

Vorhaben: **BorWin6, 600 kV DC-Leitung BorWin kappa – Büttel**
 - Abschnitt Seetrasse -

Aufgestellt: Bayreuth, den 31.03.2022		Unterlage zur Planfeststellung			
<p>600 kV DC-Leitung BorWin kappa – Büttel des Netzanbindungsprojektes BorWin6 für den Bereich der 12-sm-Grenze bis UW Büttel - Abschnitt Seetrasse -</p> <p>Materialband M1: Magnetische und thermische Berechnungen</p>					
Prüfvermerk	sta-fem GmbH				
Datum					
Ersteller	J. Stammen				
Prüfer	L. Groscurth				
Änderung(en):					
Rev.-Nr.	Datum	Erläuterung			
2.0	31.03.2022				
				Anhang: Abkürzungen und Glossar Über den Autor	



Studie:

„Magnetische und thermische
Eigenschaften von 980 MW-
320 kV-HGÜ-Seekabeltrassen
in der Nordsee
mit Anlandung in
Schleswig-Holstein“

Bocholt im Februar 2022

Dr.-Ing. Jörg Stammen
sta-fem GmbH
Josef-Fehler-Str 57
46397 Bocholt
Tel.: ++49(0)1523 85 83 181
joerg.stammen@sta-fem.de

Änderungsübersicht

Art der Änderung	Version	Datum	Bearbeiter
Anlegen des Berichts	1.0	22.02.2022	J. Stammen
Berechnungen Wattenmeer	1.1	23.02.2022	J. Stammen
Berechnungen Küstenmeer	1.2	24.02.2022	J. Stammen
Berechnungen AWZ und Magnetfelder	1.3	25.02.2022	J. Stammen
Ergänzungen und Zusammenfassung	1.4	26.02.2022	J. Stammen

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Vorhabensbeschreibung.....	1
1.2	Trassenverlauf und genehmigungsrelevante Parameter	1
1.3	Ziel dieser Studie	3
2	Beschreibung der Eingangsparameter zur Berechnung der thermischen sowie magnetischen Eigenschaften	4
2.1	Referenzlastprofil	4
2.2	Aufbau und Materialparameter der Kabel	5
2.3	Wärmewiderstand des Meeresbodens (Sediment).....	9
2.4	Wassertemperaturen und Wärmeübergang an der Meeresbodenoberfläche	10
2.5	Umgebungstemperaturen im Meeresboden	10
2.6	Einfluss der Umgebungstemperatur auf die Erwärmung	10
3	Thermische Felder der Seekabeltrasse	16
3.1	Gegenseitige Erwärmung von HGÜ-Seekabelanlagen.....	16
3.2	Bereich Wattenmeer (eulitoraler Bereich, trockenfallend).....	19
3.2.1	Überdeckung 1,5	20
3.2.2	Überdeckung 3,0 m	23
3.2.3	Berechnungen bei Dauerlast.....	27
3.3	Bereich ständiger Überflutung (sublitoral).....	27
3.3.1	Überdeckung 1,5 m	27
3.3.2	Überdeckungen 3,0 m und 5,0 m	30
3.4	Bereich Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)	33
3.4.1	Überdeckung 1,5 m	34
3.4.1	Überdeckung 3,0 m	36
4	Elektrische Felder der Seekabeltrasse	38
5	Magnetfelder der Seekabeltrasse.....	39
5.1	Berechnung der magnetischen Flussdichte.....	40
5.2	Bündellegung bei einer Überdeckung von 1,5 m	41
5.3	Bündellegung bei einer Überdeckung von 3,0 m	42
5.3.1	Bündellegung bei einer Überdeckung von 5,0 m.....	44
5.4	Polabstand 20,0 m (Abschnitt Küstenmeer, Anlandung)	45
6	Zusammenfassung	49

6.1	Thermische Felder	49
6.2	Elektrische Felder	51
6.3	Magnetische Felder.....	52
6.4	Fazit	53
7	Literaturverzeichnis.....	54
8	Anhang	56
8.1	Abkürzungen und Glossar	56
8.2	Über den Autor	58

Abbildungen

Abb. 1: Strombelastungsprofil für Offshore Windparks.....	5
Abb. 2: Aufbau eines Einleiter-Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabels [ABB2020].....	6
Abb. 3: Linienquelle mit Spiegelquelle zur analytischen Berechnung der Aufpunkttemperatur	11
Abb. 4: Temperaturverlauf im Leiter, 14 °C, 10 °C und 5 °C, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm ²	13
Abb. 5: Temperaturverlauf im Sediment, oben) 5 °C, Mitte) 10 °C und unten) 14 °C, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm ²	14
Abb. 6: Finite-Elemente Modell, parallel verlegte DC-Seekabelbündel, Abstand 40 m, Überdeckung 1,5 Meter.....	17
Abb. 7: Linienab tastungen durch den Aufpunkt in 0,3 m Tiefe, links ein System, rechts beide Systeme in Betrieb, Überdeckung 1,5 m, $I = 1531,3 \text{ A} \times 0,77 = 1179 \text{ A}$, Leiterquerschnitt 2000 mm ²	18
Abb. 8: Linienab tastungen durch die Leiterachsen in 0,3 m Tiefe, links ein System, rechts beide Systeme in Betrieb, Überdeckung 1,5 m, $I = 1531,3 \text{ A} \times 0,77 = 1179 \text{ A}$, Leiterquerschnitt 2000 mm ²	18
Abb. 9: Finite-Elemente-Modell (Gesamtansicht).....	20
Abb. 10: Finite-Elemente-Modell, Ausschnittvergrößerung im Bereich des Kabelbündels....	20
Abb. 11: Temperaturverlauf im Leiter, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1900 mm ²	21
Abb. 12: Temperaturverlauf im Sediment bei -0,3 m, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1900 mm ²	22
Abb. 13: Leitertemperaturverlauf, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm ²	24
Abb. 14: Temperaturverlauf im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm ²	25
Abb. 15: Leitertemperaturverlauf, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm ²	26
Abb. 16: Temperaturverlauf im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm ²	26
Abb. 17: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm ²	28
Abb. 18: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm ²	29
Abb. 19: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm ²	29

Abb. 20: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm² 30

Abb. 21: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm² 31

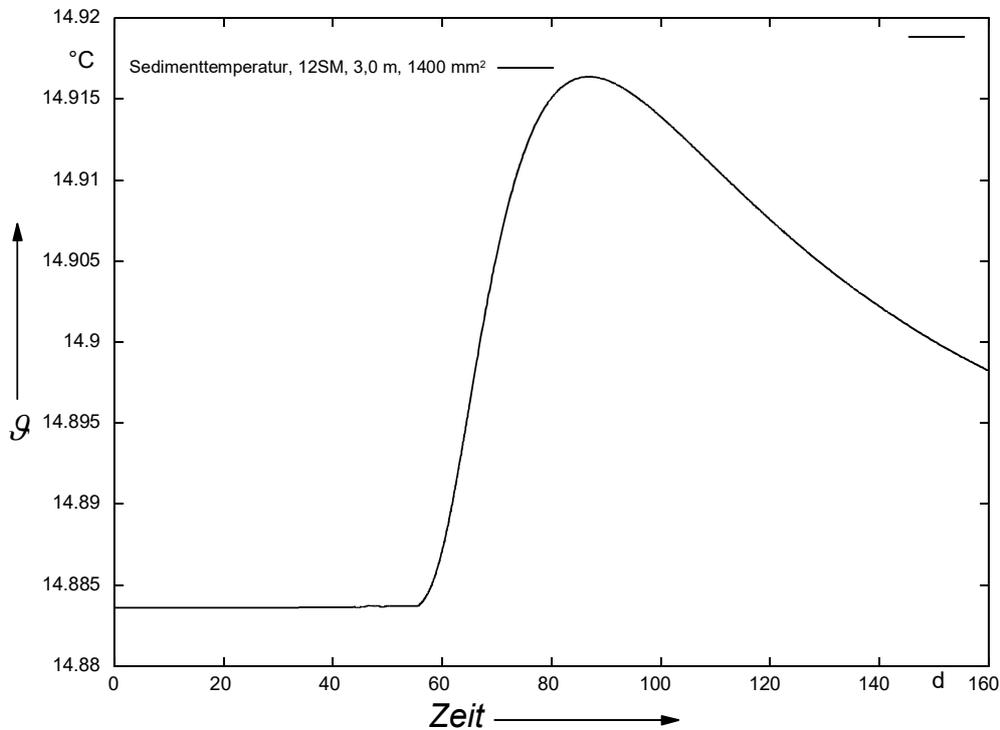


Abb.

22: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm² 32

Abb. 23: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 5,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm² 32

Abb. 24: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 5,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm² 33

Abb. 25: Temperaturverlauf im Leiter, Leiterquerschnitte 1200 mm² und 1400 mm², Überdeckung 1,5 m 34

Abb. 26: Temperaturverlauf im Aufpunkt, Leiterquerschnitte 1200 mm² und 1400 mm², Überdeckung 1,5 m 35

Abb. 27: Leitertemperaturverlauf, AWZ, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1200 mm² und 1400 mm² 36

Abb. 28: Temperaturverlauf im Sediment, AWZ, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1200 mm² und 1400 mm² 37

Abb. 29: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, 9380 MW, 1531,3 A 42

Abb. 30: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, 1531,3 A 43

Abb. 31: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 5,0 m, 980 MW, 1531,3 A	44
Abb. 32: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, 1531,3 A	46
Abb. 33: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m, 980 MW, 1531,3 A	47

Tabellen

Tab. 1: Geplante Parameter bei den einzelnen Seekabelabschnitten	4
Tab. 2: Aufbauelemente, Materialien und Abmessungen eines 320 kV-HGÜ-Seekabels mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm ²	7
Tab. 3: maximal zulässige Kupfer-Leiterwiderstände nach Norm und sich daraus ergebende spezifische elektrische Leitfähigkeiten	7
Tab. 4: Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden nach [Smo2001]	9
Tab. 5: Leiter- und Sedimenttemperaturen bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen..	15
Tab. 6: Leiter- und Aufpunkttemperaturen mit und ohne gegenseitige Erwärmung durch das Nachbarsystem, Überdeckung 1,5 m, $I = 1531,3 \text{ A} \times 0,77 = 1179 \text{ A}$	18
Tab. 7: Temperaturen und Erwärmungen im Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer (trockenfallend), 980 MW, Überdeckung 1,5 m.....	22
Tab. 8: Temperaturen und Erwärmungen im Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer (trockenfallend), 980 MW, Überdeckung 1,5 m, Wärmeleitfähigkeit 1,43 W/(m K)	23
Tab. 9: Temperaturen und Erwärmungen bei Dauerlast, Überdeckung 1,5 m.....	27
Tab. 10: Temperaturen und Erwärmungen im sublitoralen Bereich bei 980 MW und Überdeckungen von 3,0 m und 5,0 m	33
Tab. 11: Temperaturen und Erwärmungen im Bereich der AWZ, Überdeckung 1,5 m.....	35
Tab. 12: Temperaturen und Erwärmungen im Bereich der AWZ, Überdeckung 3,0 m.....	37
Tab. 13: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, Betriebsstrom 1531,3 A.....	42
Tab. 14: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 3,0 m, Betriebsstrom 1531,3 A.....	43
Tab. 15: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 5,0 m, Betriebsstrom 1531,3 A.....	45
Tab. 16: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, 1531,3 A	46
Tab. 17: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m, 980 MW, 1531,3 A	48
Tab. 18: Temperaturen und Erwärmungen im Sediment, Strom 1531,3 A, Leistung 980 MW	51
Tab. 19: Zusammenfassung der magnetischen Immissionen in 0,2 m Höhe oberhalb der Erdboden-oberfläche	52

1 Einleitung

1.1 Vorhabensbeschreibung

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT plant den Bau der HGÜ-Seekabelanbindung BorWin6, das als Vorhaben Nr. 80 im Bundesbedarfsplangesetz geführt ist (980 MW Übertragungsleistung, +320 kV Spannungsebene) und Offshore Windparks in der Zone 7 auf der deutschen Nordsee anbinden soll.

Die HGÜ-Verbindung beginnt an der Umrichterstation BorWin kappa auf der Nordsee, verläuft durch die Deutsche AWZ (AWZ – Ausschließliche Wirtschaftszone), durchquert das Küstenmeer sowie den Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer und landet bei Büsum, Landkreis Dithmarschen, nördlich der Meldorfer Bucht an, Netzverknüpfungspunkt ist Büttel im Landkreis Steinburg.

Die Seekabeltrasse wird eine Länge von etwa 185 km aufweisen. Die Verbindung wird landseitig auf einer Länge von ca. 46 km weitergeführt und endet am Umspannwerk mit einer integrierten Stromrichterstation nördlich von Büttel, welche als landseitiger Endpunkt diverser HGÜ-Offshore-Verbindungen dient. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2027 geplant.

BorWin6 ist baugleich zu anderen Projekten der sog. „900 MW-Klasse“ (wie DolWin6 oder BorWin5), landet jedoch im Bundesland Schleswig-Holstein an, um an das Umspannwerk Büttel im Kreis Steinburg, angeschlossen zu werden, während zum Beispiel DolWin6 oder BorWin5 in Niedersachsen anlanden.

Bei der Durchquerung des Küstenmeeres vor Schleswig-Holstein ist ein thermischer Widerstand des Meeresbodensediments von $1,0 \text{ W}/(\text{m K})$ für den trocken fallenden Meeresbereich (Wattbereich/Eulitoral) anzunehmen. Da das Land Niedersachsen für den trocken fallenden Meeresbereich einen thermischen Widerstand des Meeresbodensediments von $0,7 \text{ W}/(\text{m K})$ angibt, soll eine Vergleichsrechnung auch für diesen Größenwert durchgeführt werden, falls die Vorgaben vereinheitlicht werden sollten.

Für den dauerhaft mit wasserüberdeckten Bereich (Sublitoral) ist ein thermischer Widerstand des Meeresbodensediments von $0,7 \text{ W}/(\text{m K})$ anzunehmen.

Aufgrund der Vorgaben ist eine Studie mit entsprechend angepassten Berechnungen erforderlich. Weitere zu berücksichtigende Eingangsparameter werden im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

1.2 Trassenverlauf und genehmigungsrelevante Parameter

In diesem Abschnitt wird der Trassenverlauf der geplanten 320 kV-Seekabeltrassen kurz beschrieben und aufgeführt, welche naturschutzfachlichen Auflagen und zu berücksichtigenden Eingangsparameter für den jeweiligen Trassenabschnitt bestehen.

Von den Konverterplattformen verläuft das HGÜ-System zunächst in der AWZ Deutschlands (AWZ – Ausschließliche Wirtschafts-Zone). Genehmigungsrechtlich fällt das HGÜ-System hier in die Zuständigkeit des BSH (BSH - Bundesamt für Seeschiffahrt und Hydrographie).

Im FEP (FEP - Flächenentwicklungsplan des BSH) [BSH2019] ist in Bezug auf die Sedimenterwärmung in der AWZ auf S. 59 einleitend zu finden:

„Bei der Verlegung von Seekabelsystemen sollen potenzielle Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch eine kabelinduzierte Sedimenterwärmung weitestgehend reduziert werden. Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert ist das sogenannte „2 K-Kriterium“ einzuhalten, das eine maximal tolerierbare Temperaturerhöhung des Sediments um 2 Grad (Kelvin) in 20 cm Sedimenttiefe festsetzt.“ [BSH2019]

Darüber hinaus sieht die Ergänzung des StUK4 [BSH2013a] in Bezug auf magnetische Felder einen Grenzwert von „400 μ T bei 0 Hz für Bereiche, in denen sich Menschen auf Dauer aufhalten“ vor und verweist gleichzeitig auf die 26. BImSchV. Die 26. BImSchV [BIM2013] nennt für Gleichstromanlagen hingegen einen Grenzwert von 500 μ T. Da explizit auf die 26. BImSchV verwiesen wird, wird sowohl für den Abschnitt Küstenmeer wie für den Abschnitt AWZ in dieser Studie von einem Grenzwert von 500 μ T ausgegangen. Für das elektrische Feld führt das BSH aus, dass bei geschirmten Kabeln kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels vorliegt [BSH2013a].

Auf Basis des FEPs [BSH2019], des Standards StUK4 [BSH2013] und der Ergänzung [BSH2013a] lassen sich die genehmigungsrelevanten Parameter wie folgt zusammenfassen:

- Die Erwärmung des Sediments durch Seekabel darf in der Nordsee im Bereich der AWZ maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 20 cm betragen.
- Die Aufpunkterwärmung ist beruhend auf dem Zeitmittelwert der Kabelverluste und unter Berücksichtigung mehrtägiger Vollastphasen der Windenergieparks zu ermitteln. In dieser Studie wird das allgemein anerkannte und im FEP [BSH2019, S.60] aufgeführte Lastszenarium 77 % Vorlast, Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung angewandt.
- Der maximale spezifische Wärmewiderstand für den wassergesättigten Boden wird nach [Bar1977, Smo2001] zu 0,7 Km/W angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) entspricht. Dieser Wert entspricht ebenfalls den Annahmen des FEPs.
- Die ungestörte Meeresbodentemperatur wird nach [BSH2020] zu 12 °C angenommen.
- Gemäß des FEPs [BSH2019] soll die Übertragungsleistung mindestens 900 MW bei einer Spannung von ± 320 kV betragen. Die hier vorliegende Übertragungsleistung beträgt 930 A.
- Neben der Übertragungsleistung wird auch der „*Kabeltyp*“ genannt, der Einfluss auf die Sedimenterwärmung hat. Das verwendete Kabel sowie der geplante Leiterquerschnitt werden nicht in dieser Aufzählung sondern im Detail in Kapitel 2 (Tab. 1 und Abschnitt 2.2) beschrieben.

Aus der AWZ tritt die geplante HGÜ-Verbindung in die **12-Seemeilen-Zone** ein und durchquert das Küstenmeer sowie den Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer. Für diese Bereiche, das sublitorale Küstenmeer (ständig überflutet) und das eulitorale Wattenmeer (temporär trockenfallend), ist das Amt für Planfeststellung Energie (AfPE) vom Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes

Schleswig-Holstein (MELUND) zuständig. Oberste Naturschutzbehörde ist ebenfalls das MELUND.

Die genehmigungsrelevanten Parameter und zu treffenden Annahmen lassen sich für diese Bereiche wie folgt zusammenfassen:

- Die Erwärmung durch Seekabel darf maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 30 cm im Sediment betragen.
- Die Aufpunkterwärmung wird wie oben anhand des anerkannten Lastszenariums 77 % Vorlast, Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung berechnet.
- Der maximale spezifische Wärmewiderstand für den wassergesättigten aber temporär trockenfallenden Bodens im Bereich des Nationalparks Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer wird zu 1,0 m K/W angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 1,0 W/(m K) entspricht.
- Der maximale spezifische Wärmewiderstand für den wassergesättigten, dauerhaft überfluteten Bodens im Bereich des schleswig-holsteinischen Küstenmeers wird zu 0,7 m K/W angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) entspricht.
- Als Meeresbodentemperaturen sind 5 °C, 10 °C und 14 °C anzunehmen.

(Grundlage bilden hier die Festlegungen zu den bisherigen Seekabelprojekten HelWin1, HelWin2 und SylWin1 sowie NordLink, des zuletzt 2017-2019 verlegten Seekabels im Küstenmeer Schleswig-Holsteins, die ebenfalls das 2-Kriterium einzuhalten haben.)

1.3 Ziel dieser Studie

Die hier vorliegende Studie wurde erstellt, da im Zulassungsverfahren ein Nachweis über die Einhaltung des 2 K-Kriteriums bzw. eine Einhaltung der Grenzwerte bezüglich elektrischer und magnetischer Felder zu erbringen ist. Sie erbringt mittels numerischer Berechnungen den Nachweis für die gesamte Seekabeltrasse, also für die AWZ und das Küstenmeer, dass die oben genannten genehmigungsrelevanten Parameter eingehalten werden und dient zur Vorlage bei den Behörden zur Erlangung der notwendigen Genehmigungen.

Für die in dieser Studie notwendigen Berechnung der Magnetfelder und der Temperaturverteilungen kommt der vom Autor speziell für Problemstellungen der Energiekabeltechnik entwickelte Finite-Elemente Simulator „sta-fem“ [Sta2001] zum Einsatz, welcher auch das nichtlineare Verhalten von Materialparametern, wie zum Beispiel temperaturabhängige elektrische Leiterwiderstände, feldabhängige Permeabilität bei ferromagnetischen Armierungen bei Seekabeln und Stahlrohrkapselungen sowie partielle Bodenaustrocknungen (nicht bei wassergesättigten Meeresböden) berücksichtigt.

2 Beschreibung der Eingangsparameter zur Berechnung der thermischen sowie magnetischen Eigenschaften

Die magnetischen und thermischen Eigenschaften einer Kabelanlage hängen wesentlich von der Ausführung der Anlage wie Leitermaterial, Leiter- und Schirmquerschnitt, Legeabstände und -tiefen, Schirmbehandlung, Phasenreihenfolge, etc. ab. Von großer Bedeutung für die Belastbarkeit ist ebenfalls die Umgebung, wie zum Beispiel die Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Bodens oder eine Verlegung der Kabeladern in PE- oder PP-Rohren (PE - Polyethylen, PP - Polypropylen) oder in einer thermischen Stabilisierung (z.B. Magerbeton oder Sandbettung).

Hier handelt es sich um eine HGÜ-Leitung (HGÜ-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung). Die Gleichstromleitung soll bipolar ausgeführt werden, besteht also aus zwei Kabeladern mit einer Spannung von +320 kV bzw. -320 kV gegen Erdpotential.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht, welche genehmigungsrelevante Parameter bei welchem Seekabelabschnitt verwendet werden sollen:

Trassenabschnitt	Überdeckung/ m Aufpunkt Sediment- tiefe/m	Mindest- abstand zu anderen Systemen/ m	Seeboden Wärmeleit- fähigkeit/ W/(m K)	Ungestörte Wasser- und Umgebungs- temperatur/°C
Nationalpark Schleswig- Holsteinisches Wattenmeer (eulitorale Zone)	1,5 / 0,3 3,0 / 0,3	40	1,00	5/ 10/ 14,0
Küstenmeer – 12 Seemeilen- Grenze (sublitorale Zone)	1,5 / 0,3 3,0 / 0,3 5,0 / 0,3	100	1,43	5/ 10/ 14,0
AWZ	1,5 / 0,2 3,0 / 0,2	100 - 200	1,43	12,0

Tab. 1: Geplante Parameter bei den einzelnen Seekabelabschnitten

Die oben genannten Eingangsparameter werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

2.1 Referenzlastprofil

Wie bereits im Abschnitt 1.2 erwähnt, soll die genehmigungsrelevante Übertragungsleistung 980 MW betragen. Die Spannung ergibt sich aus der Potentialdifferenz beider Leiter:

$$U = \varphi_1 - \varphi_2 = 320 \text{ kV} - (-320 \text{ kV}) = 640 \text{ kV} \quad (2.1)$$

Damit ergibt sich für den maximalen Betriebsstrom:

$$P = U \cdot I \Leftrightarrow I = \frac{P}{U} = \frac{980 \text{ MW}}{640 \text{ kV}} = 1531,25 \text{ A} \quad (2.2)$$

Für die thermischen Felder wird sowohl für den Abschnitt AWZ also auch für den Abschnitt Küstenmeer das anerkannte Lastszenarium 77 % Vorlast, Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung angewandt. Die Vorlast von 77 % wird für 45 Tage simuliert, um eventuelle Einschwingvorgänge abklingen zu lassen.

Die Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird solange simuliert, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt (20 cm im Abschnitt AWZ bzw. 30 cm im Abschnitt Küstenmeer) erreicht wurde und der Abkühlvorgang eingesetzt hat.

