



Gutachten zur Kabelerwärmung

für den Offshore-Windpark Gode Wind 3
mit den Teilprojekten GOW03 und GOW04

Prepared	Claudia Georgiana Cojocaru (CLACO), Torsten Haase (THAA) 22.03.2019
Checked	Andreas Beeken (ANBEE) 13.03.2020, Benjamin Janssen (BEJAN) 16.03.2020
Accepted	Kristin Blasche (KRIBL) 15.03.2020
Approved	Iris Ratajczyk (IRRAT) 31.03.2020
Doc. no.	05434796_A

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung – Zielsetzung	3
Projektbeschreibung	5
Berechnung des 2-Kriteriums: relevante Parameter	8
1.1 Kabeleigenschaften.....	8
1.2 Lasten der Kabel.....	9
1.3 Standortbedingungen.....	10
2. Durchführung der Berechnungen	11
Schlussfolgerung	11

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Beantragte Parameter für den geplanten Windpark Gode Wind 3 mit den Teilprojekten Gode Wind 03 und Gode Wind 04.....	7
Tabelle 2. Für die Berechnung notwendige Kabelparameter	8
Tabelle 3. Beispiel für die Annahmen eines Kabellastprofils	9
Tabelle 4. Benötigte Standortparameter	10

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gode Wind 3 mit 24 WEA-Standorten, parkinterner Verkabelung und USPW sowie Interlink zum UW Gode Wind 02.	6
Abbildung 2. Beispiel eines Kabellastprofils	10

Anlage 1: Communication Note on 2K-criterion-dynamic load PCC 670 A / 510 A and ICC 335 A / 256 A (NEXANS 2013)

Anlage 2: Memo on Thermal conductivity etc. of seabed (DONG Energy 2013)

1. Einleitung – Zielsetzung

In diesem Gutachten wird dargelegt, wie die Einhaltung des 2-K Kriteriums für den Offshore Windpark Gode Wind 3 mit den Teilprojekten Gode Wind 03 und Gode Wind 04 gewährleistet werden wird.

Die Einhaltung des 2-K Kriteriums erfolgt in Erfüllung des im BFO (BSH 2017, Seite 53 – Kapitel 5.3.2.9) dargelegten Planungsgrundsatzes:

„Bei der Verlegung von Gleichstrom/Drehstrom-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.“

Nach BFO sollen die Berechnungen nach StUK4 erfolgen:

„Die Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens zu prüfen und entsprechend nachzuweisen. Die Berechnung der Sedimenterwärmung hat gemäß den Vorgaben der Ergänzung des StUK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7 zu erfolgen.“

Auch im FEP (BSH 2019) wurde aktuell zur Einhaltung des „2 K-Kriteriums“ der Planungsgrundsatz 4.4.4.8 aufgenommen. Hier heißt es wie folgt:

„Sedimenterwärmung: 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.“

Aufgrund der geplanten Installation von Anlagen über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus ist zudem Bezug auf den Planungsgrundsatz 4.4.2.4 des FEP zu nehmen:

„Bei einer Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität darf die maximal zulässige Erwärmung des Sediments (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.8) nicht überschritten werden. Im Rahmen der

Antragsstellung zum Planfeststellungsverfahren ist durch den bezuschlagten Bieter darzulegen, in welchem Maße zusätzliche Anlagen über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus installiert werden sollen. Es ist durch den bezuschlagten Bieter nachzuweisen, dass das durch die Einspeisung der zusätzlich installierten Anlagen geänderte Windlastprofil des Windparks nicht zu einer Überschreitung der maximal zulässigen Erwärmung des Sediments im Bereich des gesamten Netzanbindungssystems bis zum Anlandepunkt führt. Dies ist durch Vorlage einer Erwärmungsberechnung durch den bezuschlagten Bieter im Rahmen der Antragsstellung zum Planfeststellungsverfahren darzulegen. Eine Vereinbarung über die Kosten zur Erstellung des Nachweises ist zwischen dem bezuschlagten Bieter und dem zuständigen ÜNB zu treffen.“

Der FEP ist zwar erst für die Projekte mit Realisierungszeitpunkt ab 2026 direkt anwendbar, liefert aber bereits jetzt wichtige Hinweise hinsichtlich technologischer Entwicklungen, der Effizienz und den anzuwendenden Planungsgrundsätzen.

