



Beschluss

Az. BK6-26-013

In dem Verwaltungsverfahren der

— TenneT TSO GmbH,

Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, vertreten durch die Geschäftsführung,

– Antragstellerin –

— hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommuni-
kation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren
Präsidenten Klaus Müller,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,

den Beisitzer Dr. Jochen Patt

und den Beisitzer Jens Lück,

am 16.04.2026 beschlossen:

Der Antrag wird genehmigt.

Gründe

I.

1. Das Verfahren betrifft die Zustimmung zu einer Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins (vFT) für das Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) NOR-13-1 (LanWin5) gemäß § 17d Abs. 2 S. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

Die Antragstellerin ist die für die Errichtung und den Betrieb des ONAS verantwortliche Übertragungsnetzbetreiberin (ÜNB).

Das ONAS NOR-13-1 hat eine geplante Kapazität von 2.000 MW und dient dem Anschluss der Flächen N-12.3, bezuschlagt an die EnBW Dreckant GmbH¹ (EnBW), und N-13.2. Die Beschlusskammer erteilte der EnBW mit Beschluss vom 21.06.2024 (BK6-24-007-7) den Zuschlag über 1.000 MW im Ausschreibungsverfahren für zentral voruntersuchte Flächen. Die EnBW entwickelt auf der Fläche N-12.3 den Windpark „EnBW Dreckant“. Die Antragstellerin machte den 30.09.2031 als vFT des ONAS NOR-13-1 gemäß § 17 Abs. 2 Satz 3 EnWG bekannt.

Im Rahmen der Entscheidung des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bezüglich der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1 vom 15.05.2025, welche auf Basis eines am 30.04.2025 veröffentlichten Prüfberichts der ÜNB getroffen wurde, wurden die Trassenverläufe dieser fünf betroffenen ONAS, darunter NOR-13-1, abweichend von der ursprünglichen Festlegung im Flächenentwicklungsplan (FEP) neu bestimmt. Hintergrund war die Notwendigkeit, das als Vorbehaltsgebiet Verteidigung ausgewiesene Artillerieschießgebiet (ASG) Nordsee aus sicherheitspolitischen Gründen zu umgehen. Für das ONAS NOR-13-1 ergibt sich daraus laut Änderung des FEP 2025 vom 30.01.2026 ein voraussichtlicher Inbetriebnahmezeitpunkt im dritten Quartal 2032, also voraussichtlich ein Jahr später als ursprünglich im FEP 2023 vom 20.01.2023 vorgesehen.

2. Mit Schreiben vom [REDACTED] hat die Antragstellerin vorgetragen, sie arbeite seit [REDACTED] für die von ihr zu errichtenden 2-

¹ Damals die EnBW Offshore Projektgesellschaft 1 GmbH, welche mit Eintragung im Handelsregister vom 13.09.2024 in die EnBW Dreckant GmbH umgewandelt wurde.

Gigawatt-ONAS, u. a. auch für NOR-13-1, [REDACTED]

[REDACTED]. Dabei könnten die 2-Gigawatt-ONAS-Projekte nicht voneinander unabhängig betrachtet und geplant werden. [REDACTED]

Die Detailbewertung der notwendigen ASG-Umtrassierung ergab, dass Auswirkungen auf die Inbetriebnahme der betroffenen ONAS in einzelnen Fällen nicht zu vermeiden sei. Für das ONAS NOR-13-1 resultiere daraus nach Abschluss der Detailbewertung eine Verschiebung der Inbetriebnahme um vier Quartale. Die Verzögerung ergebe sich aus

1. einem im Vergleich zur ursprünglichen Planung deutlich späteren Beginn der Landkabelverlegung, wodurch wesentliche Bauaktivitäten in die Wintermonate verlagert werden müssten und damit erhöhte Wetter- und Bau-Risiken sowie jahreszeitabhängige Boden- und Bau-Einschränkungen entstünden;
2. einer gestaffelten Produktionsplanung beim Kabelhersteller, die den Produktionsstart des Landkabelsystems auf einen späteren Zeitpunkt verschiebe.

Im Rahmen der Erstellung des ÜNB-Prüfberichts zur ASG-Umtrassierung vom 30.04.2025 seien umfangreiche Alternativ- und Optimierungsmaßnahmen, wie Trassenoptimierung und Reduktion der Kabelmehrlänge, geprüft worden. Diese Maßnahmen wurden - soweit möglich - in der weiteren Planung berücksichtigt, konnten die notwendige Bau- und Installationszeit der NOR-13-1 jedoch nicht verkürzen.