Auch wenn sich dieses Lastprofil als eine Art Standardprofil durchgesetzt hat (vergleiche FEP, S. 60 [BSH2019]), sei noch angemerkt, dass dieses Lastprofil eine konservative Annahme darstellt. Langzeitmessungen ergeben durchschnittliche Erträge für Offshore von 29,7 % bis 51,4 % [IWE2011]. Darüber hinaus nennt [BMU2010] eine durchschnittliche Onshore-Windpark-Verfügbarkeit von unter 95 % anstelle der hier verwendeten 99 %. Weiterhin wird ausgeführt, dass die Verfügbarkeit von Offshore-Windparks deutlich darunter liegt.

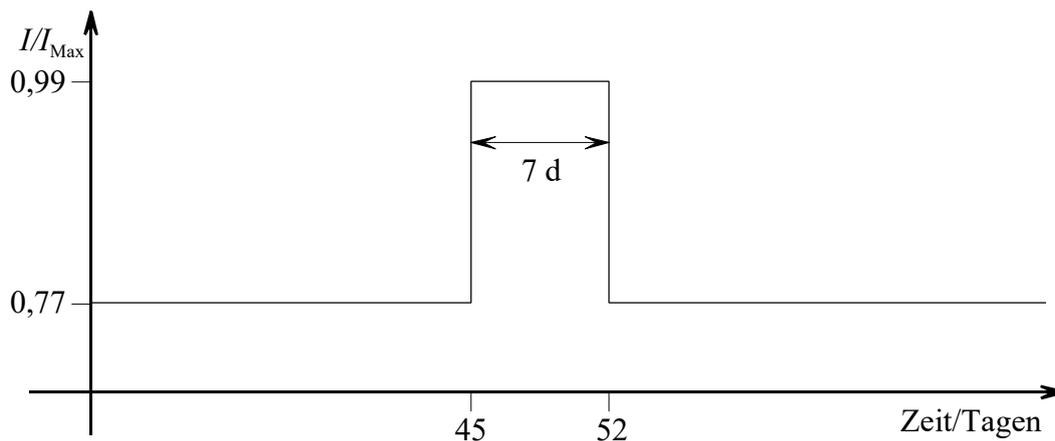


Abb. 1: Strombelastungsprofil für Offshore Windparks

Die Magnetfelder sind nach [BIM2013] für die höchste Anlagenauslastung zu bestimmen. In dieser Studie werden die Magnetfelder für den größtmöglichen Betriebsstrom von $I = 1531,25 \text{ A}$ berechnet.

2.2 Aufbau und Materialparameter der Kabel

Bei den in den Abschnitten AWZ und Küstenmeer eingesetzten Kabeln handelt es sich je System um zwei einadrige 320 kV- Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabel in Bündellegung.

Da der Hersteller des Kabels zum Zeitpunkt der Studie noch nicht feststand, wurde ein typisches Kabeldesign verwendet [ABB2020].

Die Kabeldesigns verschiedener Kabelhersteller unterscheiden sich nur marginal. Querschnittsgleiche Kabel anderer Hersteller werden somit zu den gleichen Aufpunkterwärmungen führen, wie bei dem hier verwendeten Design. Die folgende Abbildung zeigt schematisch den Aufbau eines Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabels:

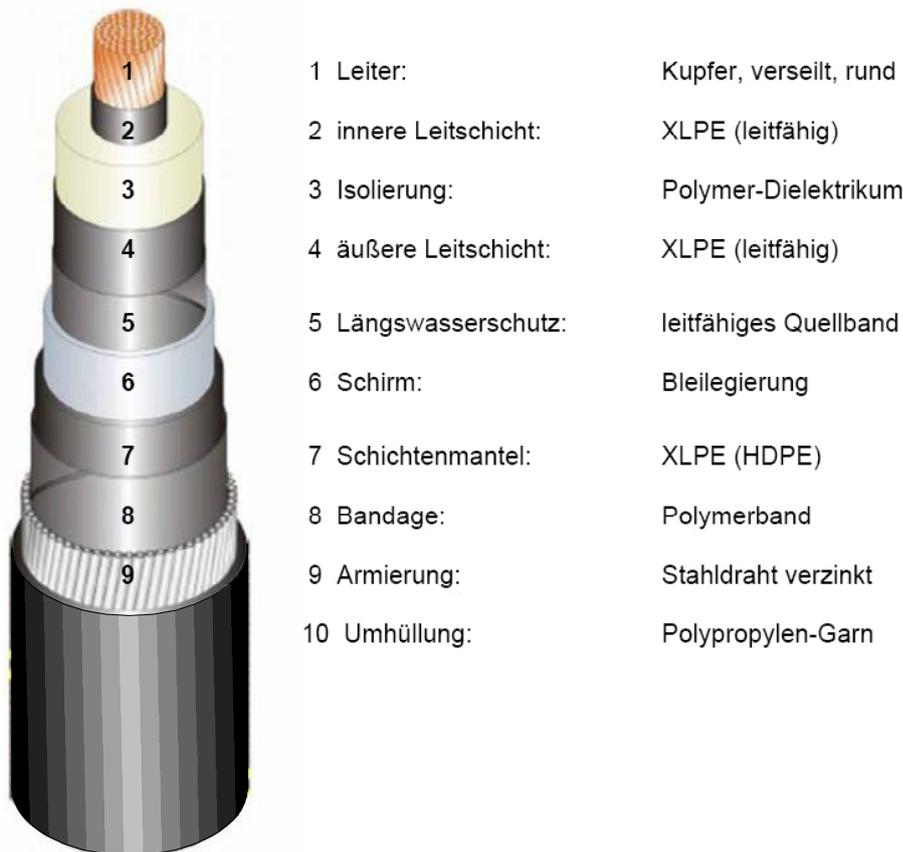


Abb. 2: Aufbau eines Einleiter-Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabels [ABB2020]

Der Leiter des Kabels besteht aus Kupfer, er ist aus mehreren verdichteten Runddrähten zusammengesetzt. Aufgrund dieser Konstruktion weist der Leiter einen hohen Füllfaktor von etwa 0,884 auf.

Bei der Isolierung des Kabels handelt es sich um vernetztes Polyethylen. Um Wasserdichtigkeit zu erreichen, ist das Kabel mit einem Bleimantel ausgestattet. Der Bleimantel ist beidseitig geerdet, womit es sich um ein geschirmtes Kabel handelt.

Die innere und äußere Leitschicht besteht aus dem gleichen Basismaterial wie die Isolierung, welches zusätzlich mit Graphit oder Ruß zur Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit versetzt wurde.

Eine Bewehrung aus galvanisierten Stahldrähten dient als mechanischer Schutz und als Zugschutz beim Legevorgang. Der äußere Mantel besteht aus Polypropylen-Garn, welches zum Schutz gegen Korrosion mit Bitumen getränkt ist.

Die folgende Tabelle fassen die Abmessungen am Beispiel eines 2500 mm²-Kabels zusammen:

Aufbauelement	Material / Durchmesser bzw. Wandstärke
Leiter	Kupfer 2500 mm ² -Kupfer, D = 57,6 mm
Leiterbinder	Halbleitendes Schwellband, W = 0,6 mm
Innere Leitschicht	Halbleitendes PE, W = 1,5 mm
Isolierung	VPE, W = 20,0 mm
äußere Leitschicht	VPE mit Ruß/Graphit, W = 1,4 mm
Bänder	Halbleitendes Schwellband, W = 0,6 mm
Schirm	extrudierter Bleimantel, W = 2,9 mm
Innerer Mantel	Hochdichtes PE, W = 2,5 mm
Armierung	Stahldrähte, W = 5,0 mm
Mantel	Polypropylen, zweilagig, W = 4 mm, D _a ≈ 135 mm

Tab. 2: Aufbauelemente, Materialien und Abmessungen eines 320 kV-HGÜ-Seekabels mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm²

Bei anderen Leiterquerschnitten ergibt sich ein entsprechend kleinerer Leiterdurchmesser, die restlichen Wandstärken können unverändert übernommen werden, da sich das Design innerhalb der Spannungsebene (320 kV-Technologie) nicht ändert. Im Folgenden werden die Materialdaten der einzelnen Aufbauelemente des Kabels angegeben:

Leiter:

Kupfer, $\lambda = 372 \text{ W/mK}$, $c = 389 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 8900 \text{ kg/m}^3$, $\kappa = 55,56 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$

Zur elektrischen Leitfähigkeit κ ist folgendes zu erläutern: Kabel werden nach der Norm DIN EN 60228 (VDE 0295) [VDE2005] gefertigt. In dieser Norm sind in der Tabelle 2 die höchstzulässigen elektrischen Leiterwiderstände aufgeführt. Die folgende Tabelle zeigt die Leiterquerschnitte ab 1200 mm²:

Nennquerschnitt	1200	1400	1600	1800	2000	2500
Höchstwert des Leiterwiderstandes bei 20 °C/ $\mu\Omega/\text{m}$	15,1	12,9	11,3	10,1	9,0	7,2
spezifische elektrische Leitfähigkeit/ $10^6 (\Omega\text{m})^{-1}$	55,19	55,37	55,31	55,01	55,56	55,56

Tab. 3: maximal zulässige Kupfer-Leiterwiderstände nach Norm und sich daraus ergebende spezifische elektrische Leitfähigkeiten

Die elektrische Leitfähigkeit von Kupfer wird in der Literatur meistens zu $\kappa = 56 - 58 \cdot 10^6 \text{ 1}/\Omega\text{m}$ angegeben. Rechnet man jedoch die in der DIN EN 60228 geforderten höchstzulässigen Leiterwiderstandswerte auf spezifische Leitfähigkeiten um, ergeben sich je nach Querschnitt $\kappa = 55,0 \cdot 10^6 \text{ 1}/\Omega\text{m}$ bis $\kappa = 55,56 \cdot 10^6 \text{ 1}/\Omega\text{m}$.

Um deckungsgleich mit der Norm [VDE2005] zu sein, wurden hier die entsprechend geringeren spezifischen elektrischen Leitfähigkeiten verwendet.

In der Norm sind nur Leiterquerschnitte in Stufen von 200 mm^2 angegeben. Zwischenwerte, wie sie von Kabelherstellern hin und wieder angeboten werden, müssen interpoliert werden. Demnach hätte zum Beispiel ein 1700 mm^2 Kabel einen Gleichstromwiderstand von

$$\frac{(11,3 + 10,1) \mu\Omega/\text{m}}{2} = 10,7 \mu\Omega/\text{m} \quad (2.3)$$

Der von Konvertern erzeugte Gleichstrom weist eine geringe Restwelligkeit auf, was bedeutet, dass er geringe Anteile von Wechselstrom enthält, die durch Stromverdrängungseffekte den wirksamen Widerstandsbelag (Widerstand pro Längeneinheit) R'_{Leiter} des Leiters leicht erhöhen, was wiederum zu einer leichten Erhöhung der Leiterverluste nach der Gleichung

$$P' = R'_{\text{Leiter}} \cdot I^2 \quad (2.4)$$

führt. I ist hierbei der Leiterstrom. Im Sinne eines konservativen Ansatzes werden in dieser Studie die DC-Widerstände R'_{Leiter} des Leiters um 2 % gegenüber der Norm erhöht.

Dielektrikum / Leitschichten:

VPE, $\lambda = 0,2857 \text{ W/mK}$, $c = 2300 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 930 \text{ kg/m}^3$.

Quellbänder:

Quellvlies, $\lambda = 0,166 \text{ W/mK}$, $c = 1700 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 2680 \text{ kg/m}^3$.

Schirm:

Extrudierter Bleimantel, $\lambda = 35,3 \text{ W/mK}$, $c = 129 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 11340 \text{ kg/m}^3$,
 $\kappa = 4,8 \cdot 10^6 \text{ 1}/\Omega\text{m}$

Innerer Mantel:

Hochdichtes Polyethylen (HDPE), $\lambda = 0,4 \text{ W/mK}$, $c = 1900 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 950 \text{ kg/m}^3$

Äußerer Mantel:

Polypropylen (PP), $\lambda = 0,22 \text{ W/mK}$, $c = 1680 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 910 \text{ kg/m}^3$

2.3 Wärmewiderstand des Meeresbodens (Sediment)

Dem Meeresboden werden homogene Eigenschaften in Form einer einheitlichen Wärmeleitfähigkeit zugeordnet. Es wird nicht, wie bei Landtrassen, von einer partiellen Bodenaustrocknung in der näheren Kabelumgebung, sondern von einer kontinuierlichen Befeuchtung der Bodenporen ausgegangen. Diese Annahme entspricht damit den tatsächlichen Gegebenheiten bei wassergesättigten Meeresböden.

Die längs der Seekabel- und der Wattenmeertrasse auftretenden Sedimente lassen sich überwiegend als Sande bzw. Sand/Kies-Mischungen oder als Schluff/Sand bzw. Schlicksand klassifizieren. Hierfür können nach [Smo2001] die Wärmeleitfähigkeiten nach Tab. 4 angesetzt werden.

Die naturschutzfachlich zuständige Landesbehörde Schleswig-Holsteins fordert zur gesicherten Einhaltung des 2K-Kriteriums für den Bereich des trockenfallenden Wattenmeers, einen spezifischen Wärmewiderstand des Meeresbodens von 1,0 m K/W anzunehmen. Für den ständig überfluteten Bereich kann ein spezifischer Wärmewiderstand des Meeresbodens von 0,7 m K/W angenommen werden.

Vergleicht man diese Größenwerte mit den in Tab. 4 genannten maximalen spezifischen Wärmewiderständen (Spalte 4), deckt diese Annahme nahezu alle im Meeresboden vorkommenden Bodenarten ab. Lediglich der maximale spezifische Wärmewiderstand von Ton/ Clay weicht nach oben ab.

Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden (nach [Smo2001])	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. 4: Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden nach [Smo2001]

Aus den Erfahrungen aus den Wärme-Monitoring-Messungen für das HelWin1-Kabel, das ebenfalls in Büsum anlandet und im Anlandungsbereich bei Büsum etwa 100 m bis 150 m entfernt liegt, ergeben sich real leicht geringere thermische Widerstände. Messungen zeigten, dass die Wärmeleitfähigkeit in einer Tiefe zwischen 0,30 m und 2,50 m grob im Bereich von 1,9 W/(m K) bis 2,6 W/(m K) liegt, was einem Wärmewiderstand von 0,5 K m/W bis 0,4 K m/W entspricht. [Ten2019].

Die Rechnung mit dem gewählten Ansatz ist also hinreichend konservativ gewählt.

2.4 Wassertemperaturen und Wärmeübergang an der Meeresbodenoberfläche

Für den Bereich des Watten- und des Küstenmeeres sollen ungestörte Boden- und Wassertemperaturen von 5 °C, 10 °C und 14 °C angenommen werden.

In der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) wird aufgrund der größeren Wassertiefe und der damit verbundenen geringeren Temperaturschwankung, eine ungestörte Umgebungs- und Wassertemperatur von 12 °C angenommen.

Die Meeresbodenoberfläche gibt die Wärme durch Wärmeleitung und überwiegend durch Konvektion an das Meerwasser ab und stellt somit eine sehr gute, nahezu ideale, Wärmesenke dar. Im Fall der Überflutung kann nach [VDI2013] ein Wärmeübergangskoeffizient von $\alpha = 350 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ angenommen werden. Im Fall des bei Ebbe trockenfallenden Watts findet hier die Wärmeabgabe an Luft statt. Nach [VDI2013] wird hierfür ein Wärmeübergangskoeffizient von $\alpha = 4 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ berücksichtigt. Der Wechsel zwischen Ebbe und Flut im Bereich des Wattenmeers wird als kontinuierlicher Wechsel zwischen $\alpha = 4 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ und $\alpha = 350 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ mit sinusförmiger Zeitabhängigkeit realisiert.

2.5 Umgebungstemperaturen im Meeresboden

Bei erdverlegten Kabelanlagen, worunter auch im Meeresboden verlegte Kabel zählen, handelt es sich immer um sogenannte offene Randwertprobleme. Die Wärmequellen geben ihre Wärme an das umgebende Erdreich ab. Die Temperaturen fallen zwar schnell mit dem Abstand auf kleinere Größenwerte, allerdings kann keine Entfernung angegeben werden, wo der Einfluss mit Sicherheit zu null angenommen werden kann. Aus diesem Grund wird der Meeresboden bis zu einem beliebig gewählten Radius modelliert und mit einem so genannten „infiniten Randwert“ belegt, um so ein Feldproblem mit offenen Rändern nachzubilden (siehe Abb. 10). Der offene Rand hat den Vorteil, dass sich dort die reale Temperaturverteilung einstellen kann und keine Isotherme wie bei einem Temperatur-Randwert erzwungen wird.

2.6 Einfluss der Umgebungstemperatur auf die Erwärmung

Für die Umgebungstemperatur sollen drei Temperaturen 5 °C, 10 °C und 14 °C angenommen werden. Es stellt sich die Frage, ob es einen funktionalen Zusammenhang gibt, anhand dessen sich die Simulationsergebnisse bei weiteren Umgebungstemperaturen voraussagen lassen, wenn man eine Simulation bei einer Umgebungstemperatur durchgeführt hat.

Hierfür wird das Seekabel durch eine Linienquelle mit gleichem Verlustleistungsbelag wie die Leiterverluste ersetzt. Die Leiterverluste bei der Gleichstromübertragung sind einfach über die Gleichung

$$P' = R_{\text{Leiter}} \cdot I^2 \quad (2.5)$$

Weitere induzierte Verluste, wie sie bei der Wechselstromübertragung auftreten, kommen hier nicht vor, da das Induktionsgesetz nur auf zeitabhängige Magnetfelder und nicht auf Gleichfelder anzuwenden ist.

Die Meeresbodenoberfläche stellt eine Wärmesenke dar. Um ihre Wirkung nachzubilden, wird auf der gegenüberliegenden Seite (also im Wasser) eine Spiegelquelle positioniert.

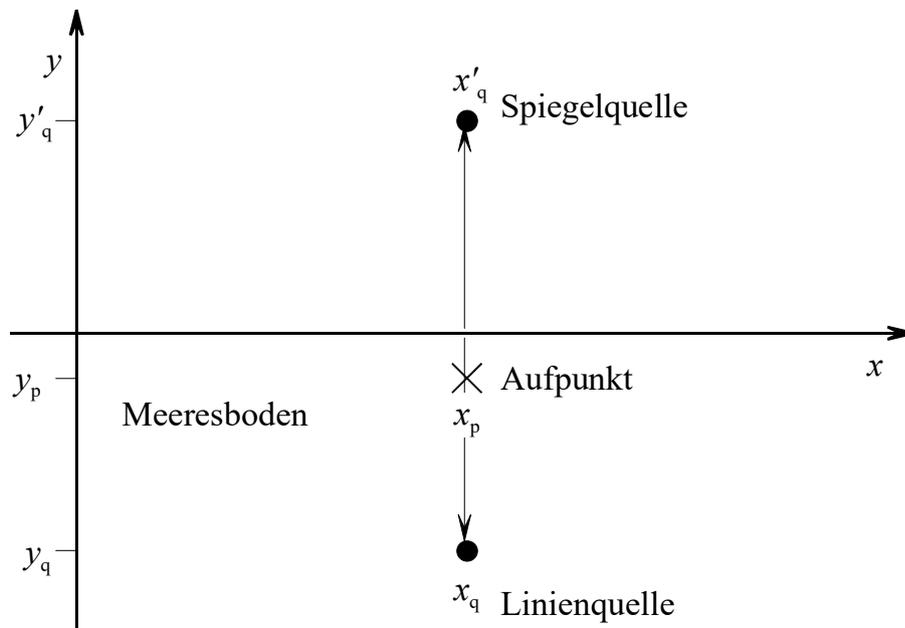


Abb. 3: Linienquelle mit Spiegelquelle zur analytischen Berechnung der Aufpunkttemperatur

Die Temperaturverteilung einer solchen Anordnung ist analytisch berechenbar. Es ergibt sich die Gleichung:

$$\Delta \vartheta = \frac{P'}{2 \cdot \pi \cdot \lambda} \cdot \frac{1}{2} \ln \left(\frac{(x_p - x'_q)^2 + (y_p - y'_q)^2}{(x_p - x_q)^2 + (y_p - y_q)^2} \right) \quad (2.6)$$

mit λ der Wärmeleitfähigkeit des Meeresbodens und $\Delta \vartheta = \vartheta(x_p, y_p) - \vartheta_0$ der Temperaturdifferenz zwischen der Temperatur am Aufpunkt im Sediment $\vartheta(x_p, y_p)$ und der ungestörten Umgebungstemperatur.

Die Umgebungstemperatur hat somit also keinen Einfluss auf die Erwärmung, da die Umgebungstemperatur lediglich als Offset zur Erwärmung $\Delta \vartheta$ hinzuaddiert wird!

Diese Aussage ist korrekt, solange alle Größen in der Gleichung (2.6) temperaturunabhängig sind. Lediglich die Leiterverluste nach Gleichung (2.5) müssen als temperaturabhängig betrachtet werden, da der elektrische Widerstand mit der absoluten Temperatur steigt.

Es gilt:

$$R(\vartheta) = R(20 \text{ }^\circ\text{C}) \cdot (1 + \alpha \cdot (\vartheta - 20 \text{ }^\circ\text{C})). \quad (2.7)$$

Für Kupfer gilt der lineare Temperaturkoeffizient $\alpha = 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$. Nimmt man also zuerst eine Umgebungstemperatur von 10°C an und in einem weiteren Fall 14°C , dann bedeutet dies eine Steigerung von 4 K. Der elektrische Widerstand steigt um

$$R(\vartheta) = R(20^\circ\text{C}) \cdot (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1} \cdot (4 \text{ K})) = R(20^\circ\text{C}) \cdot 1,01572 \quad (2.7a)$$

Der Widerstand steigt also um den Faktor 1,01572. Da der Widerstand linear (siehe Gleichung 2.5) in die Verluste eingeht, steigen auch die Verluste P' um den Faktor 1,01572.

P' geht ebenfalls linear in die Gleichung 2.7 ein, weshalb also die Erwärmung $\Delta\vartheta$ ebenfalls um 1,01572 steigt, wenn die Umgebungstemperatur um 4 Kelvin steigt.

Damit ist offensichtlich, dass der Fall 14°C Umgebungstemperatur der ungünstigste ist. Wird das 2 K-Kriterium für eine Umgebungstemperatur von 14°C eingehalten, dann wird es auch für die geringeren Umgebungstemperaturen 10°C und 5°C eingehalten, weil die Verluste mit der Umgebungstemperatur wie folgt sinken:

- Bei einer Umgebungstemperatur von $\vartheta_0 = 10^\circ\text{C}$ statt $\vartheta_0 = 14^\circ\text{C}$, verringern sich die Verluste und damit die Erwärmung auf 98,45 %,
- bei $\vartheta_0 = 5^\circ\text{C}$ statt $\vartheta_0 = 14^\circ\text{C}$ verringert sich die Erwärmung auf 96,58 %.

Eine gesonderte numerische Berechnung für alle in Betracht kommenden Umgebungstemperaturen ist somit überflüssig. Hat man die Erwärmung bei der maximal vorkommenden Umgebungstemperatur berechnet, z. B. bei 14°C , und das 2 K-Kriterium wurde eingehalten, dann ist sicher, dass es bei geringeren Umgebungstemperaturen auch eingehalten wird. Die Erwärmung kann bei geringeren Umgebungstemperaturen anhand der obigen Reduktionsfaktoren mit hervorragender Genauigkeit aus der numerischen Berechnung bei größtmöglicher Umgebungstemperatur ermittelt werden.

Um dies zu belegen, wurden am Beispiel eines 2000 mm^2 -Leiters bei einer Überdeckung von 1,5 m im trockenfallenden Wattenmeer drei numerische Berechnungen bei den Temperaturen 5°C , 10°C und 14°C durchgeführt.

Der Leiterwiderstand wurde entsprechend der Norm DIN EN 60228 (siehe auch Tab. 3) mit $9,0 \mu\Omega/\text{m}$ angenommen. Dieser Wert wurde um 2 % erhöht, um die Widerstandserhöhung durch die Restwelligkeit des Gleichstroms zu berücksichtigen, also $9,18 \mu\Omega/\text{m}$.