Die Berechnung der erforderlichen Tiefenlagen der einzelnen parkinternen Kabelsysteme wird auf Basis der in Kapitel 3 beschriebenen Parameter durchgeführt. Die entsprechende Berechnungsmethodik wird in Grundzügen in Kapitel 4 vorgestellt. Ein wesentlicher Ansatz beruht in der Nutzung von Erfahrungswerten und der Berechnungsmethodik für die Nachparkwindparks Code Wind 01 und Code Wind 02, die über vergleichbare Sedimentbedingungen und entsprechende Leitwerte verfügen.

Detaillierte Berechnungen erfordern konkrete technische Daten der Kabel, die zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht verfügbar sind. Die geplante Methodik zur Einhaltung des 2K-Kriteriums findet auch bei im Vergleich zu Code Wind 01 und Code Wind 02 veränderter Spannungsebene von 33 auf 66 kV Anwendung. Exemplarisch sind hier die Berechnungen zu den benachbarten Offshore Windparks Code Wind 01 und 02 beigelegt (siehe Anlage 1 und 2), um grundsätzlich und beispielhaft die Berechnungsmethodik darzustellen.

Basierend auf der Erfahrung in bisher durchgeführten Projekten in der deutschen Nordsee wird hier zu diesem frühen Planungsstand eine Kabelverlegetiefe im Bereich von 0,8 bis 1,8 m gewählt. Die genauen Kabelverlegetiefen hängen von der jeweiligen Bodenbeschaffenheit und Kabelbelastung als auch der Betriebsweise des Windparks (z.B.

Blindleistungsaustausch mit dem Netz) ab. Für jedes Kabel wird individuell anhand der genannten Randbedingungen eine optimale Verlegetiefe ermittelt werden und im Rahmen des Baufreigabeprozesses für Seekabel gemäß Standard „Konstruktion“ zur Prüfung eingereicht.

Analog zur Berechnung der erforderlichen Tiefenlagen der parkinternen Kabelsysteme wird auch die Erwärmungsberechnung des gesamten Netzanbindungssystems nach FEP 4.4.2.4 auf Basis der in Kapitel 3 beschriebenen Parameter sowie der in Kapitel 4 vorgestellten Berechnungsmethodik durchgeführt. Die Kabel für die Netzanbindung werden vom ÜNB (TenneT) ausgewählt. Derzeit liegen noch keine Details zu den Kabelspezifikationen vor. Eine enge Abstimmung mit TenneT ist bereits etabliert. Der Nachweis der Einhaltung des 2-Kriteriums wird im Verfahren erbracht.

2. Projektbeschreibung

Das geplante Projekt Code Wind 3, bestehend aus den Teilgebieten Code Wind 03 und Code Wind 04 liegt in der südöstlichen Nordsee, in der westlichen Deutschen Bucht innerhalb der AWZ der Bundesrepublik Deutschland zwischen den Verkehrstrennungsgebieten (VTG) Terschelling-German-Bight (TGB) und German-Bight-Western-Approach (GBWA).

Der geplante Windpark liegt im Osten des raumordnerisch ausgewiesenen Vorranggebiet für Windenergie Nördlich Borkum zusammen mit den bereits errichteten OWP Code Wind 01 (GOW01) und Code Wind 02 (GOW02) (siehe Abbildung 1).

Für das Projekt wird eine Erhöhung der Leistungsklasse der Windturbinen (WEA) auf 11 MW beantragt. Damit verbunden ist eine Verringerung der Anzahl der Windenergieanlagen auf 24 WEA (Tabelle 1). Die installierte Gesamtleistung liegt bei 264 MW und damit über der zugewiesenen Netzanbindungskapazität von 241,75 MW. Die Möglichkeiten und Voraussetzungen der Nutzung einer weiteren Leistungssteigerung von 5 % pro WEA (Power Boost Modus) ist derzeit in Diskussion mit dem Anlagenhersteller, würde dann aber bei der Berechnung berücksichtigt werden.