Die Antragstellerin beantragt daher,

die Zustimmung der Bundesnetzagentur zur Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins des Netzanschlusssystems NOR-13-1 (LanWin5) vom 30.09.2031 auf den 30.09.2032.

Sie führt aus, dass die Verzögerung ausschließlich auf die behördliche Entscheidung zur Umtrassierung zurückzuführen sei und nicht auf ihr Verschulden. Sämtliche zumutbaren Alternativen und Optimierungen seien bereits geprüft und umgesetzt worden.

Im Rahmen der Ermessensentscheidung müsse die Bundesnetzagentur berücksichtigen, dass die wirtschaftlichen Interessen des Windparkentwicklers erst 36 Monate vor der geplanten Inbetriebnahme gesetzlich geschützt seien, sodass Zusatzkosten aufgrund von vorherigen wirtschaftlichen Dispositionen nicht berücksichtigt werden dürften. Andernfalls verstieße die Beschlusskammer gegen die gesetzlichen Grenzen des Ermessens und den Sinn und Zweck der Regelung.

Gegen eine Zustimmung zur fristgerecht beantragten Verschiebung könne allenfalls eine vom anbindungsverpflichteten ÜNB selbst und vorsätzlich verursachte Verzögerung sprechen, weil der ÜNB nur dann auch selbst im vollen Umfang nach Maßgabe der §§ 17e, 17f EnWG hafte. Im Falle einer (grob) fahrlässigen Verursachung sei der Schaden hingegen zu mindestens 80 % vom Umlagezahler und damit vom Verbraucher zu tragen, den kein Verschulden treffe, so dass zu dessen Schutz ein solches Verhalten des ÜNB unberücksichtigt bleiben müsse.

Bei einer Ablehnung des Antrags wären gemäß § 17e Abs. 2 EnWG Entschädigungszahlungen in Höhe von [REDACTED] an EnBW zu leisten, sofern kein grob fahrlässiges oder vorsätzliches Verschulden von TenneT vorläge. Aus volkswirtschaftlicher Sicht überwiege daher das Interesse an einer Zustimmung zum Antrag deutlich die Kosten einer möglichen Entschädigungszahlung.

3. Die EnBW hat mit Schreiben vom 06.02.2026 zu dem Antrag Stellung genommen.

Die EnBW widerspricht der Ansicht der Antragstellerin, dass die Interessen des Windparkentwicklers erst 36 Monate vor der geplanten Inbetriebnahme geschützt würden. Die Interessen des Windparkbetreibers müssten auch vor der Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins berücksichtigt werden. Die Bundesnetzagentur habe bereits in einem früheren Beschluss (BK6-21-386) anerkannt, dass der Windparkbetreiber nicht schutzlos sei.

Die EnBW lehnt die Ansicht der Antragstellerin ab, dass nur vorsätzliches Handeln des ÜNB eine Zustimmung zur Verschiebung verhindern könne. Vielmehr müsse auch fahrlässiges Verhalten des ÜNB bei der Ermessensausübung berücksichtigt werden. Zwar hafte die Offshore-Umlage für das fahrlässige Fehlverhalten des ÜNB mit. Die für den ÜNB günstige Regelung dürfe nicht zu Lasten des Betreibers der Windenergieanlagen auf See angeführt werden.

Zu der von der Antragstellerin angegebenen Höhe der möglichen Entschädigungszahlungen von [REDACTED] weist die EnBW darauf hin, dass der Offshorewindpark „EnBW Dreekant“ lediglich die Hälfte der in Frage stehenden Anbindungskapazität der NOR-13-1 beanspruche, also 1.000 der 2.000 MW. Dementsprechend belaufe sich der Schaden für den Umlagezahler bezogen auf „EnBW Dreekant“ nur auf [REDACTED].

Die EnBW führt weiter aus, dass ihr durch die Verzögerung des ONAS NOR-13-1 erhebliche wirtschaftliche Schäden entstünden. [REDACTED]

[REDACTED]

Um weitere Nachteile zu vermeiden und den Schaden nicht weiter zu vergrößern, habe die EnBW bereits im Juli 2025 eine Verschiebung der ersten Realisierungsfrist (Einreichung der Planunterlagen beim BSH) um zwölf Monate von Juni 2026 auf Juni 2027 beantragt. Die Verschiebung wurde mit Beschluss (Az.: BK6-25-251) der Bundesnetzagentur vom 10.07.2025 genehmigt. In Folge der angekündigten Verschiebung des vFT und des praktisch eingetretenen Projektverzugs von zwölf Monaten stellte die EnBW ihren internen Realisierungsfahrplan auf einen Fertigstellungstermin des ONAS NOR-13-1 im Jahr 2032 um.