Das folgende Diagramm zeigt die berechneten Temperaturverläufe der Leiter über die Zeit:

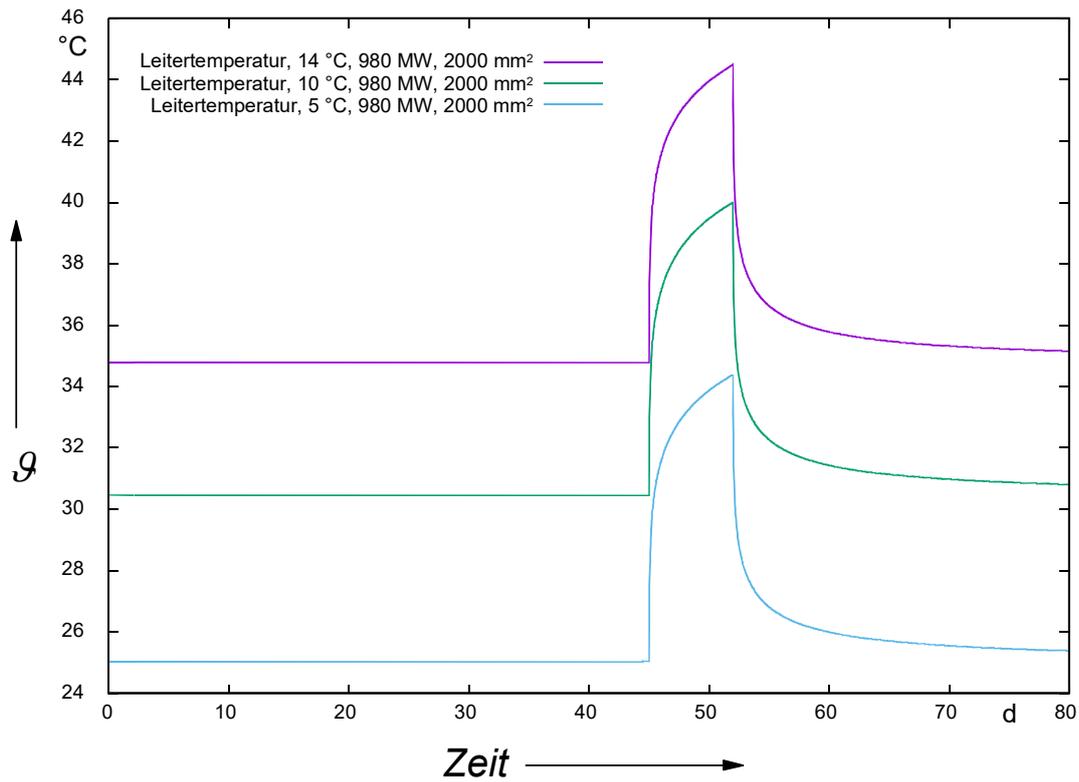
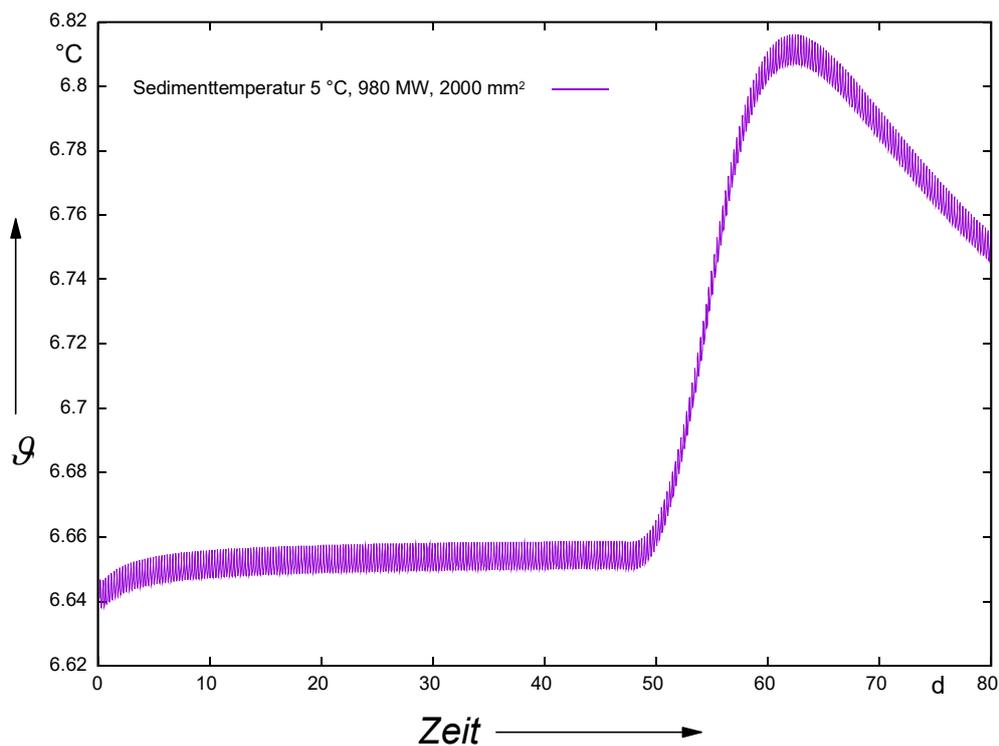


Abb. 4: Temperaturverlauf im Leiter, 14 °C, 10 °C und 5 °C, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm²

Die Sedimenttemperaturen müssen bezüglich der Temperatur hochaufgelöst gezeigt werden und werden in gesonderten Diagrammen mit optimierter Temperaturskala gezeigt:



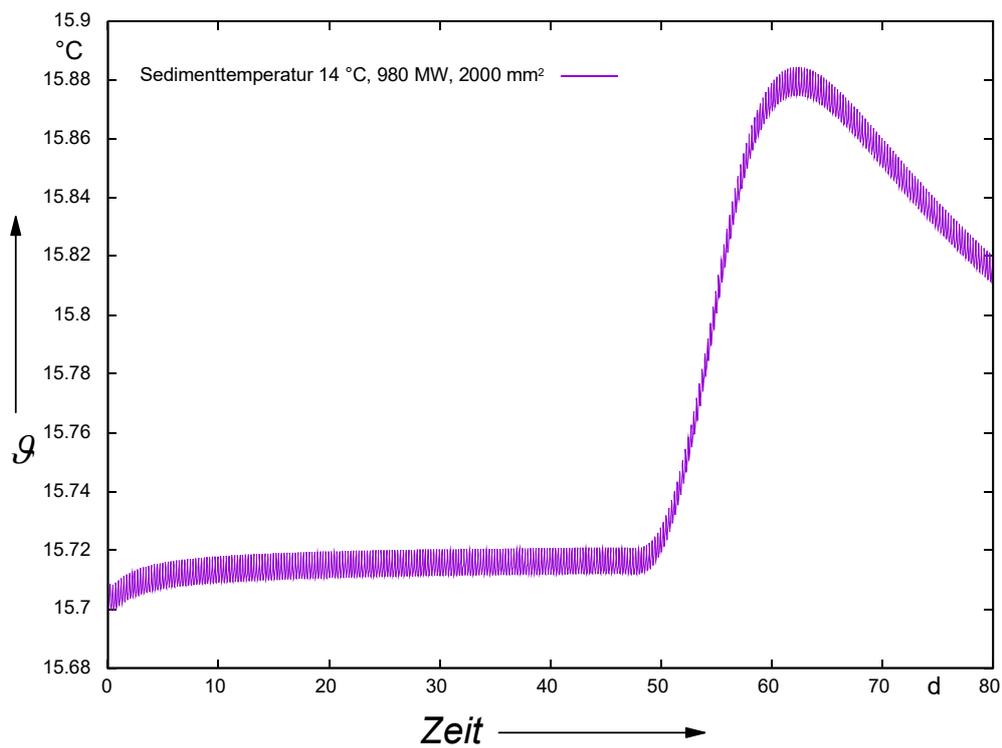
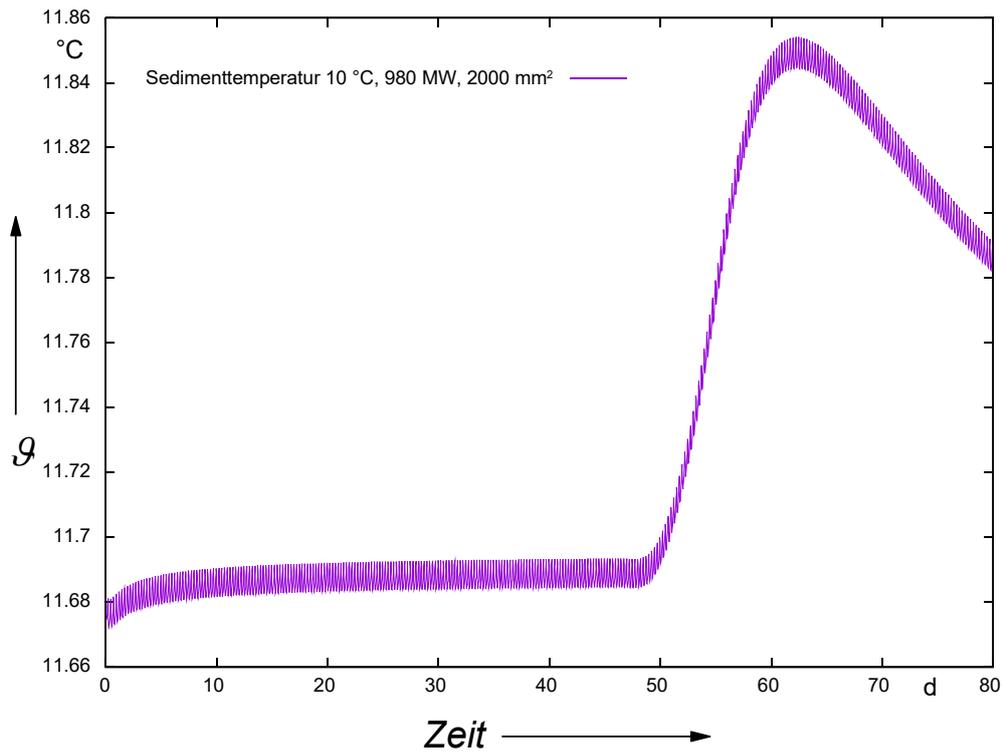


Abb. 5: Temperaturverlauf im Sediment, oben) 5 °C, Mitte) 10 °C und unten) 14 °C, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm²

Die obigen Simulationen wurden ausgewertet und die Maximaltemperaturen im Leiter und am Aufpunkt in der folgenden Tabelle festgehalten.

Die Simulation bei 14 °C wurde ebenfalls verwendet, um die Maximaltemperaturen bei den Umgebungstemperaturen 10 °C und 5 °C anhand der ermittelten Reduktionsfaktoren zu ermitteln.

Fall/ Umgebungs- temperatur/ °C	Leiter- temp. simuliert/ °C	Leiter- temp. ermittelt/ °C	Abwei- chung/ %	Sediment- temp. simuliert/ °C	Sediment- temp. ermittelt / °C	Abwei- chung/ %
14,0	44,483	--	--	15,884	--	--
10,0	39,995	40,011	0,039	11,854	11,855	0,007
5,0	34,381	34,440	0,172	6,816	6,820	0,052

Tab. 5: Leiter- und Sedimenttemperaturen bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen

Die Übereinstimmung ist so gut, dass die Ergebnisse auf tausendstel Kelvin genau angegeben wurden, um die Abweichungen zu ermitteln. Die Abweichungen zwischen Simulation und Berechnung mittels Reduktionsfaktoren liegen bei der Sedimenterwärmung unter 0,05 %.

Ist die Erwärmung bei der größten vorkommenden Umgebungstemperatur berechnet, lassen sich die Erwärmungen bei geringeren Umgebungstemperaturen mit hervorragender Genauigkeit anhand der Reduktionsfaktoren ermitteln.

3 Thermische Felder der Seekabeltrasse

3.1 Gegenseitige Erwärmung von HGÜ-Seekabelanlagen

Zuerst wurde die gegenseitige Erwärmung von Seekabeln im Meeresboden untersucht. Der Mindestabstand zweier HGÜ-Seekabelsysteme im Watt beträgt 50,0 m. Aufgrund örtlicher Gegebenheiten kann es zu Abständen von 40 m kommen.

Da der Mindestabstand in den anderen Abschnitten 100 m bis 200 m beträgt, stellt der Abstand 40,0 m den schlimmsten anzunehmenden Fall dar, da generell gilt: Je kleiner der Abstand zwischen zwei Kabeln oder Kabelsystemen ist, umso größer die gegenseitige Erwärmung.

Im betrachteten Trassenkorridor sollen zwei baugleiche und gleich belastete Seekabelsysteme in einer Entfernung von 40 m parallel liegen.

Ebenfalls im Sinne des schlimmsten anzunehmenden Falls wurde eine Übertragungsleistung von 980 MW angenommen, da ein höherer Strom eine größere Erwärmung bedeutet.

Weiterhin werden eine Überdeckung der Seekabel von 1,5 m und beispielhaft ein Leiterquerschnitt von 2000 mm², wie er für das Watt geeignet ist, angenommen. Größere Leiterquerschnitte oder größere Systemabstände führen zu kleineren gegenseitigen Erwärmungen.

Es wurde die stationäre Vorlast von $1531,3 \text{ A} \cdot 0,77 = 1179,1 \text{ A}$ angenommen. Die ungestörte Umgebungstemperatur betrage 14 °C.

Die folgende Abbildung zeigt das Modell zweier Seekabelsysteme in Bündellegung mit einem System-Achsabstand von 40,0 m und einer Überdeckung von 1,5 m:

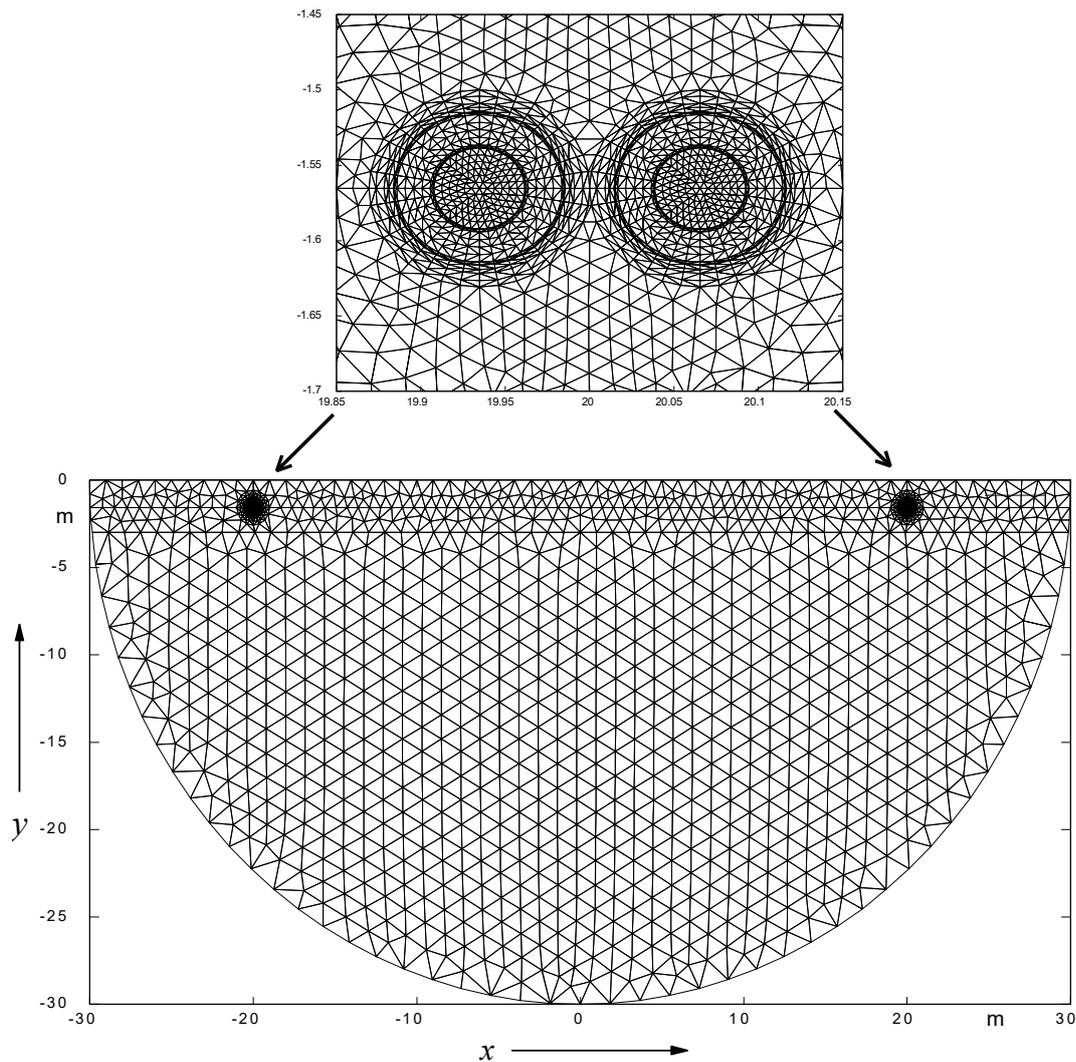


Abb. 6: Finite-Elemente Modell, parallel verlegte DC-Seekabelbündel, Abstand 40 m, Überdeckung 1,5 Meter

Dieses Modell wird nun auf zwei Arten durchgerechnet: erstens mit nur einem System in Betrieb und zweitens, mit beiden Systemen in Betrieb. Ausgewertet werden die Aufpunkttemperaturen für den Abschnitt Küstenmeer in 0,3 m Sedimenttiefe. Da in der AWZ die Wärmeleitfähigkeit des Seebodens mit $1,43 \text{ W}/(\text{m K})$ höher angenommen wird, der Aufpunkt in nur 0,2 m Tiefe ausgewertet wird und die Systeme sich dort in einem größeren Abstand von 100 m bis 200 m befinden, wird sich dort eine noch weitaus geringere gegenseitige Erwärmung einstellen.

Die Temperaturdifferenzen zwischen beiden Simulationen stellt die Temperaturerhöhung durch die Erwärmung des Nachbarsystems dar. Zur Ermittlung des Einflusses in den Aufpunkten des 2 K-Kriteriums (0,3 m im Sediment) werden waagerechte Linienabastungen durchgeführt:

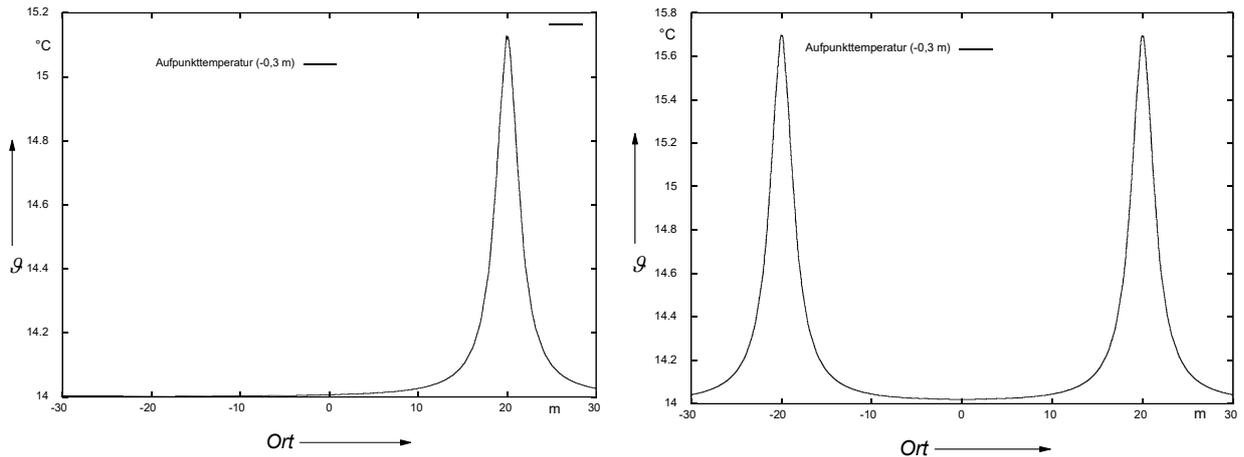


Abb. 7: Linienabtastungen durch den Aufpunkt in 0,3 m Tiefe, links ein System, rechts beide Systeme in Betrieb, Überdeckung 1,5 m, $I = 1531,3 \text{ A} \times 0,77 = 1179 \text{ A}$, Leiterquerschnitt 2000 mm^2

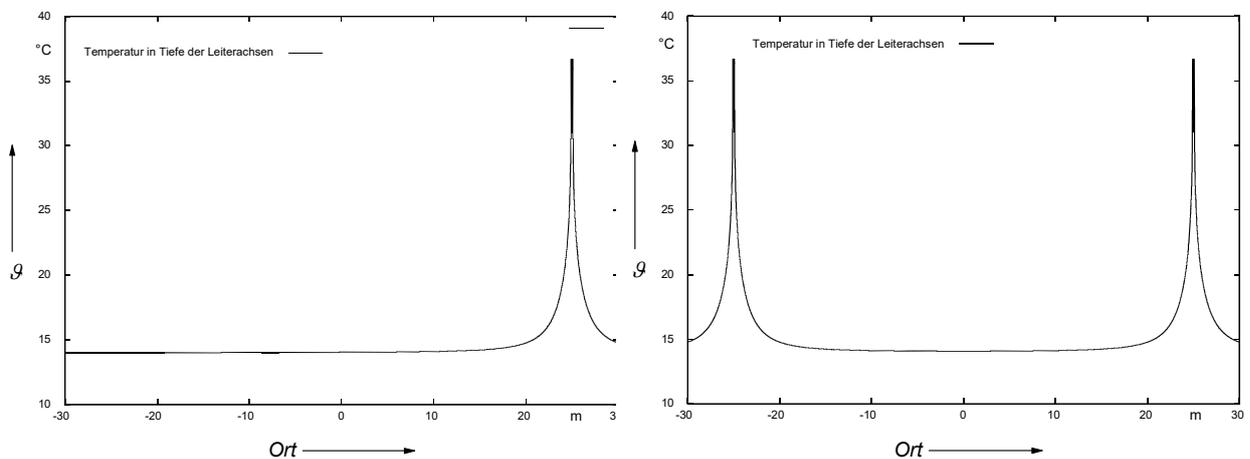


Abb. 8: Linienabtastungen durch die Leiterachsen in 0,3 m Tiefe, links ein System, rechts beide Systeme in Betrieb, Überdeckung 1,5 m, $I = 1531,3 \text{ A} \times 0,77 = 1179 \text{ A}$, Leiterquerschnitt 2000 mm^2

In der folgenden Tabelle werden die Leiter- und Aufpunkttemperaturen genannt. Die Temperaturen unterscheiden sich so geringfügig, dass sie mit 4 Nachkommastellen angegeben werden müssen, um eine Auswertung zu ermöglichen:

	1 System	2 Systeme	Differenz /K
Leitertemperatur/ °C	34,7630	36,7793	0,0163
Temperatur (-0,3 m)/ °C	15,6916	15,6965	0,0049

Tab. 6: Leiter- und Aufpunkttemperaturen mit und ohne gegenseitige Erwärmung durch das Nachbarsystem, Überdeckung 1,5 m, $I = 1531,3 \text{ A} \times 0,77 = 1179 \text{ A}$

Modelliert man die Nachbarsysteme nicht mit, so ergibt sich im Aufpunkt eine Temperaturdifferenz von 4,9 mK (knapp 5 tausendstel Kelvin!) im Vergleich zum Modell mit zwei Systemen. Die Erwärmung durch 40 m entfernte Nachbarsysteme kann also vernachlässigt werden.

Für größere Legeabstände, wie zum Beispiel 100 m oder 200 m, fällt die gegenseitige Erwärmung noch deutlich geringer aus, so dass für alle folgenden Trassenabschnitte eine Erwärmung durch Nachbarsysteme vernachlässigt werden kann. Dies gilt sowohl für baugleiche Nachbarsysteme als auch für bereits installierte Fremdsysteme zu denen die genannten Mindestabstände eingehalten werden (Entfernungen siehe Spalte 3 in Tab. 1) und welche thermisch vergleichbar ausgelegt sind, damit sie das 2 K-Kriterium ebenfalls einhalten.