Die Gesamtlänge der parkinternen Verkabelung für das neue Parklayout beträgt insgesamt 30 km. Derzeit ist geplant, die WEA der beiden Teilprojekte „gemischt“ an einzelne parkinterne Kabelstränge

anzuschließen. Hierdurch können Kreuzungsbauwerke innerhalb des OWP vermieden und die Gesamtlänge der Kabel reduziert werden.

Das technische Konzept des parkinternen Kabelnetzes besteht aus mehreren WEA, die, wie in Abb. 1 ersichtlich, in Reihe geschaltet werden. Dabei weist das Kabel zwischen dem Umspannwerk (USPW) und der ersten Turbine in dieser Reihe die höchsten Ströme auf, hingegen das Kabel von der letzten bis zur vorletzten Turbine in dieser Reihe die geringsten Ströme.

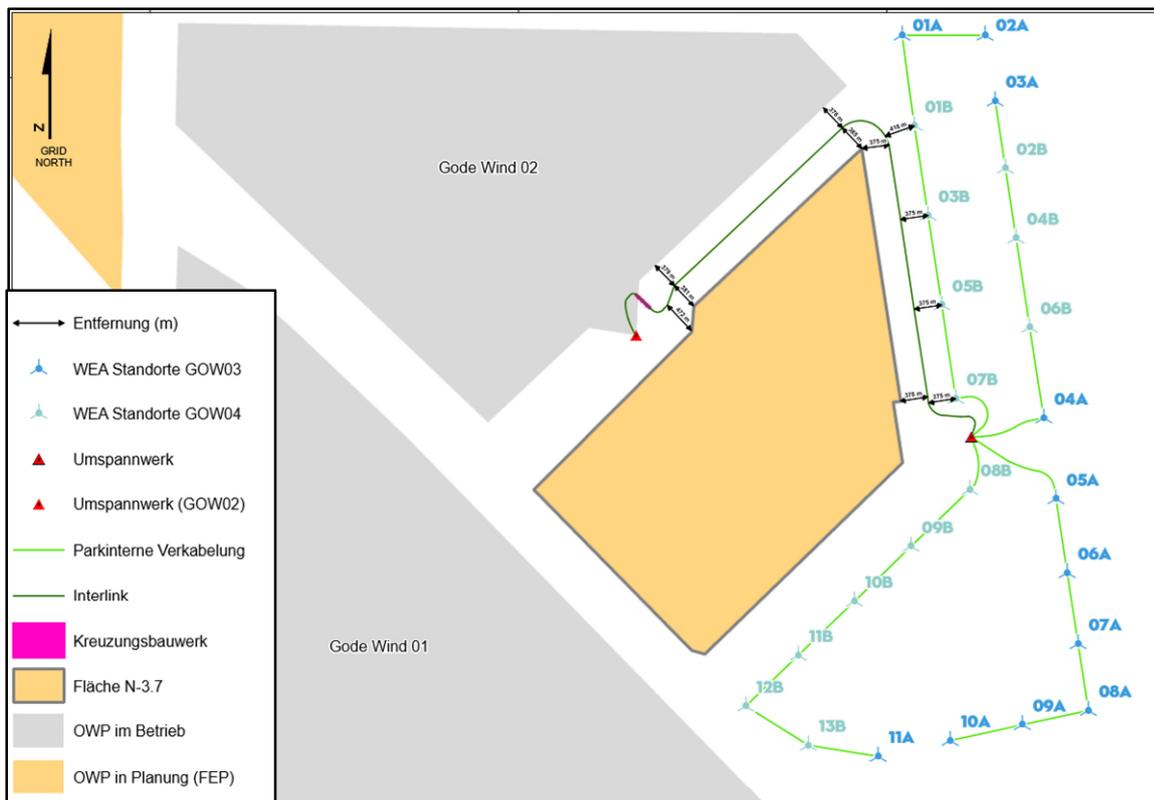


Abbildung 1: Gode Wind 3 mit 24 WEA-Standorten, parkinterner Verkabelung und USPW sowie Interlink zum UW Gode Wind 02.