Eine weitere Schadensminderung sei nur möglich, wenn der vFT des ONAS auf das Jahr 2032 verschoben würde. Denn die für den Offshorewindpark „EnBW Dreekant“ verbleibenden Realisierungsfristen zwei bis fünf gemäß § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 bis Nr. 5 WindSeeG würden in Abhängigkeit vom vFT abgeleitet. Dies führe im Ergebnis dazu, dass „EnBW Dreekant“ bei einem auf 2032 ausgerichteten Realisierungsfahrplan auf die entsprechende Änderung des vFT angewiesen sei.

4. Mit E-Mail vom 31.03.2026 ist das Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hergestellt worden.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

1 Die Entscheidung beruht auf § 17d Abs. 2 S. 7 EnWG.

2 Die formellen Entscheidungsvoraussetzungen liegen vor.

2.1 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegende Entscheidung folgt aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG. Die Beschlusskammer ist zur Entscheidung gemäß § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG ermächtigt.

2.2 Der notwendige Antrag des ÜNB liegt vor. Zwar verlangt § 17d Abs. 2 S. 7 EnWG nicht ausdrücklich einen Antrag des ÜNB. Aus dem Zusammenhang mit einer Verschiebung des vFT durch den ÜNB ergibt sich aber, dass die Regulierungsbehörde die Zustimmung nicht von Amts wegen, sondern nur auf konkretes Begehren des ÜNB aussprechen darf.²

2.3 Das Benehmen mit dem BSH ist durch dessen Stellungnahme vom 31.03.2026 hergestellt.

2.4 Die übrigen formellen Entscheidungsvoraussetzungen liegen ebenfalls vor. Insbesondere hatte die Betroffene die Gelegenheit zur Stellungnahme.

3. Die Zustimmung zum Antrag ist geboten. Die tatbestandlichen Voraussetzungen für eine Zustimmung liegen vor (3.1) und die Abwägung der für und gegen eine Zustimmung sprechenden Belange und Interessen spricht für eine Zustimmung (3.2).

3.1 Die Tatbestandsvoraussetzungen des § 17d Abs. 2 S. 7 EnWG zur Änderung des vFT liegen vor.

3.1.1 Der von der Antragstellerin bekannt gemachte vFT für das ONAS NOR-13-1 ist noch nicht verbindlich. Nach § 17d Abs. 2 S. 8 EnWG wird ein bekannt gemachter vFT 36 Monate vor Eintritt des vFT verbindlich. Die Antragstellerin hat den 30.09.2031 als vFT

² Kritisch: Rohrer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, 2018, § 17d Rn. 15.

gegenüber der Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde bekannt gemacht und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Der Zeitraum bis zum 30.09.2031 beträgt mehr als 36 Monate.

3.1.2 Es droht eine Verzögerung der tatsächlichen Fertigstellung des ONAS NOR-13-1 um zwölf Monate. Es liegen Tatsachen vor, die mit überwiegender Wahrscheinlichkeit die Annahme begründen, dass das ONAS erst zum 30.09.2032 in Betrieb gehen wird.

3.1.2.1 Bei der drohenden Verzögerung der geplanten Fertigstellung des ONAS um den im Antrag benannten Zeitraum handelt es sich um eine Tatbestandsvoraussetzung für die Zustimmung zu einer Verschiebung, nicht lediglich um einen Aspekt, der im Rahmen der Ermessensausübung zu berücksichtigen ist. Dem Wortlaut des § 17d Abs. 2 S. 7 EnWG sind explizit keine Tatbestandsvoraussetzungen zu entnehmen. Aus der Systematik zwischen § 17d Abs. 2 S. 6 und S. 7 EnWG lässt sich jedoch herleiten, dass das Vorliegen einer drohenden Verzögerung Voraussetzung für den Antrag auf Verschiebung des vFT ist. Dies ergibt sich aus dem Erfordernis nach § 17d Abs. 2 S. 6 EnWG, zunächst mögliche Verzögerungen und Abweichungen unverzüglich mitzuteilen und der sich nach Satz 7 daran anschließenden Möglichkeit zur Verschiebung des vFT. Daraus lässt sich schließen, dass die Möglichkeit zur Verschiebung nur in Fällen eröffnet sein soll, in denen eine Verzögerung droht. Auch der Sinn und Zweck der Regelung des § 17d Abs. 2 S. 7 EnWG spricht für das Erfordernis einer drohenden Verzögerung. Eine Zustimmung zu einer Verschiebung des vFT ohne drohende Verzögerung entbehrt jeder Grundlage und kommt daher von vornherein nicht in Betracht.