3.2 Bereich Wattenmeer (eulitoraler Bereich, trockenfallend)

Begonnen wird mit der Seekabeltrasse im Bereich des trockenfallenden Wattenmeers. Dieser Bereich stellt den thermisch kritischsten Trassenabschnitt dar. Durch das trockenfallende Watt verringert sich die Wärmeabfuhr über die Bodenoberfläche temporär im Vergleich zu einem ständig überfluteten Meeresboden.

Aufgrund des zwischenzeitlich trockenfallenden Bodens, soll hier eine geringere Wärmeleitfähigkeit im Vergleich zum ständig überfluteten Boden von 1,0 W/(m K) statt 1,43 W/(m K) angenommen werden. Zusätzlich soll aber auch eine Vergleichsrechnung für eine Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) vorgenommen werden.

Da für die HGÜ-Verbindung, BorWin6, eine Übertragungsleistung von 980 MW möglich sein soll, müssen die Kabel so dimensioniert werden, dass diese Leistung übertragen werden kann, ohne das 2 K-Kriterium zu verletzen. Die Kabeldimensionierung wird also für diesen thermisch kritischsten Teil vorgenommen, so dass eine Einhaltung des 2 K-Kriteriums für den Rest des Küstenmeeres gewährleistet ist, wenn dieses im Wattenmeer erfüllt ist.

In einer vorhergehenden Studie [Sta2021] wurden Erwärmungsberechnungen mittels eines 1800 mm²-Leiterquerschnitts für eine Leistung von 930 MW vorgenommen. Der Leiterquerschnitt war geeignet, das 2 K-Kriterium im Wattenmeer einzuhalten. Um für eine Übertragungsleistung von 980 MW einen geeigneten Leiterquerschnitt zu ermitteln, lässt sich eine einfache Skalierungsrechnung anstellen. Die Strom steigt bei konstanter Spannung linear mit der Übertragungsleistung. Die Verluste steigen quadratisch mit dem Strom. Also muss das Übertragungsleistungsverhältnis quadriert werden, um einen genügend großen Leiterquerschnitt zu ermitteln:

$$\left(\frac{980 \text{ MW}}{930 \text{ MW}}\right)^2 \cdot 1800 \text{ mm}^2 = 1998,8 \text{ mm}^2. \quad (3.1)$$

Der nächste nach Norm verfügbare Leiterquerschnitt ist also ein 2000 mm²-Leiter.

3.2.1 Überdeckung 1,5

Die Seekabel werden mit allen Aufbauelementen als Finite-Elemente-Modell modelliert. Die folgenden Abbildungen zeigen das Gesamtmodell und einen Ausschnitt im Bereich der gebündelt verlegten Seekabel für eine Überdeckung von 1,5 m:

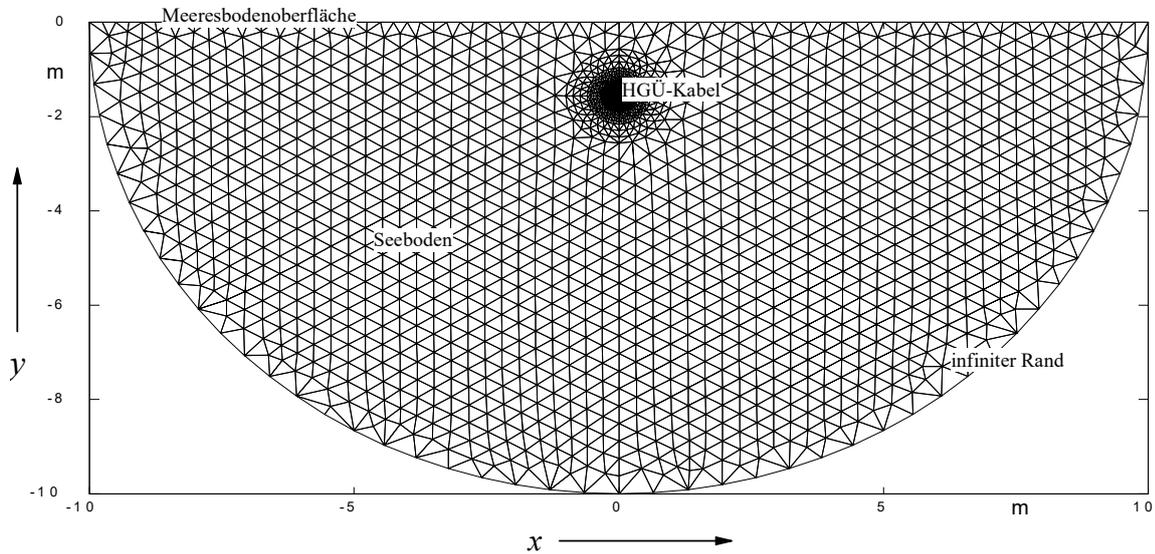


Abb. 9: Finite-Elemente-Modell (Gesamtansicht)

Das Seekabelsystem besteht aus einem positiven und einem negativen Pol. Beide Einleiterkabel werden gebündelt in einem Legevorgang verlegt. In der folgenden Abbildung wurden an einem Kabel die Aufbauelemente farblich hervorgehoben um sie deutlicher sichtbar zu machen:

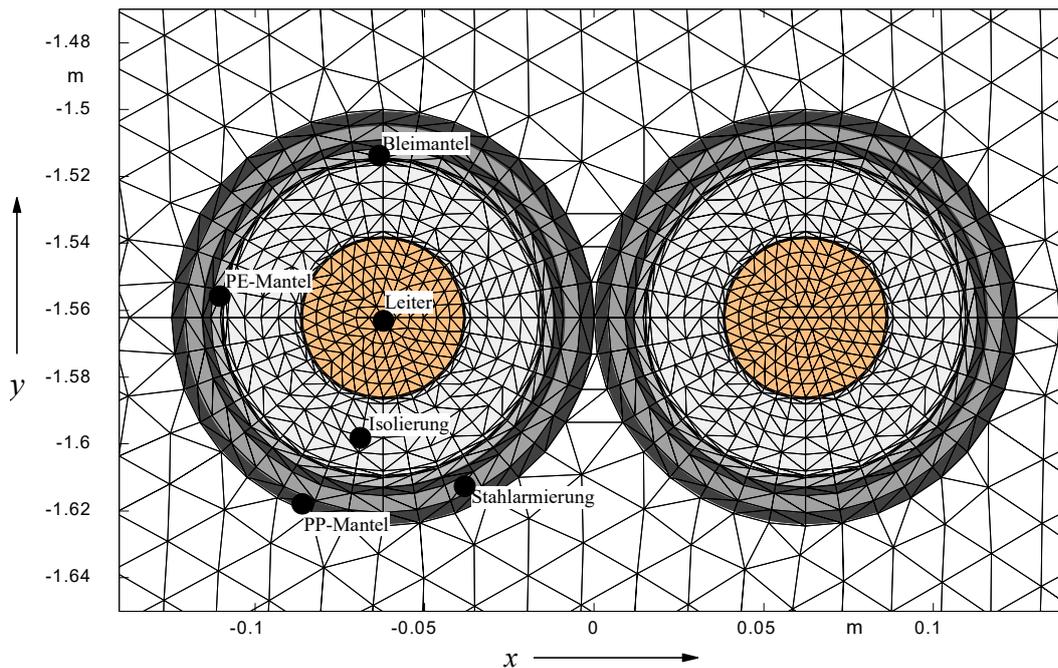


Abb. 10: Finite-Elemente-Modell, Ausschnittvergrößerung im Bereich des Kabelbündels

Dieses Modell wird gemäß den zuvor genannten Vorgaben aus Kapitel 2.1 45 Tage mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage. Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 30 cm tief im Sediment, überschritten ist und der Abkühlvorgang eingesetzt hat. Simuliert wurden deshalb hier 80 Tage.

An der Meeresbodenoberfläche wird der Wechsel von Ebbe und Flut und somit das trockenfallende Watt durch einen sinusförmig schwankenden Cauchy-Randwert berücksichtigt (siehe Abschnitt 2.4).

Wärmeleitfähigkeit 1,0 W/(m K):

Für die zu genehmigende Systemlast von 980 MW wurde nach obiger Skalierungsrechnung zuerst der Leiterquerschnitt 2000 mm² angenommen. Zusätzlich wurde ein 1900 mm² betrachtet, ob dieser noch das 2-K-Kriterium erfüllt.

Der Temperaturverlauf im Leiter des 2000 mm² Kabels bei einer Systemleistung von 980 MW wurde bereits in Abb. 4 gezeigt als es um den Einfluss von der Umgebungstemperatur ging. Der Leiter erreicht eine Temperatur von 44,49 °C. Der Temperaturverlauf in 0,3 m Tiefe im Sediment wurde bereits in Abb. 5 gezeigt. Der 2000 mm²-Kupferleiter erfüllt erwartungsgemäß das 2 K-Kriterium. Das Sediment erreicht eine maximale Temperatur von 15,884°C und damit eine Erwärmung um 1,884 K (siehe Tab. 7).

Da der 2000 mm²-Leiter das 2 K-Kriterium unterschreitet wurde die transiente Berechnung für den Leiterquerschnitt 1900 mm² wiederholt. Die nächsten Abbildungen zeigen die Ergebnisse:

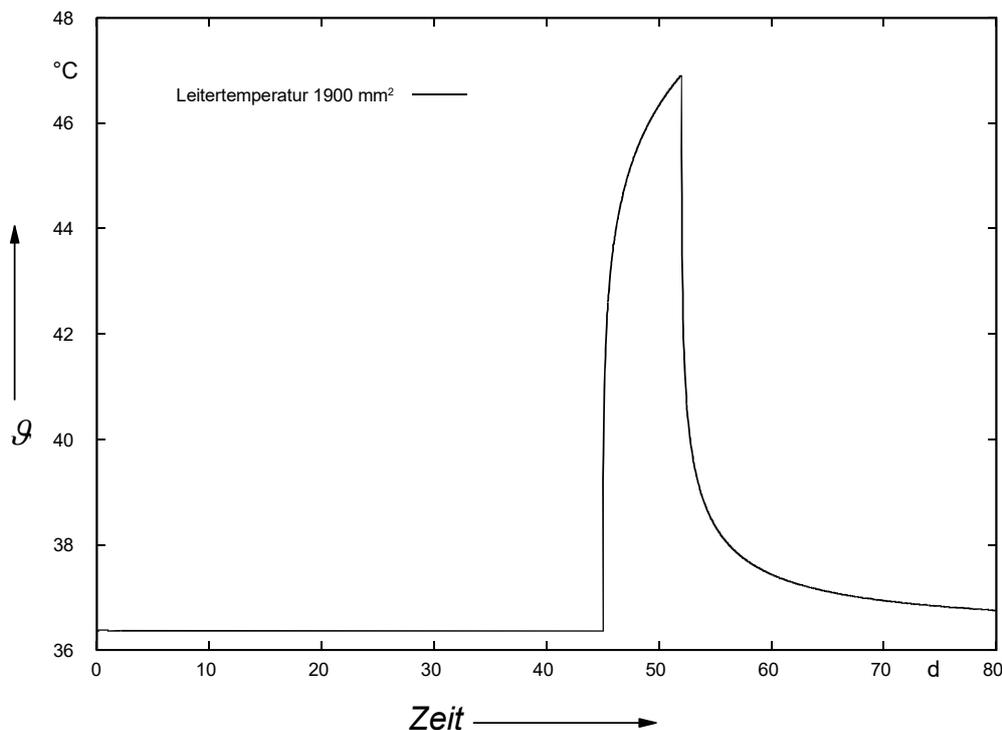


Abb. 11: Temperaturverlauf im Leiter, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1900 mm²

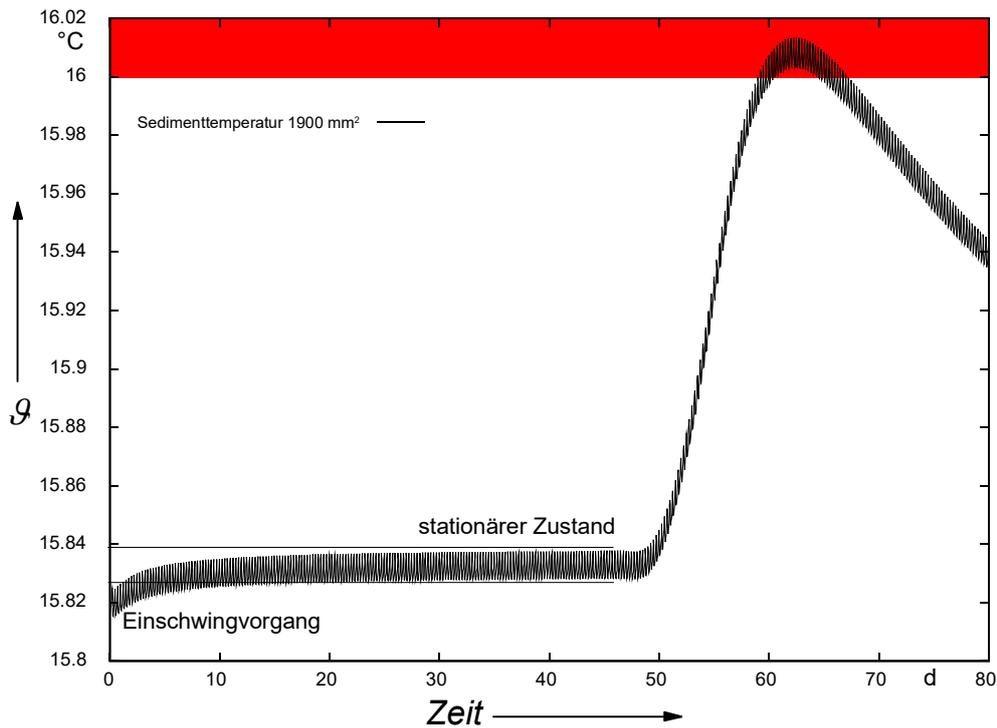


Abb. 12: Temperaturverlauf im Sediment bei -0,3 m, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1900 mm²

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
1900	46,92	16,013	2,013
2000	44,49	15,884	1,884

Tab. 7: Temperaturen und Erwärmungen im Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer (trockenfallend), 980 MW, Überdeckung 1,5 m

Der 1900 mm² Leiter überschreitet für eine Systemleistung von 980 MW ganz knapp die Erwärmung von 2 Kelvin. Es muss also ein Seekabel mit einem Kupferleiter von 2000 mm² oder größer verwendet werden, damit das 2 K-Kriterium sicher eingehalten wird.

Wärmeleitfähigkeit 1,43 W/(m K):

Von den niedersächsischen Behörden wird einheitlich für den ständig überfluteten Bereich sowie für den Bereich des trockenfallenden Wattenmeers eine Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) angenommen.

Sollten sich die Landesbehörden Schleswig-Holsteins entschließen, ebenfalls einheitliche Werte für die Wärmeleitfähigkeit des Meeresbodens anzunehmen, könnten auch im Bereich des trockenfallenden Wattenmeeres kleinere Leiterquerschnitte verwendet werden. Die folgende Tabelle gibt die Berechnungsergebnisse für diesen Fall wieder. Zuerst wurde ein 1400 mm² nach Norm betrachtet. Da dieser sich als geringfügig zu knapp bemessen herausstellte, wurde anschließend ein Leiterquerschnitt von 1500 mm² betrachtet:

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
1400	52,79	16,012	2,012
1500	49,77	15,879	1,879

Tab. 8: Temperaturen und Erwärmungen im Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer (trockenfallend), 980 MW, Überdeckung 1,5 m, Wärmeleitfähigkeit 1,43 W/(m K)

Für eine Systemleistung von 930 MW und einer Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) des Meeresbodens kann also anstelle des 2000 mm² -Kabels ein Seekabel mit einem Kupferleiter von 1500 mm² oder größer verwendet werden, damit das 2 K-Kriterium eingehalten wird.

3.2.2 Überdeckung 3,0 m

Für den Bereich des trockenfallendes Wattenmeers wurde zusätzlich zur geplanten Überdeckung von 1,5 m eine Überdeckung von 3,0 m betrachtet. Es handelt sich hierbei um ein „Worst-Case“-Szenarium im Hinblick auf die Einhaltung der der maximalen Leitertemperatur, falls eine größere Verlegtiefe im Bau zur Sicherstellung der erforderlichen Mindestüberdeckung auch in strömungsbedingt dynamischeren Bereichen angesetzt werden muss. Die Erwärmung des Aufpunkts, 0,3 m tief im Sediment, verringert sich hierbei, aber die Leitertemperatur steigt durch die größere Überdeckung und der damit verbundenen Erhöhung des thermischen Widerstands des Meeresbodens.

Um die thermischen Eigenschaften zu ermitteln, wurde das vorgestellte Modell dahingehend abgeändert, dass die Überdeckung auf 3,0 m erhöht wurde. Die restlichen Annahmen wurden beibehalten.

Wärmeleitfähigkeit 1,0 W/(m K):

Für das trockenfallende Watt mit einer angenommenen Wärmeleitfähigkeit von 1,0 W/(m K) hatte sich der 2000 mm²-Leiter als geeignet herausgestellt, dass 2 K-Kriterium bei 1,5 m Überdeckung einzuhalten. Daher soll dieser auch bei einer Überdeckung von 3,0 m untersucht werden.

Die folgende Abbildung zeigt für eine Wärmeleitfähigkeit von 1,0 W/(m K) des Wattbodens den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt oberhalb der Kabelanlage:

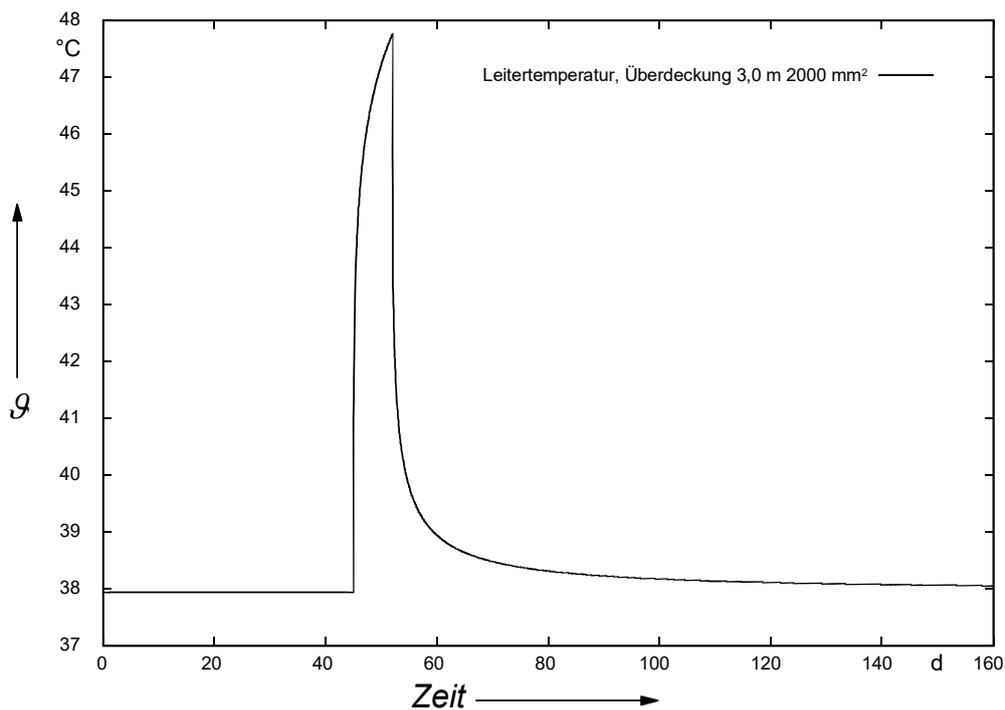


Abb. 13: Leitertemperaturverlauf, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm²

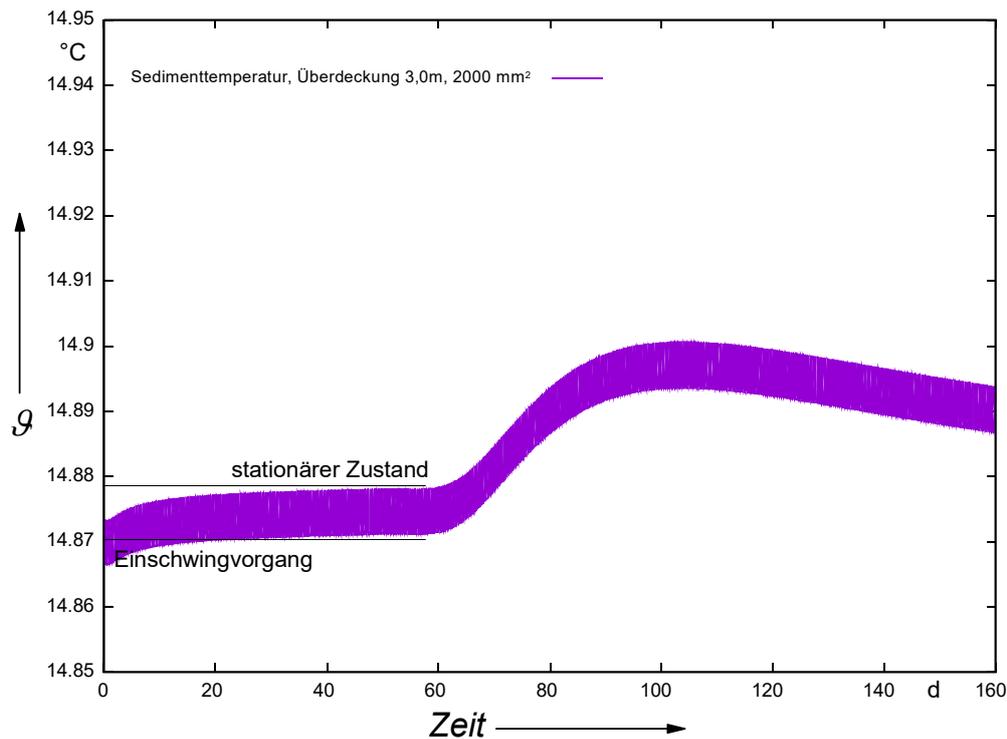


Abb. 14: Temperaturverlauf im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 2000 mm²

Der Leiter erwärmt sich zum Ende der Starkwindphase auf 47,75 °C. Die Belastbarkeit ist somit trotz der großen Überdeckung gegeben.

Es wurde wieder eine Dauer von 160 Tagen simuliert, um das Temperaturmaximum im Sediment abbilden zu können. Das Temperaturmaximum beträgt in diesem Fall 14,901 °C. Bei einer ungestörten Temperatur von 14 °C ergibt sich eine maximale Erwärmung von nur 0,901 K. Das 2 K-Kriterium wird sicher eingehalten.

Wärmeleitfähigkeit 1,43 W/(m K):

Für diese Wärmeleitfähigkeit hat sich der 1500 mm²-Leiter als geeignet herausgestellt, dass 2 K-Kriterium bei 1,5 m Überdeckung einzuhalten. Daher soll dieser auch bei einer Überdeckung von 3,0 m untersucht werden.