Tabelle 1. Beantragte Parameter für den geplanten Windpark Code Wind 3 mit den Teilprojekten Code Wind 03 und Code Wind 04

Technische Parameter	Code Wind 3 Geplante Änderung 2020	GOW04 Status Änderungs- genehmigung 2013	GOW03 Status zur Planfeststellung 2016
Leistungsklasse WEA	11 MW	bis 8 MW	8 MW
Anzahl WEA	Teilgebiet GOW03: 11 Teilgebiet GOW04: 13 Gesamt: 24	42	14
Fläche (km ²)	Gesamt: 17,5 km ²	29,3 km ²	3,16 km ²
USPW	Ein gemeinsames USPW (in Teilprojekt GOW04)	1	Kein USPW, Energie sollte über das benachbarte Vorhaben GOW04 abgeführt werden
Rotordurchmesser WEA	200	bis max. 168 m	164 m
Nabenhöhe (über NHN) WEA	125 m	bis ca. 116 m	115 m
Gesamthöhe (über NHN) WEA	225 m	bis max. 200 m	197 m
Fundamentart	Monopile (Ø 11 m)	Monopile (Ø 8 m) Optional: 4-beiniges Jacket mit 8 Gründungspfählen Ø 2,4 m	Jacket (4 Pfähle x Ø 2,67m)
Parkinterne Verkabelung	Verlegung in 0,8 – 1,8 m Tiefe, Länge ca. 30 km	Ca. 108 km	Verlegung in 1 m Tiefe, Länge ca. 26 km

3. Berechnung des 2-Kriteriums: relevante Parameter

Zur Einhaltung des 2-K Kriterium plant Ørsted eigene Berechnungen zur Ermittlung der notwendigen Verlegetiefe sowie der Erwärmungsberechnung des gesamten Netzanbindungssystems durchzuführen. Diese werden für jeden Kabelstrang und das TenneT Export Kabel durchgeführt. Da zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht alle relevanten Parameter vorliegen, werden in den nachfolgenden Kapiteln die grundsätzlich erforderlichen Parameter und grundlegenden Berechnungsprinzipien dargestellt.

3.1 Kabeleigenschaften

Für die Berechnung werden Daten zu den folgenden Kabeleigenschaften benötigt.

Tabelle 2. Für die Berechnung notwendige Kabelparameter

Nominal voltage	kV
Conductor cross-section	mm ²
Conductor material and type	-
Diameter of conductor	mm
Thickness of conductor screen	mm
Thermal resistivity of the conductor screen	m · K/W
Insulation material	-
Thickness of insulation	mm
Thermal resistivity of the insulation	m · K/W
Thickness of insulation screen	mm
Thermal resistivity of the insulation screen	m · K/W
Thickness of water swelling tape	mm
Thermal resistivity of the swelling tape	m · K/W
Metallic sheath material and type	-
Thickness of metallic sheath (if any)	mm
Material of metallic screen wires (if any)	-
Diameter of metallic screen wires (if any)	mm
Lay length of metallic screen wires (if any)	mm
Metallic tape material (if any)	-
Thickness of metallic tape (if any)	mm
Thickness of PE jacket	mm
Thermal resistivity of the PE jacket	m · K/W

Core diameter	mm
Thickness of binder	mm
Thermal resistivity of the binder	$m \cdot K/W$
Thickness of bedding	mm
Thermal resistivity of the bedding	$m \cdot K/W$
Armour material	-
Diameter of armour wires	mm
Number of armouring wires	-
Lay length of armouring wires	mm
Armour serving material	-
Serving thickness	mm
Thermal resistivity of the serving	$m \cdot K/W$
Overall cable diameter	mm

Die relevanten Kabeldaten des Exportkabels liegen zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vor. Sobald diese Informationen vom ÜNB (TenneT) übermittelt wurden, wird Orsted diese zur Erwärmungsberechnung des gesamten Netzanbindungssystems berücksichtigen.