Notwendig, aber auch ausreichend ist, dass aufgrund von Tatsachen die Annahme gerechtfertigt ist, dass sich die tatsächliche Fertigstellung des ONAS mit überwiegender Wahrscheinlichkeit mindestens um den beantragten Zeitraum verzögern wird.

Es müssen Tatsachen vorliegen, die die Annahme einer Verzögerung der tatsächlichen Fertigstellung um den beantragten Zeitraum rechtfertigen. Für das Erfordernis einer auf Tatsachen gestützten Annahme spricht, dass nach dem Wortlaut des § 17d Abs. 2 S. 6 EnWG mögliche Verzögerungen zunächst unverzüglich mitzuteilen sind. Diese Mitteilung schafft Transparenz im Hinblick auf die tatsächliche Umsetzung des abgestimmten Realisierungsfahrplans und erlaubt es den Beteiligten, die Situation frühzeitig zu analysieren sowie mögliche Abhilfemaßnahmen zu ergreifen. Ziel der engen Abstimmung ist es, Ver-

zögerungen transparent zu machen und eine frühzeitige, verlässliche Abstimmung insbesondere bei Verzögerungen zu ermöglichen.³ Schon hierbei dürfte ein allgemeiner Verweis auf die typischen Gefahren und Unwägbarkeiten bei der Errichtung von Anlagen auf See kein ausreichender Anlass für eine entsprechende Mitteilung sein. Einer Mitteilung über eine mögliche Verzögerung oder Abweichung vom Realisierungsfahrplan sollte ihrem Zweck entsprechend ein konkreter Anlass zugrunde liegen.⁴ Dieser Maßstab muss erst recht für eine Änderung des vFT gelten.⁵ Das Instrument einer Änderung des vFT ist der Mitteilung über eine mögliche Verzögerung nachgelagert, d. h. die mögliche Verzögerung muss sich konkretisiert haben, um eine Verschiebung zu rechtfertigen.

Es ist nicht notwendig, dass die Verzögerung gesichert eintritt. Eine so enge Auslegung des Tatbestandsmerkmal lässt sich dem Regelungszusammenhang sowie Sinn und Zweck nicht entnehmen und würde das Risiko für die meisten Verzögerungen einseitig dem Übertragungsnetzbetreiber zuschreiben. Denn die Prognose des Termins der tatsächlichen Inbetriebnahme des ONAS ist naturgemäß mit Unsicherheiten und Annahmen behaftet. Würde man eine Verschiebung nur bei einem gesicherten Eintritt einer Verzögerung zulassen, käme sie nur noch in extremen Fällen in Betracht. Mit letzter Sicherheit ließe sich die Verzögerung erst nach Ablauf des vFT feststellen. Eine so hohe Hürde wäre mit dem Ziel, die Belange der Beteiligten und die volkswirtschaftlichen Interessen gegeneinander abzuwägen, nicht vereinbar.

Es ist aber andererseits nicht ausreichend, dass eine Verzögerung nur als möglich, nicht aber als überwiegend wahrscheinlich erscheint. Projekten von dem Umfang und der Komplexität eines ONAS ist stets die Möglichkeit immanent, dass es zu Verzögerungen kommt. Ein allgemeiner Verweis auf die typischen Gefahren und Unwägbarkeiten bei der Errichtung von Anlagen auf See ist daher nicht ausreichend.⁶

Maßgeblich für die Fertigstellung einer Offshore-Anbindungsleitung ist, dass die Netzanbindung ihre Funktion zur Einspeisung des von den anzubindenden Windenergieanlagen

³ Broemel, in: Bourwig/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 17d Rn. 12.

⁴ Broemel, in: Bourwig/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 17d Rn. 14.

⁵ Uibleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, EnWG § 17d Rn. 30; vgl. auch Schink, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17d Rn. 35.

⁶ Uibleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG, Rn. 30.

erzeugten Stroms grundsätzlich erfüllen kann, auch wenn noch Restarbeiten und Feineinstellungen auszuführen sind, die zwar zu kurzzeitigen Unterbrechungen der Netzanbindung führen, aber die Funktionstauglichkeit der Netzanbindung als solche nicht in Frage stellen.⁷

3.1.2.2 Maßgeblich für die Einschätzung einer Verzögerung ist vorliegend die durch die Umgehung des Artillerieschießgebiets entstehende Verzögerung (3.1.2.2.1). Weitere Maßnahmen zur Beschleunigung stehen der Antragstellerin nicht zur Verfügung (3.1.2.2.2).