Die folgende Abbildung zeigt für eine Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) des Wattbodens den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt oberhalb der Kabelanlage:

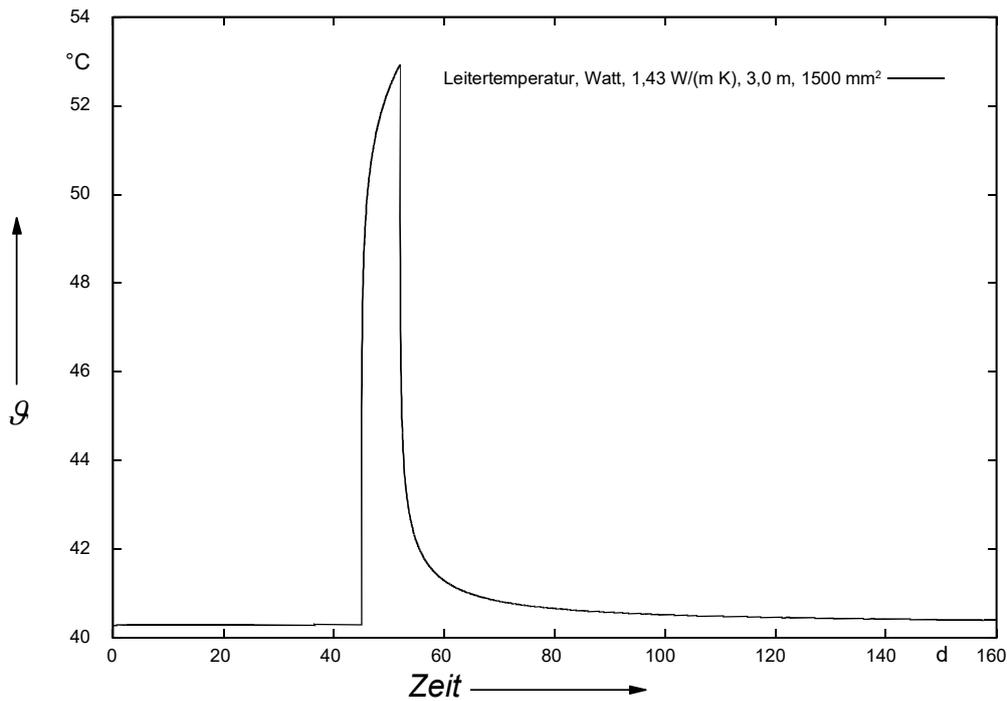


Abb. 15: Leitertemperaturverlauf, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm²

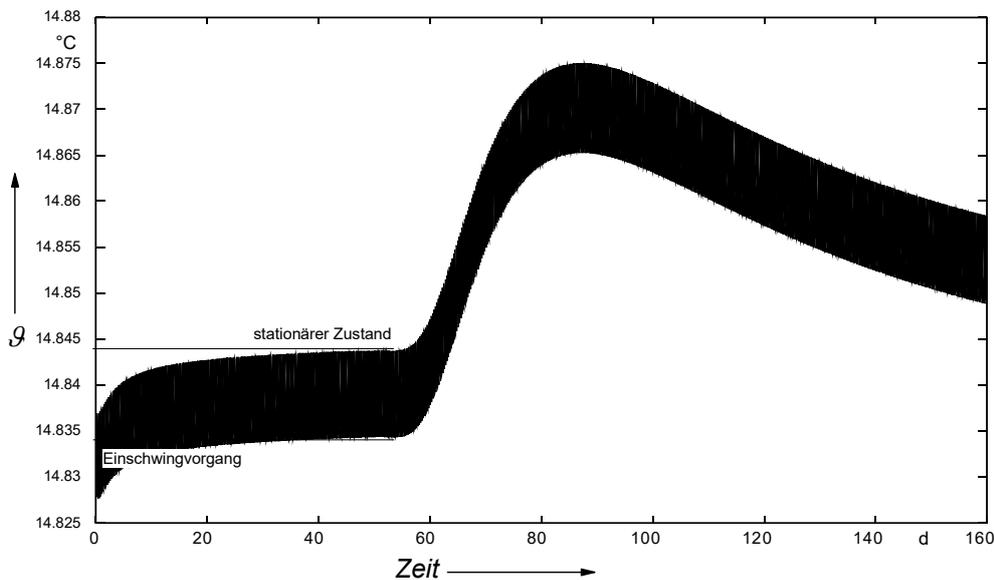


Abb. 16: Temperaturverlauf im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm²

Der Leiter erwärmt sich zum Ende der Starkwindphase auf 52,93 °C. Die Belastbarkeit ist somit trotz der großen Überdeckung gegeben.

Es wurde wieder eine Dauer von 160 Tagen simuliert, um das Temperaturmaximum im Sediment abbilden zu können. Das Temperaturmaximum beträgt in diesem Fall 14,875 °C. Bei einer ungestörten Temperatur von 14 °C ergibt sich eine maximale Erwärmung von nur 0,875 K. Das 2 K-Kriterium wird sicher eingehalten.

3.2.3 Berechnungen bei Dauerlast

Bezüglich der Belastbarkeit wurden zusätzlich stationäre Berechnungen mit Belastung bei Volllast durchgeführt. Die folgende Tabelle zeigt, dass alle Kabel auch bei einer Dauerlast von 980 MW, bzw. einem Strom von 1531,3 A, nicht die maximale Leitertemperatur von 70 °C erreichen. Bei den kleinstmöglichen Leiterquerschnitten wurde zusätzlich die Überdeckung 3,0 m untersucht. Die Umgebungstemperatur wurde hier im Sinne des ungünstigsten Falls zu 14 °C angenommen:

Fall	Leitertemp./ °C	Aufpunkttemp. (-0,3 m)/ °C
2000 mm ² , 1,5 m	51,16	17,028
2000 mm ² , 3,0 m	57,21	15,555

Tab. 9: Temperaturen und Erwärmungen bei Dauerlast, Überdeckung 1,5 m

Die maximal zulässige Leitertemperatur von 70 °C wird also selbst bei Dauerlast und bei Legetiefen von 3,0 m nicht erreicht. In allen in dieser Studie betrachteten Fällen ist davon auszugehen, dass das 2 K-Kriterium zu einer deutlichen thermischen Überdimensionierung des Seekabels führt und die Belastbarkeitsgrenze selbst bei Dauerlast nicht erreicht wird.

3.3 Bereich ständiger Überflutung (sublitoral)

Ab diesem Trassenabschnitt wird von einer kontinuierlichen Überflutung des Meeresbodens ausgegangen und der Wärmeübergang vom Seeboden zum Wasser in Form eines zeitunabhängigen Wärmeübergangskoeffizienten $\alpha = 350 \text{ W/m}^2\text{K}$ berücksichtigt.

Aufgrund des wassergesättigten Bodens, soll hier eine höhere Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) angenommen werden.

Die Kabel sollen so dimensioniert werden, dass die genannten Leistungen übertragen werden können, ohne das 2 K-Kriterium in einer Tiefe des Sediments von 0,3 m zu verletzen. Beruhend auf den Ergebnissen einer vorhergehenden Studie [Sta2021] und des vorhergehenden Abschnitts, wurden hier folgende Leiterquerschnitte ausgewählt: 1400 mm² und 1500 mm². Zum 1400 mm²-Leiter ist anzumerken, dass im sublitoralen Bereich die Wärmeübergangsbedingungen an der Meeresbodenoberfläche günstiger als im eulitoralen Bereich sind.

3.3.1 Überdeckung 1,5 m

Die Überdeckung wird hier zu 1,5 m (vergleiche Tab. 1) angenommen. Alle weiteren Annahmen bleiben unverändert. Demzufolge sieht das FEM-Modell, genauso aus wie in Abb.

9. Lediglich der Wärmeübergang vom Boden zum Wasser wurde zu einem Randwert mit einem zeitunabhängigen Wärmeübergangskoeffizienten $\alpha = 350 \text{ W/m}^2\text{K}$ ausgetauscht.

Das Modell wird nun ebenfalls 45 Tage lang mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage (siehe Abschnitt 2.1). Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 30 cm tief im Sediment, überschritten ist und der Abkühlvorgang eingesetzt hat.

Mit Leiterquerschnitten von 1400 mm^2 und 1500 mm^2 , ergeben sich folgende Temperaturkennlinien:

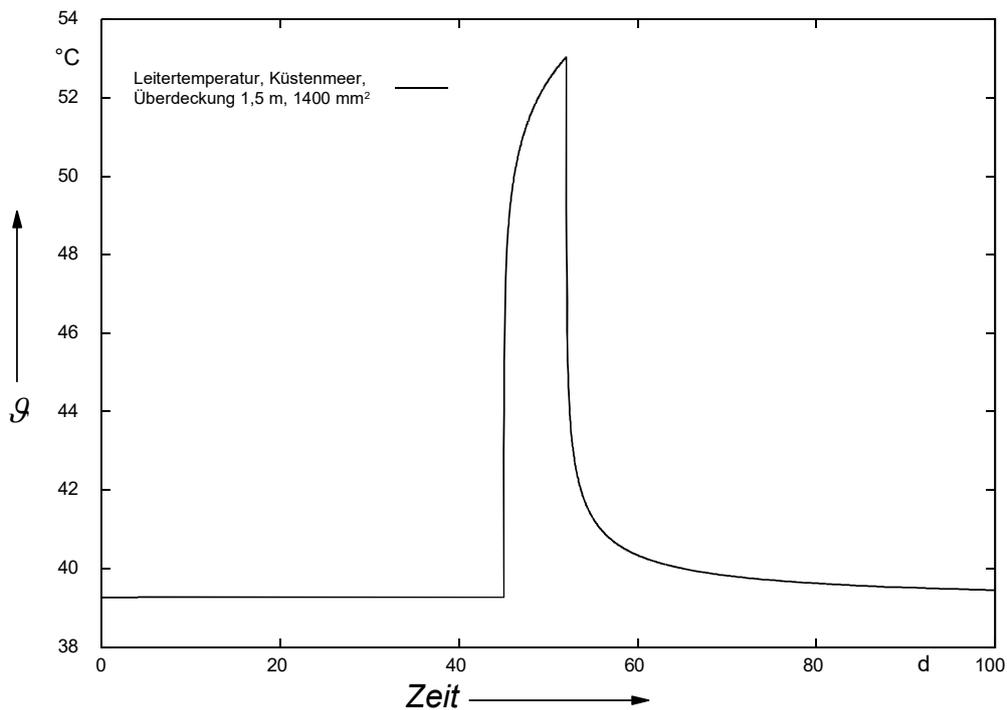


Abb. 17: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm^2

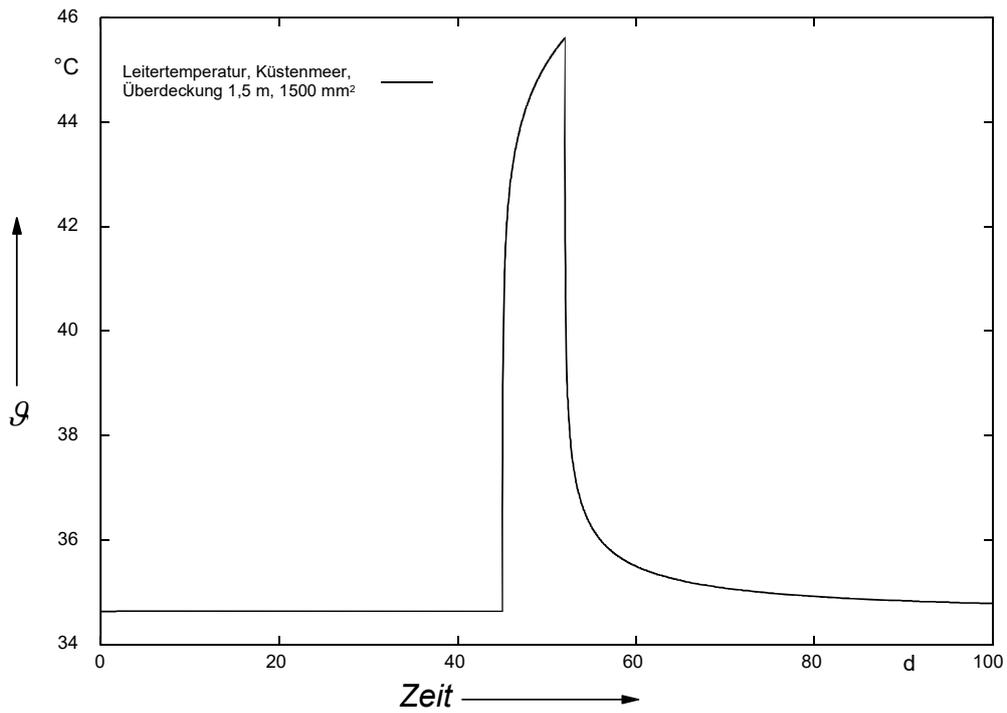


Abb. 18: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm²

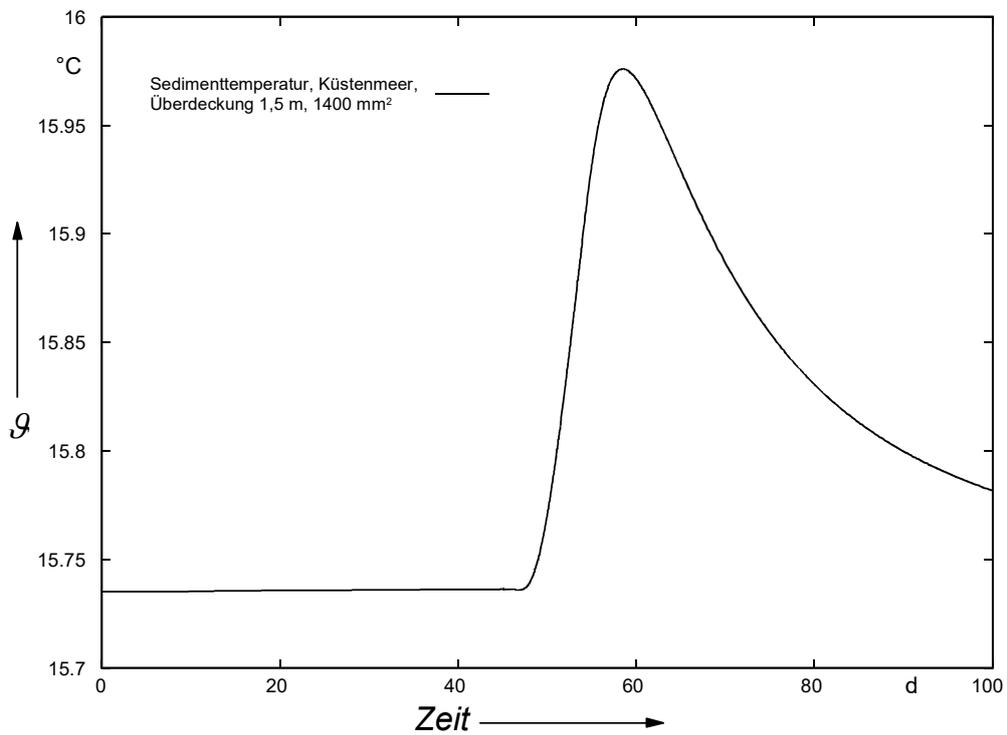


Abb. 19: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm²

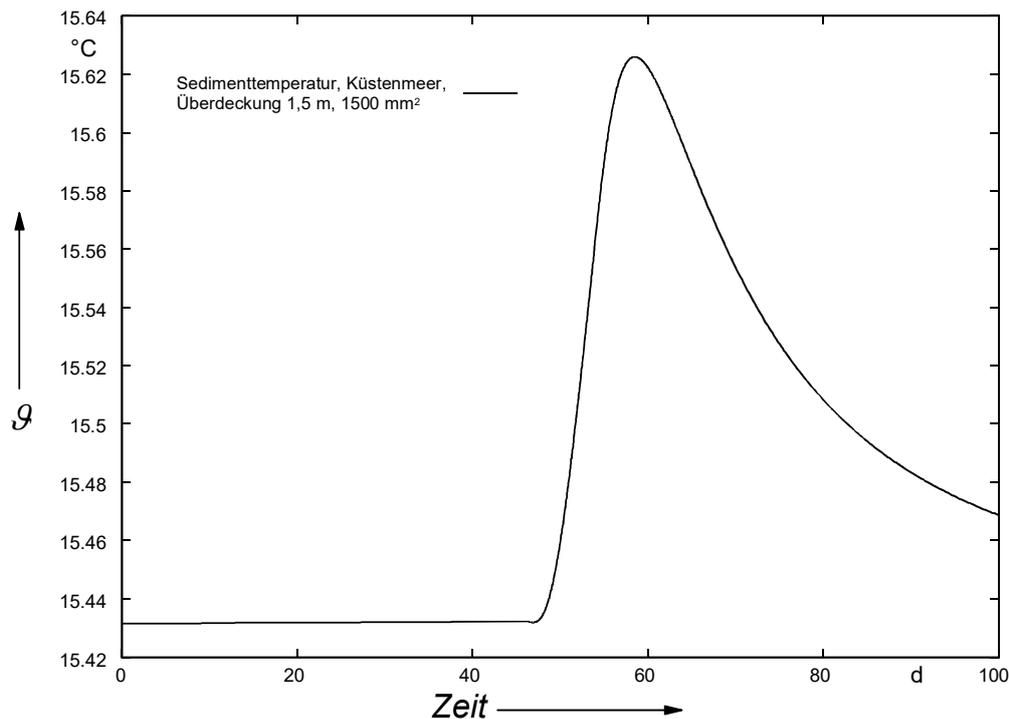


Abb. 20: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1500 mm²

Die Leitertemperatur eines 1400 mm² Leiters erreicht am Ende der siebentägigen Starkwindphase 53,03 °C. Mit einer maximalen Sedimenttemperatur von 15,976 °C, bzw. einer Erwärmung von 1,976 K, wird das 2 K-Kriterium eingehalten.

Die Leitertemperatur eines 1500 mm² Leiters erreicht am Ende der siebentägigen Starkwindphase 45,60 °C. Mit einer maximalen Sedimenttemperatur von 15,626 °C, bzw. einer Erwärmung von 1,626 K, wird das 2 K-Kriterium eingehalten.

Weitere Umgebungstemperaturen:

Bei einem 1400 mm² Leiter und einer Umgebungstemperatur von 10 °C ergäbe sich nach Abschnitt 2.6 eine Erwärmung von 1,945 K und bei einer Umgebungstemperatur von 5 °C ergäbe sich eine Erwärmung von 1,908 K.

Bei einem 1500 mm² Leiter und einer Umgebungstemperatur von 10 °C ergäbe sich nach Abschnitt 2.6 eine Erwärmung von 1,601 K und bei einer Umgebungstemperatur von 5 °C ergäbe sich eine Erwärmung von 1,570 K.

Ein Leiterquerschnitt von 1400 mm² oder größer ist im ständig überfluteten Bereich geeignet, 980 MW unter Einhaltung des 2K-Kriteriums zu übertragen.

3.3.2 Überdeckungen 3,0 m und 5,0 m

Die Überdeckungen werden hier zu 3,0 m und 5,0 m (vergleiche Tab. 1) angenommen. Alle weiteren Annahmen bleiben unverändert. Demzufolge sieht das FEM-Modell, abgesehen von der größeren Überdeckung, so aus wie in Abb. 9.

Der Wärmeübergang am Meeresboden ist im sublitoralen Bereich zwar wegen der ständigen Überflutung günstiger, jedoch wird die Wärmeabgabe durch die vergrößerte Überdeckung von hier 3,0 m bzw. 5,0 m statt 1,5 m wie im Wattenmeer erschwert. Die größeren Überdeckungen gehen einher mit einem größeren thermischen Widerstand des Seebodens. Die Erwärmung im Aufpunkt des Sediments nimmt ab, die Leitertemperatur nimmt zu. Hier gilt es also, die Einhaltung der maximal zulässigen Leitertemperatur von 70 °C am Ende der Starkwindphase zu prüfen.

Die FEM-Modelle mit größerer Überdeckung werden nun ebenfalls 45 Tage lang mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage (siehe Abschnitt 2.1). Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 30 cm tief im Sediment, überschritten ist und der Abkühlvorgang eingesetzt hat. Wegen der längeren Diffusionszeit der Wärmefront müssen hier die transienten Berechnungen zwischen 160 und 200 Tagen laufen.

Untersucht wurden die Leiterquerschnitte 1400 mm² und 1500 mm². Für den Leiterquerschnitt 1400 mm² ergeben sich folgende Temperaturkennlinien. Da die Diagramme sich sehr ähneln, wird der Leiterquerschnitt 1500 mm² nur tabellarisch aufgeführt:

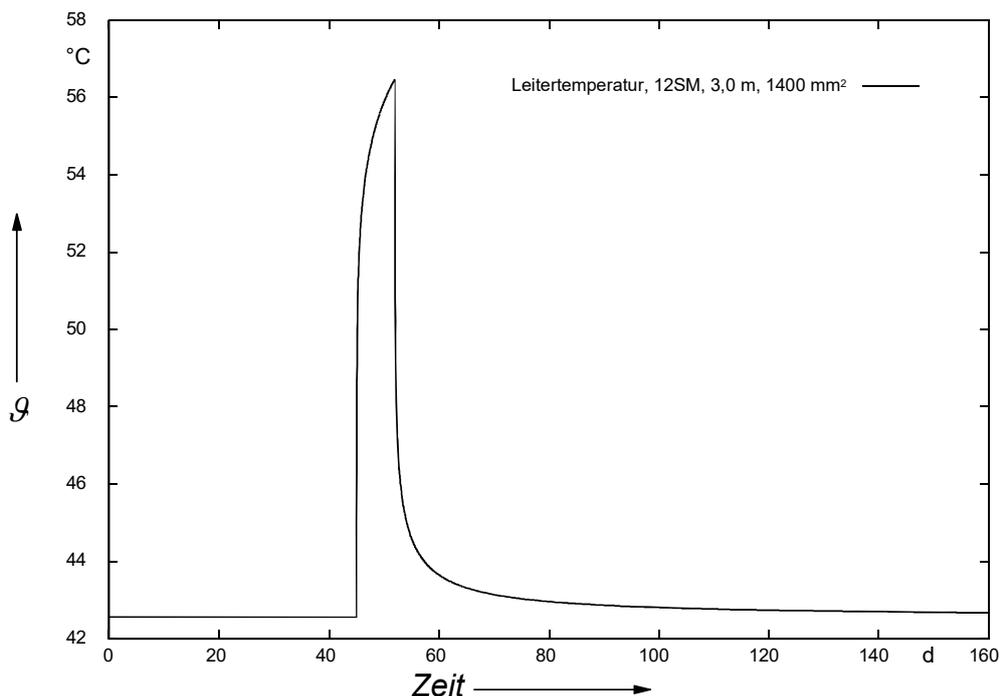


Abb. 21: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm²

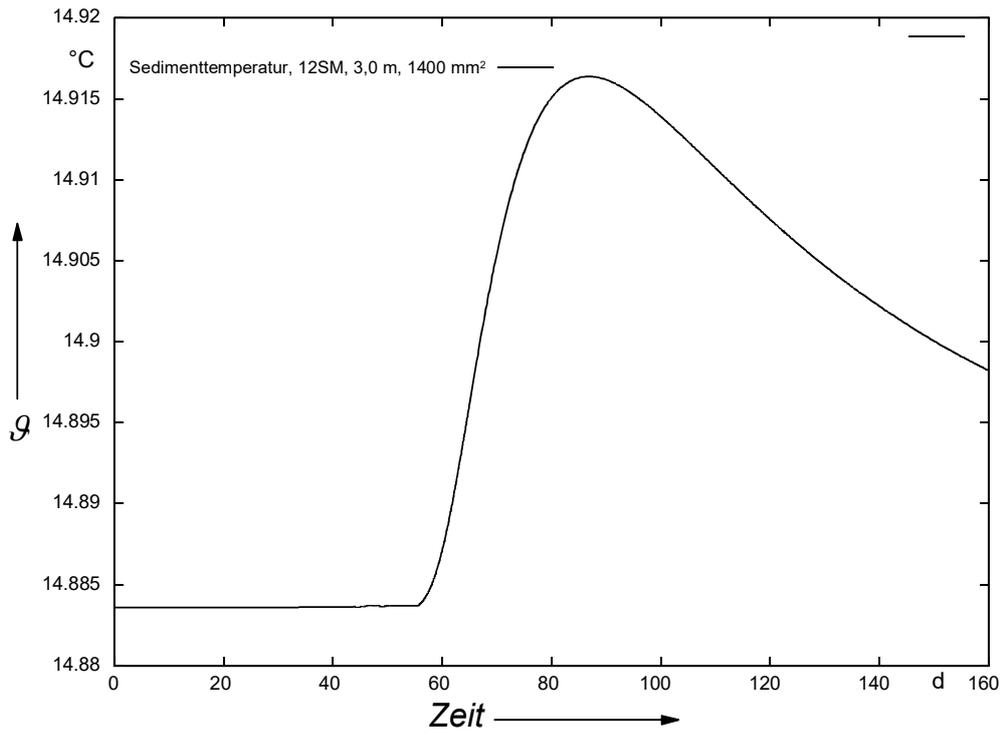


Abb.

22: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm²

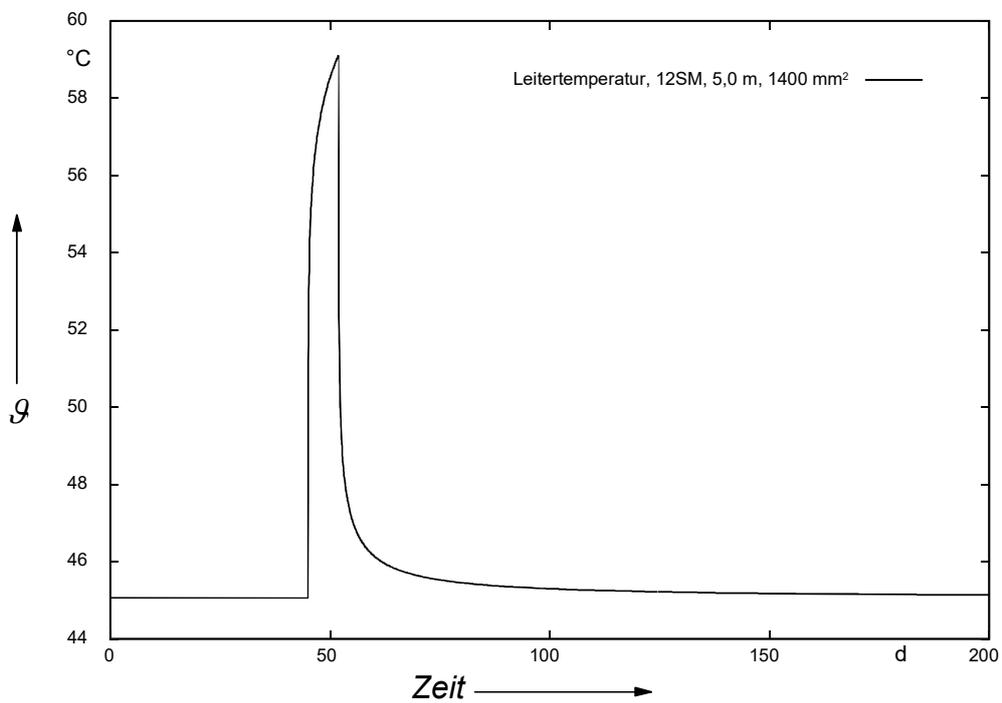


Abb. 23: Leitertemperaturverlauf, überfluteter Bereich, Überdeckung 5,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm²

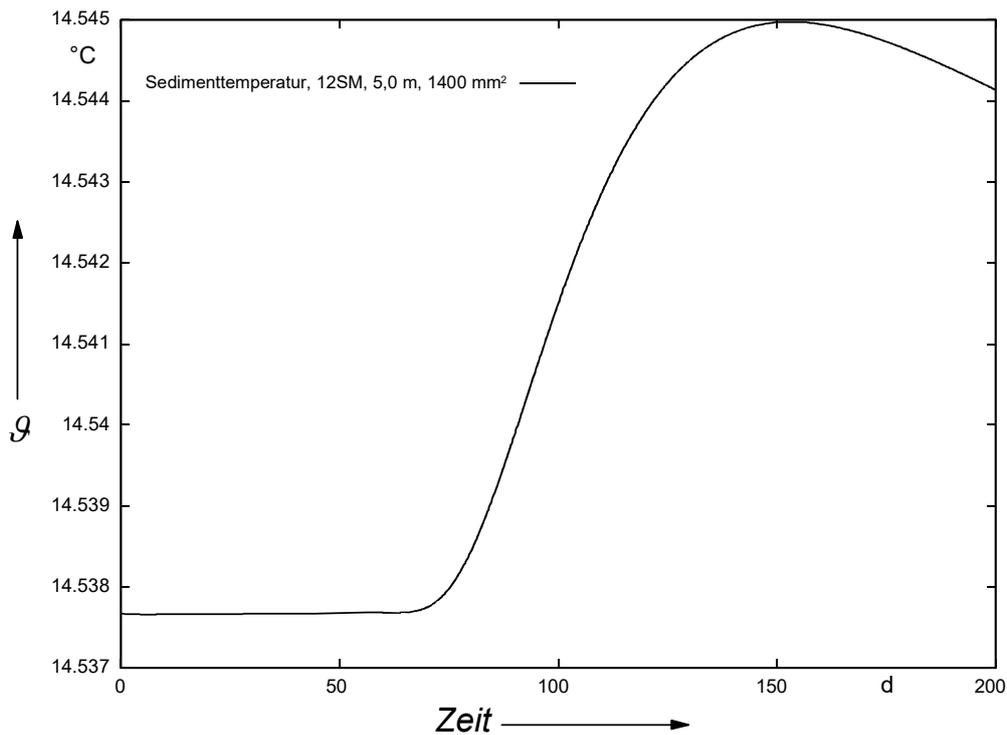


Abb. 24: Temperaturverlauf im Sediment, überfluteter Bereich, Überdeckung 5,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1400 mm²

Die Erwärmungen liegen weit unterhalb der maximal zulässigen Erwärmung von 2 K. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
1400, 3,0 m	56,48	14,916	0,916
1400, 5,0 m	59,11	14,545	0,545
1500, 3,0 m	52,92	14,851	0,851
1500, 5,0 m	55,34	14,506	0,506

Tab. 10: Temperaturen und Erwärmungen im sublitoralen Bereich bei 980 MW und Überdeckungen von 3,0 m und 5,0 m

3.4 Bereich Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

Der Bereich der AWZ fällt genehmigungsrechtlich in die Zuständigkeit des BSH. Für diesen Bereich gilt das 2 K-Kriterium in einer Tiefe von 20 cm im Sediment sowie eine ungestörte Wasser- und Bodentemperatur von 12 °C.

3.4.1 Überdeckung 1,5 m

Die Überdeckung beträgt auch hier 1,5 m (vergleiche Tab. 1). Die Adern sind ebenfalls im Bündel verlegt. Für diesen Bereich wurden die beiden Leiterquerschnitte, 1200 mm² und 1400 mm², untersucht.

Die Anforderungen sind im Bereich der AWZ weniger restriktiv, da das 2K-Kriterium nur in einer Tiefe von 20 cm im Sediment gefordert wird, was eine 10 cm größeren Abstand zur Wärmequelle bedeutet. Daher kämen kleinere Leiterquerschnitte als der 1400 mm²-Leiter infrage. Der 1400 mm²-Leiter wurde dennoch hier betrachtet, da er sich im Küstenmeer als geeignet herausgestellt hat und somit die Übergangsmuffe wegen eines Leiterquerschnittswechsel entfallen kann.

Das FEM-Modell wurde wieder 45 Tage lang mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage. Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wurde die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 20 cm tief im Sediment, überschritten war und der Abkühlvorgang eingesetzt hatte.

Die folgende Abbildung zeigt den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt oberhalb der Kabelanlage.

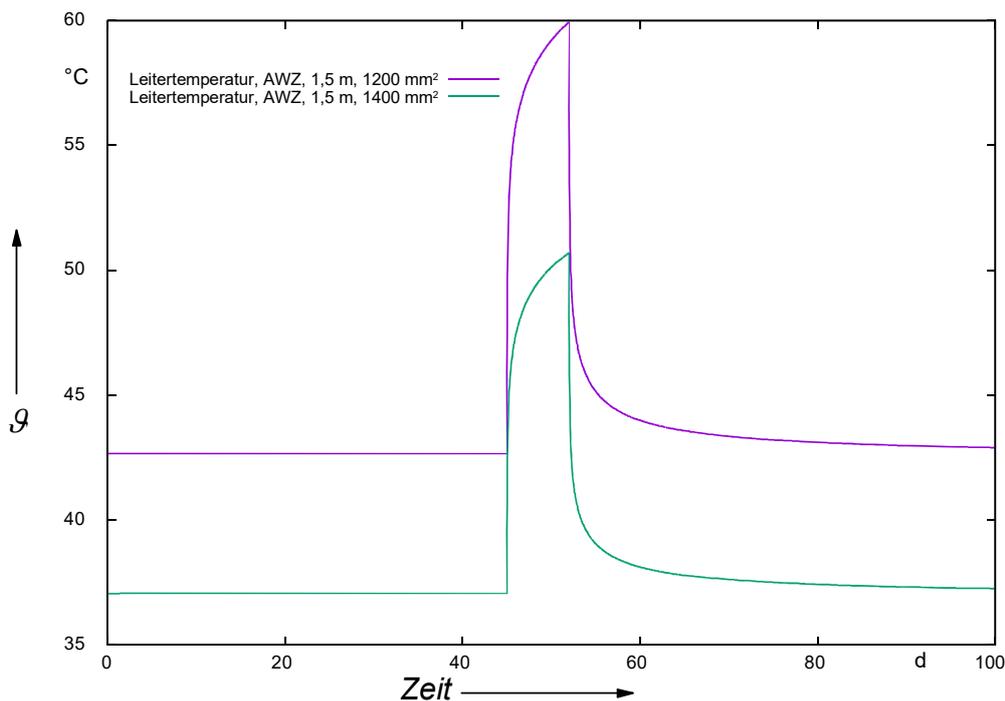


Abb. 25: Temperaturverlauf im Leiter, Leiterquerschnitte 1200 mm² und 1400 mm², Überdeckung 1,5 m

Die Leitertemperatur erreicht 59,95 °C bei einem Leiterquerschnitt von 1200 mm² und 50,70 °C bei einem Leiterquerschnitt von 1400 mm². Beide Varianten liegen damit weit unterhalb der maximal zulässigen Leitertemperatur von 70 °C.

Die Aufpunkttemperatur erreicht ein Temperaturmaximum von 13,558 °C bei einem Leiterquerschnitt von 1200 mm² und 13,300 °C bei einem Leiterquerschnitt von 1400 mm². Bei

einer ungestörten Umgebungstemperatur von 12 °C ergeben sich somit Erwärmung von 1,558 K bei einem Leiterquerschnitt von 1200 mm² und 1,300 K bei einem Leiterquerschnitt von 1400 mm².

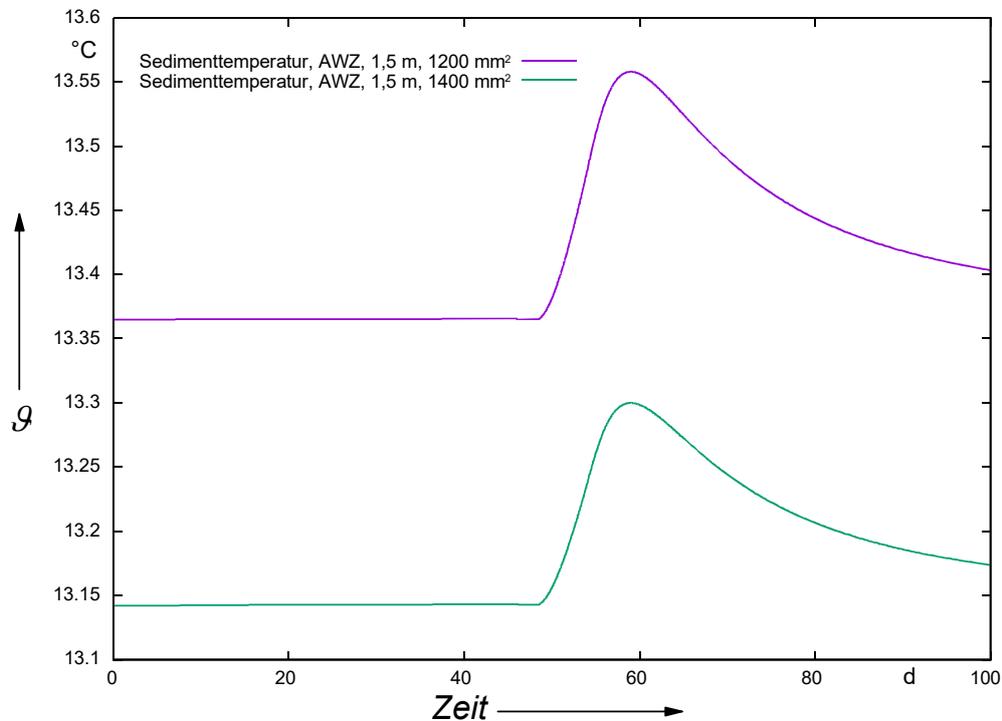


Abb. 26: Temperaturverlauf im Aufpunkt, Leiterquerschnitte 1200 mm² und 1400 mm², Überdeckung 1,5 m

Die Erwärmungen liegen für beide Querschnitte weit unterhalb der maximal zulässigen Erwärmung von 2 K. Der Planungsgrundsatz 4.4.4.8 des FEPs wird somit für BorWin6 eingehalten. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen:

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
1200	59,95	13,558	1,558
1400	50,70	13,300	1,300

Tab. 11: Temperaturen und Erwärmungen im Bereich der AWZ, Überdeckung 1,5 m

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass Leiterquerschnitte ab 1200 mm² in der AWZ für eine Übertragungsleistung von 980 MW, bzw. für einen maximalen Betriebsstrom von 1531,3 A, geeignet sind, das 2 K-Kriterium für eine Tiefe von 0,2 m im Sediment einzuhalten.

3.4.1 Überdeckung 3,0 m

Die Überdeckung wurde hier zu 3,0 m (vergleiche Tab. 1) angenommen. Alle weiteren Annahmen bleiben im Vergleich zur Überdeckung von 1,5 m unverändert.

Die FEM-Modelle mit größerer Überdeckung werden nun ebenfalls 45 Tage lang mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage (siehe Abschnitt 2.1). Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 20 cm tief im Sediment, überschritten ist und der Abkühlvorgang eingesetzt hat. Wegen der längeren Diffusionszeit der Wärmefront müssen hier die transienten Berechnungen über eine Zeit von 160 Tage laufen. Es ergeben sich folgende Temperaturkennlinien:

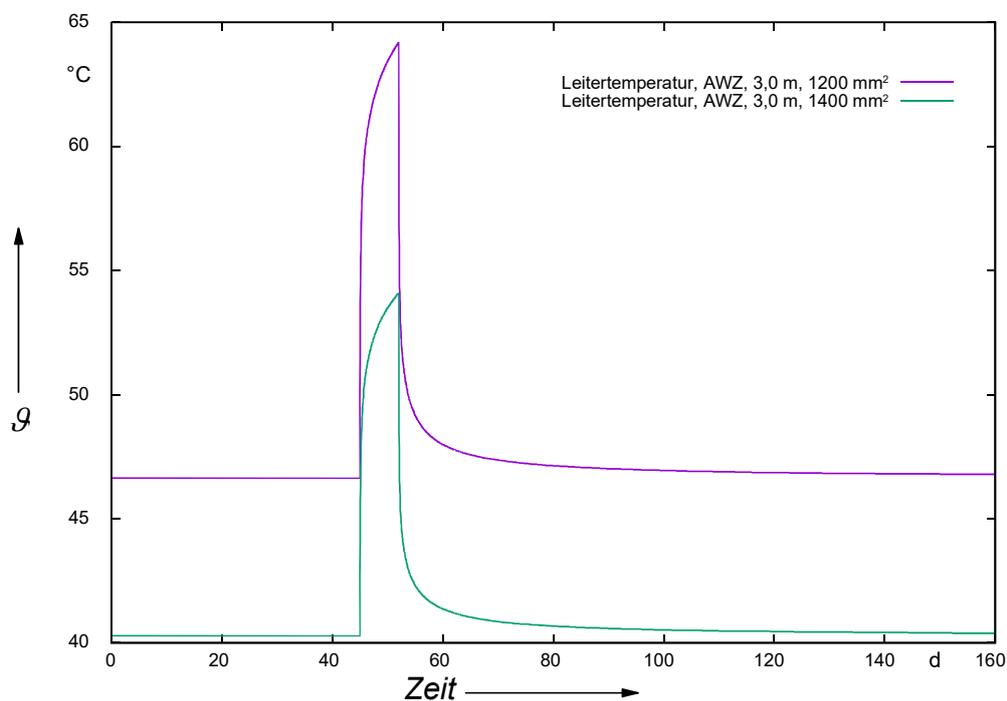


Abb. 27: Leitertemperaturverlauf, AWZ, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1200 mm² und 1400 mm²

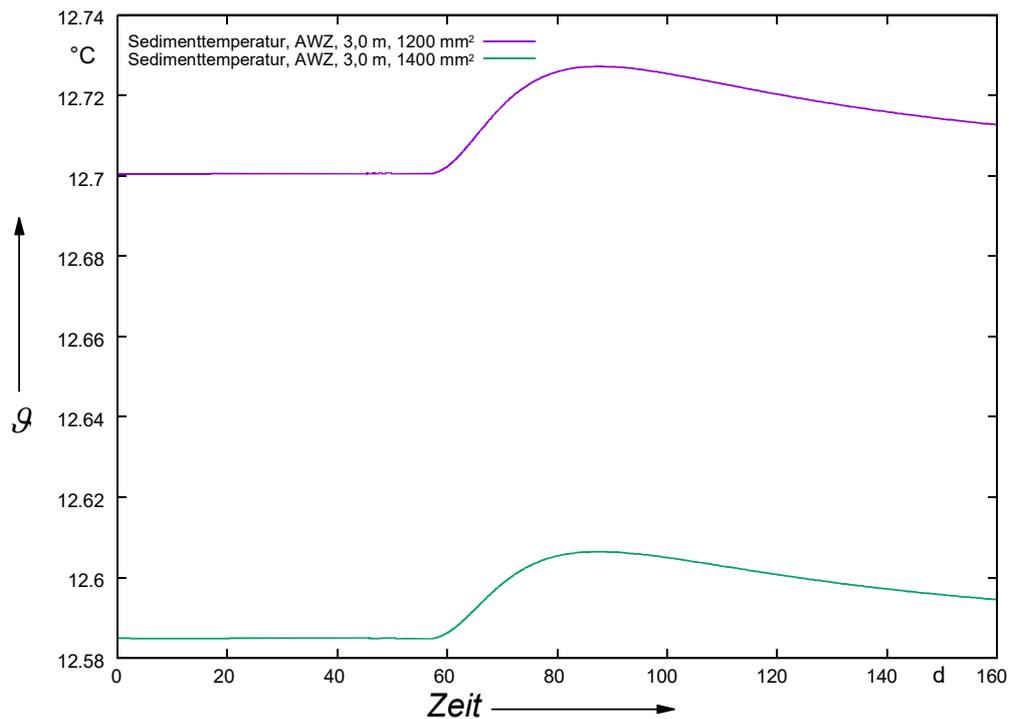


Abb. 28: Temperaturverlauf im Sediment, AWZ, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, Leiterquerschnitt 1200 mm² und 1400 mm²

Die Leitertemperatur bei einem 1200 mm²-Leiter erreicht am Ende der siebentägigen Starkwindphase 64,18 °C bei einer Überdeckung von 3,0 m. Bei einem 1400 mm²-Leiter erreicht der Leiter 54,08 °C

Mit einer maximalen Sedimenttemperatur von 12,727 °C, bzw. einer Erwärmung von 0,727 K, für 3,0 m Überdeckung ergeben sich für den 1200 mm²-Leiter hier geringere Erwärmungen als bei einer Überdeckung von 1,5 m. Beim 1400 mm²-Leiter ergibt sich eine maximale Sedimenttemperatur von 12,607 °C, bzw. eine Erwärmung von 0,607 K. Das 2 K-Kriterium wird also in beiden Fällen sicher eingehalten.

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen:

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
1200	64,18	12,727	0,727
1400	54,08	12,607	0,607

Tab. 12: Temperaturen und Erwärmungen im Bereich der AWZ, Überdeckung 3,0 m

4 Elektrische Felder der Seekabeltrasse

Die 320 kV-HGÜ-Systeme sollen sowohl im Abschnitt AWZ als auch im Abschnitt Küstenmeer mittels geschirmten Kabeln (siehe Abb. 2) errichtet werden. Alle metallenen Aufbauelemente, die nicht dem Stromtransport dienen, in dem Fall der Bleimantel und die Stahldrahtarmierung, werden beidseitig geerdet und befinden sich somit auf Nullpotential. Ein elektrisches Feld kann sich somit nur über die Isolierung ausbreiten; im Raum außerhalb des Kabels ist das elektrische Feld null.

Dies besagt auch die Ergänzung der StUK4 [BSH2013a]: *„Bei geschirmten Kabeln liegt kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels vor.“*

In [LAI2014] heißt es ebenfalls *„Die Darstellung für elektrische Felder entfällt bei Kabeln und eingehausten Netzstationen, da diese durch den Kabelmantel bzw. durch die Einhausung vollständig abgeschirmt werden.“*

Es treten vorliegend aufgrund der geschirmten Kabel keine elektrischen Felder auf, sodass diese nicht weiter untersucht werden müssen.

5 Magnetfelder der Seekabeltrasse

Zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch magnetische Felder hat der Gesetzgeber Anforderungen in der sechszwanzigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) festgesetzt [BIM2013].

In der Neufassung der **26. BImSchV** von 2013 [BIM2013] wird für ortsfeste Gleichstromanlagen mit einer Spannung von mehr als 2000 V erstmalig ein **Grenzwert** der magnetischen Flussdichte (auch magnetische Induktion genannt) von **500 μT** festgelegt (siehe §3a in Verbindung mit Anhang 1 der 26. BImSchV).

Dieser Grenzwert muss im Einwirkungsbereich der Gleichstromanlage an Orten, die zum dauerhaften oder vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind (sog. maßgebliche Immissionsorte) eingehalten werden. Für Gleichstromkabel wird in II.3a.2 der **LAI** [LAI2014] (LAI - Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz) ein Einwirkungsbereich von 1,0 m definiert.

Neben der Einhaltung des Grenzwertes an den sogenannten maßgeblichen Immissionsorten sind nach § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV zum Zwecke der Vorsorge bei Errichtung von Gleichstromanlagen die Möglichkeiten auszuschöpfen, die von der jeweiligen Anlage ausgehenden magnetischen Felder nach dem Stand der Technik zu minimieren. Das Nähere regelt die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV (26. BImSchVVwV) [BIM2016].

Gemäß 26. BImSchVVwV [BIM2016] sind Minimierungsmaßnahmen dann zu prüfen, wenn sich mindestens ein maßgeblicher Minimierungsort im Einwirkungsbereich der jeweiligen Anlage befindet. Maßgebliche Minimierungsorte werden hier definiert als „im Einwirkungsbereich der jeweiligen Anlage liegendes Gebäude oder Grundstück im Sinne des § 4 Absatz 1 26. BImSchV sowie jedes Gebäude oder Gebäudeteil, das zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt ist“ [BIM2016]. Der Einwirkungsbereich von 320 kV-HGÜ-Kabeln wird bezüglich der Minimierung zu 15,0 m angegeben und der Bewertungsabstand zu 5,0 m.

Für die 320 kV-Netzanschlussysteme ist festzuhalten, dass sowohl für den Abschnitt Küstenmeer als auch für den Abschnitt AWZ keine Immissionsorte (dauerhafter oder vorübergehender Aufenthalt von Menschen im Einwirkungsbereich von 1,0 m) aufgrund der Mindestüberdeckung von 1,5 m vorhanden sind (vgl. Tabelle 1 in Kapitel 2). Auch Minimierungsorte (Orte im Einwirkungsbereich von 15 m, die nicht nur für den vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind) können sowohl im Abschnitt Küstenmeer als auch AWZ aufgrund der Lage des Gleichstromsystems innerhalb der sublitoralen und eulitoralen Nordsee ausgeschlossen werden.

Eine Nachweisführung über die Höhe der auftretenden magnetische Flussdichten ist somit gemäß der 26. BImSchV und der 26. BImSchVVwV nicht geboten. Im Sinne einer umfassenden Betrachtung sowie der Berücksichtigung des Vorsorgegrundsatzes wurde dennoch die magnetischen Flussdichte für den Abschnitt AWZ als auch für den Abschnitt Küstenmeer berechnet. Die Berechnungen beziehen sich dabei immer auf den Bereich direkt

über dem Kabel und stellen damit die maximalen magnetischen Flussdichten für die jeweilige Höhe über dem Kabel dar.

