerlast angenommen. Die Leistung von Windparks ist allerdings vom fluktuierenden Windangebot abhängig, im Rahmen von Optimierungsuntersuchungen bei der Bestimmung der Kabelverluste [3, 4] wurde daher die Windstatistik berücksichtigt. Die in [5] ausführlich beschriebenen Untersuchungen setzen sich mit der Frage auseinander, inwieweit die Berücksichtigung der Windstatistik bei verschiedenen Auslegungskriterien zu erhöhten Belastbarkeiten führt. Ein weiterer, in letzter Zeit im Rahmen von Genehmigungsverfahren deutlich in den Vordergrund gerückter Aspekt ist die durch die Kabelverluste entstehende Erwärmung des Seebodens. Insbesondere in den ökologisch sensiblen Wattenmeerbereichen werden Restriktionen hinsichtlich der zulässigen Erwärmung diskutiert, die bei der Planung der Netzanbindung berücksichtigt werden müssen.

2. Untersuchte Anordnung

Betrachtet werde als Beispiel eine Anordnung nach Abb. 1a: zwei HGÜ-Seekabel bilden den Hin- und Rückleiter eines Gleichstromsystems für den bipolaren Betrieb; sie werden dicht nebeneinander in einer

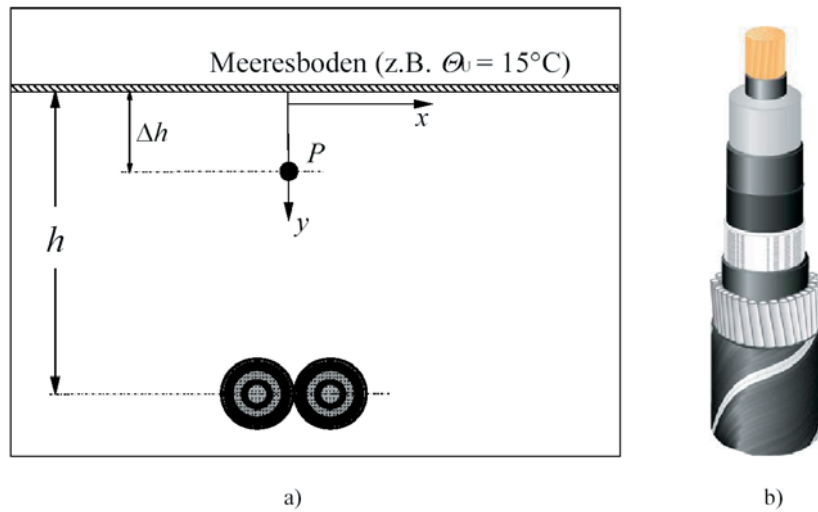


Abb. 1: Untersuchte Anordnung:
 a) Zwei benachbarte HGÜ-Kabeladern im Meeresboden (zur Erwärmung des Aufpunktes P: $h = 1,0 \text{ m}$; $\Delta h = 0,3 \text{ m}$)
 b) Kabelaufbau: F(DC)BTV 1*1000 mm (ABB)
 Fig. 1: Examined arrangement:
 a) Two neighbouring HGÜ-cable cores in the bottom of the sea (for the heating up of the point considered P: $h = 1.0 \text{ m}$; $\Delta h = 0.3 \text{ m}$)
 b) Cable construction: F(DC)BTV 1*1000 mm (ABB)

Tiefe h in den Meeresboden bzw. in Küstennähe in den Wattenmeerboden verlegt. Dem Meeresboden werden homogene thermische Eigenschaften mit dem spezifischen Wärmewiderstand ρ_f und der ungestörten Bodentemperatur Θ_u zugeordnet.

Die 150 kV-Kabeladern weisen einen Kupferleiterquerschnitt von 1000 mm^2 , eine 12 mm starke XLPE-Isolierung, einen Bleimantel (2,8 mm), eine Stahldrahtarmierung (5 mm) und einen äußeren Korrosionsschutz (4 mm) bei einem Außendurchmesser von 97 mm auf (Abb. 1b).

Die Kabellegung im Wattenmeer unterliegt in vielen Fällen besonderen Umweltschutzauflagen. So kann beispielsweise die Forderung erhoben werden, dass ein Aufpunkt, der im Abstand Δh unter der Oberfläche im Meeresboden liegt, nur eine höchstzulässige Erwärmung von $\Delta\Theta_p$ erfahren darf. Eine solche Beschränkung kann entweder eine größere Legetiefe der Kabel erzwingen oder aber - bei vorgegebener Legetiefe - die Kabelbelastbarkeit einschränken. Für die nachfolgenden Betrachtungen gelte die Grenzbedingung, dass die Temperaturerhöhung 30 cm im Boden unter 4 K liegt ($\Delta\Theta_p < 4 \text{ K}$ mit $\Delta h = 0,3 \text{ m}$).

3. Kabelbelastbarkeit bei Berücksichtigung der Windstatistik

Der Ansatz einer dauernd anstehenden Höchstlast für die Kabelauflegung von Offshore-Windparks ist unrealistisch. Wie in [3] ausführlich dargelegt, sind die zeitlichen Mittelwerte der Windparkleistung und damit auch die Verluste im Kabel weit niedriger als die entsprechenden Höchstwerte. Zur Ermittlung des Zeitmittelwertes der Kabelverluste kann man zunächst der Windgeschwindigkeit eine statistische Häufigkeit z.B. in Form einer Rayleigh-Verteilung (als Spezialfall der Weibull-Verteilung [6]) zuordnen, aus der sich bei Berücksichtigung der Abhängigkeit der Windparkleistung P_{WP} von der Windgeschwindigkeit die mittlere Windparkleistung (Erwartungswert) \bar{P}_{WP} ergibt. Auch der Kabelverlustbelag P_r im Trassenquerschnitt lässt sich als Funktion der Windgeschwindigkeit darstellen, wobei für HGÜ-Kabel eine quadratische Abhängigkeit

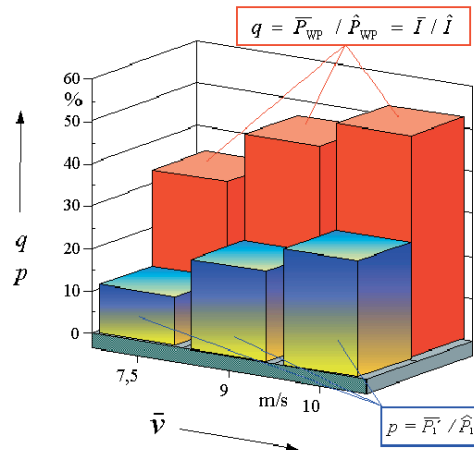


Abb. 2: Einfluß der mittleren Windgeschwindigkeit auf die Zeitmittelwerte von Windparkleistung P_{WP} , Kabelstrom I und Verlustbelag P_r des HGÜ-Kabelsystems
 Fig. 2: Influence of the average wind speed on the time average values of wind park power P_{WP} , cable current I and losses (per unit length) P_r of the HVDC cable system

vom Leiterstrom gegeben ist. Bei Drehstromkabeln muss nicht nur die Abhängigkeit des mit der Windparkleistung schwankenden Wirkstromes, sondern auch der Ladestrom des Kabels berücksichtigt werden, der auch bei Leerlaufbetrieb ($P_{WP} \approx 0$) von beiden Seiten in das Kabel eingespeist wird. Mit diesen Beziehungen erhält man dann für beide Kabelarten den zeitlichen Mittelwert (Erwartungswert) des Kabelverlustbelags \bar{P}_1 .

In der Abb. 2 ist für drei mittlere Windgeschwindigkeiten der Faktor p als mittlere Windparkleistung \bar{P}_{WP} bzw. als der auf den Höchstwert bezogene mittlere Übertragungsstrom \bar{I} der HGÜ-Kabel sowie der relative Zeitmittelwert q des Kabelverlustbelages zusammengestellt. Demnach ergibt sich für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 10 m/s ein bezogener Strommittelwert von $q=52,5\%$ und ein bezogener mittlerer Verlustbelag der HGÜ-Kabel von nur $p = 27,6 \%$. Die mittleren Erwärmungen der Kabel und des Aufpunktes nach Abb. 1 werden aus diesem erheblich verringerten Verlustbelag \bar{P}_1 zu berechnen sein und damit weitaus niedriger liegen als unter der Voraussetzung einer Dauerlast.