3.1.2.2.1 Die berechtigte Annahme einer zwölfmonatigen Verzögerung des ONAS NOR-13-1 beruht auf der Tatsache der notwendigen Umgehung des ASG Nordsee.

Für das ONAS NOR-13-1 ergibt sich laut Festlegung des BSH vom 15.05.2025 auf Basis des ÜNB-Prüfberichts vom 30.04.2025, der Detail-Evaluierung der Antragstellerin vom 11.12.2025 und der Änderung des FEP 2025 vom 30.01.2026 durch die Umgehung des ASG Nordsee ein voraussichtlicher Inbetriebnahmezeitpunkt im dritten Quartal 2032. Dies ist voraussichtlich ein Jahr später als ursprünglich im FEP 2023 vorgesehen. Die Verzögerung ergibt sich aus einem im Vergleich zur ursprünglichen Planung der Antragstellerin deutlich späteren Beginn der Landkabelverlegung, wodurch wesentliche Bauaktivitäten in die Wintermonate verlagert werden müssen und damit erhöhte Wetter- und Bau-Risiken sowie jahreszeitabhängige Boden- und Bau-Einschränkungen entstehen. Zusätzlich verschiebt sich der Produktionsstart des Landkabelsystems aufgrund einer gestaffelten Produktionsplanung beim Kabelhersteller auf einen späteren Zeitpunkt.

3.1.2.2.2 Die Antragstellerin hat alle zumutbaren Beschleunigungsmaßnahmen ergriffen.

Die Antragstellerin hat gemeinsam mit den anderen ÜNB im Rahmen der Erstellung des Prüfberichts vom 30.04.2025⁸ Beschleunigungsmaßnahmen identifiziert, umfassend geprüft und, wo möglich, ergriffen.

⁷ BGH, Urteil vom 21.10.2025 – EnZR 59/23 – „Netzanbindungszusage II“, juris, Rn. 52.

⁸ Vgl. Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Alternativenprüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee vom 30.04.2025

Zunächst haben die ÜNB trotz der eindeutigen Festlegungen im FEP 2025, dass „eine Querung durch ONAS grundsätzlich nicht in Betracht [kommt]“⁹, geprüft, unter welchen Voraussetzungen die Beibehaltung der Trassen gemäß FEP 2023 möglicherweise gangbar wäre. Parallel zur Trassenprüfung wurden verschiedene Optimierungen im Genehmigungsprozess und bei den zugehörigen Trassenvoruntersuchungen erarbeitet, um Abläufe zu beschleunigen.

Auf Basis der im FEP 2025 neu definierten Trassen lag der Fokus auf einer räumlichen Optimierung, um die Trassenlängen zu verkürzen und den Bündelungsgedanken von Leitungen zu berücksichtigen.

Schließlich wurden die erarbeiteten Vorschläge mit dem Marinekommando, dem BSH und weiteren Behörden diskutiert und abgestimmt. Hierbei wurde eine Vorzugstrasse ermittelt. Dabei handelt es sich um diejenige Trasse, die die größte Längeneinsparung bei gleichzeitiger Zustimmung der betroffenen Behörden ergab.

Beim ONAS NOR-13-1 ergab sich durch die Optimierungsmaßnahmen eine positive Auswirkung auf die Kabelmehrlänge. Es wurden somit 2,55 km durch Optimierungen eingespart. Bei der Verzögerungsdauer ergab sich durch die Optimierungsmaßnahmen letztlich keine positive Auswirkung auf die Zeitplanung, so dass es bei einer voraussichtlichen Gesamtverzögerung von zwölf Monaten blieb.

Auch die von der Antragstellerin mit den beauftragten Partnern u. a. für das ONAS NOR-13-1 durchgeführte und im Dezember 2025 veröffentlichte Detail-Evaluierung der zeitlichen Auswirkungen der ASG-Umtrassierung bestätigt die zwölfmonatige Gesamtverzögerung.

3.2 Liegen somit die tatbestandlichen Voraussetzungen für eine Zustimmungsentcheidung vor, steht diese Entscheidung im pflichtgemäßen Ermessen der Regulierungsbehörde. Sie hat dabei die Interessen der Beteiligten und die volkswirtschaftlichen Kosten zu berücksichtigen (§ 17d Abs. 2 S. 7 2. Hs. EnWG).