3.2 Lasten der Kabel

Für die konkrete Berechnung müssen die Maximallast der betrachteten Kabel sowie das Lastprofil bekannt sein. Tabelle 3 sowie Abbildung 2 zeigen beispielhaft ein solches Kabellastprofil.

Tabelle 3. Beispiel für die Annahmen eines Kabellastprofils

Duration	Loading level
preload	76 %
7 days	100 %

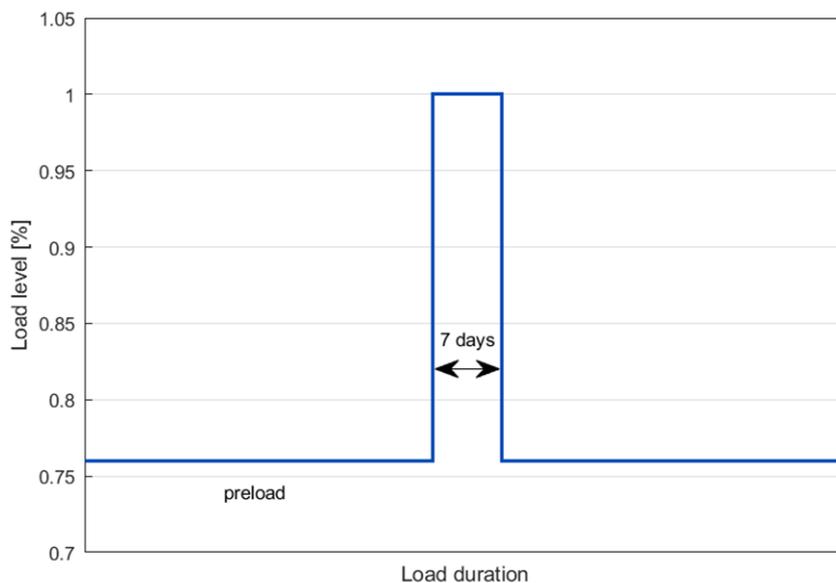


Abbildung 2. Beispiel eines Kabellastprofils

Das finale Kabellastprofil, welches zur Erwärmungsberechnung des gesamten Netzanbindungssystems genutzt werden soll, wird zwischen Ørsted und dem ÜnB abgestimmt, sobald alle relevanten Informationen für die Berechnung vorliegen.

3.3 Standortbedingungen

In Tabelle 4 sind die für die Berechnung notwendigen Standortbedingungen aufgelistet. Aufgrund der Ähnlichkeit der Projektfläche Code Wind 3 mit den Projektflächen Code Wind 01 und Code Wind 02 können zur Darstellung des Prinzips in erster Näherung bereits vorhandene Datengrundlagen dieser benachbarten OWP für Berechnungen genutzt werden. Sobald dem Vorhabenträger die projektspezifischen Daten für den OWP Code Wind 3 vorliegen, wird die Studie in einem zweiten Schritt überarbeitet werden. Die Einreichung beim BSH wird rechtzeitig im Rahmen des Freigabeprozesse für die Innerparkverkabelung erfolgen.

Tabelle 4. Benötigte Standortparameter

Thermal resistivity of the soil layers	$m \cdot K/W$
Thermal diffusivity of the soil layers	m^2/s
Soil temperature	$^{\circ}C$
Burial depth of cable design (to centre of cable)	m

4. Durchführung der Berechnungen

Da zum jetzigen Zeitpunkt insbesondere noch Information bzw. Daten zu den Kabeleigenschaften fehlen, ist für die konkrete Berechnung der Verlegetiefe das Ausschreibungsverfahren der Kabelproduktion abzuwarten. Erst dann werden alle erforderlichen Informationen vorliegen.

Sobald die in Kapitel 3 aufgeführten Parameter für den Offshore Windpark Code Wind 3 bekannt sind, kann anhand der technischen Werte eine detaillierte Berechnung der Verlegetiefe sowie eine detaillierte Erwärmungsberechnung des gesamten Netzanbindungssystems durchgeführt werden, die die Einhaltung des 2-K Kriteriums gewährleistet. Die Berechnung wird entweder mit "Matlab" oder einer "FEM-Type Software" wie COMSOL oder ANSYS in Übereinstimmung mit der „IEC 60853-2 Cycling rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages“ durchgeführt.

An dieser Stelle wird exemplarisch auf die Ergebnisse der Berechnungen zu Code Wind 01 und 02 verwiesen (Anlage 1 und 2).

5. Schlussfolgerung

Die als Anlage 1 beigefügte Untersuchung des Seekabelherstellers Nexans für den Windpark Code Wind 2 zeigt, dass für alle verwendeten Kabeltypen der 33-kV-Spannungsebene die Vorgaben des 2K Kriteriums bei einer Verlegetiefe von 1.0 m bis 1.5 m eingehalten werden. Die Berechnung erfolgt gemäß den Normen IEC 60287 und IEC 60853-2 und orientieren sich somit an den Vorgaben des BSH Standards StUK4.

Als Berechnungsgrundlage wurden neben dem standardisierten Windlastprofil auch Literaturwerte der thermischen Bodenleitfähigkeit und der Umgebungstemperatur angenommen (Anlage 2). Die Kabelströme der 33-kV-Kabel, die für die Untersuchung verwendet wurden, wurden aus Lastflussberechnungen ermittelt, die die maximale Einspeisung des Windparks unter Berücksichtigung der Netzanschlusskapazität darstellen.

Erste indikative Lastflussberechnungen für das im Windpark Code Wind 03 geplanten 66-kV Kabelsystem zeigen, dass die Kabelströme vergleichbare Werte wie bei einem 33-kV-Kabel annehmen. Da die 33-kV-Kabel und die 66-kV-Kabel in etwa gleich aufgebaut sind und das gleiche Leitermaterial (Kupfer) verwendet wird (die 66-kV-Kabel haben eine etwas dickere Isolation aufgrund der höheren Spannung) kann man davon ausgehen, dass die thermischen Verluste, die von Kabelseite maßgebend für die Bewertung des 2K-Kriteriums sind, in etwa gleich sind.

Daher ist es für den Windpark Code Wind 3 zulässig, den grundsätzlich gleichen Berechnungsansatz zur Validierung des 2K-Kriteriums zu verwenden, wie der vom Kabelhersteller Nexans für den Windpark Code Wind 2 angewandt wurde. Für die finale Stellungnahme werden in den Berechnungen alle relevanten parkspezifischen Parameter für den OWP Code Wind 3 berücksichtigt.

Bisherige Untersuchungen weisen darauf hin, dass die thermischen Bodenleitfähigkeiten des Meeresbodens in den Windparks Code Wind 2, Code Wind 03 und Code Wind 04, sehr homogen und ähnlich sind. Unbenommen der noch durchzuführenden projektspezifischen Berechnungen lässt der bisherige Kenntnistand daher den Schluss zu, dass auch bei einer Verwendung von 66-kV-Kabel im OWP Code Wind 3 die Anforderungen des BSH zum 2K-Kriterium eingehalten werden können. Hierzu werden die Kabel in Abhängigkeit vom Kabelstrang voraussichtlich mit einer Tiefe von 0,8-1,8 m verlegt werden. Eine detaillierte Betrachtung zur Verlegetiefe und ein konkreter Nachweis zur Einhaltung des 2-K Kriterium erfolgt im Rahmen des Freigabeprozesses für die Parkverkabelung.

Zum Nachweis zur Einhaltung des 2-K-Kriteriums wird Ørsted eine Erwärmungsberechnung für das gesamte Netzanbindungssystem durchführen. Die zusätzlich installierten Anlagen (über die zugewiesenen Netzanbindungskapazität hinaus) werde hierbei berücksichtigt und das 2-K Kriterium eingehalten., Diese wird unter enger Abstimmung mit dem zuständigen ÜNB (TenneT) erfolgen und im Verfahren eingereicht