5.1 Berechnung der magnetischen Flussdichte

Im einfachsten Fall (Magnetfeld eines stromdurchflossenen Leiters) berechnet sich die magnetische Flussdichte nach dem Biot-Savart-Gesetz zu:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r} \cdot \vec{e}_\alpha \quad (5.1)$$

mit der magnetischen Flussdichte B , μ_0 der Permeabilität des Vakuums, der Stromstärke I , der Kreiszahl π , dem Abstand r zum Leiter. μ_r gibt die relative Permeabilität des jeweiligen Materials an, in dem sich das magnetische Feld ausbreitet. Für nichtmagnetische Materialien, wie Luft, Erdreich, Meeresboden, Wasser etc. ist $\mu_r = 1$ anzunehmen.

Das Magnetfeld ist ein vektorielles Wirbelfeld (hat also einen Betrag und eine Richtung), dessen Feldlinien sich kreisförmig um den Leiter schließen. Die Richtung wird durch den Azimutwinkel-Einheitsvektor \vec{e}_α ausgedrückt.

Wie man anhand von Gleichung 5.1 leicht erkennt, hängt das Magnetfeld weder vom Leiterquerschnitt noch von Wasser- oder Leitertemperaturen, Bodenwärmeleitfähigkeiten, etc. ab, weshalb hier eine einfachere Unterteilung als im thermischen Teil vorgenommen werden. Die magnetische Flussdichte verhält sich proportional zur Stromstärke I . Diese ist in allen Seekabelabschnitten gleich, so dass hier die Unterscheidung nach Seekabelabschnitten oder Leiterquerschnitten entfallen kann.

Die magnetische Flussdichte hängt antiproportional vom Abstand r zur Kabelanlage als Feldquelle ab. Somit kann unabhängig vom Standort Watt, Küstenmeer oder AWZ nach den Überdeckungen 1,5 m, 3,0 m und 5,0 m unterschieden werden.

Ebenfalls in den Abstand r geht der Abstand zwischen den Polen (Abstand zwischen Hin- und Rückleiter) ein. Somit kommen in der Betrachtung des magnetischen Feldes die Bereiche der Anlandung und die Deichunterdükung hinzu, da die Bündellegung dort aufgelöst und der Abstand zwischen Hin- und Rückleiter auf bis 10m in bis zu 20,0 m Tiefenlage (unterhalb der Deichkrone) vergrößert wird.

Diese Auflösung erfolgt, um so die Kabel in einzelne Schutzrohre einführen und den Deich durchqueren zu können. Die Rohre werden zuvor im HDD-Spülbohr-Verfahren (HDD - horizontal directional drilling) unterhalb des Deichs eingebracht. Damit sind für den vergrößerten Polabstand von 20,0 m, die beiden Fälle Überdeckung 1,5 m (Anlandung) und 20,0 m (Abstand der Kabel zur Deichkrone des Uferschutzdeichs) hinzuzunehmen.

Die Angabe 0,0 m kennzeichnet für die überfluteten Bereiche immer die Meeresbodenoberfläche. Bei trockenen bzw. trockenfallenden Flächen ist der Bezugspunkt die Erdoberfläche bzw. Wattoberfläche. Zum Beispiel bedeutet die Angabe „0,2 m“ eine Höhe von 20 cm oberhalb der Wattbodenoberfläche. Für die AWZ, bei der Wassertiefen zwischen 20,0 m

und 50,0 m zu erwarten sind, bedeutet die Angabe „0,2 m“ 20 cm im Wasser, 20 cm oberhalb der Meeresbodenoberfläche.

Um das Magnetfeld an der Wasseroberfläche zu ermitteln, werden die Linienabtastungen bis zu vertikalen Abständen von 20,0 m von der Meeresbodenoberfläche durchgeführt. Dies ist gegebenenfalls von Interesse, wenn sich Menschen auf Schiffen oberhalb der Seekabelanlage aufhalten oder bezüglich einer möglichen Kompassbeeinflussung.

Bei Wassertiefen von mehr als 20,0 m liegt die tatsächliche magnetische Flussdichte an der Wasseroberfläche unterhalb des Rechenwerts, welcher für 20,0 m angegeben wird.

Für die trockenen Bereiche (Anlandung, Deichunterdükung) werden nur die Höhen 0,0 m, 0,2 m und 1,0 m abgetastet.

Der höchste Betriebsstrom („bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung“) gemäß [BIM2013, §3a] bei der genehmigungsrelevanten Übertragungsleistung von 930 MW und einer Übertragungsspannung von ± 320 kV beträgt nach Gleichung (2.2) $I = 1453$ A.

5.2 Bündellegung bei einer Überdeckung von 1,5 m

Die Höhenangabe 0,0 m kennzeichnet für die überfluteten Bereiche immer die Meeresbodenoberfläche. Bei trockenen bzw. trockenfallenden Flächen ist der Bezugspunkt die Wattoberfläche. Zum Beispiel bedeutet die Angabe „0,2 m“ 20 cm oberhalb der Meeres- bzw. Wattbodenoberfläche. Um die magnetische Flussdichte über der Wasseroberfläche berechnen zu können, wird der Linienabstand bis zu vertikalen Abständen von 20,0 m erhöht. Bei Wassertiefen von mehr als 20,0 m liegt die magnetische Flussdichte an der Wasseroberfläche unterhalb des berechneten Wertes für 20,0 m.

Die Kabel sind im Bündel gelegt. Der Abstand der Leiterachsen variiert nur geringfügig durch den variierenden Durchmesser des Kabels, was vernachlässigbar ist, da der Abstand zwischen Aufpunkt und Kabeln sehr viel größer ist als der Abstand der Polachsen von maximal 135 mm (vergleiche Tab. 2). Durch den minimal möglichen Abstand der Leiter zueinander ergeben sich sehr gute Kompensationseffekte der Einzelfelder. Entsprechend gering fällt die magnetische Flussdichte des Gesamtmagnetfelds aus.

Bei einer Übertragungsleistung von 980 MW und einer Überdeckung von 1,5 m beträgt die maximale magnetische Flussdichte an der Meeresbodenoberfläche nur $16,32 \mu\text{T}$.

Bei 20 cm oberhalb des Bodens sinkt die maximale magnetische Flussdichte auf $12,84 \mu\text{T}$. In einer Höhe von 1,0 m betragen die maximalen magnetischen Flussdichten nur noch $6,08 \mu\text{T}$. Bei einem Wasserspiegel von 20 m weisen die maximalen magnetischen Flussdichten nur noch verschwindend kleine Werte von $0,09 \mu\text{T}$ an der Wasseroberfläche auf. Sie liegen damit auch deutlich unterhalb des Erdmagnetfeldes, das rund $50 \mu\text{T}$ beträgt. Eine Kompassbeeinflussung kann damit ausgeschlossen werden.

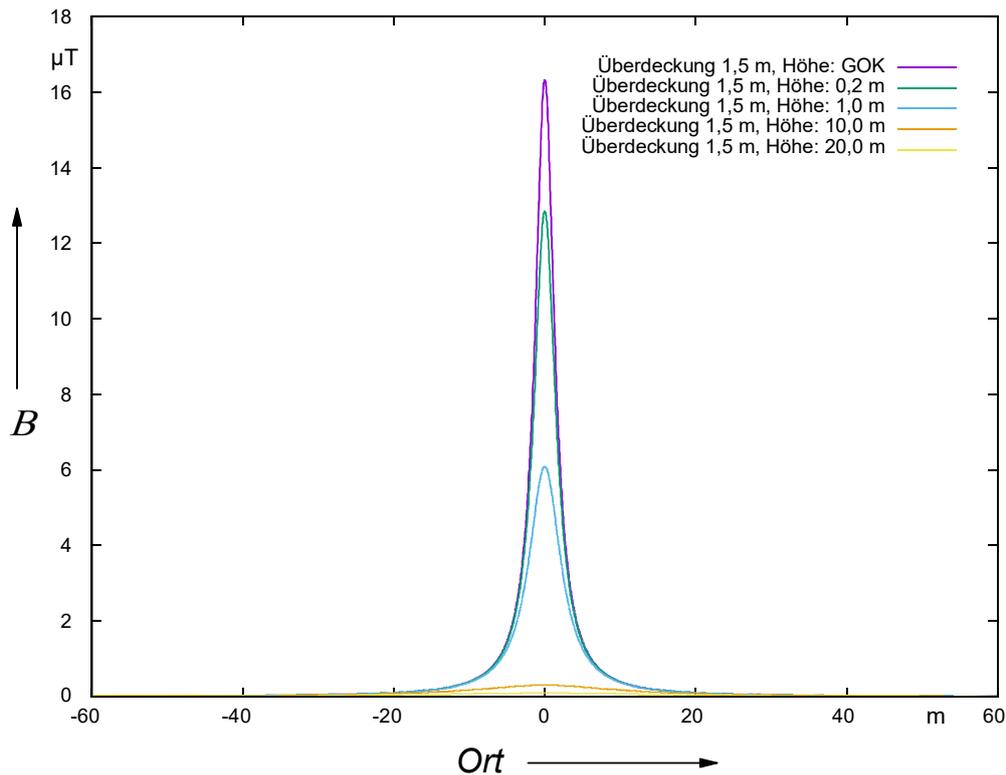


Abb. 29: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, 9380 MW, 1531,3 A

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände nur bei einem Bruchteil des gesetzlichen Grenzwerts. Rechts und links des Maximums fallen die magnetischen Flussdichten schnell zu noch kleineren Größenwerten ab. Die folgende Tabelle fasst nochmal alle maximalen magnetischen Flussdichten zusammen:

Vertikaler Abstand von der Meeresbodenoberfläche/ m	$B_{Max}/ \mu T$	In % des Grenzwerts von 500 μT
0,0	16,32	3,26
0,2	12,84	2,57
1,0	6,08	1,22
10,0	0,30	0,06
20,0	0,09	0,02

Tab. 13: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, Betriebsstrom 1531,3 A

5.3 Bündellegung bei einer Überdeckung von 3,0 m

Die numerischen Berechnungen wurden für eine Überdeckung von 3,0 m wiederholt.

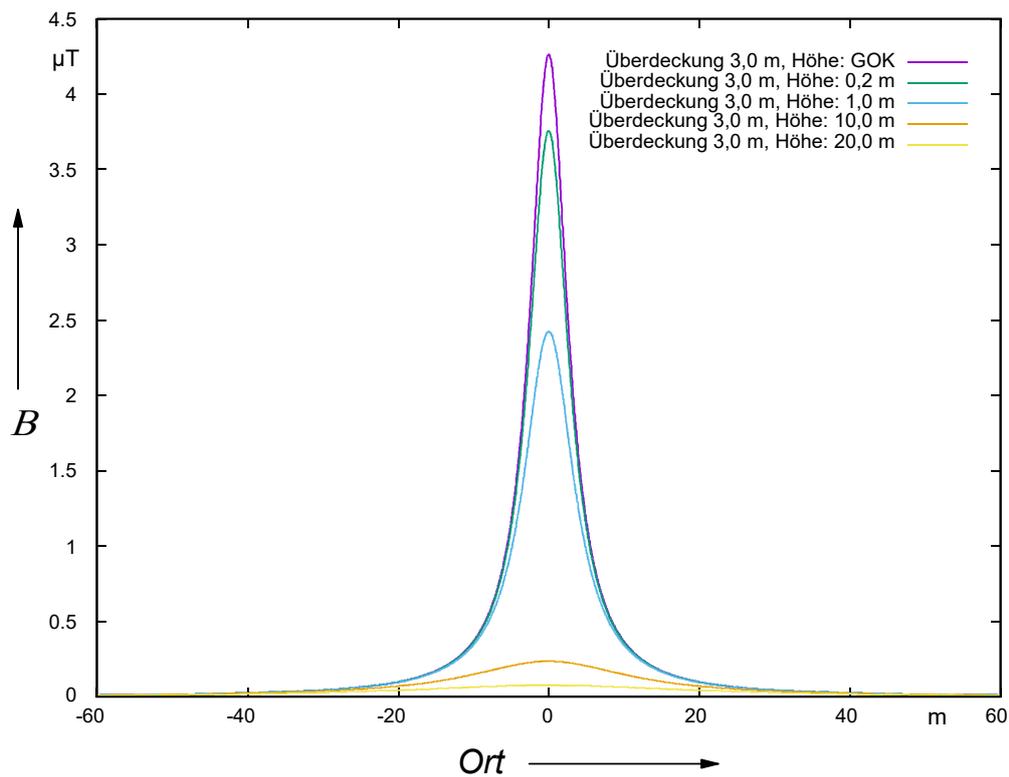


Abb. 30: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 3,0 m, 980 MW, 1531,3 A

Aufgrund der größeren Überdeckung von 3,0 m, vergrößert sich der Abstand zwischen den Kabeln als Quelle der Magnetfelder und der Meeresbodenoberfläche. Da das Magnetfeld mit dem Abstand rasch abnimmt, liegen die hier ermittelten Ergebnisse deutlich unter den Ergebnissen mit einer Überdeckung von 1,5 m:

Vertikaler Abstand von der Meeresbodenoberfläche/ m	$B_{Max}/ \mu T$	In % des Grenzwerts von 500 μT
0,0	4,26	
0,2	3,76	0,75
1,0	2,42	0,48
10,0	0,23	0,05
20,0	0,08	0,02

Tab. 14: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 3,0 m, Betriebsstrom 1531,3 A

Im Vergleich zum Erdmagnetfeld von etwa $50 \mu\text{T}$ liegen die durch die Gleichstromseekabel emittierten Werte der magnetischen Flussdichte weit unterhalb der natürlichen Hintergrundexposition. Eine Kompassabweichung ist somit ausgeschlossen.

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände nur bei einem Bruchteil des gesetzlichen Grenzwerts – unter einem Prozent direkt am Boden (Abstand 0,0). Rechts und links des Maximums fallen die magnetischen Flussdichten schnell zu noch kleineren Größenwerten ab.

5.3.1 Bündellegung bei einer Überdeckung von 5,0 m

Durch strömungsbedingte Sedimentverschiebungen sind Überdeckungen von bis zu 5,0 m möglich. Da die magnetische Flussdichte mit zunehmendem Abstand rasch abfällt, ergeben sich für diese maximale Überdeckung noch deutlich kleinere Größenwerte.

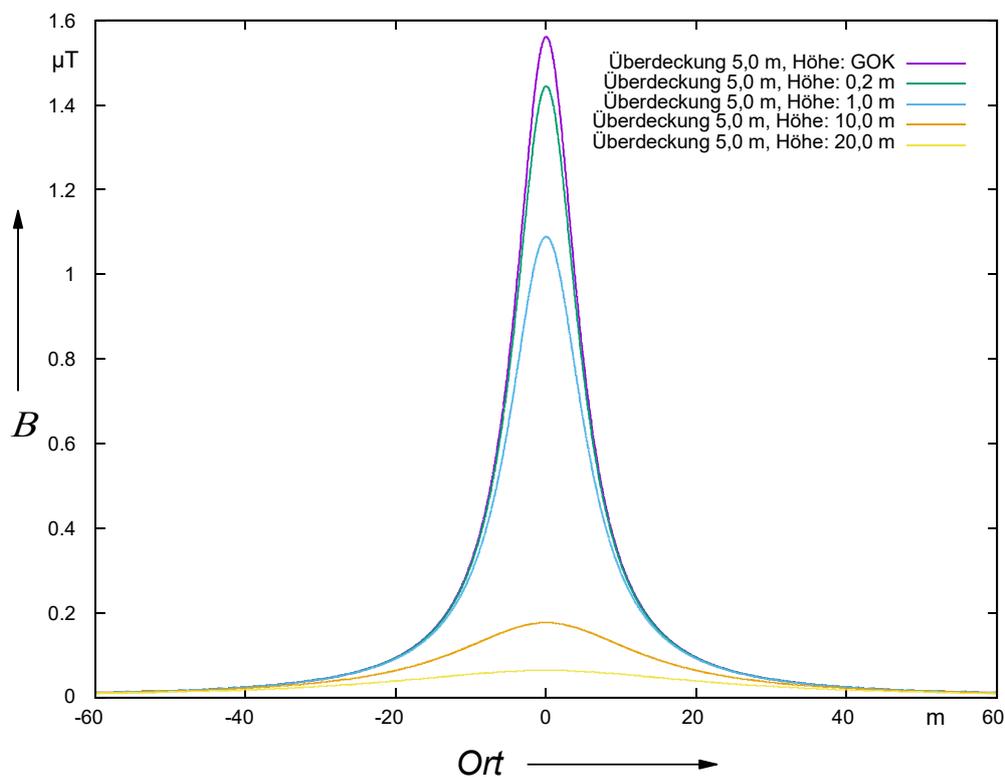


Abb. 31: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 5,0 m, 980 MW, 1531,3 A

Die folgende Tabelle nennt alle maximalen magnetischen Flussdichten für eine Überdeckung von 5,0 m:

Vertikaler Abstand von der Meeresbodenoberfläche/ m	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$	In % des Grenzwerts von 500 μT
0,0	1,56	0,31
0,2	1,44	0,29
1,0	1,09	0,22
10,0	0,18	0,04
20,0	0,06	0,01

Tab. 15: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 5,0 m, Betriebsstrom 1531,3 A

Die magnetischen Flussdichten liegen damit für alle betrachteten Abstände deutlich unterhalb des gesetzlichen Grenzwerts von 500 μT . Im Vergleich zum Erdmagnetfeld von etwa 50 μT liegen die durch die Gleichstromseekabel emittierten Werte der magnetischen Flussdichte weit unterhalb der natürlichen Hintergrundexposition. Eine Kompassabweichung bei Schiffen ist somit ausgeschlossen.

5.4 Polabstand 20,0 m (Abschnitt Küstenmeer, Anlandung)

Im Abschnitt Küstenmeer gibt es kleinräumige Bereiche, in denen von der gebündelten Verlegung abgewichen werden muss. So wird zum Beispiel bei der Anlandung von einer Kabelverlegung mittels Barge auf eine geschlossene Bauweise mittels Horizontalbohrung zur Kreuzung der Deiche gewechselt. Hier beträgt der Abstand der Leiter zueinander bis zu 10 m (BorWin6) und in anderen Fällen auch bis zu 20,0 m bei Verlegetiefen zwischen 1,5 m und 20,0 m zwischen der Bohrung und der Geländeoberkante.

In diesem Abschnitt werden die Magnetfelder für die Fälle

- „Legeabstand 20,0 m, Überdeckung 1,5 m“ und
- „Legeabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m“

berechnet und geprüft, ob auch in diesen Bereichen der Grenzwert der magnetischen Flussdichte nach [BIM2013] von 500 μT für Gleichfelder für den maximal vorkommenden Betriebsstrom eingehalten wird.

Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der magnetischen Flussdichte für den Fall „Legeabstand 20 m, Überdeckung 1,5 m“ (im Sinne eines „worst case“). Da es sich um den trockenfallenden Anlandungsbereich handelt, also keine Wassersäule zu berücksichtigen ist, wurde nur bis zu einer Höhe von 1,0 m oberhalb des Bodens abgetastet:

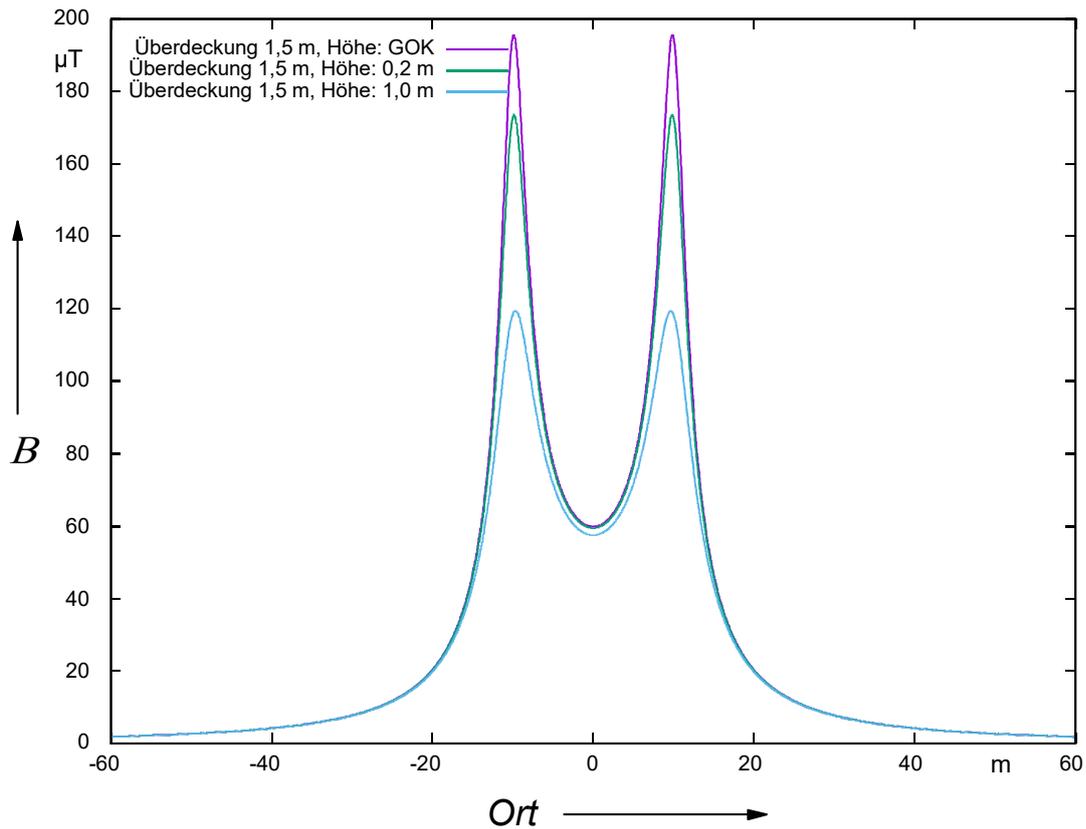


Abb. 32: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, 1531,3 A

Aufgrund des größeren Abstandes der beiden Pole, verringern sich die Kompensationseffekte durch die Magnetfeldüberlagerung des Hin- und Rückleiters und die Verteilung der magnetischen Flussdichte weist nun zwei Maxima oberhalb der Kabeladern auf. Die maximale magnetische Flussdichte am Boden beträgt 195,6 μT . Bei 20 cm oberhalb des Bodens sinkt die maximale magnetische Flussdichte auf 173,5 μT . Bei einem Abstand von 1,0 m zum Boden weist die maximale magnetische Flussdichte einen Wert von 119,4 μT auf.

Vertikaler Abstand von der Meeresbodenoberfläche/ m	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$	In % des Grenzwerts von 500 μT
0,0	195,6	39,12
0,2	173,5	34,70
1,0	119,4	23,88

Tab. 16: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 1,5 m, 980 MW, 1531,3 A

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände deutlich unterhalb des gesetzlichen Grenzwerts. Rechts und links des Maximums fallen die magnetischen Flussdichten schnell zu kleineren Größenwerten.

Im Abschnitt Küstenmeer, bzw. Anlandung ist ein weiterer Bereich aufzuführen, in dem von der Bündelung abgewichen wird. In diesem Abschnitt wird der Grenzfall „Legeabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m“ numerisch berechnet. Dieser Fall ist zum Beispiel für einen Aufpunkt auf der Deichkrone denkbar. Die Kabel unterdückern den Deich. Ist die Deichkrone höher als 20,0 m, so ergeben sich geringere magnetische Flussdichten. Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der magnetischen Flussdichte für den Fall „Legeabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m“:

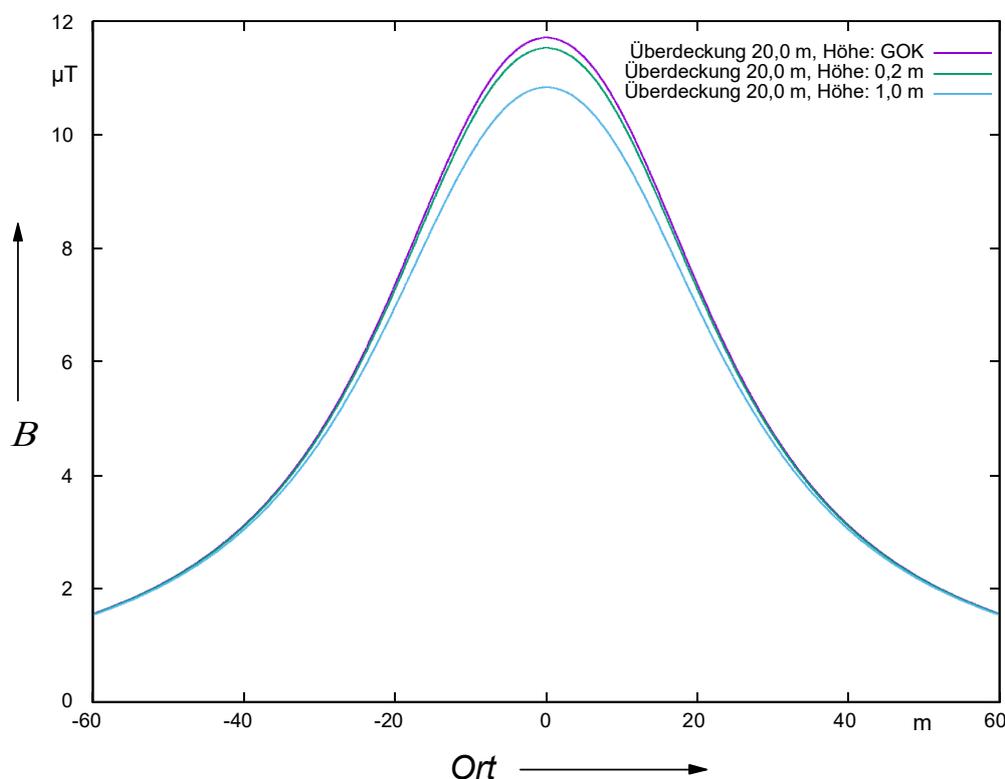


Abb. 33: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m, 980 MW, 1531,3 A

Hier überlagern sich aufgrund des großen Abstands die beiden Felder der Pole wieder zu einem Gesamtfeld mit einem einzigen Maximum.

Die maximale magnetische Flussdichte am Boden (entspricht dem Abstand 0,0 m) bei einer Überdeckung von 20,0 m beträgt 11,71 µT. Bei 20 cm oberhalb des Bodens sinkt die maximale magnetische Flussdichte auf 11,53 µT. Bei einem Abstand von 1,0 m zum Boden weist die maximale magnetische Flussdichte einen Wert von 10,84 µT auf.

Vertikaler Abstand von der Meeresbodenoberfläche/ m	$B_{Max}/ \mu T$	In % des Grenzwerts von 500 μT
0,0	11,71	2,34
0,2	11,53	2,31
1,0	10,84	2,17

Tab. 17: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m, 980 MW, 1531,3 A

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände bei einem Bruchteil des gesetzlichen Grenzwerts. Bei BorWin6 sind die horizontalen Polabstände deutlich unter den hier angesetzten „worst case“-Fall von 20 m Polabstand, so dass sich hier ein noch geringer Größenwert einstellt.

6 Zusammenfassung

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT plant den Bau der HGÜ-Seekabelanbindung BorWin6. Die HGÜ-Verbindung beginnt an der Umrichterstation BorWin kappa, verläuft durch die Deutsche AWZ (AWZ – Ausschließliche Wirtschaftszone), durchquert das Küstenmeer sowie den Naturschutzpark Wattenmeer vor Schleswig-Holstein und landet bei Büsum, Landkreis Dithmarschen, nördlich der Meldorfer Bucht an, Netzverknüpfungspunkt ist Büttel im Landkreis Steinburg.

Bei der Durchquerung des Wattenmeers (Eulitoraler Bereich) vor Schleswig-Holstein ist ein thermischer Widerstand des Meeresbodensediments von $1,0 \text{ W}/(\text{m K})$ anzunehmen, während für den sublitoralen Bereich (Bereich ständiger Überflutung) des Küstenmeers wie in Niedersachsen ein thermischer Widerstand des Meeresbodensediments von nur $0,7 \text{ W}/(\text{m K})$ anzunehmen ist. Aus diesem Grund musste diese Studie mit entsprechend angepassten Berechnungen für BorWin6 auf erstellt werden (Grundlage bildete eine bereits 2016 für andere Netzanbindungsprojekte der „900 WM-Klasse“ erstellte Studie sowie eine in 2021 erstellte Studie für eine Leistung von 930 MW). Hier wurde jetzt von einer Leistung von 980 MW ausgegangen.

Im Folgenden werden die Anforderungen und die Ergebnisse für die jeweilige Emissionsart der thermischen, elektrischen sowie magnetischen Felder für BorWin6 (930 MW) zusammengefasst:

6.1 Thermische Felder

Die genehmigungsrelevanten Parameter für die AWZ, für das Küstenmeer und das trockenfallende Wattenmeer bezüglich der thermischen Emissionen an die beiden HGÜ-Systeme lauten zusammengefasst:

- Die Erwärmung durch Seekabel darf maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 20 cm im Sediment für die AWZ betragen.
- Die Erwärmung durch Seekabel darf maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 30 cm im Sediment für das Küsten- und das Wattenmeer betragen.
- Die ungestörte Meeresbodentemperatur wird in der AWZ zu 12 °C angenommen.
- Die ungestörte Meeresbodentemperatur wird innerhalb der 12 Seemeilen-Zone zu 5 °C , 10 °C und 14 °C angenommen.
- Die Aufpunkterwärmung ist durch Berechnung beruhend auf dem Zeitmittelwert der Kabelverluste und Berücksichtigung mehrtägiger Volllastphasen der Windenergieparks zu ermitteln. In dieser Studie wurde das anerkannte Lastszenarium 77 % Vorlast, Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung angewandt.
- Der maximale spezifische Wärmewiderstand des Meeresbodens für die AWZ und das Küstenmeer im Bereich ständiger Überflutung wird zu $0,7 \text{ Km}/\text{W}$ angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von $1,43 \text{ W}/(\text{m K})$ entspricht.

- Der maximale spezifische Wärmewiderstand des Meeresbodens für das trockenfallende Watt wird zu 1,0 Km/W angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 1,0 W/(m K) entspricht.

Auf der Grundlage der oben aufgeführten Anforderungen wurden Erwärmungsberechnungen mit der Finite-Elemente Methode durchgeführt. Betrachtet wurde eine Übertragungsleistung von 980 MW.

Zuerst wurde die gegenseitige Erwärmung von Seekabeln untersucht. Bei der kleinsten vorkommenden Entfernung von 40 m betrug die durch das Nachbarsystem verursachte Temperaturerhöhung im Sediment senkrecht oberhalb der Kabelanlage nur knapp 5 tausendstel Kelvin (4,9 mK). Eine gegenseitige Erwärmung kann also vernachlässigt werden.

Des Weiteren wurde ein funktionaler Zusammenhang zwischen der Umgebungstemperatur und der Sedimenterwärmung hergeleitet und an Beispielen belegt. Es wurde gezeigt, dass die größtmögliche Umgebungstemperatur den ungünstigsten Fall darstellt.

Die Erwärmungen im Sediment am Aufpunkt (30 cm im Abschnitt Küstenmeer und Watt, bzw. für die AWZ 20 cm tief im Sediment) sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Das „Watt“ steht für den eulitoralen, trockenfallenden Bereich, K-Meer für den sublitoralen, ständig überfluteten Bereich des Küstenmeers und AWZ für die Deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone:

Leiterquerschnitt/ mm ² , Überdeckung/ m, Bereich	Umgebungs- temperatur / °C	Wärmeleit- fähigkeit/ W/(m K)	Max. Aufpunkt- temperatur/ °C	Max. Aufpunkt - erwärmung/ K
1900, 1,5, Watt	14	1,0	16,013	2,013
1900, 1,5, Watt	10	1,0	11,982	1,982
1900, 1,5, Watt	5	1,0	6,944	1,944
2000, 1,5, Watt	14	1,0	15,884	1,884
2000, 1,5, Watt	10	1,0	11,854	1,854
2000, 1,5, Watt	5	1,0	6,816	1,816
2000, 3,0, Watt	14	1,0		
2000, 3,0, Watt	10	1,0		
2000, 3,0, Watt	5	1,0		
1400, 1,5, K-Meer	14	1,43	15,976	1,976
1400, 1,5, K-Meer	10	1,43	15,945	1,945
1400, 1,5, K-Meer	5	1,43	15,908	1,908
1400, 3,0, K-Meer	14	1,43	14,916	0,916
1400, 3,0, K-Meer	10	1,43	10,902	0,902

1400, 3,0, K-Meer	5	1,43	5,885	80,885
1400, 5,0, K-Meer	14	1,43	14,545	0,545
1400, 5,0, K-Meer	10	1,43	10,537	0,537
1400, 5,0, K-Meer	5	1,43	5,526	0,526
1500, 1,5, K-Meer	14	1,43	15,626	1,626
1500, 1,5, K-Meer	10	1,43	15,601	1,601
1500, 1,5, K-Meer	5	1,43	15,570	1,570
1500, 3,0, K-Meer	14	1,43	14,851	0,851
1500, 3,0, K-Meer	10	1,43	10,838	0,838
1500, 3,0, K-Meer	5	1,43	5,822	0,822
1500, 5,0, K-Meer	14	1,43	14,506	0,506
1500, 5,0, K-Meer	10	1,43	10,498	0,498
1500, 5,0, K-Meer	5	1,43	5,489	0,489
1200, 1,5, AWZ	12	1,43	13,558	1,558
1200, 3,0, AWZ	12	1,43	12,727	0,727
1400, 1,5, AWZ	12	1,43	13,300	1,300
1400, 1,5, AWZ	12	1,43	12,607	0,607

Tab. 18: Temperaturen und Erwärmungen im Sediment, Strom 1531,3 A, Leistung 980 MW

Ein Leiterquerschnitt von **2000 mm²** oder größer ist **im trockenfallenden Watt** geeignet, 980 MW unter Einhaltung des 2K-Kriteriums zu übertragen.

Ein Leiterquerschnitt von **1400 mm²** oder größer ist im **ständig überfluteten Bereich des Küstenmeers** geeignet, 980 MW unter Einhaltung des 2K-Kriteriums zu übertragen.

In der **AWZ** ist ein Leiterquerschnitt von **1200 mm²** oder größer geeignet, 980 MW unter Einhaltung des 2K-Kriteriums zu übertragen.

6.2 Elektrische Felder

Die 320 kV-HGÜ-Systeme sollen sowohl im Abschnitt AWZ als auch im Abschnitt Küstenmeer mittels geschirmten Kabeln errichtet werden. Es treten daher keine elektrischen Felder außerhalb des Kabels auf.

6.3 Magnetische Felder

Die genehmigungsrelevanten Parameter bezüglich der magnetischen Immissionen stützen sich auf die 26. BImSchV.

- Für ortsfeste Gleichstromanlagen ist im Einwirkungsbereich an Orten, die zum dauerhaften oder vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, ein Grenzwert von 500 μT gemäß 26. BImSchV einzuhalten. LAI und 26. BImSchVVwV konkretisieren die Anforderungen bezüglich Minimierungsgebot und Einwirkungsbereich.

Für +-320 kV-Netzanschlussysteme wie BorWin6 ist festzuhalten, dass sowohl für den Abschnitt Küstenmeer als auch für den Abschnitt AWZ keine Immissionsorte (dauerhafter oder vorübergehender Aufenthalt von Menschen im Einwirkungsbereich von 1,0 m) aufgrund der Mindestüberdeckung von 1,5 m vorhanden sind. Auch Minimierungsorte (Orte im Einwirkungsbereich von 15 m, die nicht nur für den vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind) können sowohl im Küstenmeer als auch in der AWZ aufgrund der Lage innerhalb der sublitoralen und eulitoralen Nordsee ausgeschlossen werden.

Eine Nachweisführung über die Höhe der auftretenden magnetische Flussdichten ist somit gemäß der 26. BImSchV und der 26. BImSchVVwV nicht geboten. Im Sinne einer umfassenden Betrachtung sowie der Berücksichtigung des Vorsorgegrundsatzes wurde dennoch die magnetischen Flussdichte berechnet.

Die magnetischen Flussdichten wurden sowohl für die AWZ als auch für die Bereiche des Abschnittes Küstenmeers berechnet. Zudem wurden die Abschnitte Anlandung und Deichunterdükering ergänzt. In allen Fällen wurde der Grenzwert von 500 μT [BIM2013] deutlich unterschritten.

Die folgende Tabelle fasst die Berechnungsergebnisse für eine Höhe von 0,2 m oberhalb der Erdbodenoberfläche zusammen. Je nach Bereich steht der Begriff Bodenoberfläche für die Meeresbodenoberfläche, die Wattbodenoberfläche oder Geländeoberkante:

Fall	Max. magn. Flussdichte / μT	In % des Grenzwerts von 500 μT
Überdeckung 1,5 m, Bündellegung	12,84	2,57
Überdeckung 3,0 m, Bündellegung	3,76	0,75
Überdeckung 5,0 m, Bündellegung	1,44	0,29
Überdeckung 1,5 m, Polabstand 20 m	173,5	34,70
Überdeckung 20,0 m, Polabstand 20 m	11,53	2,31

Tab. 19: Zusammenfassung der magnetischen Immissionen in 0,2 m Höhe oberhalb der Erdbodenoberfläche

Die geringsten magnetischen Flussdichten werden bei der Bündellegung der beiden Pole erreicht. Das Aufspreizen der Pole in den Bereichen vor den Unterdükeringen führt kleinräumig zu höheren magnetischen Flussdichten. Die Grenzwerte der magnetischen Flussdichte von 500 μT werden aber auch in diesen Bereichen deutlich unterschritten. Bei der

Mindestüberdeckung von 1,5 m beträgt die maximale magnetische Flussdichte nur 2,57 % des gesetzlichen Grenzwerts.

6.4 Fazit

Alle oben genannten Grenzwerte werden eingehalten. Die Kabelanlage wurde in dieser Studie nach dem aktuellen Stand der Technik so dimensioniert, dass die thermischen, elektrischen und magnetischen Felder unter Berücksichtigung der jeweiligen Gegebenheiten in den jeweiligen Einwirkungsbereichen möglichst gering ausfallen.

7 Literaturverzeichnis

- [ABB2020] ABB: "Submarine Cable Design Sheet",
[www.necplink.com/docs/Champlain_VT_electronic/04%20L.%20Eng/Exh.%20TDI-LE-4%20\(HVDC%20Cable%20Design%20Sheet%20\(ABB\)\).pdf](http://www.necplink.com/docs/Champlain_VT_electronic/04%20L.%20Eng/Exh.%20TDI-LE-4%20(HVDC%20Cable%20Design%20Sheet%20(ABB)).pdf),
abgerufen am 28.05.2020
- [Bar1977] C.C. Barnes: Submarine telecommunication and power cables, P. Peregrinus LTD., Stevenage, 1977
- [BIM2013] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz:
„Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-
Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26.
BImSchV“, Neugefasst durch Bek. v. 14.8.2013
- [BIM2016] BAnz AT 03.03.2016 B5, BAnz AT 03.03.2016 B6: „Allgemeine
Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über
elektromagnetische Felder – 26. BImSchV (26. BImSchVVwV)“,
[www.verwaltungsvorschriften-im-
internet.de/bsvwvbund_26022016_159820101.htm](http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_26022016_159820101.htm), abgerufen am
03.06.2020
- [BMU2010] BMUB: „Abschlussbericht für das Verbundprojekt Erhöhung der
Verfügbarkeit von Windkraftanlagen“, 2010, [http://www.wind-
evw.de/fileadmin/Dokumente/Abschlussberichte/EVW_I_Abschlussbericht/
EVW_Phase_I_Abschlussbericht.pdf](http://www.wind-evw.de/fileadmin/Dokumente/Abschlussberichte/EVW_I_Abschlussbericht/EVW_Phase_I_Abschlussbericht.pdf), abgerufen am 28.05.2020
- [BSH2013] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Standard Untersuchung
der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die
Meeresumwelt (StUK4)“, BSH-Nr. 7003, Hamburg und Rostock Oktober
2013
- [BSH2013a] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „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“
- [BSH2017] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Bundesfachplan Offshore
für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016/2017“,
Hamburg, 22. Dezember 2017
- [BSH2019] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Flächenentwicklungsplan
2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“, BSH-Nummer 7608, Hamburg
und Rostock 2019
- [BSH2020] [https://www.bsh.de/DE/DATEN/Meerestemperaturen/
Meeresoberflaechentemperaturen/meeresoberflaechentemperaturen_
node.html](https://www.bsh.de/DE/DATEN/Meerestemperaturen/Meeresoberflaechentemperaturen/meeresoberflaechentemperaturen_node.html), abgerufen am 25.03.2020
- [IEC2006] International Electrotechnical Commission: Electric Cables - Calculation of
the current ratings, Part 1-1: Current rating equations (100% load factor),
Publication 60287-1-1, IEC Standard, 2006

- [IWE2011] http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/4_Offshore/5_betriebsergebnisse/1_Volllaststunden/, abgerufen am 29.05.2020
- [LAI2014] LAI: „Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder“, 18.09.2014, Landshut
- [Smo2001] Smolczyk, U.: Grundbau Taschenbuch Teil2, Geotechnische Verfahren, Kap. 2.4, Tab. 3: Anhaltswerte zur Wärmeleitfähigkeit wassergesättigter Böden, Ernst&Sohn-Verlag, Berlin, 6. Aufl. (24. April 2001)
- [Sta2001] Stammen, Jörg: „Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen“, Dissertation Universität Duisburg, Shaker Verlag, 2001
- [Sta2016] Stammen, Jörg: Thermische und magnetische Felder von Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabeln, Studie im Auftrag der TenneT, Dezember 2016
- [Sta2021] Stammen, Jörg: „Magnetische und thermische Eigenschaften von 320 kV-HGÜ-Seekabeltrassen in der Nordsee mit Anlandung in Schleswig-Holstein“, Bocholt, April 2021
- [Ten2012] TenneT: „Erläuterungsbericht DolWin2 / 600-kV-DC Leitung DolWin beta – Dörpen/West“, Bayreuth, 27.04.2012
- [Ten2019] TenneT Offshore GmbH: „Bericht Überprüfung des 2-K-Kriteriums am Netzanbindungssystem HelWin1“ (nicht öffentlicher Bericht zur Vorlage beim Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein), Lehrte, 24.10.2019
- [VDE2005] VDE 0228: „Leiter für Kabel und isolierte Leitungen (IEC 60228:2004); Deutsche Fassung EN 60228:2005 + Corrigendum:2005“, VDE-Verlag, Berlin, 2005
- [VDI2013] VDI, “VDI-Wärmeatlas”, *VDI-Verlag*, 11. Auflage, Düsseldorf, 2013
- [Wol2012] Wolters, Dirk: „Zur Notwendigkeit und Entstehung eines Leitfadens für die Netzanbindung von Offshore-Windparks im Bereich der Seekabelverlegung“, UVP-report 26 (3+4): 191-197 | 2012

8 Anhang

8.1 Abkürzungen und Glossar

2 K-Kriterium	maximal zulässige Erwärmung von 2 Kelvin im Meeresboden als naturschutzfachlicher Vorsorgewert in der deutschen Nord- und Ostsee
Aufpunkt	Ort, an dem die Temperatur gemessen/berechnet werden soll.
AWZ	<u>A</u> usschließliche <u>W</u> irtschafts- <u>Z</u> one
B	magnetische Flussdichte (auch magnetische Induktion genannt), gemessen in Mikrottesla (μT)
BFO	<u>B</u> undesfachplan <u>O</u> ffshore
BImSchV	<u>B</u> undes- <u>I</u> mmisionsschutz- <u>V</u> erordnung
BImSchVVwV	<u>B</u> undes- <u>I</u> mmisionsschutz- <u>V</u> erordnung <u>V</u> erwaltungsvorschrift
Biot-Savart-Gesetz	Gleichung zur analytischen Berechnung von Magnetfeldern einfacher, linienförmiger Anordnungen
BSH	<u>B</u> undesamt für <u>S</u> eeschiffahrt und <u>H</u> ydrographie
Cauchy-Randwert	Grenzfläche, an der Wärme durch Konvektion (Massentransport) und Strahlung übergeht
FEM	<u>F</u> inite- <u>E</u> lemente- <u>M</u> ethode
FEP	<u>F</u> lächenentwicklungsplan
HDD	<u>h</u> orizontal <u>d</u> irectional <u>d</u> rilling (Horizontalbohrung)
HDPE	<u>H</u> ochdichtes <u>P</u> olyethylen
HGÜ	<u>H</u> ochspannungs- <u>G</u> leichstrom- <u>Ü</u> bertragung
I	Stromstärke, gemessen in Ampère
Konverterplattform	Plattform im Meer auf der Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt wird
LAI	Bund/ <u>L</u> änder- <u>A</u> rbeitsgemeinschaft für <u>I</u> mmisionsschutz
Linienquelle	Wärmequelle deren räumliche Ausdehnung in zwei Dimensionen vernachlässigt wird
LROP-VO	<u>L</u> andes <u>r</u> aum <u>o</u> rdnungsprogramm- <u>V</u> erordnung
μ_0	Permeabilität (magnetische Leitfähigkeit) von Vakuum
μ_r	relative Permeabilität des Materials
NLStBV	<u>N</u> iedersächsische <u>L</u> andesbehörde für <u>S</u> traßen <u>b</u> au und <u>V</u> erkehr
PE	<u>P</u> olyethylen

π	Kreiszahl
PP	<u>P</u> olypropylen
Spiegelungsmethode	analytische Methode zum Berechnen einfacher Anordnungen mit thermischen Grenzflächen
Sprungantwort	hier Reaktion eines thermisch trägen Systems auf einen sprunghaften Anstieg der Emissionen einer Wärmequelle

8.2 Über den Autor

Dr.-Ing. Jörg Stammen, studierte Elektrotechnik an der Gerhard-Mercator-Universität mit dem Abschluss Diplom-Ingenieur. Im Januar 2001 wurde er von Prof. H. Brakelmann mit der Note „sehr gut“ zum Dr.-Ing. promoviert. Das Thema seiner Dissertation lautet: „Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen“. Im Rahmen dieser Arbeit entstand ein neuer, für Energiekabelanlagen optimierter Simulator auf der Basis der Finite-Elemente-Methode.

Nach dreijähriger Arbeit als Gruppenleiter und stellvertretender Abteilungsleiter am Fraunhofer Institut kehrte er zur Universität Duisburg-Essen zurück, um die Forschungsarbeiten im Bereich der Energiekabeltechnik bei Herrn Prof. Brakelmann fortzuführen. Wesentliche Teile der öffentlich geförderten Projekte „Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen“ (BfN, FKZ 80682070) und „Innovative Konzepte für die Entwicklung der elektrischen Infrastruktur zur systemtechnischen Einbindung großer Kapazitäten erneuerbarer Energie“ (BMU, FKZ 0327606) wurden von ihm bearbeitet.

Seit der Pensionierung von Herrn Prof. Brakelmann im Jahr 2012 führt er die Arbeiten am Fachgebiet „Energietransport und -speicherung“ weiter.

Zusätzlich zu seinen Forschungsarbeiten als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Energietransport und -speicherung ist er als Dozent und Prüfer an der Universität Duisburg-Essen tätig und hält die Vorlesungen „Elektrotechnik“ sowie „Elektrische Maschinen“.

Er ist Verfasser zahlreicher Studien, die sich mit den Belastbarkeiten sowie den thermischen und magnetischen Feldern realer Kabelanlagen befassen, darunter auch viele Studien zum Thema 2 Kelvin-Kriterium von Seekabeltrassen in der Nord- und Ostsee.

Zu den von ihm beratenen Firmen gehören Hellenic Cables, NKT, TenneT Offshore, TenneT TSO, Transnet BW, Innogy, Avacon Netz GmbH, Uniper, Amprion, u.v.a.