Die Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins kommt dann in Betracht, wenn die gegen eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange die für eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange nicht deutlich überwiegen

⁹ Vgl. Flächenentwicklungsplan 2025 des BSH für die deutsche Nordsee und Ostsee, S. 9

(3.2.1). Bei der Abwägung ist zu berücksichtigen, ob der anbindungsverpflichtete ÜNB die Verzögerung zu vertreten hat (3.2.2). Ferner sind die wirtschaftlichen und sonstigen Interessen der Antragstellerin und der übrigen Beteiligten zu berücksichtigen und miteinander abzuwägen (3.2.3).

3.2.1 Die Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins kommt dann in Betracht, wenn die gegen eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange die für eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange nicht deutlich überwiegen. Halten sich die für und gegen die Zustimmung sprechenden Belange in etwa die Waage, erteilt die Regulierungsbehörde die Zustimmung. Dies folgt aus der in der Gesetzessystematik hinterlegten Risikoverteilung. Die Festlegung des vFT stellt eine erste Einschätzung des Übertragungsnetzbetreibers dar.¹⁰ Der voraussichtliche Fertigstellungstermin weist daher nur eine vorläufige Verbindlichkeit auf.¹¹ Erst mit Eintritt der Verbindlichkeit nach § 17d Abs. 2 S. 8 EnWG muss nicht mehr mit der Möglichkeit einer Anpassung des Fertigstellungstermins gerechnet werden, so dass Investitionssicherheit für den Betreiber der Windenergieanlagen auf See besteht.¹² Aus diesem Zeitablauf folgt, dass der Gesetzgeber grundsätzlich erst mit Eintritt der Verbindlichkeit den Betreiber der Windenergieanlagen auf See vom Risiko einer Verzögerung weitgehend freistellen wollte. Bis dahin muss der Betreiber der Windenergieanlagen auf See dagegen grundsätzlich mit der Möglichkeit einer Verschiebung rechnen.

Daraus folgt allerdings nicht, dass bis zum Eintritt der Verbindlichkeit das Risiko einer Verzögerung stets zu Lasten des Betreibers der Windenergieanlagen auf See ginge oder dass der vFT völlig unverbindlich wäre und ohne Weiteres verschoben werden könnte. Das Erfordernis der Zustimmung der Regulierungsbehörde und das Gebot der Abwägung der Interessen der Beteiligten und der volkswirtschaftlichen Kosten machen vielmehr deutlich, dass trotz Verzögerung der tatsächlichen Fertigstellung in Betracht kommt, den vFT nicht zu verschieben, wenn die Belange, die gegen die Verschiebung sprechen, deutlich überwiegen.

¹⁰ Uibleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG, Rn. 25.

¹¹ Uibleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG, Rn. 30; ähnlich Schink, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17d Rn. 24 und 34.

¹² Vgl. BT-Drs. 17/10754, S. 25.

Es sind nur solche Interessen der Beteiligten und volkswirtschaftliche Kosten zu berücksichtigen, die durch die Entscheidung der Regulierungsbehörde über Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung beeinflusst werden. Daher spielen solche Aspekte keine Rolle, die durch die Verzögerung der tatsächlichen Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung verursacht werden.

3.2.2 Gegen eine Zustimmung würde mit erheblichem Gewicht sprechen, wenn die Verzögerung vom ÜNB zu vertreten wäre.¹³ Der ÜNB hat Vorsatz und Fahrlässigkeit zu vertreten (§ 276 Abs. 1 S. 1 BGB). Fahrlässig handelt, wer die im Verkehr erforderliche Sorgfalt außer Acht lässt (§ 276 Abs. 2 BGB).

Entgegen der Auffassung der Antragstellerin hat die Regulierungsbehörde auch fahrlässiges Verhalten des ÜNB bei der Ermessensausübung zu berücksichtigen. Zwar kann der ÜNB bei fahrlässigem oder grob fahrlässigem Verhalten einen Großteil der Entschädigungszahlungen nach § 17f EnWG in die Offshore-Umlage wälzen. Zutreffend führt die Antragstellerin daher aus, dass das fahrlässige Fehlverhalten des ÜNB zu Lasten der Umlagezahler ginge. Daraus lässt sich aber nicht der Schluss begründen, dass der Betreiber der Windenergieanlagen auf See stets das Risiko von fahrlässigem Verhalten des ÜNB zu tragen habe. Im Gegenteil: § 17f EnWG liegt die gesetzliche Wertung zugrunde, dass die Offshore-Umlage für das fahrlässige Fehlverhalten des ÜNB mithaftet. Diese für den ÜNB günstige Regelung kann nicht zu Lasten des Betreibers der Windenergieanlagen auf See angeführt werden.