Eine reine Mittelwertsbetrachtung führt allerdings zu einer zu optimistischen Betrachtung. Vielmehr muss mit berücksichtigt werden, in wie weit aufeinander folgende Volllasttage zu einer maximalen Beanspruchung der Kabel führen. Abb. 3 zeigt die nach einem Stromsprung innerhalb eines Zeitraumes von 15 Tagen auftretende Leitererwärmung des Gleichstromkabels sowie die Erwärmung des Aufpunktes nach Abb. 1, und zwar bezogen auf die jeweilige stationäre Enderwärmung. Deutlich wird, dass die Leiter der Seekabel sich weitaus schneller erwärmen als der betrachtete Aufpunkt im Boden. Für den betrachteten Zeitraum bestehen allerdings sowohl für die Leiter- wie auch für die Aufpunkterwärmung erhebliche Zeitreserven bis zum Erreichen der stationären Endtemperaturen.

Tabelle 1 fasst die sich ergebenden Erwärmungsfaktoren f_u als Verhältnis der nach n Tagen erreichten Erwärmung $f_u \cdot \Delta\theta_t$ zur Enderwärmung $\Delta\theta_{t\infty}$ zusammen. Dieser Faktor f_u wird im Folgenden bei der Berechnung der Kabelbelastbarkeit verwendet. Nach [5] folgt die mögliche zeitweilige Überbelastung des Kabels um den Faktor v_u zu

$$v_u = \frac{1}{\sqrt{f_u + q^2 \cdot (1 - f_u)}} \quad (1)$$

Gleichung (1) bietet die Möglichkeit einer einfachen Bestimmung der Strombelastbarkeit eines Kabels, ausgehend von seiner Dauerbelastbarkeit. Hierzu muss zunächst die thermische Sprungantwort (bezüglich Leiter oder Aufpunkt) und hieraus - bei Vorgabe der größten Anzahl n von aufeinander folgenden Volllasttagen - der Erwärmungsfaktor f_u bestimmt werden. Außerdem muss anhand der statistischen Verteilung der Windgeschwindigkeit das Verhältnis q von Zeitmittelwert und Höchstwert der Windparkleistung berechnet bzw. vorgegeben werden.

Nach vorliegenden Messergebnissen [7] für einen Nordsee-Küstenstandort über einen Betrachtungszeitraum von 7 Jahren ergeben sich (ggfs. bis auf seltene statistische Ausreißer) maximal drei aufeinander folgende Tage mit ununterbrochener Volllast des Windparks (d. h. mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 13...14 m/s auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen): daher interessiert besonders das Erwärmungsverhalten innerhalb dieser Zeitspanne.

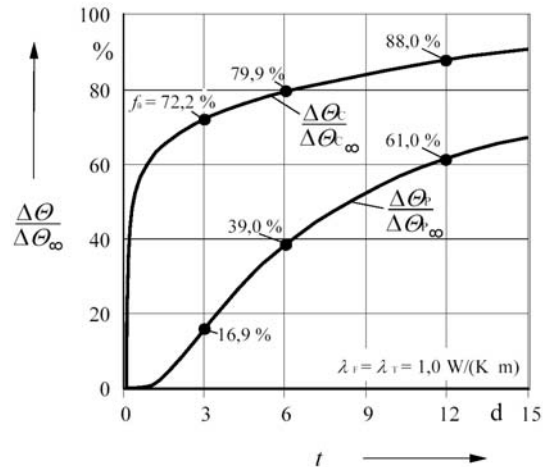


Abb. 3: Leitererwärmung $\Delta\theta_c$ und Aufpunkterwärmung $\Delta\theta_e$ des Gleichstrom-Seekabels nach einem Stromsprung (vergl. Abb. 1: $h=1,0m$; $\Delta h=0,3m$)

Fig. 3: Temperature rise of the conductor $\Delta\theta_c$ and of the emission point $\Delta\theta_e$ for the DC submarine cable after a current jump (see fig. 1: $h=1.0 m$; $\Delta h=0.3 m$)

Volllasttage	Leitererwärmung	Aufpunkterwärmung
n	Faktor f_u	Faktor f_u
	%	%
3	72,2	16,9
6	79,9	39,0
12	88,0	61,0

Tab. 1: Erwärmungsfaktor f_u für n aufeinander folgende Volllasttage

Tab. 1: Warming up factor f_{u0} for n sequential full load days

4. Auswertung

Eine Auswertung von Gl. (1) ist in der Abb. 4 vorgenommen worden, und zwar in der Abb. 4a für den Fall, dass allein die Leitererwärmung die für die Kabelauslegung maßgebliche Größe ist, während in der Abb. 4b die höchstzulässige Aufpunkterwärmung die begrenzende Größe ist. Dargestellt ist der (gegenüber der Dauerbelastbarkeit) gegebene Überlastfaktor $v_{\bar{v}}$ als Funktion der mittleren Windgeschwindigkeit.

4.1 Kabeldimensionierung ohne Aufpunkt-Restriktion

Nach Abb. 4a liegt die Belastbarkeit des Kabels für eine längste Volllastperiode von $t_{\bar{v}}=3$ d, je nach mittlerer Windgeschwindigkeit, um 12...15 % höher als seine Dauerbelastbarkeit. Setzt man die längste Volllastperiode zu $t_{\bar{v}}=6$ d an, so vermindern sich die Überlastfaktoren auf etwa $v_{\bar{v}}=108...110$ %.

Wird für das Beispiel einer mittleren Windgeschwindigkeit von 10 m/s ($0,522 \cdot 8760$ h = 4.573 Volllaststunden) angenommen, dass das Kabel für $t_{\bar{v}}=3$ d ausgelegt wurde, es aber in einem Jahr viermal zu statistischen Ausreißern mit einer Volllastdauer von jeweils 6 d kommt, so müsste die Windparkleistung jeweils über eine Dauer von drei Tagen um rd. 12 % gedrosselt werden, damit das Kabel nicht überlastet wird. Der Energieverlust entspricht 34,6 Volllaststunden, also etwa 0,76 % der Gesamtvolllaststunden.

4.2 Kabeldimensionierung mit Aufpunkt-Restriktion

Nach Abb. 4b liegt die Belastbarkeit des Kabels für eine höchste Dauer der Volllastperiode von $t_{\bar{v}}=3$ d, je nach mittlerer Windgeschwindigkeit, um 60...90 % höher als seine Dauerbelastbarkeit. Setzt man die höchste Dauer der Volllastperiode zu $t_{\bar{v}}=6$ d an, so vermindern sich die Überlastfaktoren auf rd. $v_{\bar{v}}=136...147$ %. Für die betrachtete Verlegeanordnung ist die Aufpunkt-Restriktion bei einer transienten Betrachtungsweise also nicht dimensionierend.

5. Beispiel

Dauerlast

Das 150-kV-HGÜ-Seekabelsystem nach Abb. 1 hat für eine Legetiefe von $h=1,0$ m, einen spezifischen Wärmewiderstand $\rho_F = 1,0$ W/(K m) und eine ungestörte Meeresbodentemperatur von $\Theta_{\bar{v}}=15^\circ\text{C}$ eine Dauerbelastbarkeit von $I_{\bar{v}} = 1.318$ A bei einem Verlustbelag von $2 \cdot 36,7$ W/m = 73,4 W/m, der zur höchstzulässigen Leitertemperatur von $\Theta_{c,max} = 90^\circ\text{C}$ führt.

Unter Dauerlast ergibt sich eine Aufpunkterwärmung (Abb. 1: $\Delta h = 0,3$ m) um 6,7 K. Würde eine höchstzulässige Erwärmung des Aufpunktes von $\Delta\Theta_P = 4$ K vorgeschrieben, so müsste die Dauerbelastbarkeit um 22,7 % auf $I_{\bar{v},P} = 1.015$ A zurückgenommen werden. Unter der Annahme einer Dauerbelastung des Kabelsystems mit dem für das Kabel maximal zulässigen Stroms führt die Aufpunkt-Restriktion also zu einer deutlichen Einschränkung der Kabelbelastbarkeit.

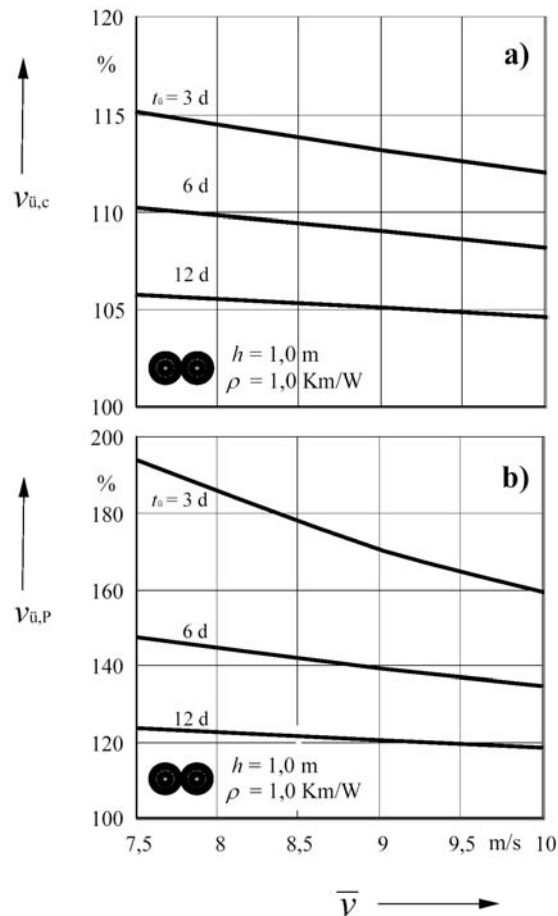


Abb. 4: Überlastfaktor als Funktion der mittleren Windgeschwindigkeit
 a) Kabeldimensionierung ohne Aufpunkt-Restriktion
 b) Kabeldimensionierung mit Aufpunkt-Restriktion zu Abb. 1: $h = 1,0$ m; $\Delta h = 0,3$ m
 Parameter: Dauer $t_{\bar{v}}$ der Volllastperiode
 Fig. 4: Overload factor as function of the average wind speed
 a) Cable design without emission point restriction
 b) Cable design with emission point restriction to Fig. 1: $h = 1.0$ m; $\Delta h = 0.3$ m
 Parameter: Duration $t_{\bar{v}}$ of the full load period

Transiente Last

Für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 10 m/s betragen die bezogenen Zeitmittelwerte

- des Stromes $q = \bar{I} / \hat{I} = 52,5\%$ und
- der Verlustleistung $p = \bar{P} / \hat{P} = 27,6\%$.

Aus Abb. 3 ergibt sich für den Kabelleiter bei einer Volllastperiode von $t_0 = 3$ d ein Erwärmungsfaktor von $f_0 = 72,2\%$, woraus mit Gl. (1) bzw. aus Abb. 4a (ohne Aufpunkt-Restriktion) ein Überlastfaktor von $v_0 = 111,9\%$ bzw. eine Steigerung der Kabelbelastbarkeit von $I_0 = 1.318$ A auf $I_{T,C} = 1.475$ A folgt. Für die transiente Aufpunkterwärmung bei einer längsten Volllastperiode von $t_0=3$ d ergibt sich mit einem Erwärmungsfaktor von f_0 16,9 % entsprechend Abb. 3

und Gl. (1) bzw. aus Abb. 4b ein Überlastfaktor von $v_0=158,5\%$. Unter dem Aspekt der Aufpunkterwärmung könnte die Kabelbelastbarkeit demnach sogar von $I_{0,P}=1.015$ A auf $I_{T,P}=1.609$ A gesteigert werden. Für diesen Strom beträgt die Aufpunkterwärmung im zeitlichen Mittel 2,7 K, nur während der Volllastperiode wird die 4 K-Grenze erreicht. Allerdings überschreitet der Strom von $I_{T,P}=1.609$ A den durch die Leitertemperatur-Begrenzung gegebenen Strom von $I_{T,C}=1.475$ A (s. oben), so das letzterer die Grenze vorgibt. Im Ergebnis steht also einer für Dauerlast und Aufpunkt-Restriktion berechneten Kabelbelastbarkeit von $I_{0,P}=1.015$ A eine zulässige Belastbarkeit bei einer transienten Betrachtungsweise von $I_{T,C}=1.475$ A (+ 45,3 %) gegenüber. Abb. 5 verdeutlicht dieses Ergebnis.

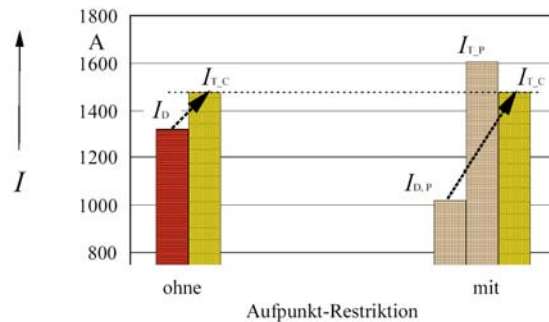


Abb. 5: Dauerlastströme I_0 ohne und $I_{0,P}$ mit Aufpunkt-Restriktion sowie über die Volllastperiode von drei Tagen zulässige Ströme $I_{T,C}$ ohne und $I_{T,P}$ mit Aufpunkt-Restriktion

Fig. 5: 100 % load current I_0 without and $I_{0,P}$ with emission point restriction as well as receiveable current $I_{T,C}$ without and $I_{T,P}$ with emission point restriction for a maximum full load period of three days

6. Ergebnisse und Ausblick

Bei Berücksichtigung der zeitlichen Leistungsabgabe von Offshore-Windparks, charakterisiert durch die mittleren Jahres-Volllasttage und die Anzahl aufeinander folgender Volllasttage, kann die Belastbarkeit der Kabel gegenüber der Dauerbelastbarkeit deutlich gesteigert werden. Im Ergebnis könnten die notwendigen Kabelquerschnitte für die Netzanbindung der Offshore-Windparks reduziert werden. Mit Blick auf die derzeit diskutierten Erwärmungsrestriktionen können mit dem vorgestellten Ansatz die hierfür notwendigen Verlegetiefen und Trassenbreiten der Kabelsysteme optimiert werden.

7. Schrifttum

- [1] Rudolfson, F., Balog, G.E., Evenset, G, Power transmission over long three core submarine AC cables; Windmill park symposium, Stockholm, April 2002
- [2] Balog, G.E., Evenset, G, Integrated Return Conductor Cable; CIGRE-Report 21-301, 2002
- [3] H. Brakelmann; Efficiency of HVAC Power Transmission from Offshore-Windmills to the Grid; Report, IEEE PowerTech-Conf. 2003, Bologna
- [4] H. Brakelmann; Drehstrom-Netzanbindung großer Offshore-Windparks - Wirkungsgrade und Grenzen -, WIND-KRAFT Journal (2002) H. 5, S. 68-72
- [5] H. Brakelmann, F. Richert, Bemessung der Energiekabel zur Netzanbindung von Offshore-Windfarmen, erscheint in: El.wirtsch. (2004)
- [6] E. Hau, Windkraftanlagen, Springer-Verlag, Berlin, 1996
- [7] Richert, F., Auswertung langjähriger Windmessungen auf Sylt, Interner Bericht, GEO mbH, Enge-Sande, 2003
- [8] L. Heinhold, R. Stubbe, Kabel und Leitungen für Starkstrom, Siemens AG, Berlin/München, 1969
- [9] H. Brakelmann, Belastbarkeiten der Energiekabel - Berechnungsmethoden und Parameteranalysen, VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
- [10] H. Brakelmann, Energietechnik programmiert - Probleme,Lösungen, Programme -, VDE-Verlag (1989) S. 1 - 266
- [11] IEC-Publ. 287, Calculation of the continuous current rating of cables (100 % load factor), 1982
- [12] H. Brakelmann, Kabel-Verluste und Verlustkosten in Windfarmen, Bull. SEV (2002) no. 24/25, pp. 41-44
- [13] H. Brakelmann, Aspects of Cabling in Offshore Windfarms, Report: 4. workshop on Offshore Windfarms, Billund, October 2003