Der Antragstellerin ist weder vorsätzliches noch fahrlässiges Verhalten vorzuwerfen. Es liegt kein Verschulden der Antragstellerin vor.

Die Verzögerung des ONAS NOR-13-1 ist ausschließlich auf die behördliche Entscheidung zur Umtrassierung zurückzuführen und nicht auf ein Verschulden der Antragstellerin. Durch die behördliche Entscheidung sind – auch nach Ausschöpfung von Optimierungsmaßnahmen – Auswirkungen auf die Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-1 nicht zu vermeiden. Die durch die Antragstellerin und die anderen ÜNB ermittelten und mit Behörden abgestimmten Optimierungsmaßnahmen bringen Einsparungen bei der Trassenmehrlänge, haben aber keinen positiven Effekt auf die Zeitplanung. Es bleibt auch nach

¹³ Vgl. Böhme/Huerkamp, in: Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergie, 2018, § 17d EnWG Rn. 11; Schink, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17d Rn. 35.

Detail-Evaluierung der Antragstellerin bei einer Gesamtverzögerung des ONAS NOR-13-1 von zwölf Monaten. Die Einhaltung des vFT 30.09.2031 ist der Antragstellerin auch nach Ausschöpfung von Optimierungsmaßnahmen nicht mehr möglich.

3.2.3 Die Abwägung der Interessen spricht vorliegend für eine Zustimmung zur Verschiebung des vFT. Sowohl die Antragstellerin als auch die EnBW haben ein Interesse an der Verschiebung des vFT.

Die Grundsätze der Abwägung der Interessen wurden mit Beschluss BK6-21-386 ausführlich hergeleitet und dargestellt und gelten dem Grunde nach fort. Vorliegend ist es so, dass die Antragstellerin und die EnBW ausdrücklich eine Verschiebung des vFT befürworten. Darüber hinaus wurden keine weiteren Umstände vorgetragen und sind auch nicht ersichtlich, die im Rahmen der Abwägung zu einem anderen Ergebnis führen.

Zur Berücksichtigung der jeweiligen Interessen ist grundsätzlich jeweils zu vergleichen, wie sich die Interessenlage mit und ohne Zustimmung zur Verschiebung darstellt. Keine Rolle spielen hingegen diejenigen Folgen, die sich aus der tatsächlichen Verzögerung selbst ergeben. Denn sie entstehen unabhängig von der Entscheidung der Beschlusskammer.

Unter den Interessen der Beteiligten sind in erster Linie die wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten an der Entscheidung der Regulierungsbehörde über Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung zu verstehen.¹⁴

Unter „Beteiligte“ in Sinne des § 17d Abs. 2 Satz 7 EnWG sind nicht nur solche Unternehmen und Personen zu verstehen, die formell Beteiligte nach § 66 Abs. 2 EnWG sind, sondern alle mit einer rechtlichen oder wirtschaftlichen Betroffenheit. Neben dem anbindungsverpflichteten ÜNB, die als Antragstellerin gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 1 EnWG formell Beteiligte ist, kommen im Wesentlichen die Betreiber von Windenergieanlagen auf See in Betracht, die von der Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung rechtlich oder wirtschaftlich betroffen sind. Die Antragstellerin ist verpflichtet, das ONAS NOR-13-1 unter Beachtung des Fertigstellungstermins zu errichten und den Windpark der EnBW anzuschließen.

¹⁴ Vgl. Uebeisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG Rn. 30.

Spiegelbildlich trifft dies auf EnBW zu, die die Errichtung des Windparks „EnBW Dreekant“ unter Beachtung der sich aus dem Fertigstellungstermin ergebenden Fristen vornehmen muss.

3.2.3.1 Hinsichtlich der wirtschaftlichen Interessen des anbindungsverpflichteten ÜNB ist zu berücksichtigen, dass die Entscheidung über die Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung zur Verschiebung des vFT Auswirkungen darauf hat, ab wann Ansprüche der Betreiber der Windenergieanlagen auf See nach § 17e Abs. 2 EnWG – bei Vorliegen der übrigen Voraussetzungen – entstehen können.

Durch die Zustimmung zur Verschiebung würde sich die wirtschaftliche Lage der Antragstellerin im Vergleich zur planmäßigen Fertigstellung des ONAS nicht verändern. Die Ablehnung der Zustimmung führt dagegen grundsätzlich dazu, dass – bei Vorliegen der Voraussetzungen Zahlungen nach § 17e Abs. 2 EnWG drohen. Da die EnBW vorträgt, ihren Projektzeitplan bereits auf einen Verzug von zwölf Monaten aufgrund der ASG Umtrasierung angepasst zu haben und somit keine Betriebsbereitschaft ihres Windparks im Verhältnis zum ursprünglichen vFT plant, kann vorliegend offenbleiben, ob der Antragstellerin diese Entschädigungszahlungen tatsächlich entstehen.

Die Antragstellerin gibt an, dass sich die möglichen Entschädigungszahlungen auf ■■■■■ belaufen. Diese Summe fußt auf der Annahme einer Anbindungskapazität von 2.000 MW. Da die EnBW mit ihrem Offshore-Windpark „EnBW Dreekant“ aber lediglich die Hälfte der in Frage stehenden Anbindungskapazität beansprucht, also nur 1.000 MW der insgesamt 2.000 MW, beläuft sich die Entschädigungssumme lediglich auf die Hälfte, d. h. ■■■■■. Denn es geht vorliegend um die Interessen der EnBW und nicht um die Gesamtinteressen der an dem ONAS NOR-13-1 insgesamt anzubindenden Offshore-Windparkbetreiber.

Die übrige Leistung des ONAS NOR-13-1 ist noch nicht bezuschlagt worden. Der Antragstellerin drohen somit insoweit keine Zahlungen nach § 17e Abs. 2 EnWG. Vielmehr ist vor einer Ausschreibung der betroffenen Fläche N-13.2 die nun bekannte Verzögerung bei der Bestimmung des vFT zu berücksichtigen.

3.2.3.2 Das wirtschaftliche Interesse der EnBW lässt sich mangels Vortrags nicht abschließend beziffern. Im Ergebnis spielen weder die Kosten der Antragstellerin noch

die Kosten der EnBW in der Abwägung eine Rolle. Denn die EnBW erklärt auch unabhängig von diesen Kosten ihr Interesse an der Verschiebung des vFT.

Würde die EnBW die Betriebsbereitschaft des Windparks zum ursprünglichen vFT planen, stellte sich die wirtschaftliche Interessenlage der EnBW hinsichtlich der Ansprüche aus § 17e Abs. 2 EnWG nahezu spiegelbildlich zum Interesse der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage dar. Dabei wäre ebenfalls die Situation bei einer Zustimmung mit der Situation bei einer Ablehnung der Verschiebung des vFT zu vergleichen. Die EnBW hat vorliegend jedoch ihren internen Realisierungsfahrplan infolge des faktischen Projektverzugs von zwölf Monaten zur weiteren effektiven Schadensminderung bereits auf die neuen Projektrealitäten umgestellt. Die Beschlusskammer versteht den Vortrag der EnBW dahingehend, dass ihr bei einer Ablehnung des vorliegenden Antrags und somit eines Festhaltens am bestehenden Fertigstellungstermin höhere Kosten entstehen als bei einer Zustimmung. Denn durch eine Zustimmung der Verschiebung des vFT ändern sich entsprechend ihres angepassten Realisierungsfahrplans auch die Realisierungsmeilensteine Nr. 2 bis Nr. 5 (§ 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 bis Nr. 5 WindSeeG), die EnBW zu erfüllen hat. Ohne Zustimmung müsste EnBW erneut umplanen, wodurch weitere Kosten und Unsicherheiten entstehen. Denn sollten diese Umplanungen nicht oder nicht rechtzeitig möglich sein, drohten ihr Verstöße gegen die unveränderten Realisierungsfristen nach dem § 81 Abs. 2 WindSeeG. Offen wäre auch, inwieweit diese Fristen in einem Verfahren nach § 83 WindSeeG auf Antrag geändert werden könnten. Die Antragstellerin hat daher ein nachvollziehbares Interesse an einer Änderung des bisherigen Fertigstellungstermins, mit der sowohl Unsicherheiten bis hin zum Widerruf des Zuschlags als auch zusätzliche Kosten durch Umplanung vermieden werden.

Soweit von der EnBW Mehrkosten aufgeführt bzw. angedeutet wurden, entstehen diese auch ohne die Verschiebung des vFT. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 103 Abs. 1 WindSeeG i. V. m. § 76 Abs. 1 EnWG).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Jochen Patt
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer