

Vermerk

von: RA Dr. Mirko Sauer
an: Beate Burow/StadtFehmarn
Datum: 17. April 2025
Mandat: Az.: 263/24
Betreff: **Projekt „Baltic Sea2Land“ - Autarke Energieversorgung auf der Insel Fehmarn**

Rechtsrahmen zur Stromdirektbelieferung aus den Windenergieanlagen an Verbrauchseinrichtungen auf Fehmarn

Inhaltsverzeichnis

A. Sachverhalt	4
I. Stromverbrauch und Potentiale	4
II. Stromproduktion auf der Insel und gegenwärtige Vermarktung	4
III. Infrastrukturen	6
1. Mittelspannungsnetz der SH Netz	6
2. Anschlussinfrastrukturen der Windparks	6
a. Anschlussinfrastruktur der Windparks an die unterschiedlichen UW`s	6
b. Anschlussinfrastruktur zum Abtransport von der Insel (Anschluss an das Netz der E.ON Netz GmbH)	6
IV. Projekt „Baltic Sea2Land“	8
1. Ziele	8
2. Prämissen und Einschränkungen	8
B. Fragestellung	8
C. Wesentliche Ergebnisse	10
D. Rechtliche Stellungnahme	20
I. Netzregulatorische Anforderungen und Pflichten	20
1. Allgemeines	21
a. Folgen einer Einstufung als regulierungsunterworfenen „Netz“ (Verteilernetz)	22
aa. Regulatorische Pflichten von Netzbetreibern	22
bb. Pflichten im Kontext der Abwicklung von EE-Stromeinspeisungen	24
cc. Mögliche Einschränkung der EEG-Förderung (Marktprämie)	25
b. Grundsätze zur Einstufung von regulierungsunterworfenen „Netzen“	25
aa. Einstufung nach der bisherigen deutschen Rechtspraxis	26
(1.) „Netzbegriff“ in der deutschen Rechtsprechung	26
(2.) Folgen für die Einstufung der bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks beim Anschluss von Verbrauchseinrichtungen	28
bb. Einstufung nach der aktuellen Rechtsprechung des EuGH (vom 28.11.2024)	36
(1.) Keine Netzeinstufung bei ausschließlich angeschlossenen Erzeugungsanlagen	36
(2.) Keine Netzeinstufung bei alleiniger Infrastrukturnutzung durch die Windpark-Betreibergesellschaften	37
(3.) Fragliche Netzeinstufung bei externem Drittverbrauch	38
2. Praktische Schlussfolgerungen (mögliche Fallgruppen)	39

a. Anschluss von Verbrauchseinrichtungen an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks.....	39
b. Unmittelbarer Anschluss der Verbrauchseinrichtungen über (neue) Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG	39
II. Voraussetzungen für die Aufrechterhaltung der EEG-Förderung	42
1. Untervariante 1: Drittbelieferung in unmittelbarer räumlicher Nähe außerhalb des Netzes.....	43
a. Voraussetzung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“	43
aa. Diskussionsstand.....	43
bb. Bewertung („unmittelbare räumliche Nähe“)	47
b. Keine Netzdurchleitung	48
c. Praktische Schlussfolgerungen	49
2. Untervariante 2: Eigenverbrauch der WEA-Betreiber (z.B. Eigenbetrieb einer Wärmepumpe) 51	
a. Rechtliche Würdigung	51
aa. Wortlaut von § 21b Abs. 4 EEG.....	52
bb. Sinn und Zweck (Funktion) der Ausnahmegesetz nach § 21b Abs. 4 EEG.....	52
cc. Systematische Auslegung: Abgrenzung zur Andienungspflicht nach § 21 Abs. 2 EEG .	54
b. Praktische Schlussfolgerungen	54
III. Rechtlicher Rahmen für Strom(direkt)lieferungen	55
1. Anforderungen und Pflichten als Stromlieferant.....	55
a. Allgemeine Pflichten bei der Belieferung von Letztverbrauchern.....	56
aa. Stromsteuerrechtliche Lieferantenpflichten	56
bb. Allgemeine Lieferantenpflichten nach dem EnWG	56
cc. Mitteilungs- und Speicherpflichten	58
dd. Großhandelsvorgaben (REMIT)	58
b. Besondere Pflichten und Anforderungen bei der Belieferung von Haushaltskunden	58
aa. Anzeige- und Nachweispflicht nach § 5 EnWG	58
bb. Spezielle Lieferantenpflichten aus dem EnWG	60
2. Praktische Abwicklung (Vertragsgestaltung).....	60
3. Stromnebenkosten (Belastungen des Verbrauchs).....	62
IV. Exkurs: Anforderungen der kommunalen Wärmeplanung	63
V. Redispatch	63
1. Redispatch bei Stromdirektlieferungen außerhalb des öffentlichen Netzes	64
2. Redispatch bei Eigenversorgung (Selbstversorgungsmengen)	66

A. Sachverhalt

- 1 Die Insel Fehmarn soll klimaneutral werden. Dieses Ziel besteht insbesondere im Hinblick auf eine klimaneutrale Stromversorgung und eine damit verbundene klimaneutrale Elektrifizierung der Wärmeversorgung sowie des Verkehrs auf Fehmarn. Dieses Ziel ist insofern erreichbar, als auf der Insel ein erheblicher Überschuss von Strom aus erneuerbaren Energien besteht.
- 2 Problematisch ist allerdings, dass der auf der Insel erzeugte EE-Strom größtenteils nicht auf der Insel direktvermarktet bzw. verbraucht, sondern auf das Festland eingespeist und im allgemeinen Strommarkt vermarktet wird. Dies hat einerseits technische Gründe, die in der begrenzten (Anschluss-/Einspeise-)Kapazität des auf der Insel von der Schleswig-Holstein Netz GmbH („SH Netz“) in Mittelspannung betriebene Versorgungsnetz begründet sind. Überdies haben die Stromproduzenten bislang auch wegen der vermeintlich ungünstigen rechtlichen Rahmenbedingungen von einer Direktvermarktung an Letztverbraucher auf der Insel Abstand genommen. Diese Umstände führen dazu, dass auf der Insel vorwiegend Strom verbraucht wird, der über das an das Festland angebundene Mittelspannungsnetz der SH Netz geliefert wird und folglich dem allgemeinen Netzstrommix entstammt.
- 3 Das Ziel dieser rechtlichen Stellungnahme besteht darin, die rechtlichen Rahmenbedingungen bei der angestrebten Direktvermarktung/Direktnutzung des auf der Insel erzeugten EE-Stroms darzustellen und die Möglichkeiten und Anforderungen für dahingehende Geschäftsmodelle zu analysieren.
- 4 Für die Beantwortung der damit verbundenen Fragen ist es unerlässlich, zunächst die bestehende Situation bei der Stromproduktion und der Netzinfrastruktur zu erfassen.

I. Stromverbrauch und Potentiale

- 5 Auf der Insel Fehmarn leben ca. 13.000 Einwohner. In den Sommermonaten halten sich jährlich ca. [420.000] Touristen auf der Insel auf. Der saisonal erheblich schwankende Stromverbrauch macht [19%] des Endenergieverbrauchs auf Fehmarn aus. Größere Verbraucher sind beispielsweise der Fährbetrieb „Scandlines“. Laut einer Energie- und Treibhausgasbilanz von 2023 liegt der größte Anteil am Endenergieverbrauchs auf Fehmarn bei der Wärmeversorgung mit 46%, gefolgt vom Verkehrssektor mit 35%. Ein Fernwärmenetz gibt es auf Fehmarn bzw. in den Ortschaften auf Fehmarn nicht.

II. Stromproduktion auf der Insel und gegenwärtige Vermarktung

- 6 Neben einigen PV-Anlagen sind auf der Insel Fehmarn [75] Windenergieanlagen an Land („WEA“) installiert. Diese WEA befinden sich im Wesentlichen in [7] Windparks, die jeweils von unterschiedlichen Betreibergesellschaften betrieben werden:

1. Bürgerwindpark Westfehmar 1:
 - Betreibergesellschaft: [Bürgerwindpark Westfehmar 1 GmbH & Co. KG]
2. Bürgerwindpark Westfehmar 2:
 - Betreibergesellschaft [Bürgerwindpark Westfehmar 2 GmbH & Co. KG]
3. Windpark Nord-West
 - Betreibergesellschaft [Windpark Nord-West GmbH & Co. KG]
4. Windpark Fehmarn-Mitte:
 - Betreibergesellschaft [Windpark Fehmarn-Mitte GmbH & Co. KG]
5. Windpark Presen
 - Betreibergesellschaft [Windpark Presen GmbH & Co. KG]
6. Windpark Klingenberg:
 - Betreibergesellschaft [Windpark Klingenberg GmbH & Co. KG]
7. Windpark Burgstaaken:
 - Betreibergesellschaft [Windpark Burgstaaken GmbH & Co. KG]

Allein in den vorgenannten Windparks wird jährlich eine Strommenge von ca. [350 GWh] produziert. Der weit überwiegende Teil dieser WEA ([51] WEA) verfügt allerdings über keinen eigenen Netzverknüpfungspunkt („NVP“) mit dem auf der Insel von der SH Netz betriebenen Mittelspannungsnetz, an welches auch die Letztverbraucher auf der Insel angeschlossen sind. Vielmehr wird der in diesen WEA erzeugte Strom in das UW Bisdorf und von dort über eine davon abzweigende 110-kV-Leitung bis zum NVP UW Göhl (Festland) in das Netz der E.ON Netz GmbH eingespeist. Damit fließen ca. [250 GWh] des auf der Insel Fehmarn erzeugten EE-Stroms auf das Festland ab und werden im allgemeinen Strommarkt vermarktet; wofür die jeweiligen WP-Betreiber eine Förderung nach dem EEG in Anspruch nehmen.

Von den vorbezeichneten WEA speist nur ein geringer Teil ([17] WEA) den erzeugten Strom zum Teil auch physikalisch in das auf der Insel von der SH Netz betriebene Mittelspannungsnetz (am UW Petersorf, UW Bannesdorf sowie UW Burg a. Fehmarn) ein. Auch für diese Stromeinspeisungen wird von den betreffenden Windpark-Betreibergesellschaften eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen.

Eine Erhöhung der Stromeinspeisemenge bzw. der Anschluss von (weiteren Windparks) an das Mittelspannungsnetz der SH Netz auf Fehmarn ist nicht möglich, weil ausweislich der Aussage der SH Netz keine weiteren (Anschluss-/Einspeise-)Kapazitäten bestehen sollen.

7

8

9

Es kann festgestellt werden, dass eine direkte Vermarktung (Direktbelieferung) des auf der Insel Fehmarn erzeugten EE-Stroms an die auf der Insel Fehmarn angesiedelten Letztverbraucher derzeit nicht bzw. nur im geringen Maße stattfindet. Vielmehr werden die Letztverbraucher über das Mittelspannungsnetz der SH Netz beliefert, welches seinerseits an das öffentlichen Stromversorgungsnetz (Festland) angebunden ist und Strom aus dem allgemeinen Strommix führt. Für diese Strombelieferung, für welche die einzelnen Letztverbraucher eigene (integrierte) Stromlieferverträge mit unterschiedlichen Stromlieferanten schließen, fallen die üblichen Stromnebenkosten (Netzentgelte, netzbezogene Abgaben und Umlagen sowie Stromsteuer) in voller Höhe an.

III. Infrastrukturen

1. Mittelspannungsnetz der SH Netz

- 10 Zur Stromversorgung auf der Insel betreibt die SH Netz ein Mittelspannungsnetz, von dem in den jeweiligen Ortschaften Niederspannungsleitungen abzweigen. Von der SH Netz werden zudem drei Umspannwerke (UW Petersorf, UW Bannesdorf sowie UW Burg) betrieben.

2. Anschlussinfrastrukturen der Windparks

a. Anschlussinfrastruktur der Windparks an die unterschiedlichen UW's

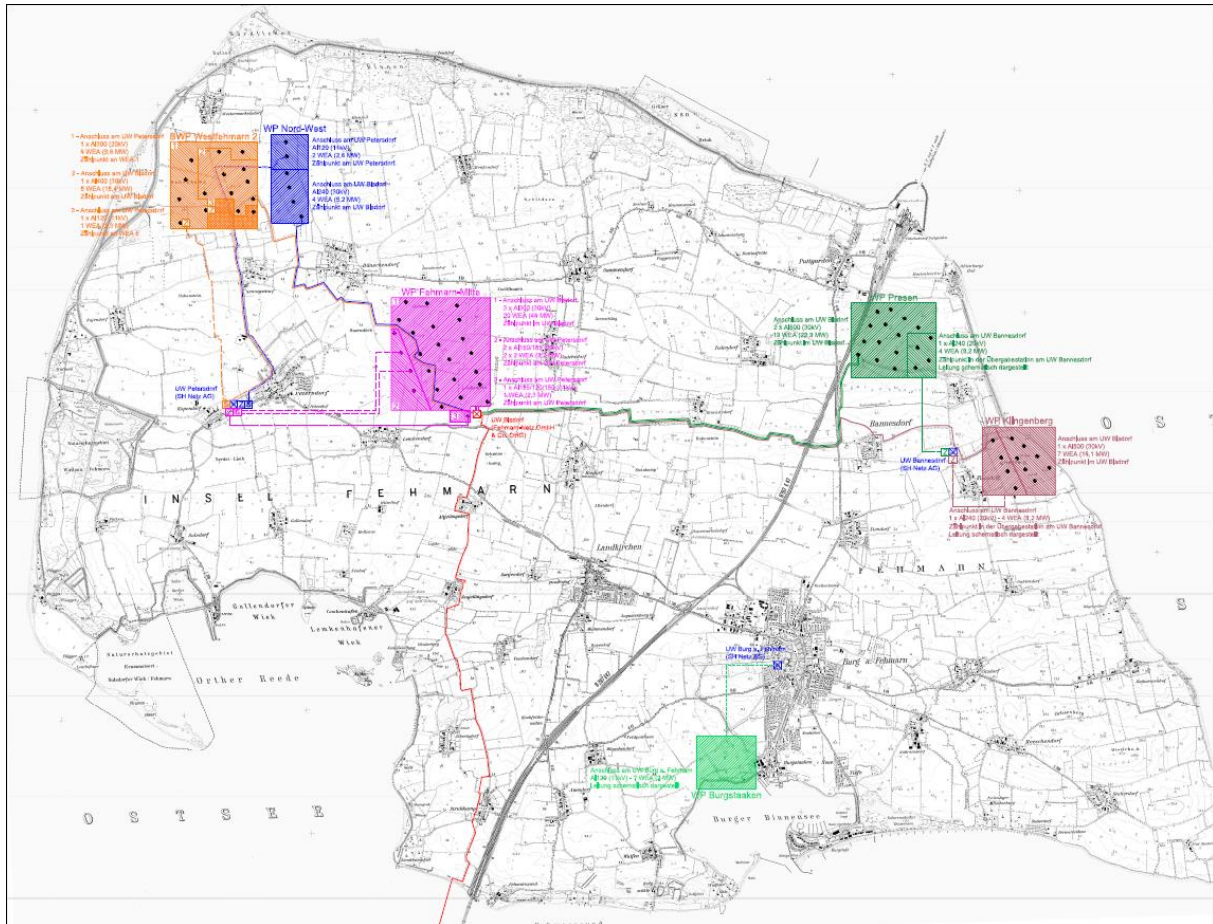
- 11 Von den Betreibergesellschaften der einzelnen Windparks (vgl. Rdn. 5) werden jeweils im eigenen Namen und auf eigene Rechnung einzelne Anschlussleitungen zwischen einigen ihrer WEA ihrer Windparks zu den vorbezeichneten drei Umspannwerken der SH Netz¹ zum Zwecke der Stromeinspeisung in das Mittelspannungsnetz der SH Netz betrieben.
- 12 Die verschiedenen WP-Betreibergesellschaften betreiben ebenfalls jeweils im eigenen Namen und auf eigene Rechnung einzelne Anschlussleitungen zwischen ihren WEA zum UW Bisdorf.

b. Anschlussinfrastruktur zum Abtransport von der Insel (Anschluss an das Netz der E.ON Netz GmbH)

- 13 Der überwiegende Teil der WEA auf Fehmarn speist den erzeugten Strom in das festlandseitige Stromnetz der E.ON Netz GmbH am NVP UW Göhl ein, welches ebenfalls von der E.ON Netz GmbH betrieben wird. Zu diesem Zweck ist auf Fehmarn das **UW Bisdorf** errichtet worden, an welches die Mehrzahl der WEA angeschlossen sind. Vom UW Bisdorf geht eine 110-kV-Leitung ab, welche auf dem Festland an das UW Göhl Wind angeschlossen ist. Das UW Göhl Wind ist wiederum an das UW Göhl der E.ON Netz GmbH angeschlossen.

¹ UW Petersorf, UW Bannesdorf sowie UW Burg a. Fehmarn.

Das UW Bisdorf, die 110-kV-Leitung, das UW Göhl Wind und die Anschlussleitung zwischen UW Göhl Wind und dem UW Göhl wird von der Fehmarn-Netz GmbH & Co. OHG betrieben.



Übersicht: Windparks auf Fehmarn und Netzanschlusssituation

IV. Projekt „Baltic Sea2Land“

1. Ziele

15 Das Ziel des Projekts „Baltic Sea2Land“ besteht insbesondere darin, Möglichkeiten zu eruieren, den auf Fehmarn erzeugten grünen Strom auch zur Stromversorgung auf der Insel zu nutzen, insbesondere

- zum Betrieb von (Groß-)Wärmepumpen und damit zum Aufbau von Wärmenetzen,
- zur Beheizung von öffentlichen Einrichtungen (z.B. Schwimmbädern),
- zum Betrieb von Ladestationen für E-Mobile (Grünstrom-Elektrifizierung des Verkehrs auf Fehmarn),
- zum Betrieb von Elektrolyseuren, oder
- sonst zum Stromverbrauch (z.B. zum Fährbetrieb Scandline).

2. Prämissen und Einschränkungen

Bei der Prüfung von Stromvermarktungsmöglichkeiten auf Fehmarn und damit auch bei der Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für dahingehende Geschäftsmodelle ist von folgenden Prämissen bzw. Einschränkungen auszugehen:

1. Die Förderung der bestehenden WEA nach dem EEG (geförderte Direktvermarktung) soll durch die Stromvermarktung/-weitergabe auf Fehmarn nicht verloren gehen.
2. Eine höhere Einspeisung in das Versorgungsnetz auf Fehmarn (Mittelspannungsnetz der SH Netz) ist wegen der begrenzten Kapazitäten nicht möglich. Ob und inwieweit dieser Zustand durch Netzausbaumaßnahmen behoben werden kann, ist ungewiss.

B. Fragestellung

Im Allgemeinen ist zu untersuchen, unter welchen energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Rahmenbedingungen der in den WEA erzeugte Strom für Verbrauchseinrichtungen auf Fehmarn genutzt werden kann? Insbesondere

- zum Betrieb von (Groß-)Wärmepumpen und damit zum Aufbau eines Wärmenetzes,
- zur Beheizung von öffentlichen Einrichtungen (z.B. Schwimmbädern),
- zum Betrieb von Ladestationen für E-Mobile (Elektrifizierung des Verkehrs),
- zum Betrieb von Elektrolyseuren, oder
- allgemein zum Stromverbrauch (z.B. zum Fährbetrieb Scandline)

Im Einzelnen sind hierbei folgende Fragen von besonderem Interesse:

1. Unter welchen rechtlichen Bedingungen können Verbrauchseinrichtungen an die WEA angeschlossen werden und welche Pflichten und Anforderungen ergeben sich hieraus für die Errichtung und den Betrieb der entsprechenden (Anschluss-)Infrastrukturen? Insbesondere:
 - Ob und inwieweit können die betreffenden Leitungsinfrastrukturen als Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG, als Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG oder als geschlossene Verteilernetze i.S.d. § 110 EnWG eingestuft werden?
2. Ob und unter welchen Bedingungen bleibt die EEG-Förderfähigkeit des in den WEA erzeugten Stroms erhalten, obwohl der Strom teilweise an Letztverbraucher vor der Netzeinspeisung weitergegeben wird?
3. Unter welchen rechtlichen Rahmenbedingungen können Stromlieferverträge über die den in den WEA erzeugten Strom geschlossen werden? Insbesondere
 - a) Welche Arten von Stromlieferverträgen sind generell möglich und wie sind diese generell auszugestalten, wo liegen Vor- aber auch Nachteile?
 - b) Ist eine Belieferung der Haushalte mit Netzstrom in Kombination mit einer Belieferung über eine Direktleitung problemlos möglich? Wo liegen Hindernisse in der Umsetzbarkeit des Vorhabens?
 - c) Welche Besonderheiten bestehen für Stromlieferverträge mit variablen Strompreisen (Börsenstrompreis)?
 - d) Welche Stromnebenkosten (Abgaben und Umlagen, etc.) ergeben sich bei der Versorgung von Verbrauchseinrichtungen aus den WEA auf Fehmarn?
4. Kann ein Abschalten der WEA im Rahmen des Redispatch verhindert werden, wenn der Strom im Redispatch-Fall vor der Netzeinspeisung (z.B. in einer Wärmepumpe) verbraucht wird?
5. Welche generellen Aussagen können für weitere Projekte ggf. auch PV-Projekte abgeleitet werden?

C. Wesentliche Ergebnisse

Zu 1.) Unter welchen rechtlichen Bedingungen können Verbrauchseinrichtungen an die WEA angeschlossen werden und welche Pflichten und Anforderungen ergeben sich hieraus für die Errichtung und den Betrieb der entsprechenden (Anschluss-)Infrastrukturen? Insbesondere: Ob und inwieweit können die betreffenden Leitungsinfrastrukturen als Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG, als Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG oder als geschlossene Verteilernetze i.S.d. § 110 EnWG eingestuft werden?

1. Variante: Anschluss von Verbrauchseinrichtungen an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks

- a) **Drittbelieferung:** Sollten an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der WEA² auch Verbrauchseinrichtungen angeschlossen werden, die von externen Dritten betrieben werden, kann die bestehende Anschlussinfrastruktur nicht mehr mit letzter Sicherheit als unregulierte Infrastruktur behandelt werden. Die jeweils bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks können nicht lediglich als unregulierte Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG oder unregulierte Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG qualifiziert werden. Es besteht daher ein gewisses Rechtsrisiko, dass diese Infrastruktur als regulierungsunterworfenen Netz (Verteilernetz) behandelt wird.
- b) **Eigenversorgung:** Sollte aber sowohl die (Anschluss-)Infrastruktur als auch die an diese Infrastruktur anzuschließenden Anlagen (WEA und Verbrauchseinrichtungen oder Energiespeicheranlagen) von den Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhabern der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) selbst betrieben werden, sprechen gute Gründe dafür, dass die Infrastruktur **nicht** als regulierungsunterworfenen Elektrizitätsversorgungsnetz bzw. Verteilernetz einzustufen ist.

Nach unserer Einschätzung sprechen gute Gründe dafür, dass dies auch gelten würde, wenn die WEA und die Verbrauchseinrichtungen von anderen Unternehmen betrieben werden, die aber mit der Betreibergesellschaft der betreffenden Infrastruktur in einem Konzern/Unternehmensgruppe verbunden sind. Zur Einstufung von Infrastrukturnutzungen im Unternehmensverbund gibt es bislang aber keine konkrete Rechtsprechung und Behördenpraxis. Eine abschließende Beurteilung muss allerdings einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben.

² Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

2. Variante: Unmittelbarer Anschluss der Verbrauchseinrichtungen über neue Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG

Denkbar wäre es auch, die Verbrauchseinrichtungen nicht in die bestehende Netzanschlussinfrastruktur der Windparks einzubinden, sondern vielmehr über (neue) Direktleitungen mit den WEA zu verbinden. Gemäß § 3 Nr. 24a/b Buchst. a) EnWG wäre es auch denkbar, mittels einer Direktleitung (max. Leitungslänge von 5 km; 10-40 kV) eine WEA mit einer Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG zu verbinden, in welcher dann eine Vielzahl von Letztverbrauchern angeschlossen sind; ohne dass die Direktleitung (Anbindung der WEA an die Kundenanlage) damit zu einer regulierten Infrastruktur werden würde.

- a) Soweit an eine WEA/einen Windpark (desselben Betreibers) nur Verbrauchseinrichtungen eines einzigen Kunden (z.B. der Fährbetrieb „Scandlines“; eine (Groß-)Wärmepumpe eines Kunden oder Ladesäulen desselben Kunden) angeschlossen werden würden, könnte die elektrische Anschlussleitung als Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG angesehen werden. Die Errichtung und der Betrieb solcher Direktleitungen unterfällt nicht den Vorgaben und Pflichten der Netzregulierung.
- b) Wenn an eine WEA oder einen Windpark eine Mehrzahl von Verbrauchseinrichtungen unterschiedlicher Kunden (Betreiber) angeschlossen werden, würden die Infrastruktureinrichtungen (Anbindungsleitung einschließlich der verschiedenen Abzweigungen sowie ggf. Übergabestationen) nicht mehr als unregulierte Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG eingestuft werden können. Es liegt nahe, dass diese Infrastruktureinrichtungen dann als regulierungsunterworfenen Energieversorgungsnetz behandelt und der Betreiber dieser Einrichtungen als „Netzbetreiber“ in die Pflicht genommen werden würde.
- c) Wenn von einer WEA oder einem Windpark „stern- bzw. strahlenförmig“ verschiedene Anbindungsleitungen abzweigen, an die jeweils Verbrauchseinrichtungen eines Kunden (z.B. ein Produktionsstandort, (Groß-)Wärmepumpen oder Ladesäulen) angeschlossen werden, kann ebenfalls nicht rechtssicher angenommen werden, dass die einzelnen Anbindungsleitungen als unregulierte Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG eingestuft werden. Denn auch ein „Strahlennetz“, bei dem die Leitungen strahlenförmig von einem Punkt in verschiedene Richtungen ausgehen, können dem Netzbegriff unterfallen.

Fazit: Insgesamt lässt sich feststellen, dass in den Fällen, in denen an eine WEA/Windpark eine Vielzahl von unterschiedlichen Kunden/Letzverbrauchern angeschlossen werden, sich das Risiko einer Einstufung der Infrastruktur als regulierungsunterworfenen „Netz“ ergibt. Soweit die Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpe, Ladestationen

für E-Mobile) von den WEA-Betreibergesellschaften selbst betrieben werden, ist dieses Risiko nicht gegeben.

Zu 2.) Ob und unter welchen Bedingungen bleibt die EEG-Förderfähigkeit des in den WEA erzeugten Stroms erhalten, obwohl der Strom teilweise an Letztverbraucher vor der Netzeinspeisung weitergegeben wird?

Soweit die WEA-Betreibergesellschaften ihren EE-Förderanspruch aufrechterhalten wollen, ergeben sich für die Vermarktung/Weitergabe des erzeugten EE-Stroms an Verbrauchseinrichtungen auf Fehmarn folgende zwei Möglichkeiten:

- a) **Untervariante 1 (Drittbelieferung)**: Die Verbrauchseinrichtungen befinden sich in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ zu den betreffenden EE-Anlagen und der EE-Strom wird an diese Verbrauchseinrichtungen nicht durch ein „Netz“ durchgeleitet.
- Soweit die Distanz zwischen einer WEA und der (außerhalb des „Netzes“) belieferten Verbrauchseinrichtung nicht mehr als 2,5 km beträgt, sprechen gute Gründe dafür, von einer „unmittelbaren räumlichen Nähe“ i.S.d. § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG auszugehen. Eine abschließende Beurteilung muss allerdings einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben.
 - Entscheidend ist gemäß § 21b Abs. 4 Nr. 2 Buchst. b) EEG desweiteren, dass der in den betreffenden WEA erzeugte Strom an die in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ drittbetriebenen Verbrauchseinrichtungen nicht über ein „Netz“ i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG geliefert wird.
 - Der in rechtlicher Hinsicht einfachste Fall zur Erfüllung dieser Anforderungen wäre die Verlegung einer (neuen) Direktleitung zwischen WEA und einer Verbrauchseinrichtung (s.o.).
 - Wenn hingegen an eine WEA oder einen Windpark eine Mehrzahl von Verbrauchseinrichtungen unterschiedlicher Kunden (Betreiber) angeschlossen werden, würden die Infrastruktureinrichtungen (Anbindungsleitung einschließlich der verschiedenen Abzweigungen sowie ggf. Übergabestationen) nicht mehr als Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG eingestuft werden können. Gleiches gilt, wenn von einer WEA oder einem Windpark „stern- bzw. strahlenförmig“ verschiedene Anbindungsleitungen zu unterschiedlichen Verbrauchseinrichtungen abzweigen. Auch der Anschluss von Verbrauchseinrichtungen an die bestehende Anschlussinfrastruktur der Windparks lässt sich nicht (mehr) als Fall eines Anschlusses über eine Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EEG einstufen.

- b) **Untervariante 2 (Eigenverbrauch/Eigenversorgung):** Die Verbrauchseinrichtungen werden von dem betreffenden Betreiber der EE-Anlage selbst betrieben.
- Die EEG-Förderfähigkeit (Marktprämie) des ins Netz eingespeisten EE-Stroms bleibt erhalten, wenn der in den WEA erzeugte Strom zum Teil vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht wird. Insoweit könnte z.B. eine Windparkgesellschaft auch selbst eine Wärmepumpe betreiben und die erzeugte Wärme an Endabnehmer vermarkten. Die in § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG geregelte Einschränkung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ zwischen WEA und Verbrauchseinrichtung (z.B. Wärmepumpe), die im Fall einer Weitergabe an Dritte gilt, findet in diesem Fall des Eigenverbrauchs/Eigenversorgung keine Anwendung. Auf die Distanz zwischen der EE-Anlage (WEA) und den Verbrauchseinrichtungen kommt es in dieser Konstellation nicht an.
 - Insofern ist es z.B. denkbar, von den WEA ausgehende längere Direktleitungen zu den Siedlungen auf Fehmarn zu verlegen und dort eigene (Groß-)Wärmepumpen zu betreiben, mit denen Verbraucher über ein aufzubauen- des Wärmenetz versorgt werden; wobei das Wärmenetz nicht von der betreffenden WEA-Betreibergesellschaft selbst errichtet und betrieben werden müsste – entscheidend ist in dieser Konstellation nur, dass die Wärmepumpe (Verbrauchseinrichtung) von der betreffenden WEA-Betreibergesellschaft selbst betrieben wird; was unter bestimmten (strengen) Voraussetzungen auch im Wege einer Anlagenpacht denkbar wäre.

Fazit: Insgesamt lässt sich auch hier feststellen, dass in den Fällen, in denen die aus den WEA direktversorgten Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpe, Ladestationen für E-Mobile) von den WEA-Betreibergesellschaften selbst betrieben werden, das Rechtsrisiko eines EEG-förderschädlichen Direktverbrauchs deutlich geringer ausfällt und im Einzelfall sogar ausgeschlossen werden kann.

Zu 3.) Unter welchen rechtlichen Rahmenbedingungen können Stromlieferverträge über die den in den WEA erzeugten Strom geschlossen werden?

Soweit der in den WEA erzeugte Strom an dritte Letztverbraucher (Betreiber von Verbrauchseinrichtungen) weitergegeben wird, macht es im Hinblick auf die Anforderungen, die das Energiewirtschaftsrecht an Stromlieferungen, insbesondere an die Gestaltung von Stromlieferverträgen, das Angebot von Tarifen, die Verbrauchserfassung, Abrechnung und Stromkennzeichnung stellt, im Grundsatz zunächst keinen Unterschied, ob die Verbrauchseinrichtungen über das öffentliche Netz oder in unmittelbarer räumlicher Nähe außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsnetzes beliefert werden.

a) Welche Arten von Stromlieferverträgen sind generell möglich und wie sind diese generell auszugestalten, wo liegen Vor- aber auch Nachteile?

- **Vollversorgungsvertrag**
 - Lieferant schuldet die Vollversorgung des Kunden; etwaig benötigte Strommengen (Residualmengen), die nicht auf der Erzeugungsanlage (z.B. WEA) gedeckt werden können, muss der Lieferant selbst beschaffen (typischerweise von anderen Lieferanten übers öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz).
 - Bei der Haushaltskundenbelieferung müsste allerdings die WEA-Betreiber-gesellschaft (=Stromlieferant) oder ein von ihr beauftragter Dienstleister im Hinblick auf die Beschaffung der Residualmengen auch die Abwicklung der Netznutzung einschließlich des Bilanzkreismanagements übernehmen, da Haushaltskunden hierzu praktisch nicht in der Lage sind.
- **Stromdirektlieferungsvertrag („as produced“)**
 - Lieferant schuldet keine bestimmte Strommenge, sondern nur das, was in seiner Erzeugungsanlage erzeugt und zur zeitgleichen Bedarfsdeckung des Kunden wird³; etwaig benötigte Strommengen (Residualmengen), die nicht auf der Erzeugungsanlage (z.B. WEA) gedeckt werden können, beschafft sich der Kunde selbst (typischerweise von anderen Lieferanten übers öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz).
 - Typische Vertragsform „On-Site-PPA“
 - Ein On-Site PPA⁴ ist ein langfristiger Vertrag zwischen einem Energieerzeuger und einem Verbraucher, bei dem die Erzeugungsanlage direkt auf dem Gelände oder in der Nähe des Verbrauchers errichtet wird. Der produzierte Strom wird „vor Ort“ (in der Nähe) genutzt. Bei einem „On-Site-PPA“ (Stromdirektlieferungsvertrag) findet eine direkte physische (und nicht nur eine bilanzielle) Stromlieferung statt.
 - Vorteile: Minimierung bzw. Vermeidung von Transport- und Netzkosten sowie netzbezogenen Abgaben und Umlagen.

³ Es muss nicht der gesamte in einer WEA erzeugte Strom geliefert werden. Anderweitige Verteilung ist möglich, so kann ein Teil des erzeugten Stroms an das abnehmende Unternehmen gehen und ein weiterer Teil ins öffentliche Netz eingespeist oder an weitere Dritt-abnehmende vor Ort geliefert werden.

⁴ Vor-Ort (On-site) Power-Purchase-Agreement (PPA).

- Nachteile: Kunden fragen oft Vollversorgung nach. Um dies abzudecken, müsste Lieferant etwaige Residualmengen zukaufen; wobei dies aber voraussetzt, dass der Kunde überhaupt unmittelbar oder mittelbar an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen ist. Alternativ müsste für Flexibilitäten (z.B. Stromspeicherung) gesorgt werden.

b) Ist eine Belieferung der Haushalte mit Netzstrom in Kombination mit einer Belieferung über eine Direktleitung problemlos möglich? Wo liegen Hindernisse in der Umsetzbarkeit des Vorhabens?

- Der Einstufung einer unmittelbaren Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG, die eine Verbindung zwischen einer WEA und einer Verbrauchseinrichtung herstellt, steht es nach unserer Einschätzung nicht entgegen, wenn die Verbrauchseinrichtung neben der Direktleitung (zusätzlich) noch einen eigenständigen unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz unterhält (Reserveanschluss) und so neben dem Strom aus der WEA auch (Residual-)Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht. Allerdings ist diese Frage noch nicht abschließend geklärt. Vor dem EuGH (C-756/24) ist ein Vorabentscheidungsverfahren zu der Frage anhängig, ob es der Einstufung einer Stromleitung als Direktleitung entgegensteht, wenn der Letztverbraucher zusätzlich an das Verteilernetz angeschlossen ist (bleibt), wobei dieser Anschluss aber nur als Reserveanschluss dient. Mit einem Urteil soll nicht vor 2027 zu rechnen sein.
- Ist die Verbrauchseinrichtung über eine Direktleitung mit einer Erzeugungsanlage (WEA) verbunden und unterhält davon getrennt noch einen (mittelbaren oder unmittelbaren) Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz kann der Kunde sowohl im Wege der Vollversorgung als auch nur mit einem Stromdirektlieferungsvertrag („as produced“) beliefert werden:
 - Beim „**Vollversorungsvertrag**“ schuldet der Lieferant (WEA-Betreiber) die Vollversorgung des Kunden und muss etwaig benötigte Strommengen (Residualmengen), die nicht auf der Erzeugungsanlage (z.B. WEA) gedeckt werden können, von anderen Lieferanten übers öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz beschaffen. Bei der Haushaltskundenbelieferung müsste allerdings die WEA-Betreiber-gesellschaft (=Stromlieferant) oder ein von ihr beauftragter Dienstleister im Hinblick auf die Beschaffung der Residualmengen auch die

Abwicklung der Netznutzung einschließlich des Bilanzkreismanagements übernehmen, da Haushaltskunden hierzu praktisch nicht in der Lage sind.

- Beim **Stromdirektlieferungsvertrag** („as produced“) schuldet der Lieferant (WEA-Betreiber) keine bestimmte Strommenge, sondern nur das, was in seiner Erzeugungsanlage erzeugt und zur zeitgleichen Bedarfsdeckung des Kunden verbraucht wird; etwaig benötigte Strommengen (Residualmengen), die nicht auf der Erzeugungsanlage (z.B. WEA) gedeckt werden können, beschafft sich der Kunde von anderen Lieferanten übers öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz; wobei im Haushaltskundenbereich der andere Netzstromlieferant auch den Netzzugang übernehmen/abwickeln müsste. Die Herausforderung besteht darin, leistungsbereite Lieferanten für lediglich benötigte Reststrommengen zu finden. Im Grundsatz müsste hierfür zwar der örtliche Grundversorger im Rahmen der sog. Zusatzversorgung (§ 37 Abs. 1 Satz 2 EnWG) zur Verfügung stehen; kann aber diese Belieferung bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit verweigern.

c) Welche Besonderheiten bestehen für Stromlieferverträge mit variablen Strompreisen (Börsenstrompreis)?

- Nach § 41a EnWG haben Stromlieferanten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Solche Tarife sind insbesondere lastvariable oder tagszeitabhängige Tarife.
- Seit dem 1.1.2025 haben Stromlieferanten außerdem Letztverbrauchern, (sofern) die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verfügen, den Abschluss eines Stromliefervertrages mit dynamischen i.S.d. § 3 Nr. 31d EnWG anzubieten.
- Ein Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen ist ein Stromliefervertrag, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen.
- Nach unserer Einschätzung ist die Regelung des § 41a Abs. 2 EnWG auf Versorgungskonstellation außerhalb des öffentlichen Netzes nicht anwendbar; zumal für den Einbau intelligenter Messsysteme, welche eine Grundbedingung für die Anwendbarkeit der Norm des § 41a Abs. 2 EnWG darstellt,

bei nicht (un)mittelbar an das öffentliche Netz angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen keine rechtliche Handhabe besteht. Ob und inwieweit die Verpflichtung des § 41a Abs. 2 EnWG zum Angebot dynamischer Stromtarife auch gilt, wenn der Letztverbraucher außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes direkt aus einer EE-Anlage versorgt wird, ist aber noch nicht gerichtlich entschieden worden.

d) Welche Stromnebenkosten (Abgaben und Umlagen, etc.) ergeben sich bei der Versorgung von Verbrauchseinrichtungen aus den WEA auf Fehmarn?

- Sollten die Verbrauchseinrichtungen über eine unregulierte Infrastruktur (z.B. eine Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG) mit den WEA verbunden werden, wäre der Stromverbrauch nicht mit Netzentgelten und den für die Stromentnahme aus einem öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetz verbundenen netzbezogenen Abgaben und Umlagen (KWK- und Offshorenetzumlage, Aufschlag für besondere Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV) belastet.
- Dies stellt für eine Vielzahl von Letztverbraucher einen erheblichen wirtschaftlichen Vorteil dar. Für Letztverbraucher bzw. Speichereinrichtungenbetreiber, welche hingegen auch im Rahmen der Stromversorgung über das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz von den verschiedenen Netzentgeltprivilegierungen und/oder Begünstigungen oder Befreiungen von den netzbezogenen Abgaben und Umlagen profitieren, fallen die wirtschaftlichen Vorteile einer Stromdirektlieferung außerhalb des Netzes geringer aus.

Im Hinblick auf die Netzentgelte sowie netzbezogenen Abgaben und Umlagen sind verschiedene Vergünstigungs- bzw. Befreiungstatbestände geschaffen worden, die im Hinblick auf den Netzstrombezug geltend gemacht werden können. Dazu gehören insbesondere:

- Netzentgeltbefreiung für netzgekoppelte Stromspeicher (§ 118 Abs. 6 Satz 3 ff. EnWG);
- Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure (§ 118 Abs. 6 Satz 7 ff. EnWG)
- „Netzentgelttrabatte“ (individuelle Netzentgelte)
 - bei atypischer Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV - Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers weicht vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene ab.

- bei hohem Stromverbrauch gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 Strom-NEV - die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt
- Befreiung von KWK-/Offshorenetzzulage für Strombezug zur Elektrolyse (§ 25 EnFG⁵)
 - Die Befreiung nach § 25 EnFG kann derzeit aber noch nicht geltend gemacht werden. Es fehlt bislang sowohl an einer Bestimmung dazu, welche Anforderungen an die Herstellung Grünen Wasserstoffs zu erfüllen sind, als auch eine beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission (vgl. § 68 EnFG). Sobald diese Voraussetzungen vorliegen, ist aber die Geltendmachung der Befreiung nach § 25 EnFG in Betracht zu ziehen.
- Befreiung von KWK-/Offshorenetzzulage für Strombezug für elektrische Wärmepumpen (§ 22 EnFG),
- Befreiung von KWK-/Offshorenetzzulage für Strombezug zur Zwischenspeicherung bei Rückspeisung des Stroms ins Netz (§ 21 EnFG),
- Umlagenbegrenzung für KWK-/Offshorenetzzulage nach § 36 EnFG (Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen),
- Umlagenbegrenzung für KWK-/Offshorenetzzulage nach § 39 EnFG (Strombezug von Landstromanlagen).

⁵ Energiefinanzierungsgesetz vom 20.07.2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 21.02.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist.

Zu 4.) Kann ein Abschalten der WEA im Rahmen des Redispatch verhindert werden, wenn der Strom im Redispatch-Fall vor der Netzeinspeisung (z.B. in einer Wärmepumpe) verbraucht wird?

- a) Die Stromweitergabe an Dritte außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes führt weder dazu, dass eine etwaige Heranziehung der WEA zum Redispatch verhindert werden würde, noch dazu, dass die betreffende WEA nur nachrangig zum Redispatch herangezogen werden dürfte.
- b) In den Fällen, in denen die WEA-Betreibergesellschaften auch selbst Betreiber der außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpen oder Ladestationen für E-Mobile) wären, bestünde zwar eine Möglichkeit, Wirkleistungsreduktionen im Rahmen des Redispatch zu vermeiden; zumindest im Hinblick auf die zum Selbstverbrauch benötigten Strommengen. Ob eine solche Beschränkung auf Teilreduktionen der Wirkleistung der WEA überhaupt technisch umsetzbar ist, wäre allerdings mit dem zuständigen Netzbetreiber zu klären.

Zu 5.) Welche generellen Aussagen können für weitere Projekte ggf. auch PV-Projekte abgeleitet werden?

- Die gefundenen juristischen Ergebnisse können auf PV-Anlagen übertragen werden.
- Unterschiede ergeben sich aber in praktischer Hinsicht mit Blick auf die Möglichkeit zur „Vollversorgung“ von Verbrauchseinrichtungen aus PV-Anlagen. Soweit die Verbrauchseinrichtung über keinen unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz verfügt, sondern lediglich über eine Direktleitung mit einer PV-Anlage (typw. PV-Freiflächenanlage) verbunden ist, kann von vornherein nur ein Stromdirektlieferungsvertrag (On-Site-PPA) „as produced“ geschlossen werden; eine Vollversorgung der Verbrauchseinrichtung (v.a. nachts) wäre nicht ohne weiteres gewährleistet. Insofern müsste in noch stärkerem Maße von Flexibilitätsoptionen (z.B. mittels Stromspeicher) Gebrauch gemacht werden, um Erzeugung und Verbrauch sicher und effizient zu synchronisieren.

D. Rechtliche Stellungnahme

16 Unter der Prämisse, dass eine höhere Einspeisung in das Versorgungsnetz auf Fehmarn (Mittelspannungsnetz der SH Netz) wegen der begrenzten Kapazitäten nicht möglich ist, kann eine Stromweitergabe/-lieferung an Verbrauchsstellen auf Fehmarn (Wärmepumpen; Ladestationen für E-Mobilität, Elektrolyseure, sonstige Stromletztverbraucher) gegenwärtig (d.h. ohne Ausbaumaßnahmen im SH Netz) nur realisiert werden, wenn

1. durch den Bau entsprechender Infrastrukturanbindung für einen direkten Anschluss der Verbrauchsstellen (Endkunden, Wärmepumpe, E-Ladesäulen) an die entsprechenden Windparks gesorgt wird (**1. Variante: Anbindung von Verbrauchseinrichtungen an die WEA auf Fehmarn (physikalische Stromweitergabe)**).

Andernfalls ist eine Stromweitergabe/-lieferung an die Verbrauchsstellen auf Fehmarn nur möglich, indem

2. der auf Fehmarn erzeugte Strom über die 110-kV-Leitung in das Netz der E.ON Netz GmbH (Festland) eingespeist und über das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz an die Verbrauchsstellen geliefert wird; genauer gesagt die Stromentnahme auf Fehmarn der Stromeinspeisung aus den betreffenden Windparks bilanziell zugeordnet wird (**2. Variante: Versorgung über das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz – bilanzielle Stromweitergabe**).

Weil das Ziel des Projekts „Baltic Sea2Land“ insbesondere darin besteht, Möglichkeiten zu eruieren, den auf Fehmarn erzeugten grünen Strom auch zur Stromversorgung auf der Insel zu nutzen, wird im Folgenden auf die **erste Variante** näher eingegangen, das heißt auf den Rechtsrahmen einer physikalischen Stromweitergabe aus den WEA bei Anbindung von Verbrauchseinrichtungen an die WEA.

I. Netzregulatorische Anforderungen und Pflichten

17 Nach derzeitigem Kenntnisstand der Gutachter darf angenommen werden, dass die von den Windparkgesellschaften zum Zwecke der Netzeinspeisung des erzeugten Stroms errichteten und betriebenen Infrastruktureinrichtungen nicht als „Energieversorgungsnetze“ i.S.d. § 3 Nr. 16, 17 EnWG, sondern als Anschlussinfrastrukturen einzustufen sind und folglich der Betrieb dieser Infrastruktureinrichtungen nicht unter die gesetzlichen Pflichten der Netzregulierung fallen. Dies betrifft im Einzelnen folgende Infrastruktureinrichtungen:

- Anbindungsleitungen zwischen den Windparks zu den jeweiligen Umspannwerken der SH Netz
- UW Bisdorf

- Anbindungsleitungen zwischen den WEA zum UW Bisdorf
- 110-kV-Leitung zwischen UW Bisdorf und UW Göhl Wind

Mit der unmittelbaren **Anbindung von Verbrauchseinrichtungen** an diese „Anschlussinfrastrukturen“ (z.B. im Wege der Verlegung von Leitungsabzweigen) besteht in bestimmten Fällen das „Risiko“, dass sich die netzregulatorische Einstufung der betreffenden Infrastruktur verändert und regulierungsbehördlich oder in einem zivilgerichtlichen Streitfall von einem **regulierungsunterworfenen Elektrizitätsversorgungsnetz** ausgegangen wird. Auf diese Zusammenhänge wird im Folgenden eingegangen. Dabei werden zunächst die allgemeinen Grundsätze bei der Einstufung von Infrastrukturen als regulierte Netze erörtert (Rn. 19 ff.). Im Anschluss werden die praktischen Folgen anhand von verschiedenen Anschlusskonstellationen dargestellt (Rn. 53 ff.).

18

1. Allgemeines

Das nationale Energieregulierungsrecht (EnWG) unterscheidet im Hinblick auf die regulatorischen Anforderungen der entsprechenden Infrastrukturbetreiber im Wesentlichen zwischen folgenden Typen von Infrastrukturen:

19

- **Direktleitungen** (§ 3 Nr. 12 EnWG): keine netzspezifische Regulierung des Betriebs von Direktleitungen
- **Netzanschlussinfrastrukturen** (-leitungen und -anlagen zum Zwecke des Anschlusses von Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen an ein Netz): keine netzspezifische Regulierung dieses Infrastrukturbetriebs.
- **Kundenanlagen** (§ 3 Nr. 24a/b EnWG): keine netzspezifische Regulierung des Infrastrukturbetriebs – nur Pflicht des Kundenanlagenbetreibers, die Kundenanlage den angeschlossenen Letztverbrauchern/Lieferanten im Wege der Durchleitung diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung zu stellen (§ 3 Nr. 24a/b Buchst. d) EnWG).
- **Energieversorgungsnetze** (§ 3 Nr. 16 EnWG): volle Anwendbarkeit der netzspezifischen Regulierung des Infrastrukturbetriebs⁶

⁶ Teil 3 des EnWG sowie §§ 6 ff. EnWG.

- **Geschlossenen Verteilernetze** (§ 110 EnWG): grundsätzliche Anwendbarkeit der netzspezifischen Regulierung des Infrastrukturbetriebs - zum Teil aber Ausnahmen⁷ von der netzspezifischen Regulierung des Infrastrukturbetriebs.

a. Folgen einer Einstufung als regulierungsunterworfenen „Netz“ (Verteilernetz)

20 Soweit der Anschluss von Verbrauchseinrichtungen an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der unterschiedlichen Windparks⁸ (Rn. 17) dazu führen würde, dass diese Infrastrukturen als regulierungsunterworfenen Energieversorgungsnetze i.S.d. § 3 Nr. 16 EnWG zu behandeln wären, hätte dies die nachfolgend beschriebenen Konsequenzen.

aa. Regulatorische Pflichten von Netzbetreibern

21 Sollte eine Infrastruktur als Energieversorgungsnetz i.S.d. § 3 Nr. 16 EnWG einzustufen sein (dazu unter Rn. 27 ff., 53 ff.), würde dieses „Netz“ der Verteilernetzebene i.S.d. § 3 Nr. 37 EnWG zuzuordnen sein und die Infrastrukturbetreibergesellschaft (jeweilige WP-Betreibergesellschaften⁹ oder die Fehmarn-Netz GmbH & Co. OHG¹⁰) als Verteilernetzbetreiber grundsätzlich den Regulierungsregelungen des EnWG unterfallen. In der Folge ergäben sich für die jeweilige Infrastrukturbetreibergesellschaft (als Netzbetreiber) folgende Anforderungen und Pflichten:

- Aufnahme des Netzbetriebes bedarf der vorherigen Genehmigung (§ 4 EnWG), welche nur erteilt wird, wenn die Betreibergesellschaft der Infrastruktur nachweislich die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit besitzen, um den Netzbetrieb entsprechend den Vorschriften des EnWG, der diesbezüglichen Verordnungen und regulierungsbehördlichen Festlegungen auf Dauer zu gewährleisten.
- Es gelten die Regelungen zur Entflechtung (§§ 6 ff. EnWG)
 - u.a. buchhalterische Entflechtung (§ 6b EnWG).
 - Grundsätzliches Verbot, dass die Infrastrukturbetreibergesellschaft (als Netzbetreiber) Energiespeicheranlagen selbst errichtet und betreibt (z.B. Batteriespeicher oder Elektrolyseure) (§ 11a EnWG)

⁷ Gemäß § 110 Abs. 1 EnWG sind folgende Netzbetreiberpflichten/-anforderungen nicht anwendbar: § 7 Absatz 1 Satz 2, § 7c Absatz 1, die §§ 12h, 14 Absatz 2, die §§ 14a, 14c, 14d, 14e, 18, 19, 21a, 22 Absatz 1, die §§ 23a und 32 Absatz 2 sowie die §§ 33, 35 und 52 EnWG.

⁸ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

⁹ Als jeweilige Betreiber der Anbindungs-/Anschlussleitungen.

¹⁰ Als Betreiber des UW Bisdorf.

- Grundsätzliches Verbot, dass die Infrastrukturbetreibergesellschaft (als Netzbetreiber) Ladepunkten für Elektromobile selbst errichtet und betreibt (§ 7c EnWG)
- Es gelten die Regelungen zur Regulierung des Netzbetriebs (§§ 11 ff. EnWG), insbesondere
 - Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau (§§ 11, 14 ff. EnWG)
 - Pflicht, jedermann an die Infrastruktur anzuschließen (§ 17 EnWG)
 - Pflicht, jedermann Netzzugang zu gewähren einschließlich Netzentgeltregulierung (§§ 20 ff., StromNZV, StromNEV, ARegV)
 - Als regulierter Netzbetreiber hätten die Betreibergesellschaften sämtliche Festlegungen der BNetzA zur Abwicklung des Netzzugangs, den Lieferantenwechselprozessen und zur bilanzierungstechnischen Abwicklung (z.B. GPKE, MaBiS, MPES) zu erfüllen.

Wenn es sich um ein Verteilernetz handelt, besteht zwar die Möglichkeit, die Infrastruktur unter den Voraussetzungen des § 110 EnWG auf Antrag als sog. **geschlossenes Verteilernetz** einstufen zu lassen. In diesem Fall würden bestimmte Vorschriften der Regulierungsregelungen des EnWG nicht anwendbar sein, d.h. von den Infrastrukturbetreibern nicht erfüllt werden müssen. Auf den Betrieb von geschlossenen Verteilernetzen finden folgende Vorgaben der Netzregulierung keine Anwendung:

- Keine Anreizregulierung bzgl. Netzentgelte
- Keine NNE-Genehmigung (aber Netznutzer kann Überprüfung der Netzentgelte verlangen)
- Kein Verbot von Eigentum/Betrieb von Ladepunkten und Energiespeicheranlagen (z.B. Elektrolyseure)
- Keine Pflicht zur diskriminierungsfreien, marktgestützten Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, Flexibilitätsdienstleistungen und Verlustenergie bzw. Ausgleichsenergie)
- Keine Pflicht zur Netzausbauplanung und keine Berichtspflicht zu Netzzustand und Netzausbauplanung
- Keine Anwendung der Regelungen zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen
- Keine Pflicht zur Teilnahme an der gemeinsamen Internetplattform der VNB
- Keine allgemeine Netzanschlusspflicht nach § 18 EnWG (nach § 17 EnWG aber schon)

- Keine Pflicht zur Veröffentlichung von technischen Anschlussbedingungen nach § 19 EnWG
- Keine Meldepflicht bei Versorgungsstörungen (§ 52 EnWG)

23 Die Einstufung als geschlossenes Verteilernetz ist allerdings insofern äußerst problematisch, als sich die betreffende Infrastruktur (Netz) nach § 110 Abs. 2 Satz 1 EnWG nur auf ein **geografisch begrenztes Industrie- oder Gewerbegebiet** oder ein Gebiet erstrecken darf, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden. Fehlt dieser räumliche Zusammenhang wird die Anerkennung als geschlossenes Verteilernetz versagt. Als mögliche Beispiele für derartige Industrie- und Gewerbegebiete sowie für Gebiete, in denen Leistungen gemeinsam genutzt werden, werden Bahnhofsgebäude, Flughäfen, Krankenhäuser, große Campingplätze mit integrierten Anlagen sowie Standorte der Chemieindustrie genannt.¹¹ Die Einstufung einer großflächigen Infrastruktur als geschlossenes Verteilernetz ist somit kaum möglich; jedenfalls außerordentlich fraglich.

bb. Pflichten im Kontext der Abwicklung von EE-Stromeinspeisungen

24 Nach unserer Einschätzung würde aus der Einstufung der geplanten Infrastruktur als Elektrizitätsversorgungsnetz (Verteilernetz) noch nicht zwingend folgen, dass die betreffende Infrastrukturbetreibergesellschaft als „Netzbetreiber“ zur Abwicklung der EE-Einspeisung bzw. EEG-Förderung (Marktprämie) verantwortlich wäre. Dies deshalb, weil der Begriff des für die EEG-Zahlungen verantwortlichen „Netzbetreiber“ nach § 3 Nr. 36 EEG, nur den Betreiber eines Netzes „für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität“ (§ 3 Nr. 35 EEG) anspricht. Netze dienen hiernach der allgemeinen Versorgung, wenn sie grundsätzlich „jedermann“ für seine Stromversorgung zur Verfügung stehen.

Die Gesetzesbegründung führt hierzu aus:

„In Übereinstimmung mit der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) und der Regelung des Energiewirtschaftsgesetzes zählen solche Netze zu den Netzen für die allgemeine Versorgung, die unmittelbar der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen.“¹²

25 Selbst wenn die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks als regulierungsunterworfenene „Netze“ i.S.d. § 3 Nr. 16 EnWG einzustufen wären, müsste also überdies noch die

¹¹ Gemeinsames Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen gemäß § 110 EnWG (Stand 23.02.2012), S. 10.

¹² BT-Drs. 16/8148, 40.

Bereitschaft des Infrastrukturbetreibers (hier der z.B. der jeweiligen Windpark-Betreiber-gesellschaft als Eigentümer und Betreiber der Infrastruktur¹³ oder die Fehmarn-Netz GmbH & Co. OHG¹⁴) bestehen, noch nicht näher individualisierte Letztverbraucher anzuschließen und zu beliefern. Erst dann wäre von einem „Netz“ für die allgemeine Versorgung i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG auszugehen, dessen Betreiber auch den Pflichten des EEG unterläge. Zu denken ist hier insbesondere an Strukturen, bei denen regelmäßig neue Letztverbraucher hinzukommen oder wegfallen. Netze hingegen, die nur bestimmte oder im Vorhinein bestimmbare Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern sollen, fallen grundsätzlich nicht unter diese Definition von „Netzen“ i.S.d. EEG.¹⁵ Eine abschließende Beurteilung muss einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben.

cc. Mögliche Einschränkung der EEG-Förderung (Marktprämie)

Nach allgemeiner Ansicht wird die Vorschrift des § 21b Abs. 4 EEG (sowie § 3 Nr. 16 EEG) bislang so verstanden, dass eine EEG-Förderung (Marktprämie) nicht in Anspruch genommen werden darf, wenn der EE-Anlagenbetreiber den Strom ganz oder teilweise außerhalb der Direktvermarktung an Dritte weitergibt und diese Dritten den Strom nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur EE-Anlage verbrauchen und/oder der Strom zu diesen Dritten durch ein „Netz“ geleitet wird. Soweit also erwogen werden sollte, eine Vielzahl unterschiedlicher Verbraucher an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks anzuschließen, könnte dies dazu führen, dass diese Anschlussinfrastrukturen als „Netze“ für die allgemeine Versorgung i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG eingestuft werden könnten. Dies hätte dann zur Folge, dass der gesamte Anspruch auf EEG-Förderung (Marktprämie) – also auch im Hinblick auf die in das E.ON Netz eingespeisten Strommengen – verloren geht, wenn der erzeugte EE-Strom teilweise an diese Drittverbraucher auf Fehmarn weitergegeben wird. Auf diese Zusammenhänge der förder-schädlichen Drittbelieferung wird unter Rn. 60 ff. noch näher eingegangen.

26

b. Grundsätze zur Einstufung von regulierungsunterworfenen „Netzen“

Im Folgenden werden zunächst die allgemeinen Grundsätze zur Einstufung von Infrastrukturen als regulierungsunterworfene „Netze“ behandelt und insofern erörtert, ob und inwieweit die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks (Rn. 17) den Charakter von regulierten Netzen erhalten, wenn neben den WEA auch Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpen, Elektrolyseure, Batteriespeicher, Ladestationen für E-Mobile oder sonstige Stromverbrauchseinrichtungen) angeschlossen werden.

27

¹³ Als jeweilige Betreiber der Anbindungs-/Anschlussleitungen.

¹⁴ Als Betreiber des UW Bisdorf.

¹⁵ Baumann/Gabler/Günther, EEG, EEG § 3, beck-online.

aa. Einstufung nach der bisherigen deutschen Rechtspraxis

(1.) „Netzbegriff“ in der deutschen Rechtsprechung

- 28 Die Netzregulierung nach Teil 3 des EnWG ist an den Betrieb von Energieversorgungsnetzen gemäß § 3 Nr. 16 EnWG geknüpft.¹⁶ Der Begriff des „Netzes“ (Energieversorgungsnetzes) wird im EnWG aber nicht definiert¹⁷, sondern vielmehr vorausgesetzt.¹⁸
- 29 Nach dem OLG Düsseldorf ist unter einem Netz *„die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung von Energie zu verstehen.“*¹⁹
- Erfasst werden daher alle Einrichtungen wie Freileitungen, Kabel und Transformatoren, Umspann- und Schaltanlagen mit Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen, Schalter pp., die zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie notwendig sind. Nicht zwingend ist, dass es sich um ein verzweigtes, über eine Vielzahl von Verknüpfungspunkten verfügendes Leitungssystem handelt.²⁰
- 30 Nach dem BGH kann ein Netz i.S.d. § 3 Nr. 16 EnWG auch nicht nur dann vorliegen, wenn die Leitungen *„vermascht“* sind.
- Ein solches Verständnis sei zu eng, denn damit würden Letztkunden, die durch Stichleitungen versorgt werden, aus dem Anwendungsbereich des EnWG ausgenommen werden. Es sei auch *„nicht erforderlich, dass jede einzelne Versorgungsleitung durch ein selbständiges Kabel wieder in das allgemeine Netz zurückführt.“*²¹
- Daher könnte auch eine einzelne (Stich-)Leitung ohne Vermaschung, die nur einen Anschlussnehmer mit elektrischer Energie aus einem der allgemeinen Versorgung dienenden Netz versorgt, als Teil dieses Netzes einzustufen sein.²²
- Auch ein „Strahlennetz“, bei dem die Leitungen strahlenförmig von einem Punkt in verschiedene Richtungen ausgehen, können dem Netzbegriff unterfallen.²³
- 31 Ausgehend von dem Umstand, dass der Begriff des „Energieversorgungsnetzes“ (§ 3 Nr. 16 EnWG) den Netzbegriff nicht erklärt, sondern diesen vielmehr voraussetzt, muss nach der bisherigen Rechtsprechung des BGH eine Auslegung des Netzbegriffs in § 3 Nr. 16 EnWG

¹⁶ Vgl. u.a. §§ 6, 11, 17 und 20 EnWG.

¹⁷ Vgl. § 3 Nr. 2, Nr. 16, Nr. 3 und 37 bzw. Nr. 10 und Nr. 32 EnWG.

¹⁸ BGH, Beschluss vom 18.10.2011 – EnVR 68/10, Rn. 8.

¹⁹ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.04.2015 – VI-5 Kart 9/14 (V), Rn. 24.

²⁰ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 05.04.2006 – VI-3 Kart 143/06, Rn. 20; Vgl. auch OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020 – 3 Kart 729/19.

²¹ BGH, Beschluss vom 18.10.2011 – EnVZ 68/10, Rn. 19.

²² Vgl. BGH, Urteil vom 10.11.2004 – VIII ZR 391/03.

²³ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.04.2015 – VI-5 Kart 9/14 (V), Rn. 26.

aus einer Zusammenschau der energiewirtschaftsrechtlichen Begriffsbestimmungen unter Berücksichtigung der Zielsetzungen des Gesetzes entwickelt werden.²⁴ M.a.W. ist die Netzeigenschaft einer Infrastruktureinrichtung bzw. verbundenen Infrastruktureinrichtungen daher durch eine konkretisierende Auslegung mithilfe der energiewirtschaftlichen Begriffsbestimmungen und Berücksichtigung der gesetzlichen Zielsetzungen vorzunehmen.²⁵ Bei dieser Auslegung des Netzbegriffs (Bestimmung der Netzeigenschaft) kommt nach der Rechtsprechung des BGH den Vorschriften der § 3 Nr. 29d und Nr. 36 EnWG eine erhebliche Bedeutung zu.²⁶

Die Regelung der § 3 Nr. 29d EnWG bezeichnet ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient, als örtliches Verteilernetz. Die Bestimmung der Nr. 36 umschreibt näher, wann eine Versorgung mit Energie vorliegt. Danach stellen – neben deren Gewinnung – der Vertrieb von Energie an Kunden und der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes eine Versorgung im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes dar.

Dies verdeutlicht, so der BGH, dass der Begriff des Netzes vor dem Hintergrund seiner Versorgungsfunktion zu sehen ist. Werden und sollen durch die Anlage Dritte, insbesondere Verbraucher, mit Strom versorgt werden, ist der in § 1 Abs. 1 EnWG genannte Zweck des Gesetzes berührt, eine sichere, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit leitungsgebundener Elektrizität zu gewährleisten. Es entspricht der Zielsetzung des im Jahre 2005 grundlegend novellierten Energiewirtschaftsgesetzes, dem Verbraucher Auswahlmöglichkeiten hinsichtlich der Person seines Stromversorgers einzuräumen. (Nur) insoweit erfordert dies ein weites Verständnis des Netzbegriffs. Um die Belieferung mit Elektrizität durch jeden Anbieter zu ermöglichen, müssen grundsätzlich alle Anlagen, die einer Versorgung der Letztverbraucher dienen, dem Netzbegriff unterfallen.²⁷

Für diese weite Auslegung sprechen im Übrigen auch die Regelungen der § 3 Nr. 16, 17 EnWG, die den Gesichtspunkt der Versorgung mit Energie in den Vordergrund rücken. Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung werden in § 3 Nr. 17 EnWG definiert als: *„Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offenstehen.“*

²⁴ BGH, Beschluss vom 18.10.2011 – EnVR 68/10, Rn. 8.

²⁵ So auch OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.04.2015 – VI-5 Kart 9/14 (V), Rn. 24; Gabers, EnWZ 2016, S. 347, 348.

²⁶ BGH, Beschluss vom 18.10.2011 – EnVR 68/10, Rn. 9.

²⁷ BGH, Beschluss vom 18.10.2011 – EnVR 68/10, Rn. 9.

Fazit: Nach der bisherigen nationalen Rechtsprechung ist das **Kriterium der Versorgung Dritter** mithin als zentraler Gesichtspunkt für die Abgrenzung zwischen reguliertem Netz und anderen Infrastruktureinrichtungen anzusehen.

(2.) Folgen für die Einstufung der bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks beim Anschluss von Verbrauchseinrichtungen

33 Ausgehend von der bisherigen deutschen Rechtspraxis können die nachfolgend dargestellten Schlussfolgerungen für die Einstufung von Infrastrukturen gezogen werden.

(a.) Keine Einstufung als unregulierte Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG

34 Zunächst ist aber festzustellen, dass die jeweils bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks²⁸ nicht lediglich als unregulierte Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG oder unregulierte Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG qualifiziert werden können.

Eine **Direktleitung** i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG²⁹ ist eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden.

- In allen Varianten ist kennzeichnend, dass die Direktleitung nicht Bestandteil des Netzes ist und ohne Beeinträchtigung des Verbundnetzes hinweggedacht werden kann.³⁰ Leitungen, die – unmittelbar oder mittelbar – aus dem Netz entnommenen Strom führen oder Strom in das Netz einspeisen, können nicht als Direktleitung klassifiziert werden.³¹
- Weil der juristische Begriff der Direktleitung voraussetzt, dass keine Anbindung an das Verbundnetz besteht, kann mit Blick auf die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks eine Einstufung als Direktleitungen oder Ansammlung von mehreren Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG nicht rechtssicher angenommen werden.³² Denn diese elektrischen Leitungen (Einrichtungen) sollen die WEA und würden ggf. hinzutretende Verbrauchseinrichtungen mit dem UW Göhl und darüber mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz der E.ON Netz GmbH verbinden und auf diese Weise die

²⁸ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

²⁹ Dieser Wortlaut geht auf Artikel 2 Nr. 41 der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU („Richtlinie (EU) 2019/944“) zurück.

³⁰ BGH Beschl. v. 18.10.2011 – EnVR 68/10 Rn. 18.

³¹ BeckOK EnWG/Peiffer, 12. Ed. 1.9.2024, EnWG § 3 Nr. 12 Rn. 7.

³² Das OLG Düsseldorf hat beispielsweise in einem Fall (im Gasbereich) entschieden, dass keine Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG vorliege, wenn eine Leitung über ein T-Stück in das öffentlichen Netz (Gasnetz) eingebunden ist (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.04.2015 – VI-5 Kart 9/14 (V) , Rn. 31).

Netzeinspeisung des erzeugten EE-Stroms sowie ggf. die Netzentnahme etwaiger Verbrauchseinrichtungen gewährleisten.

- Eine Stromleitung von einer WEA/Windpark zu einer Verbrauchseinrichtung müsste daher physisch getrennt sein vom öffentlichen Elektrizitätsnetz, wenn sie hinreichend sicher eine Direktleitung sein soll. Dies lässt sich nach unserer Ansicht nicht im Wege eines Anschlusses der Verbrauchseinrichtungen an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks sicherstellen; sondern allenfalls über die Errichtung neuer Direktleitungen zwischen WEA und Verbrauchseinrichtungen erreichen (dazu Rn. 57 ff.).

(b.) Keine Einstufung als unregulierte Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG

Nach der Legaldefinition des § 3 Nr. 16 EnWG handelt es sich bei Energieversorgungsnetzen u.a. um Elektrizitätsversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen mit Ausnahme von **Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a und Nr. 24b EnWG**. Die Begriffe der Kundenanlage einerseits und des Energieversorgungsnetzes andererseits schließen sich somit gegenseitig aus. Sind die Voraussetzungen für eine Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG erfüllt, unterliegt die in Rede stehende gemeinschaftliche Infrastruktur keiner Regulierung.

35

- **Problematisch** ist allerdings der für die Annahme einer Kundenanlage geforderte räumliche Zusammenhang der Infrastruktureinrichtung(en). Kundenanlagen sind nach § 3 Nr. 24a/b Buchst. a) EnWG definitionsgemäß beschränkt auf Anlagen, die Strom in einem „**räumlich zusammengehörenden (Betriebs-)Gebiet**“ transportieren. Gemeint ist ein nach seinem äußeren Erscheinungsbild geschlossenes Areal (z.B. ein Betriebsgelände oder ein Gebäudekomplex).
- Nach Ansicht der Regulierungsbehörden kann eine Kundenanlage zwar auch ein Gewerbe- oder Industriegebiet sein, das sich über mehrere Grundstücke mit unterschiedlichen Eigentümern erstreckt.³³ In diesem Fall wird ein räumlich zusammengehöriges Gebiet von der Rechtsprechung dann bejaht, wenn diese Grundstücke so gut wie ausschließlich über die Anlage versorgt werden, tatsächlich aneinander angrenzen und ein geschlossenes, von den äußeren Grundstücksgrenzen begrenztes Gebiet darstellen. Unschädlich ist es, wenn ein so abgegrenztes Gebiet Straßen, ähnliche öffentliche Räume oder vereinzelte, nicht ins Gewicht fallende andere Grundstücke einschließt, welche nicht durch die Anlage versorgt werden.³⁴

³³ Gemeinsames Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen gemäß §110 EnWG vom 23.02.12. S. 10.

³⁴ BGH, Beschl. v. 12.11.2019 – EnVR 65/18.

- Soweit Verbrauchseinrichtungen an die bestehende Anschlussinfrastrukturen der Windparks angeschlossen werden, würden sich die Infrastruktureinrichtungen als Gesamtsystem nicht nur auf ein räumlich zusammengehörenden (Betriebs-)Gebiet erstrecken, sondern eben über ein (Betriebs-)Gebiet hinausreichen und deshalb regelmäßig nicht mehr als Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG behandelt werden können.
 - Dies könnte allenfalls dann anders zu beurteilen sein, wenn die Verbrauchseinrichtungen (z.B. Elektrolyseure oder Ladestationen für E-Mobile) direkt an den Windparks errichtet werden.
 - Selbst in diesem Fall kann allerdings nicht mit Sicherheit angenommen werden, dass die geschaffene Infrastruktur (elektrische Anlagen zur Anbindung der Verbrauchseinrichtungen) dauerhaft von der Netzregulierung ausgenommen bleiben. Denn der EuGH hat mit seinem Urteil vom 28.11.2024 (Rs. C-293/23) ausgehend von einem sehr weiten (und lediglich technisch geprägten Netzbegriff) festgestellt, dass Energieanlagen (elektrische Leitungssysteme) schon dann als „Verteilernetze“ i.S.d. Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EltRL) einzustufen sind, wenn diese Leitungssysteme der Weiterleitung von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung dienen, um sie an Endkunden oder Großhändler zu verkaufen. Der EuGH hat damit zugleich entschieden, dass die deutsche Regelung zu Kundenanlagen (§ 3 Nr. 24a EnWG) gegen die EltRL verstößt, soweit diese Regelung dazu führt, dass die Betreiber solcher Verteilernetze i.S.d. EltRL nicht auch den Pflichten unterworfen werden, die in der EltRL für Verteilernetzbetreiber vorgesehen sind. Derzeit ist unklar, wie mit dieser Entscheidung des EuGH künftig umgegangen wird. Dies hängt einerseits davon ab, wie der BGH im Ausgangsverfahren urteilen wird. Zum anderen ist der deutsche Gesetzgeber berufen, etwaige Umsetzungsdefizite aus der EltRL zu beheben. Es liegt nah, dass künftig eine Vielzahl von Kundenanlagen (jedenfalls ab einer gewissen Größe) stärker netzregulatorisch in die Pflicht genommen werden; es kann auch nicht ausgeschlossen werden, dass solche (größeren) Kundenanlagen gar vollständig den Verteilernetzbetreiber gleichgestellt werden.

Fazit: Der Anschluss von Verbrauchseinrichtungen an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks kann also nicht einfach damit abgetan werden, dass es sich dabei und auch nach einem Anschluss von Verbrauchseinrichtungen nur um unregulierte Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG oder unregulierte Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG handeln würde. Insofern muss der Frage nachgegangen werden, ob die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks durch den Anschluss von Verbrauchseinrichtungen selbst als regulierungsunterworfenen Energieversorgungsnetze i.S.d. § 3 Nr. 16 EnWG behandelt werden würden.

(c.) Keine Einstufung als reguliertes Netz bei ausschließlich angeschlossenen Erzeugungsanlagen

In der bisherigen deutschen Rechtsprechung zum Netzbegriff des EEG (Kontext: EE-Stromabnahme und Förderansprüche), der an den Netzbegriff des § 2 Abs. 3 EnWG a.F. anknüpfte, ist zwar angenommen worden, dass der Begriff der Versorgung auch die Erzeugung von Energie zur Belieferung von Kunden erfasst. Dementsprechend hat der BGH eine Sammelschiene ohne angeschlossene Letztverbraucher als Netzteil anerkannt, weil durch diese die nachgelagerten Netze der allgemeinen Versorgung gespeist werden.³⁵ Insoweit soll der Begriff des Versorgungsnetzes auch Netze, die ausschließlich Erzeugungsanlagen anschließen, erfassen. Nach unserer Einschätzung ist diese Rechtsprechung, die sich mit der Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht des Stroms aus erneuerbaren Energien (EEG) auseinandersetzt, allerdings für die Einstufung als reguliertes Netz i.S.d. EnWG und mithin für die Frage der Auferlegung der regulatorischen Netzbetreiberpflichten nicht übertragbar.

36

Vielmehr kann im Hinblick auf die Einstufung im Kontext der Netzregulierung mit guten Gründen vertreten werden, dass Infrastrukturen (bestehend aus Umspannwerken und Verbindungsleitungen zu mehreren EE-Erzeugungsanlagen), die von den Betreibern der Erzeugungsanlagen geschaffen werden, um den Anschluss an ein bestehendes Stromversorgungsnetz am gewünschten Netzverknüpfungspunkt zum Zwecke der Einspeisung und Vermarktung in und über dieses Stromversorgungsnetz zu ermöglichen, als Anschlusseinrichtungen von EE-Anlagen von dem/den Betreiber/n nicht nach den Vorgaben der Netzregulierung (Teil 3 des EnWG) betrieben werden müssen. Unter Zugrundlegung des vom BGH gefundenen Verständnisses, wonach grundsätzlich alle Anlagen, die einer Versorgung der Letztverbraucher dienen, dem Netzbegriff unterfallen müssten³⁶, gelangt man auch zu dem Ergebnis, dass reine Einspeiseinfrastrukturen davon nicht erfasst wären.

37

Das ist auch folgerichtig. Denn solche Anschlusseinrichtungen werden (wie hier) nur deshalb geschaffen, weil die von den öffentlichen Netzbetreibern betriebenen netzzugehörigen Umspannwerke entweder ausgelastet sind oder sich in weiter Ferne zu den (geplanten) EE-Anlagen befinden. Daher wurden bzw. werden diese Infrastrukturen von den EE-Anlagenbetreibern selbst oder durch eigens gegründete Infrastruktur- bzw. Umspannwerkbetreiber-gesellschaften³⁷ auf eigene Kosten errichtet und betrieben; so auch im vorliegenden Fall der Windparkgesellschaften auf Fehmarn. Die Netzbetreiber

³⁵ BGH, Urteil vom 08.10.2003 – VIII ZR 165/01.

³⁶ Vgl. BGH, Beschl. v. 18.10.2011, Az.: EnVR 68/10, Rn. 9.

³⁷ Meist sind an diesen Infrastrukturgesellschaften die angeschlossenen EE-Anlagenbetreiber-gesellschaften beteiligt; häufig zu einem Anteil, welcher der jeweils benötigten Einspeisekapazität an der Gesamteinspeisekapazität des Umspannwerks entspricht. Es gibt aber auch Infrastrukturbetreiber-gesellschaften, an denen die angeschlossenen Anlagenbetreiber nicht beteiligt sind.

(SH Netz) kommen dafür nicht auf. Die Kosten dieser Infrastrukturen wurden und werden als Netzanschlusskosten i.S.d. § 16 EEG behandelt. Eine Eingliederung dieser „Netzanschlusseinrichtungen“ in das Stromversorgungsnetz ist anders als bei den Hausanschlüssen nach §§ 6, 8, 9 Abs. 3 NAV auch nicht vorgesehen. Daraus kann (mit guten Gründen) der Schluss gezogen werden, dass es gesetzgeberisch akzeptiert wird, dass solche Anschlusseinrichtungen von EE-Anlagen nicht vom Netzbetreiber nach den Vorgaben der Netzregulierung (Teil 3 des EnWG), sondern privatnützig ohne regulatorische Bindungen betrieben und genutzt werden können.³⁸

(d.) Zur möglichen Netzeinstufung der bestehenden WEA-Anschlussinfrastruktur beim zusätzlichen Anschluss von Verbrauchseinrichtungen

³⁸ Werden an Anschlussinfrastrukturen neben den EE-Anlagen auch Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpen, Ladepunkte für E-Mobile, oder sonstige Verbrauchseinrichtungen) und/oder Energiespeicheranlagen, wie z.B. Elektrolyseure oder Batteriespeicher) angeschlossen, kann dies aber zur Folge haben, dass die Infrastruktur als regulierungsunterworfenen Verteilernetz einzustufen ist. Man kann grob zwischen den folgenden Szenarien unterscheiden:

1. Selbstverbrauch/Eigenversorgung:

Die Verbrauchseinrichtungen werden von den betreffenden Windpark-Betreiber-gesellschaften, die zugleich Inhaber und Betreiber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur sind, selbst betrieben; das heißt die Windpark-Betreiber-gesellschaften (= Inhaber der Anschlussinfrastruktur) haben die technische Verfügungsgewalt und tragen das wirtschaftliche Risiko auch für den Betrieb der Verbrauchseinrichtungen.

2. Drittverbrauch

Die Verbrauchseinrichtungen werden von einem Dritten betrieben.

(aa.) Fall 1: Infrastrukturnutzung zur Eigenversorgung

³⁹ Eigennutzung: Sollten die bestehenden Infrastruktureinrichtungen ausschließlich der eigenen Nutzung der jeweiligen Windpark-Betreiber-gesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastrukturen) dienen, d.h. die Windpark-Betreiber-gesellschaften sowohl die Infrastruktur als auch die daran anzuschließenden Erzeugungs- und Verbrauchs- bzw. Speicheranlagen

³⁸ So auch Gabers, EnWZ 2016, S. 347, 349; Unter Zugrundlegung des vom BGH gefundenen Verständnisses, wonach grundsätzlich alle Anlagen, die einer Versorgung der Letztverbraucher dienen, dem Netzbegriff unterfallen müssten, gelangt man auch zu dem Ergebnis, dass Einspeiseinfrastrukturen davon nicht erfasst sind. Vgl. BGH, Beschl. v. 18.10.2011, Az.: EnVR 68/10, Rn. 9.

betreiben, kann davon ausgegangen werden, dass die Infrastruktur auch weiterhin nicht als regulierungsunterworfenen Verteilernetz einzustufen ist.

Ein anderes Ergebnis wäre auch nicht nachvollziehbar, wenn man bedenkt, dass die auf die Einstufung als Verteilernetz folgende Eröffnung des regulatorischen Pflichtenkatalogs den Infrastrukturbetreiber zu Aufgaben und Wohlverhaltenspflichten für und gegen sich selbst veranlassen würde.

Eigennutzung im Unternehmensverbund: Es sprechen nach unserer Einschätzung gute Gründe dafür, dass dies auch gelten würde, wenn die EE-Anlagen, die Verbrauchseinrichtungen und/oder Energiespeicheranlagen von anderen Unternehmen betrieben werden, welche mit der Infrastrukturbetreibergesellschaft verbunden ist. Entscheidend ist der Bestand eines Unternehmensverbundes zwischen Infrastrukturbetreiber und angeschlossenen Verbrauchseinrichtungsbetreibern.

40

Denn auch hier würde die Infrastruktur gerade nicht für jedermann zugänglich sein. Das Umspannwerk, die Leitungen sowie die sonstigen Anlagenteile wären also von vornherein auf bestimmte Nutzer ausgelegt und beschränkt, nämlich auf die mit der Infrastrukturgesellschaft verbundenen Unternehmen.

Dies spricht gegen eine Einordnung als reguliertes Energieversorgungsnetz. Bei einer ausschließlich vom Infrastrukturihaber, dessen Gesellschaftern oder verbundenen Unternehmen selbst genutzten Infrastruktur ist die Netzeigenschaft abzulehnen.³⁹ Es fehlt in diesen Fällen, in denen keine externen Dritten mit Strom versorgt werden, an einem für die Annahme einer Netzeigenschaft erforderlichen Regulierungsbedürfnis und insbesondere einer Bedeutung für den Wettbewerb (vgl. § 1 Abs. 2 EnWG).⁴⁰

Zu dieser Einstufung von Infrastrukturnutzungen im Unternehmensverbund gibt es bislang aber keine konkrete Rechtsprechung und Behördenpraxis. Insoweit ergibt sich ein gewisses Rechtsrisiko; welches wir allerdings als nicht sehr hoch einschätzen, wenn die Infrastrukturnutzer (z.B. Wärmepumpen-Betreiber) im Mehrheitsbesitz der jeweiligen Windpark-Betreibergesellschaft (= Inhaber der Anschlussinfrastruktur) steht.

Eine abschließende Beurteilung muss allerdings einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben.

³⁹ So auch Gabers, EnWZ 2016, S. 347, 349.

⁴⁰ Zu den Grundsätzen: BGH, Beschluss vom 18.10.2011 – EnVR 68/10, Rn. 8 f.; vgl. auch § 3 Nr. 24b Buchst. c) Alt. 2 EnWG (Energietransport zu mit dem Anlagenbetreiber verbundenen Unternehmen), mit welchem das Merkmal der wettbewerblichen Unbedeutendheit von Infrastrukturen klargestellt wird. vgl. auch zum EnWG a.F. (vor der Einführung der Begriffsbestimmung für Kundenanlagen in 2011): Schroeder-Czaja/Jacobshagen, IR 2006, S. 50, 52; Schau, IR 2007, S. 122, 124; Vogt, RdE 2012, S. 95, 96.

(bb.) Fall 2: Infrastrukturnutzung von externen Dritten

- 41 Sollten an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der WEA⁴¹ hingegen Verbrauchseinrichtungen angeschlossen werden, die von externen Dritten betrieben werden, an denen die jeweiligen Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) nicht (mehrheitlich) beteiligt sind, kann die bestehende Anschlussinfrastruktur nicht mehr mit letzter Sicherheit als unregulierte Infrastruktur behandelt werden; es besteht m.a.W. ein gewisses Rechtsrisiko, dass diese Infrastruktur als regulierungsunterworfenes Netz behandelt wird.

Dieses Risiko besteht deshalb, weil – wie vorstehend unter Rn. 28 ff. beschrieben – nach der Rechtsprechung des BGH die „Versorgung Dritter“ das zentrale Kriterium für die Abgrenzung zwischen regulierungsunterworfenem Netz und anderen unregulierten Infrastruktureinrichtungen darstellt.

Bislang ist allerdings nicht ausdrücklich entschieden worden, dass Infrastrukturen, die in erster Linie dem Zweck dienen, die vom Infrastrukturihaber errichtet und betriebenen EE-Anlagen ans vorgelagerte Netz anzuschließen und so den selbst erzeugten Strom in dieses vorgelagerte Netz einzuspeisen, schon wegen des Anschlusses eines einzigen externen Drittverbrauchers (hier z.B. einer extern betriebenen Wärmepumpe) nicht mehr als unregulierte Netzanschluss- bzw. Einspeiseinfrastruktur, sondern als vollreguliertes Verteilernetz zu behandeln wäre.

Geht man – wie die bisherige nationale Rechtsprechung – davon aus, dass eine Auslegung des Netzbegriffs in § 3 Nr. 16 EnWG aus einer Zusammenschau der energiewirtschaftsrechtlichen Begriffsbestimmungen unter Berücksichtigung der Zielsetzungen des EnWG entwickelt werden muss⁴², lässt sich zwar mit sehr guten Gründen vertreten, dass eine überwiegend zum Anschluss und zur Einspeisung von EE-Strom genutzte Infrastruktur mit im Vergleich zur Einspeisemenge verhältnismäßig geringem (relativ marginalem) Drittverbrauch in der Gesamtbetrachtung keinen die EnWG-Netzregulierung auslösenden Versorgungscharakter aufweist.

Hierzu gibt aber keine veröffentlichte Rechtsprechung, die diesen Befund bestätigt oder widerlegt.

(e.) Fazit

- 42 Ausgehend von den vorstehend beschriebenen Grundsätzen und Abgrenzungskriterien der nationalen Rechtspraxis ist Folgendes festzustellen:

⁴¹ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

⁴² BGH, Beschluss vom 18.10.2011 – EnVR 68/10 –, Rn. 8.

- Bleibt es beim Zustand, dass an die Anschlussleitungen der WEA-Betreibergesellschaften zum Umspannwerk sowie am Umspannwerk Bisdorf selbst nur Erzeugungsanlagen (PVA, WEA) angeschlossen sind, sind diese Infrastruktureinrichtungen nicht als Verteilernetz(e) i.S.d. EnWG zu qualifizieren, sondern als unregulierte Anschlussinfrastruktur zur Netzeinspeisung zu behandeln.

Im Fall des Anschlusses von Verbrauchs- und/oder Speicheranlagen kommt es hingegen darauf an, ob diese Anlagen von den Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhabern der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) selbst betrieben werden:

43

- Soweit sowohl die Infrastruktur⁴³ als auch die an diese Infrastruktur anzuschließenden Anlagen (EE-Anlagen und Verbrauchseinrichtungen oder Energiespeicheranlagen) von den Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhabern der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) betrieben werden, sprechen gute Gründe dafür, dass die Infrastruktur **nicht** als regulierungsunterworfenen Elektrizitätsversorgungsnetz bzw. Verteilernetz einzustufen ist.
 - Es sprechen nach unserer Einschätzung gute Gründe dafür, dass dies auch gelten würde, wenn die WEA und die Verbrauchseinrichtungen von anderen Unternehmen betrieben werden, die mit der Betreibergesellschaft der betreffenden Infrastruktur verbunden sind. Entscheidend ist nach unserer Einschätzung der Bestand eines Unternehmensverbundes zwischen Infrastrukturbetreiber und angeschlossenen Anlagenbetreibern.
 - Zu dieser Einstufung von Infrastrukturnutzungen im Unternehmensverbund gibt es bislang aber keine konkrete Rechtsprechung und Behördenpraxis. Insoweit ergibt sich ein gewisses Rechtsrisiko; welches wir allerdings als nicht sehr hoch einschätzen, wenn die Infrastrukturnutzer (z.B. Betreiber der Verbrauchseinrichtung) im Mehrheitsbesitz der betreffenden Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) stehen.
- Sollte hingegen Verbrauchseinrichtungen an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks angeschlossen werden, welche von einem privaten Drittunternehmen betrieben werden, an dem die betreffende Windpark-Betreibergesellschaft (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) nicht beteiligt ist, besteht ein erhebliches Risiko, dass die bestehende Anschlussinfrastruktur im Streitfalle als regulierungsunterworfenen Verteilernetz eingestuft wird.

44

⁴³ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

bb. Einstufung nach der aktuellen Rechtsprechung des EuGH (vom 28.11.2024)

- 45 Nach unserer Einschätzung kann die anhand der bisherigen nationalen Rechtspraxis getroffene netzregulatorische Einstufung von Infrastrukturen auch vor dem Hintergrund der aktuellen Entscheidung des EuGH vom 28.11.2024 fortgeführt werden. Allerdings ist anzumerken, dass die Folgen dieses EuGH-Urteils von den deutschen Gerichten und der Regulierungsbehörde noch nicht analysiert worden sind. Folgeentscheidungen, die das Urteil des EuGH auswerten und Aussagen dazu treffen, ob und inwieweit die Einstufung von bestimmten Infrastrukturen als regulierungsunterworfenen „Netz“ geändert werden müsste, gibt es noch nicht.
- 46 Der EuGH hat mit seinem Urteil vom 28.11.2024 (C-293/23) festgestellt, dass Energieanlagen (elektrische Leitungssysteme) schon dann als „Verteilernetze“ i.S.d. Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EltRL⁴⁴) einzustufen sind, wenn diese Leitungssysteme der Weiterleitung von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung dienen, um sie an Endkunden oder Großhändler zu verkaufen. Nationale Vorschriften, die dafür sorgen, dass die Betreiber solcher Verteilernetze nicht den in der EltRL für Verteilernetze vorgesehenen Verpflichtungen unterworfen werden, verstoßen gegen die Bestimmungen der EltRL, wenn hierfür keine der in dieser Richtlinie ausdrücklich geregelten Ausnahmen in Anspruch genommen werden können.

Gegenstand des Ausgangsverfahrens war die Einstufung von zwei elektrischen Leitungssystemen zur Haushaltskundenversorgung, die nach deutschem Recht als Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a EnWG eingestuft werden können und damit vom Anwendungsbereich der im EnWG und entsprechender Rechtsverordnungen geregelten nationalen Bestimmungen für Verteilernetzbetreiber ausgenommen werden.

(1.) Keine Netzeinstufung bei ausschließlich angeschlossenen Erzeugungsanlagen

- 47 Der o.g. Verteilernetzbegriff des EuGH stellt zwar darauf ab, dass die fragliche Infrastruktur der Stromweiterleitung zum Zwecke des Stromverkaufs an „Kunden“ dienen soll; wobei mit Kunden neben Endkunden auch Großhändler gemeint sein sollen, das heißt Personen, die Elektrizität zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem die Person ansässig ist, kaufen (Art. 2 Nr. 2 EltRL). Dass hieraus abgeleitet werden müsse, dass Infrastrukturen, die dem Anschluss und der Netzeinspeisung von EE-Anlagen zum Zwecke des Stromverkaufs an Großhändler dienen, welche den Strom im betreffenden Infrastrukturgebiet weder abnehmen noch vermarkten, ist dem EuGH-Urteil aber nicht zu entnehmen.

Soweit der besagte Großhändler im Gebiet der Infrastruktur aktiv ist, das heißt, den erzeugten Strom in der Infrastruktur abnimmt und für dessen Weiterverkauf die Infrastruktur zum Zwecke der Weiterleitung in Anspruch nimmt, wird über eine Einstufung

⁴⁴ Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5.7.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

der Infrastruktur zu diskutieren sein. Aus der Zugehörigkeit der Großhändler zum Kundenbegriff wird man aber nicht auch den Schluss zu ziehen haben, dass eine Infrastruktur als Verteilernetz einzustufen ist, wenn diese für den Netzanschluss von EE-Anlagen errichtet wurde, um den erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen und so an Großhändler zu verkaufen, die im Gebiet dieser Anschlussinfrastruktur gar nicht aktiv sind, sondern den Strom nur am Netzverknüpfungspunkt (Einspeise-Marktlotation) des angeschlossenen Stromversorgungsnetzes bilanziell abnehmen. Ein solcher Auslegungsbefund des EuGH kann dem vorliegenden Urteil jedenfalls nicht entnommen werden. Der EuGH bezog sich vielmehr – wie im Verlauf der Begründung deutlich wird⁴⁵ – in seinen Schlussfolgerungen nur auf Anlagen, an welche die betreffenden „Kunden“ (Endkunden) angeschlossen sind.

Fazit: Soweit an die bestehende Anschlussinfrastruktur der Windparks⁴⁶ auch weiterhin ausschließlich EE-Anlagen angeschlossen werden, die den erzeugten Strom ins vorgelagerte Netz der E.ON Netz GmbH einspeisen, wird man auch unter Zugrundlegung der aktuellen Rechtsprechung des EuGH annehmen können, dass diese Infrastrukturen nicht als regulierungsunterworfenen Verteilernetze zu behandeln sind.

48

(2.) Keine Netzeinstufung bei alleiniger Infrastrukturnutzung durch die Windpark-Betreibergesellschaften

Aus der Begriffsbestimmung des EuGH folgt, dass eine Infrastruktur als Verteilernetz i.S.d. EitRL zu behandeln ist, wenn die Infrastruktur der „Weiterleitung“ von Elektrizität zum Zwecke des Verkaufs bzw. der Ermöglichung des Verkaufs an Kunden („um sie an Kunden zu verkaufen“) dient. Man wird daraus ableiten können, dass Infrastrukturen, die nur der eigenen Stromversorgung desjenigen dienen, der auch der Infrastrukturihaber bzw. -betreiber ist, nach dem Auslegungsbefund des EuGH ebenfalls nicht vom Verteilernetzbegriff umfasst sind.

49

Die Infrastruktur dient hier allenfalls dem eigenen Kauf bzw. der eigenen Abnahme oder Weiterleitung von Strom und darf insofern als unregulierte Anschlussinfrastruktur behandelt werden. Ein anderes Ergebnis wäre auch nicht nachvollziehbar, wenn man bedenkt, dass die auf die Einstufung als Verteilernetz folgende Eröffnung des regulatorischen Pflichtenkatalogs den Infrastrukturbetreiber zu Aufgaben und Wohlverhaltenspflichten für und gegen sich selbst veranlassen würde.

Daraus folgt, dass die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks nicht als regulierungsunterworfenen Verteilernetze i.S.d. EitRL einzustufen wären, wenn diese ausschließlich

50

⁴⁵ Vgl. EuGH, Urteil vom 28.11.2024 (C-293/23), Rz. 68.

⁴⁶ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

der eigenen Nutzung der betreffenden Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der Anschlussinfrastrukturen) dienen, das heißt die die Windpark-Betreibergesellschaften sowohl die Infrastruktur als auch die daran anzuschließenden Verbrauchseinrichtungen betreiben.

- 51 Ob dies auch dann gilt, wenn einzelne Verbrauchseinrichtungen zwar nicht von den Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) aber zumindest von einem anderen rechtsfähigem Beteiligungsunternehmen der betreffenden Windpark-Betreibergesellschaft betrieben wird, lässt sich aus dem EuGH-Urteil weder ableiten noch widerlegen. Insofern besteht ein gewisses Risiko. Dieses Risiko ist aus unserer Sicht aber – wie im nationalen Recht – nicht als sehr hoch einzustufen, wenn der personenverschiedene Infrastrukturnutzer (Betreiber der angeschlossenen Verbrauchseinrichtung) im Mehrheitsbesitz der betreffenden Windpark-Betreibergesellschaft (= Inhaber der Anschlussinfrastruktur) steht.

(3.) Fragliche Netzeinstufung bei externem Drittverbrauch

- 52 Die schon mit Blick auf die nationale Rechtspraxis (Rn. 28 ff.) festgestellten Rechtsunsicherheiten beim Anschluss von externen Verbrauchseinrichtungen, die von Personen oder Unternehmen betrieben werden, an denen die Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) nicht (mehrheitlich) beteiligt sind, bleiben auch im Hinblick auf die aktuelle Entscheidung des EuGH bestehen. Es kann zwar mit guten Gründen vertreten werden, dass nicht schon der Anschluss einer drittbetriebenen Verbrauchseinrichtung, dessen Anteil an der Infrastrukturnutzung (Netzeinspeisung/Netzentnahme) im Verhältnis zur überwiegenden Nutzung (Netzeinspeisung) der WEA gering ist, eine unregulierte Anschlussinfrastruktur zu einem regulierungsunterworfenen Verteilernetz werden lässt. Eine eindeutige Aussage des EuGH, die diesen Befund bestätigt oder widerlegt, gibt es aber nicht. Insofern besteht ein erhebliches Risiko, dass die von den Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) betriebenen Anschlussinfrastrukturen⁴⁷ beim Anschluss einer drittbetriebenen Verbrauchseinrichtung im Streitfalle als regulierungsunterworfenes Verteilernetz i.S.d. EitRL eingestuft wird.

⁴⁷ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

2. Praktische Schlussfolgerungen (mögliche Fallgruppen)

Aus den vorstehend beschriebenen nationalen und europarechtlichen Grundsätzen zur netzregulatorischen Einstufung von Infrastrukturen können im Hinblick auf den Anschluss von Verbrauchseinrichtungen folgende praktische Schlussfolgerungen gezogen werden.

53

a. Anschluss von Verbrauchseinrichtungen an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks

Sollten an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der WEA⁴⁸ auch Verbrauchseinrichtungen angeschlossen werden, die von externen Dritten betrieben werden, an denen die jeweiligen Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) nicht (mehrheitlich) beteiligt sind, kann die bestehende Anschlussinfrastruktur nicht mehr mit letzter Sicherheit als unregulierte Infrastruktur behandelt werden; es besteht m.a.W. ein gewisses Rechtsrisiko, dass diese Infrastruktur als regulierungsunterworfenes Netz behandelt wird.

54

Sollte aber sowohl die Infrastruktur⁴⁹ als auch die an diese Infrastruktur anzuschließenden Anlagen (WEA und Verbrauchseinrichtungen oder Energiespeicheranlagen) von den Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhabern der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) selbst betrieben werden, sprechen gute Gründe dafür, dass die Infrastruktur nicht als regulierungsunterworfenes Elektrizitätsversorgungsnetz bzw. Verteilernetz einzustufen ist.

55

Nach unserer Einschätzung sprechen gute Gründe dafür, dass dies auch gelten würde, wenn die WEA und die Verbrauchseinrichtungen von anderen Unternehmen betrieben werden, die aber mit der Betreibergesellschaft der betreffenden Infrastruktur in einem Konzern/Unternehmensgruppe verbunden sind. Zur Einstufung von Infrastrukturnutzungen im Unternehmensverbund gibt es bislang aber keine konkrete Rechtsprechung und Behördenpraxis. Insoweit ergibt sich ein gewisses Rechtsrisiko; welches wir allerdings als nicht sehr hoch einschätzen, wenn die Infrastrukturnutzer (Betreiber der Verbrauchseinrichtung) im Mehrheitsbesitz der betreffenden Windpark-Betreibergesellschaften (= Inhaber der jeweiligen Anschlussinfrastruktur) stehen. Eine abschließende Beurteilung muss allerdings einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben.

56

b. Unmittelbarer Anschluss der Verbrauchseinrichtungen über (neue) Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG

Denkbar wäre es allerdings auch, die Verbrauchseinrichtungen nicht in die bestehende Netzanschlussinfrastruktur der Windparks einzubinden, sondern vielmehr über (neue) Direktleitungen mit den WEA zu verbinden. Gemäß § 3 Nr. 24a/b Buchst. a) EnWG wäre es auch möglich,

57

⁴⁸ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

⁴⁹ Gemeint sind die Anschlussleitungen zum Umspannwerk sowie das Umspannwerk Bisdorf.

mittels einer Direktleitung (max. Leitungslänge von 5 km; 10-40 kV) eine WEA mit einer Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG zu verbinden, in welcher dann eine Vielzahl von Letztverbrauchern angeschlossen sind⁵⁰; ohne dass die Direktleitung (Anbindung der WEA an die Kundenanlage) damit zu einer regulierten Infrastruktur werden würde.⁵¹

- 58 Direktleitung (§ 3 Nr. 12 EnWG) sind von der Netzregulierung ausgenommen. Anders als die Kundenanlage (§ 3 Nr. 24a/b EnWG) muss die Direktleitung keine räumlichen Kriterien erfüllen, sondern ist durch eine reine Punkt-zu-Punkt-Beziehung zwischen Erzeugung und Verbrauch gekennzeichnet. Eine Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG ist eine Leitung, die einen „einzelnen“ Produktionsstandort mit einem „einzelnen“ Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet.

In allen Varianten ist kennzeichnend, dass die Direktleitung nicht Bestandteil des Netzes ist und ohne Beeinträchtigung des Verbundnetzes hinweggedacht werden kann.⁵² Leitungen, die – unmittelbar oder mittelbar – aus dem Netz entnommenen Strom führen oder Strom in das Netz einspeisen, können nicht als Direktleitung klassifiziert werden.⁵³ Eine Stromleitung von einer WEA/Windpark zu einer Verbrauchseinrichtung sollte daher physisch getrennt sein vom öffentlichen Elektrizitätsnetz, wenn sie als eine Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG eingestuft werden soll.

- 59 Ausgehend von vorstehend beschriebenen Begriffsmerkmalen können drei Szenarien voneinander unterschieden werden.

1. Soweit an eine WEA oder einen Windpark nur Verbrauchseinrichtungen eines einzigen Kunden (z.B. der Fährbetrieb „Scandlines“; eine (Groß-)Wärmepumpe eines Kunden oder Ladesäulen desselben Kunden) angeschlossen werden würden, könnte die elektrische Anschlussleitung als Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG angesehen werden. Die Errichtung und der Betrieb solcher Direktleitungen unterfällt nicht den Vorgaben und Pflichten der Netzregulierung.
 - Der Einstufung einer unmittelbaren Direktleitung zwischen WEA und Verbrauchseinrichtung steht es nach unserer Einschätzung auch nicht entgegen,

⁵⁰ Die versorgten Kunden müssten sich dann aber in einem (engen) räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden.

⁵¹ Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Kategorie der „Kundenanlage“ i.S.d. § 3 Nr. 24a/b EnWG nach dem Urteil des EuGH vom 28.11.2024 (C-293/23) derzeit auf dem Prüfstand der nationalen Rechtsprechung und des nationalen Gesetzgebers steht (vgl. Rn. 35) und insofern keine abschließend verlässlichen Aussagen zu den netzregulatorischen Anforderungen und Pflichten beim Betrieb von Kundenanlagen künftig eingehalten werden müssen.

⁵² BGH Beschl. v. 18.10.2011 – EnVR 68/10 Rn. 18.

⁵³ BeckOK EnWG/Peiffer, 12. Ed. 1.9.2024, EnWG § 3 Nr. 12 Rn. 7.

wenn die Verbrauchseinrichtung neben der Direktleitung (zusätzlich) noch einen eigenständigen unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz unterhält (Reserveanschluss) und so neben dem Strom aus der WEA auch (Residual-)Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht.⁵⁴ Allerdings ist diese Frage noch nicht abschließend geklärt. Vor dem EuGH (C-756/24) ist ein Vorabentscheidungsverfahren zu der Frage anhängig, ob es der Einstufung einer Stromleitung als Direktleitung entgegensteht, wenn der Letztverbraucher zusätzlich an das Verteilernetz angeschlossen ist (bleibt), wobei dieser Anschluss aber nur als Reserveanschluss dient. Mit einem Urteil soll nicht vor 2027 zu rechnen sein.

2. Wenn an eine WEA oder einen Windpark eine Mehrzahl von Verbrauchseinrichtungen unterschiedlicher Kunden (Betreiber) angeschlossen werden, würden die Infrastruktureinrichtungen (Anbindungsleitung einschließlich der verschiedenen Abzweigungen sowie ggf. Übergabestationen) nicht mehr als unregulierte Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG eingestuft werden können. Es liegt nahe, dass diese Infrastruktureinrichtungen dann als regulierungsunterworfenen Energieversorgungsnetz behandelt und der Betreiber dieser Einrichtungen als „Netzbetreiber“ in die Pflicht genommen werden würde.
3. Wenn von einer WEA oder einem Windpark „stern- bzw. strahlenförmig“ verschiedene Anbindungsleitungen abzweigen, an die jeweils Verbrauchseinrichtungen eines Kunden⁵⁵ (z.B. ein Produktionsstandort, (Groß-)Wärmepumpen oder Ladesäulen) angeschlossen werden, kann ebenfalls nicht rechtssicher angenommen werden, dass die einzelnen Anbindungsleitungen als unregulierte Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG eingestuft werden. Denn auch ein „Strahlennetz“, bei dem die Leitungen strahlenförmig von einem Punkt in verschiedene Richtungen ausgehen, können dem Netzbegriff unterfallen.⁵⁶

⁵⁴ Brahm, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Rn. 529.

⁵⁵ D.h. in den einzelnen „Netzstrahlen“ wird jeweils nur ein Kunde beliefert.

⁵⁶ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.04.2015 – VI-5 Kart 9/14 (V), Rn. 26 (m.w.N.).

II. Voraussetzungen für die Aufrechterhaltung der EEG-Förderung

- 60 Nach § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG können Anlagenbetreiber – unbeschadet der sonst geltenden Fristen für den Wechsel zwischen den Veräußerungsformen (hier Marktprämie oder ungeförderter Direktvermarktung) – den produzierten Strom vollständig oder anteilig an Dritte weitergeben, wenn die folgenden Voraussetzungen (kumulativ) eingehalten werden:
- a) die Dritten verbrauchen den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage,
 - b) der Strom wird nicht durch ein Netz durchgeleitet und
 - c) es liegt kein Fall des Absatzes 1 Satz 1 Nr. 2 in Form der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nr. 4 oder des Absatzes 1 Satz 1 Nr. 3 vor (d.h. die EE-Anlagen werden nicht durch eine Einspeisevergütung (Anlage bis 100 kWp) oder mittels Mieterstromzuschlag gefördert).
- 61 Aus dieser Regelung wird im Verbund mit § 3 Nr. 16 EEG von den Netzbetreibern der Schluss gezogen, dass der EE-Förderanspruch von Anlagenbetreibern (z.B. WEA-Betreibern) auf die Marktprämie für die Direktvermarktung ganz entfällt, wenn der in den EE-Anlagen erzeugte Strom an Dritte veräußert/abgegeben wird, welche den Strom nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und/oder den Strom über ein „Netz“ zugeleitet bekommen.
- 62 Soweit die WEA-Betreibergesellschaften ihren EE-Förderanspruch aufrechterhalten wollen, ergeben sich für die Vermarktung/Weitergabe des erzeugten EE-Stroms an Verbrauchseinrichtungen auf Fehmarn, insbesondere
- zum Betrieb von (Groß-)Wärmepumpen und damit zum Aufbau eines Wärmenetzes,;
 - zur Beheizung von öffentlichen Einrichtungen (z.B. Schwimmbädern),
 - zum Betrieb von Ladestationen für E-Mobile (Grünstrom-Elektrifizierung des Verkehrs auf Fehmarn),
 - zum Betrieb von Elektrolyseuren, oder
 - allgemein zum Stromverbrauch (z.B. zum Fährbetrieb Scandline)
- folgende zwei Möglichkeiten:
1. **Untervariante 1:** Die Verbrauchseinrichtungen befinden sich in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ zu den betreffenden EE-Anlagen und der EE-Strom wird an diese Verbrauchseinrichtungen nicht durch ein „Netz“ durchgeleitet.
 2. **Untervariante 2:** Die Verbrauchseinrichtungen werden von dem betreffenden Betreiber der EE-Anlage selbst betrieben (Eigenverbrauch).

1. Untervariante 1: Drittbelieferung in unmittelbarer räumlicher Nähe außerhalb des Netzes

Anlagenbetreiber können nach § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG den Strom vollständig oder anteilig an Dritte weitergeben, ohne den EEG-Zahlungsanspruch (Marktprämie) zu verlieren, sofern die Dritten den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen. 63

Nutzt der Anlagenbetreiber diese Möglichkeit der Versorgung in unmittelbarer räumlicher Nähe außerhalb des „Netzes“, hat er für diesen Strom keinen Anspruch auf eine EEG-Förderung⁵⁷; er behält aber seinen EEG-Förderanspruch für den ins Netz eingespeisten Strom.

Vor diesem Hintergrund ist es entscheidend, dass sich die Verbrauchseinrichtungen auf Fehmann in unmittelbarer räumlicher Nähe zu den betreffenden WEA befinden und über eine Leistungsinfrastruktur an die betreffenden WEA angebunden sind, welche nicht als „Netz“ i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG einzustufen ist.

a. Voraussetzung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“

aa. Diskussionsstand

Bei dem Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe handelt es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff.⁵⁸ Das EEG verwendet den Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe nicht nur in § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG, sondern auch in 64

- § 3 Nr. 16 EEG: Definition der Direktvermarktung
- § 21 Abs. 2 Nr. 1 a) EEG: Andienungspflicht der Betreiber
- § 24 Abs. 1 Nr. 1 EEG: Anlagenzusammenfassung

Grundsätzlich ist der Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe in den vorbezeichneten Regelungen zumindest ähnlich, was bereits draus folgt, dass etwa in der Kommentierung zu § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG auf die Kommentierung zu § 21 Abs. 2 Nr. 1 a) EEG verwiesen wird.⁵⁹

Dennoch besteht Einigkeit darüber, dass die jeweiligen Begriffe der unmittelbaren räumlichen Nähe in den unterschiedlichen Regelungen individuell auszulegen sind, da es an einer rechtlichen Kohärenz der verschiedenen Bestimmungen mangelt.⁶⁰ Es ist unklar, welche Ausle- 65

⁵⁷ BeckOK EEG/Sösemann, 16. Ed. 1.11.2024, EEG 2023 § 21b Rn. 28.

⁵⁸ vgl. Stangl, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, 1. Aufl. 2019, § 21 Rn 31.

⁵⁹ vgl. etwa Stangl, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, 1. Aufl. 2019, § 21b Rn 16.

⁶⁰ So auch Stangl, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, 1. Aufl. 2019, § 21 Rn 31. Insbesondere kritisch zur Übertragbarkeit der Auslegung des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe zwischen den einzelnen Regelungen des EEG: Hennig/von Bredow/Valentin, in: Frenz/ Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus, EEG 5. Aufl. 2018, § 3 EEG Rn. 99 f. Die Bestimmungen in den unterschiedlichen Regelungen weisen „Inhaltliche Inkongruenzen“ aus.

gungsmerkmale zwischen den unterschiedlichen Regelungen übertagen werden dürfen. Überhaupt ist es der Rechtsprechung und Literatur bisher nicht gelungen, den Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe regelungsübergreifend rechtlich einheitlich zu fassen.

- Zunächst ist gesetzlich nicht definiert, bis zu welcher Entfernung ein Letztverbrauch durch einen Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Erzeugungsanlage erfolgt.⁶¹
 - Es existieren daher auch keine festen Meterangaben zu den Entfernungen, bei denen eine unmittelbare räumliche Nähe noch vorliegt oder schon nicht mehr vorliegt.
 - Allerdings hat der Gesetzgeber des EEG 2012 erklärt, dass der Begriff des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs beim Eigenverbrauch in Übereinstimmung mit den Bestimmungen aus dem Stromsteuerrecht – nämlich § 9 Abs. 1 Nr. 3a Stromsteuergesetz – ausgelegt werden sollte. *Die Vorschrift im EEG ist in Übereinstimmung mit der Bestimmung aus dem Stromsteuergesetz auszulegen, soweit beide inhaltlich übereinstimmen.*⁶²

Nach § 12 Abs. 2 Satz 2 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) liegt eine Entnahme von Strom im räumlichen Zusammenhang zu einer Anlage nur vor, soweit der in den einzelnen Stromerzeugungseinheiten der Anlage erzeugte Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungseinheit entnommen wird, in der der Strom erzeugt worden ist. Nach § 12 Abs. 5 StromStV umfasst der räumliche Zusammenhang Entnahmestellen in einem Radius von **bis zu 4,5 Kilometern** um die jeweilige Stromerzeugungseinheit.

- Nicht abschließend geklärt ist weiterhin, ob räumliche Unterbrechungen natürlicher Art (wie ein Fluss, eine Erhebung oder ein Waldstück) oder künstlicher Art (ein Gebäude oder eine Betriebsgrenze) den Zusammenhang unterbrechen.⁶³
 - Dieses Verständnis, dass räumliche Unterbrechungen den Zusammenhang auflösen, stammt aus dem Leitfaden der BNetzA zur Eigenversorgung.⁶⁴
 - Unstreitig war der Leitfaden der BNetzA zur Eigenversorgung allerdings rechtlich nicht verbindlich und hat sich in der Rechtsprechung nicht durchgesetzt.

⁶¹ vgl. Sösemann, in: BeckOK EEG, Greb/Boewe/Sieberg, 13. Ed. Stand: 01.04.2023, § 3 Rn. 10.

⁶² Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 83. Vgl. dazu auch BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 35.

⁶³ vgl. dazu eher befürwortend, aber kritisch Schumacher, in: Säcker/Steffens, Berliner Kommentar zum Energierecht, 5. Aufl. 2022, § 3, Rn. 72 unter Bezug auf BGH, Urt. v. 14.7.2020, XIII ZR 12/19, Rn. 28 f.; ablehnend etwa Sösemann, in: BeckOK EEG, Greb/Boewe/Sieberg, 13. Ed. Stand: 01.04.2023, § 3 Rn. 10, ebenso Hennig/von Bredow/Valentin, in: Frenz/ Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus, EEG 5. Aufl. 2018, § 3 EEG Rn. 99 f.

⁶⁴ vgl. BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 35 f.

Zudem galten die Ausführungen nur für die mittlerweile aufgehobenen Eigenversorgung i.S.v. § 5 Nr. 24 EEG 2014 bzw. § 3 Nr. 19 EEG 2021; nicht aber nach § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG. Denn die Eigenversorgung im EEG erforderte einen unmittelbaren räumlichen *Zusammenhang*, während der § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG eine unmittelbare räumliche *Nähe* erfordert.

- Die „Eigenerzeugung“ nach der vorhergehenden Rechtslage des EEG 2012 setzte lediglich einen „räumlichen Zusammenhang“ voraus. In Abgrenzung zu der alten Rechtslage wollte der Gesetzgeber mit der neuen Begriffsdefinition der Eigenversorgung im EEG 2014 eine engere Nähe-Beziehung zwischen Erzeugung und Verbrauch definieren.⁶⁵

Bedeutende Stimmen in der Literatur vertreten die Ansicht, dass dem Begriff der *unmittelbaren räumlichen Nähe* – zumindest im Kontext des Begriffs der Direktvermarktung nach § 3 Nr. 16 EEG – keine eigenständige Bedeutung zukomme, sondern nur prüfen sei, ob der Strom durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet werde.

66

*„Wenngleich dieses Ziel bereits durch das EEG 2012 verfehlt wurde, kann hierin der Ursprung des Merkmals der unmittelbaren räumlichen Nähe gesehen werden. Es ist insoweit von einem redaktionellen Fehler auszugehen. Da der Gesetzgeber die Legaldefinition unverändert in das EEG 2017 übernommen hat, können sachgerechte Ergebnisse weiterhin dergestalt erreicht werden, dass § 3 Nr. 16 dahingehend ausgelegt wird, dass alle Strommengen, die nicht über ein Netz im Sinne des § 3 Nr. 35, sondern über eine Direktleitung, ein geschlossenes Verteilernetz oder eine Kundenanlage an einen Dritten geliefert werden, unabhängig von der Entfernung zwischen Anlage und Verbraucher keine Direktvermarktung im Sinne des § 3 Nr. 16 darstellen. **Hierfür ist das Kriterium des Verbrauchs „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ schlicht hinwegzudenken.**“⁶⁶*

Regelungsübergreifend sind sich Rechtsprechung und Literatur darüber einig, dass stets für den jeweiligen Einzelfall zu bestimmen ist, ob der Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird.⁶⁷ Eine pauschale Betrachtung verbietet sich.⁶⁸

67

Geht man von den historischen Fallgruppen zur Befreiung von der Andienungspflicht des Anlagenbetreibers aus, ist zumindest der dort verwendete Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe i.S.v. § 21 Abs. 2 Nr. 1 a) EEG eng auszulegen und nur in solchen Fällen erfüllt, die mit dem Eigenverbrauch der Anlage, dem Selbstverbrauch des Stroms

⁶⁵ vgl. BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 35 f.

⁶⁶ Hennig/von Bredow/Valentin, in: Frenz/ Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus, EEG 5. Aufl. 2018, § 3 EEG Rn. 99.

⁶⁷ vgl. Stangl, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, 1. Aufl. 2019, § 21, Rn 33.

⁶⁸ vgl. Söseman, in: BeckOK EEG, Greb/Boewe/Sieberg, 13. Ed. Stand: 01.04.2023, § 3 Rn. 10.

durch den Anlagenbetreiber bei Überschusseinspeisungen oder der unmittelbaren Belieferung eines benachbarten Dritten über eine Direktleitung oder ein privates Arealnetz vergleichbar sind.⁶⁹

Umgekehrt fehlt die notwendige Nähebeziehung jedenfalls dann, wenn der Strom für seinen Verbrauch erst durch das Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet werden muss.⁷⁰

Weiterhin kann jedoch auf den systematischen Zusammenhang mit dem anderen Ausschlussgrund abgestellt werden. Eine unmittelbare räumliche Nähe i.S.d. Abs. 3 Nr. 16 ist daher in der Regel gegeben, wenn der räumliche Zusammenhang so eng ist, dass er normalerweise zu der Verwendung einer Direktleitung führen würde, wie z.B. bei Nutzung einer öffentlichen Leitung auf einem abgeschlossenen Firmengrundstück.⁷¹

- 68 Der BGH legt den Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe – zumindest im Kontext des § 24 EEG (zum Thema der Anlagenzusammenfassung) – funktional aus. Entscheidendes Kriterium sei die Verbindung räumlich benachbarter Anlagen über gemeinsame Infrastruktureinrichtungen vor dem Netzanschluss, insbesondere die gemeinsame Nutzung des Netzverknüpfungspunktes.⁷² Im Detail hat der BGH zum Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe in § 24 Abs. 1 EEG ausgeführt:

Entscheidendes Kriterium für das Vorliegen einer "unmittelbaren räumlichen Nähe" zwischen zwei Erneuerbare-Energien-Anlagen im Sinne von § 32 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2014 und § 24 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 ist nach dem Vorstehenden die Verbindung räumlich benachbarter Anlagen über gemeinsame Infrastruktureinrichtungen vor dem Netzanschluss, insbesondere die gemeinsame Nutzung eines Verknüpfungspunktes. Dadurch entsteht nicht nur eine technische Verklammerung, die zur Folge hat, dass die Anlagen aus Sicht des aufnehmenden Stromnetzbetreibers wie eine Anlage wirken. Vielmehr wird eine gemeinsame Infrastruktur typischerweise auch einen engen geographischen Zusammenhang erfordern, da die gemeinsame Einspeisung bei größeren Distanzen in der Regel wirtschaftlich nicht sinnvoll sein wird. Zugleich werden auf diese Weise von der vergütungsbezogenen Anlagenfiktion nur solche kleineren Anlagen erfasst, die auf ihre vollständige technische Eigenständigkeit verzichten und durch die Verbindung mit einer oder mehreren anderen Anlagen Synergieeffekte erzielen, die sich für sie wirtschaftlich positiv auswirken.

Bei Windenergieanlagen ist eine Anlagenzusammenfassung wegen "unmittelbarer räumlicher Nähe" im Sinne des § 32 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 und des § 24 Abs. 1 Nr. 1

⁶⁹ vgl. Stangl, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, 1. Aufl. 2019, § 21, Rn 33.

⁷⁰ vgl. Stangl, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, 1. Aufl. 2019, § 21, Rn 33.

⁷¹ vgl. Schumacher, in: Säcker/Steffens, Berliner Kommentar zum Energierecht, 5. Aufl. 2022, § 3 Rn. 76.

⁷² vgl. BGH, Urt. v. 14.7.2020, XIII ZR 12/19, Rn. 28.

EEG 2017 zum Zwecke der Marktprämienreduzierung wegen negativer Börsenpreise nach § 24 Abs. 1 und Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 und nach § 51 Abs. 1 und Abs. 3 Nr. 1 EEG 2017 somit in der Regel vorzunehmen, wenn die Anlagen auf einem zusammenhängenden Areal errichtet worden sind, auf dem sich eine Mehrzahl von Windenergieanlagen befindet, die eine gemeinsame technische Infrastruktur, insbesondere ein gemeinsames Umspannwerk und einen gemeinsamen Verknüpfungspunkt mit dem Netz des Stromnetzbetreibers, nutzen (Windpark). Nicht erforderlich ist eine direkte Nachbarschaft der zusammengefassten Anlagen in der Weise, dass sich zwischen ihnen keine anderen zu dem Windpark gehörige Generatoren oder Infrastruktureinrichtungen befinden. Ebenso wenig ist Voraussetzung für die Zusammenfassung, dass die Anlagen einen gemeinsamen Projektierungshintergrund haben oder die Betreiber gesellschaftsrechtlich oder in ähnlicher Weise wirtschaftlich verbunden sind.⁷³

bb. Bewertung („unmittelbare räumliche Nähe“)

Aus dem vorstehende beschriebenen Diskussionsstand lässt sich im Hinblick auf die Auslegung und praktische Handhabung des Begriffs der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ in § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG das Folgende festhalten:

69

- Es handelt sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff.
- Rechtlich wie tatsächlich muss die Ausfüllung des Begriffs der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ anhand des konkreten Sachverhalts und der Besonderheiten des jeweiligen Einzelfalls erfolgen.
- Es ist gesetzlich nicht definiert, bis zu welcher Entfernung ein Letztverbrauch durch einen Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Erzeugungsanlage erfolgt. In Anlehnung an das Stromsteuerrecht könnte der räumliche Zusammenhang einen Radius von **bis zu 4,5 Kilometern** um die jeweilige Stromerzeugungseinheit umfassen. Dies ist allerdings umstritten. Von den Netzbetreibern werden strengere Anforderungen gestellt und bereits bei einer Distanz von mehr als 2/2,5 km zwischen einer WEA und der (außerhalb des „Netzes“) belieferten Verbrauchseinrichtung angenommen, dass eine „unmittelbare räumliche Nähe“ i.S.d. § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG nicht mehr besteht.
- Räumliche Unterbrechungen natürlicher Art (wie ein Fluss, eine Erhebung oder ein Waldstück) oder künstlicher Art (ein Gebäude oder eine Straße) unterbrechen den Zusammenhang grundsätzlich nicht. Diese Anforderung stammt aus Leitfaden der BNetzA zur Eigenversorgung zum Begriff des unmittelbaren räumlichen *Zusammenhangs*. Die Anforderung ist nicht rechtsverbindlich und nicht unmittelbar auf den Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe übertragbar.

⁷³ vgl. BGH, Urt. v. 14.7.2020, XIII ZR 12/19, Rn. 28.

- Nach der funktionalen Auslegung des § 24 EEG durch den BGH (dort zum Thema der Anlagenzusammenfassung) ist das entscheidende Kriterium für das Vorliegen einer unmittelbaren räumlichen Nähe die Verbindung zwischen Erzeugung- und Verbrauchsanlage über **gemeinsame Infrastruktureinrichtungen vor dem Netzanschluss**, insbesondere die gemeinsame Nutzung eines Verknüpfungspunktes. Dadurch entsteht eine technische Verklammerung. Zudem bedeute eine gemeinsame Infrastruktur typischerweise auch einen engen geographischen Zusammenhang. Die Übertragbarkeit auf § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG ist nicht geklärt.
- Auch in der Literatur wird auf die technische Infrastruktur zwischen den Anlagen abgestellt. Eine unmittelbare räumliche Nähe wird nicht nur bei der unmittelbaren Belieferung eines benachbarten Dritten über eine **Direktleitung** oder ein **privates Arealnetz** bejaht, sondern auch dann, wenn die geographische Nähe normalerweise zu der Verwendung einer Direktleitung führen würde.

b. Keine Netzdurchleitung

70 Neben dem Erfordernis der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ der Verbrauchseinrichtung darf die Stromweitergabe an den Dritten nach § 21b Abs. 4 Nr. 2 Buchst. b) EEG auch nicht mittels Durchleitung durch ein „Netz“ erfolgen; andernfalls würde die EEG-Förderfähigkeit (Marktprämie) auch der ins E.ON-Netz eingespeisten Strommengen verloren gehen.

Von einem „Netz“ ist in diesem Sinne auszugehen, wenn die betreffende Infrastruktur die Voraussetzungen des § 3 Nr. 35 EEG erfüllt, mithin der allgemeinen Versorgung dient.

Eine „Durchleitung“ durch ein Netz ist immer dann anzunehmen, wenn für die Einspeisung das Netz genutzt wird. „Durchleitung“ ist also ein Fall der Netznutzung i.S.d § 20 Abs. 1 EnWG; welche dann vorliegt, wenn die Einspeisung der fraglichen EEG-Anlage einer Einspeisestelle gem. § 4 StromNZV und damit einem Bilanzkreis zugeordnet wird.⁷⁴ Zusammen mit der Zuordnung zum Bilanzkreis erfolgt die Berücksichtigung der eingespeisten Mengen bei der Bilanzierung durch die Netzbetreiber. Nur solange die erzeugten EEG-Mengen nicht als solche in einem Bilanzkreis bilanziert werden, erfolgt keine Netznutzung und damit keine Durchleitung durch ein Netz. Dies ist etwa der Fall, wenn eine von einem Letztverbraucher genutzte Arbeitsmenge nicht bilanziert wird, weil sie in einer EEG-Anlage in der gleichen Kundenanlage erzeugt wurde.⁷⁵

71 Für die Aufrechterhaltung der EEG-Förderfähigkeit (Marktprämie) der ins E.ON-Netz eingespeisten Strommengen ist somit entscheidend, ob die Infrastruktur, über welche der Strom aus

⁷⁴ BeckOK EEG/Sösemann, 16. Ed. 1.11.2024, EEG 2023 § 3 Nr. 16 Rn. 11 f.

⁷⁵ BeckOK EEG/Sösemann, 16. Ed. 1.11.2024, EEG 2023 § 3 Nr. 16 Rn. 11 f.

den WEA zu den (in unmittelbarer räumlicher Nähe belegenen) Verbrauchseinrichtungen auf Fehmarn transportiert wird, als Netz i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG einzustufen ist.

Ein Netz i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG ist „die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.“ Netze dienen der allgemeinen Versorgung, wenn sie grundsätzlich jedermann für seine Stromversorgung zur Verfügung stehen, das heißt von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offenstehen.⁷⁶

Sollte eine Vielzahl unterschiedlicher Verbraucher an die bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks angeschlossen werden, könnte dies dazu führen, dass diese Anschlussinfrastrukturen als „Netze“ für die allgemeine Versorgung i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG eingestuft werden könnten. Diese Einstufung ist umso wahrscheinlicher, je größer die Anzahl der angeschlossenen Kunden/Letzverbraucher ist und dies objektiv auf die Bereitschaft des Betreibers dieser Infrastrukturen (hier der jeweilige WP-Betreiber-Gesellschaften⁷⁷ oder die Fehmarn-Netz GmbH & Co. OHG⁷⁸) hindeutet, noch nicht näher individualisierte (weitere) Letztverbraucher anzuschließen. Netze hingegen, die nur bestimmte oder im Vorhinein bestimmbare Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern sollen, fallen nicht unter diese Definition.⁷⁹

c. Praktische Schlussfolgerungen

Für die Frage, ob und inwieweit der in den WEA erzeugte Strom unter Aufrechterhaltung der EEG-Förderfähigkeit zum Teil an drittbetriebene Verbrauchseinrichtungen auf Fehmarn abgegeben werden kann, insbesondere

- zum Betrieb von (Groß-)Wärmepumpen und damit zum Aufbau von Wärmenetzen⁸⁰,
- zum Betrieb von Ladestationen für E-Mobile
- zum Betrieb von Elektrolyseuren, oder
- sonst zum Stromverbrauch (z.B. zum Fährbetrieb Scandline)

ergibt sich aus den vorstehenden beschriebenen rechtlichen Grundsätzen das Folgende:

⁷⁶ BT-Drs. 16/8148, S. 40.

⁷⁷ Als jeweilige Betreiber der Anbindungs-/Anschlussleitungen.

⁷⁸ Als Betreiber des UW Bisdorf.

⁷⁹ Baumann/Gabler/Günther, EEG, EEG § 3, beck-online.

⁸⁰ Zur Klarstellung: Das Wärmenetz selbst müsste sich nicht in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ zur WEA befinden. Entscheidend ist, dass der Strom (hier in der Wärmepumpe) in unmittelbarer räumlicher Nähe zur WEA verbraucht wird.

2. Soweit die Distanz zwischen einer WEA und der (außerhalb des „Netzes“) belieferten Verbrauchseinrichtung **nicht mehr als 2,5 km** beträgt, sprechen gute Gründe dafür, von einer „unmittelbaren räumlichen Nähe“ i.S.d. § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG auszugehen.
 - Legt man den Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe in § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG in Übereinstimmung mit den Bestimmungen aus dem Stromsteuerrecht aus, handelt es sich bei solchen Distanzen noch um eine zulässige geographische Entfernung.
 - Weicht man mangels anderer Anhaltspunkt entsprechend dem Vorgeben des BGH auf eine funktionale Auslegung aus, würde es dann noch um eine zulässige geographische Entfernung handeln, wenn die WEA und die belieferten Verbrauchseinrichtungen über eine gemeinsame Infrastruktureinrichtung vor dem Netzanschluss technisch miteinander verklammert sind.
 - Eine abschließende Beurteilung muss allerdings einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben.
3. Entscheidend ist gemäß § 21b Abs. 4 Nr. 2 Buchst. b) EEG desweiteren, dass der in den betreffenden WEA erzeugte Strom an die in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ drittbetriebenen Verbrauchseinrichtungen nicht über ein „Netz“ i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG geliefert wird.
 - Der in rechtlicher Hinsicht einfachste Fall zur Erfüllung dieser Anforderungen wäre die Verlegung einer (neuen) Direktleitung zwischen WEA und einer Verbrauchseinrichtung.⁸¹
 - Soweit an eine WEA oder einen Windpark nur Verbrauchseinrichtungen eines einzigen Kunden (z.B. der Fährbetrieb „Scandlines“; (Groß-)Wärmepumpe eines Kunden oder Ladesäulen desselben Kunden) angeschlossen werden würden, könnte die betreffende elektrische Anschlussleitung als Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG angesehen werden.
 - Wenn hingegen an eine WEA oder einen Windpark eine Mehrzahl von Verbrauchseinrichtungen unterschiedlicher Kunden (Betreiber) angeschlossen werden, würden die Infrastruktureinrichtungen (Anbindungsleitung einschließlich der verschiedenen Abzweigungen sowie ggf. Übergabestationen) nicht mehr als Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG eingestuft werden können. Gleiches gilt, wenn von einer WEA oder einem Windpark „stern- bzw. strahlenför-

⁸¹ Die bereits bestehenden Anschlussinfrastrukturen der Windparks können nicht als unregulierte Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG qualifiziert werden. Vgl. Rn. 34.

mig“ verschiedene Anbindungsleitungen zu unterschiedlichen Verbrauchseinrichtungen abzweigen. Auch der Anschluss von Verbrauchseinrichtungen an die bestehende Anschlussinfrastruktur der Windparks lässt sich nicht (mehr) als Fall eines Anschlusses über eine Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EEG einstufen.⁸²

- Es ist nicht auszuschließen, dass diese vorbezeichneten Infrastruktureinrichtungen als regulierungsunterworfenene Energieversorgungsnetze und die Betreiber dieser Einrichtungen als „Netzbetreiber“ behandelt werden würden.
- Entscheidend ist allerdings, ob solche „Netze“ auch der allgemeinen Versorgung i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG dienen. Diese Einstufung ist umso wahrscheinlicher, je größer die Anzahl der angeschlossenen Kunden ist und dies objektiv auf die Bereitschaft hindeutet, noch nicht näher individualisierte (weitere) Letztverbraucher anzuschließen. Würden in den vorbezeichneten Infrastrukturen hingegen nur bestimmte (wenige) Letztverbraucher (Verbrauchseinrichtungen) angeschlossen werden, spräche dies gegen die Einstufung als „Netz“ i.S.d. § 3 Nr. 35 EEG. Eine abschließende Beurteilung muss allerdings einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben.

2. Untervariante 2: Eigenverbrauch der WEA-Betreiber (z.B. Eigenbetrieb einer Wärmepumpe)

Eine andere Möglichkeit, die EEG-Förderfähigkeit (Marktprämie) des erzeugten und ins Netz eingespeisten Stroms trotz eines Teilverbrauchs vor der Netzeinspeisung aufrechtzuerhalten, bestünde darin, dass die Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpe, Ladesäulen für E-Mobile oder für andere Stromverbräuche) vom Betreiber der betreffenden WEA selbst betrieben werden; mithin eine Personenidentität zwischen EE-Anlagenbetreiber und Stromverbraucher besteht.

73

a. Rechtliche Würdigung

Die Einschränkungen des § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG sind im Fall der Selbstbelieferung / Eigenversorgung mit dem erzeugten EE-Strom nicht anwendbar, weil diese Einschränkungen nur für die Lieferung/Weitergabe „an Dritte“ gelten. Dies bedeutet, dass im Falle einer Selbstbelieferung / Eigenversorgung auch dann, wenn keine „unmittelbare räumlicher Nähe“ i.S.v. § 21b Abs. 4 Nr. 2 a) EEG vorliegt, der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf den Erhalt der Marktprämie für den ins Netz eingespeisten Strom hat. In diesem Fall kann dahinstehen, ob

74

⁸² Vgl. Rn. 34.

eine Distanz von ca. 2,5 km (oder mehr) noch eine „unmittelbare räumlicher Nähe“ i.S.v. § 21b Abs. 4 Nr. 2 a) EEG darstellt.

aa. Wortlaut von § 21b Abs. 4 EEG

- 75 Dieser Befund ergibt sich bereits aus dem Wortlaut der Norm. § 21b EEG ist durch das sog. Solarpaket I⁸³ angepasst worden; die hier relevanten § 21b Abs. 1 Satz 1 und Satz 2 sowie § 21b Abs. 4 EEG wurden dabei nicht geändert. Der Wortlaut des § 21b Abs. 4 EEG stellt an eine Selbstbelieferung / Eigenversorgung nicht die Anforderung der „*unmittelbaren räumlichen Nähe*“ i.S.v. § 21 Abs. 4 Nr. 2 a) EEG. Nach dem Wortlaut gilt die Anforderung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ nur, wenn der Anlagenbetreiber den Strom „*vollständig oder anteilig an Dritte*“ weitergibt. Eine Übertragung dieser Anforderungen auf eine Selbstbelieferung / Eigenversorgung findet sich weder in § 21b Abs. 4 EEG noch an einer anderen Stelle des EEG.
- 76 Es findet sich im EEG auch keine Regelung, dass bei einer Selbstbelieferung / Eigenversorgung, die nicht der Anforderung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ i.S.v. § 21 Abs. 4 Nr. 2 a) EEG entspricht, der Anspruch auf den Erhalt der Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG i.V.m. § 20 EEG entfallen könnte. Die Konsequenzen für Verstöße gegen den § 21b Abs. 1 EEG und § 21c EEG sind abschließend in § 52 EEG geregelt. Nach § 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG müssen Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, eine Zahlung (Strafzahlung) leisten, wenn sie dem Netzbetreiber die Zuordnung zu oder den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 1 nicht nach Maßgabe des § 21c EEG übermittelt haben. Die Pönalandrohung soll dafür sorgen, dass Wechselrisiken und die formellen Vorgaben für den Wechsel eingehalten werden.
- 77 **Fazit:** Nach dem Wortlaut ist im Falle einer Selbstbelieferung / Eigenversorgung keine „unmittelbare räumlicher Nähe“ i.S.v. § 21b Abs. 4 Nr. 2 a) EEG erforderlich. Wenn keine „unmittelbare räumlicher Nähe“ i.S.v. § 21b Abs. 4 Nr. 2 a) EEG im Falle einer Selbstbelieferung / Eigenversorgung vorliegt, hat dies nach dem Wortlaut keine Auswirkungen auf den Erhalt der Marktprämie für den am UW eingespeisten Strom.

bb. Sinn und Zweck (Funktion) der Ausnahmegvorschrift nach § 21b Abs. 4 EEG

- 78 Für diesen Befund spricht auch der Sinn und Zweck der Norm. § 21b Abs. 4 EEG ist eine Ausnahmegvorschrift zu § 21b Abs. 1 EEG. Es gilt daher zunächst, sich den Sinn und Zweck von § 21b Abs. 1 EEG zu vergegenwärtigen. § 21b Abs. 1 EEG führt die möglichen Vermarktungsformen des EEG auf und legt fest, dass jeweils nur zum ersten Kalendertag eines Monats zwischen diesen gewechselt werden kann. Ergänzende formelle Vorgaben an einen Wechsel zwischen den Veräußerungsformen enthält § 21c EEG. Gemeinsam schränken die beiden

⁸³ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (Solarpaket I) vom 08.05.2024, BGBl. 2024 I Nr. 151.

Regelungen die Möglichkeit der Anlagenbetreiber ein, je nach Marktsituation spontan die für sie wirtschaftlich günstigere Veräußerungsform zu wählen („Rosinenpicken“). In diesem Sinne stärken beide Regelungen die Kosteneffizienz der EEG-Förderung. Zugleich sollen die Vorgaben an den Wechsel zwischen den Veräußerungsformen den förderanspruchsverpflichteten Netzbetreibern zuverlässige Prognosen hinsichtlich der sie treffenden Abnahmepflichten ermöglichen. Die Wechselfristen sollen die Netzbetreiber in die Lage versetzen, schnell und präzise zu erkennen, welche Vermarktungswege von den Anlagenbetreibern gewählt werden.⁸⁴

In § 21b Abs. 4 EEG werden zur Klarstellung zwei Fälle benannt, für die die Vorgaben für den Zeitpunkt und den Wechsel zwischen den Veräußerungsformen nach § 21b Abs. 1 EEG nicht gelten („Unbeschadet von Absatz 1 können ...“). Dabei handelt es sich zum einen um den jederzeitigen Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers (Fall 1) und die zulässige Weitergabe des Stroms an Dritte, wenn der Strom durch diesen Dritten in unmittelbar räumlicher Nähe zur Anlage und ohne Durchleitung des Stroms durch das Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht wird (Fall 2).

- Fall 1, also der Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers führt zu keinerlei Optimierung der EEG-Förderung für den Anlagenbetreiber. Der förderanspruchsverpflichtete Netzbetreiber weiß zudem jederzeit, welchen Vermarktungsweg der Anlagenbetreiber gewählt hat bzw. er erhält Kenntnis von einem Wechsel innerhalb der Monatsfrist nach § 21b Abs. 1 EEG i.V.m. § 21c Abs. 1 EEG.
- Das gleiche gilt für Fall 2: Die Weitergabe des Stroms an Dritte erfolgt ohne Förderung, es geht also nicht um eine Optimierung der EEG-Förderung für den Anlagenbetreiber. Es handelt sich bei der Weitergabe des Stroms an Dritte vor dem Netzverknüpfungspunkt um keinen EEG-relevanten Vermarktungsweg; denn diese Vermarktung ist nicht in § 21b Abs. 1 EEG aufgeführt und daher auch nicht dem EEG förderfähig. Die Abnahmepflicht des Netzbetreibers bzgl. des am Netzverknüpfungspunkt eingespeisten Stroms wird durch Weitergabe des Stroms an Dritte vor dem Netzverknüpfungspunkt ebenfalls nicht berührt. Der gewählte und abgestimmte Vermarktungsweg wird nicht geändert.

Fazit: Die beabsichtigte Selbstbelieferung / Eigenversorgung vor dem Netzverknüpfungspunkt ist vom Anwendungsbereich des § 21b Abs. 4 EEG nicht erfasst. Nach Sinn und Zweck der Vorschrift soll und muss dieser Fall auch nicht geregelt werden. Die beabsichtigte Selbstbelieferung / Eigenversorgung von Verbrauchseinrichtungen des Anlagenbetreibers führt zu keiner Änderung des gewählten Vermarktungswegs der geförderten Direktvermarktung in Form der Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG i.V.m. § 20 EEG.

⁸⁴ vgl. dazu etwa Schlacke/Krüger, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 124. EL Januar 2024 § 21b EEG, Rn. 1 ff.; Sösemann, in: BeckOK EEG Greb/Boewe/Sieberg, 5. Edition, Stand: 01.05.2024, Rn. 7 ff.

cc. Systematische Auslegung: Abgrenzung zur Andienungspflicht nach § 21 Abs. 2 EEG

- 81 Für den Fall der Vermarktung des Stroms im Wege der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG i.V.m. § 20 EEG besteht auch keine generelle Andienungspflicht. Eine solche Andienungspflicht kennt das EEG nur für den Fall der für Kleinanlagen (bis 100 kWp) vorgesehenen Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG i.V.m. § 21 Abs. 1 EEG. Nach § 21 Abs. 2 EEG müssen Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen und dürfen mit dieser Anlage nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Eine Ausnahme von dieser Andienungspflicht für EEG-vergütungsfähige Kleinanlagen nach § 21 Abs. 2 EEG besteht wiederum, wenn der in der Anlage erzeugte Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und durch ein Netz durchgeleitet wird. D.h. die Einschränkung des Verbrauchs in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ gilt hier auch im Falle der Selbstbelieferung / Eigenversorgung. Demgegenüber fordert § 21b Abs. 4 EEG den Verbrauch des Stroms in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage und die fehlende Durchleitung durch ein Netz nur bei einer Lieferung „an Dritte“, nicht hingegen bei einer Selbstbelieferung / Eigenversorgung des Anlagenbetreibers. Das ursprünglich in § 27a EEG geregelte Eigenverwendungsverbot ist im Übrigen im EEG aufgehoben worden.⁸⁵
- 82 **Fazit:** Auch die systematische Auslegung und die Abgrenzung zwischen den Anforderungen an die Einspeisevergütung (für Kleinanlagen) und die Marktprämie zeigt, dass eine Selbstbelieferung / Eigenversorgung der von einem WEA-Betreiber selbst betriebenen Verbrauchseinrichtung zu keinem Entfall der geförderten Direktvermarktung in Form der Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG i.V.m. § 20 EEG führt. Die Distanz zwischen der EE-Anlage (WEA) und den Verbrauchseinrichtungen spielt in diesem Fall für den Anspruch auf den Erhalt der Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG i.V.m. § 20 EEG keine Rolle.

b. Praktische Schlussfolgerungen

- 83 Die EEG-Förderfähigkeit (Marktprämie) des ins Netz eingespeisten EE-Stroms bleibt erhalten, wenn der in den WEA erzeugte Strom zum Teil vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht wird. Insoweit könnte z.B. eine Windparkgesellschaft auch selbst eine Wärmepumpe betreiben und die erzeugte Wärme an Endabnehmer vermarkten. Die in § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG geregelte Einschränkung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ zwischen WEA und Verbrauchseinrichtung (z.B. Wärmepumpe), die im Fall einer Weitergabe an Dritte gilt, findet in diesem Fall des Eigenverbrauchs/Eigenversorgung keine Anwendung. Die Distanz zwischen der EE-Anlage (WEA) und den Verbrauchseinrichtungen ist in dieser Konstellation irrelevant; die vom WEA-

⁸⁵ Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, welches insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 20.07.2022, BGBl. I 2022, Nr. 28.

Betreiber selbst betriebenen Verbrauchseinrichtungen können insofern auch mehr als 2,5 km entfernt liegen.

Insofern ist es z.B. denkbar, von den WEA ausgehende längere Direktleitungen zu den Siedlungen auf Fehmarn zu verlegen und dort eigene (Groß-)Wärmepumpen zu betreiben, mit denen Verbraucher über ein aufzubauendes Wärmenetz versorgt werden; wobei das Wärmenetz nicht von der betreffenden WEA-Betreibergesellschaft selbst errichtet und betrieben werden müsste – entscheidend ist in dieser Konstellation nur, dass die Wärmepumpe (Verbrauchseinrichtung) von der betreffenden WEA-Betreibergesellschaft selbst betrieben wird; was unter bestimmten (strengen) Voraussetzungen auch im Wege einer Anlagenpacht denkbar wäre.

84

Die vorstehenden Erwägungen lassen sich auch auf anderen Verbrauchseinrichtungen, z.B. auf den Betrieb von Ladestationen für E-Mobile oder Elektrolyseure übertragen.

85

Die technische Anbindung der von einer WEA-Betreibergesellschaft betriebenen Verbrauchseinrichtungen an die ebenfalls von der betreffenden WEA-Betreibergesellschaft betriebenen Infrastruktur (z.B. an die Anschlussleitungen zu den jeweiligen UW) würde im Grundsatz auch nicht dazu führen, dass diese (selbstbetriebenen) Infrastrukturen fortan als regulierungsunterworfenen „Netze“ zu behandeln wären. Eine abschließende Beurteilung muss allerdings einer Prüfung des Einzelfalles vorbehalten bleiben; bei der zu analysieren wäre, wer die Infrastruktur betreibt und welche Anlagen noch daran angeschlossen sind/werden.

86

III. Rechtlicher Rahmen für Strom(direkt)lieferungen

Soweit der in den WEA erzeugte Strom an dritte Letztverbraucher (Betreiber von Verbrauchseinrichtungen) weitergegeben wird, macht es im Hinblick auf die Anforderungen, die das Energiewirtschaftsrecht an Stromlieferungen, insbesondere an die Gestaltung von Stromlieferverträgen, das Angebot von Tarifen, die Verbrauchserfassung, Abrechnung und Stromkennzeichnung stellt, grundsätzlich keinen Unterschied, ob die Verbrauchseinrichtungen über das öffentliche Netz oder in unmittelbarer räumlicher Nähe außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsnetzes beliefert werden. Unterschiede ergeben sich lediglich bei der Erhebung von Netzentgelten, netzbezogenen (staatlichen auferlegten) Abgaben und Umlagen sowie bei der Stromsteuererhebung. Diesbezüglich kommt es darauf an, ob der Strom aus dem öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetz entnommen wird.

87

1. Anforderungen und Pflichten als Stromlieferant

Sobald Energie an einen (personenverschiedenen – dritten) Letztverbraucher verkauft bzw. zur Verfügung gestellt wird, wird der Verkäufer zum sog. Lieferanten (vgl. § 3 Nr. 31c EnWG). Mit dem Status „Lieferant“ sind einige Pflichten verbunden (v.a. Transparenzpflichten und Verbraucherrechte nach dem EnWG, Meldepflichten, Steuerpflichten und -anmeldung nach dem

88

StromStG, etc.). Soll ein Haushaltskunde beliefert werden, erhöht sich der Kreis der gesetzlichen Pflichten und Anforderungen zum Teil erheblich. Zu nennen sind insbesondere folgende Pflichten:

a. Allgemeine Pflichten bei der Belieferung von Letztverbrauchern

- 89 Für die Energiebelieferung an Letztverbraucher gelten zunächst allgemeine Vorschriften, die alle Lieferanten unabhängig von der Person ihres Kunden einzuhalten haben.

aa. Stromsteuerrechtliche Lieferantenpflichten

- 90 Soweit ein Unternehmen als Versorger/Stromlieferant (s.o.) Strom leisten will, bedarf er einer stromsteuerrechtlichen Erlaubnis des zuständigen Hauptzollamtes (§ 4 StromStG). Die **Erlaubnis**, die auch im Falle der Geltendmachung einer Stromsteuerbefreiung (z.B. nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 b StromStG⁸⁶) erforderlich ist (vgl. auch § 9 Abs. 4 Nr. 4 StromStG), wird auf Antrag unter Widerrufsvorbehalt nur Personen erteilt, gegen deren **steuerliche Zuverlässigkeit** keine Bedenken bestehen (§§ 8 ff. StromStV). Soweit der Versorger die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt und eine solche Erlaubnis erteilt bekommt, hat er im Falle der Letztverbraucherbelieferung als Steuerschuldner nach § 8 StromStG eine Steueranmeldung vorzunehmen, Aufzeichnungspflichten (§§ 4 ff. StromStV) bzw. ggf. spezielle Pflichten mit Blick auf steuerbefreite Stromentnahme zu erfüllen (§ 11 StromStV).

bb. Allgemeine Lieferantenpflichten nach dem EnWG

Für die Strombelieferung an dritte (mit dem Lieferanten/Erzeuger personenverschiedene) Letztverbraucher sieht das EnWG zunächst allgemeine Vorschriften vor, an die sich alle Lieferanten zu halten haben, insbesondere:

- Transparenz der Stromrechnungen;
- Ermöglichung verschiedener Abrechnungszeiträume;
- Verbrauchsinformationen;
- Tarifliche Anreize zur Energieeinsparung (vgl. §§ 40 bis 40c EnWG), u.a. die Pflicht zum Angebot von lastvariablen, tageszeitabhängigen oder dynamischen Stromtarifen.
 - Nach § 41a EnWG haben Stromlieferanten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubie-

⁸⁶ Belieferung eines Letztverbrauchers aus einer Anlage mit einer Nennleistung bis max. 2 MW in räumlichem Zusammenhang mit der Anlage (4,5 km).

ten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Solche Tarife sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.

- Seit dem 1.1.2025 haben Stromlieferanten außerdem Letztverbrauchern, (sofern) die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verfügen, den Abschluss eines Stromlieferungsvertrages mit dynamischen i.S.d. § 3 Nr. 31d EnWG anzubieten.
 - Ein **Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen** ist ein Stromliefervertrag, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen widerspiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen.⁸⁷
 - Nach unserer Einschätzung ist die Regelung des § 41a Abs. 2 EnWG auf Versorgungskonstellation außerhalb des öffentlichen Netzes nicht anwendbar; zumal für den Einbau intelligenter Messsysteme, welche eine Grundbedingung für die Anwendbarkeit der Norm des § 41a Abs. 2 EnWG darstellt, bei nicht (un)mittelbar an das öffentliche Netz angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen keine rechtliche Handhabe besteht. Ob und inwieweit die Verpflichtung des § 41a Abs. 2 EnWG zum Angebot dynamischer Stromtarife auch gilt, wenn der Letztverbraucher außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes direkt aus einer EE-Anlage versorgt wird, ist aber noch nicht gerichtlich entschieden worden.
- Transparenz der Stromlieferverträge (vgl. § 41 EnWG),
- Stromkennzeichnung: Angabe des Stromträgermix des Lieferanten, Informationen über Umweltauswirkungen - CO₂-Emissionen (§ 42 EnWG)
- Information der Endkunden über Wirksamkeit von Energieeffizienzmaßnahmen sowie über verfügbare entsprechende Angebote (§ 4 EDL-G).

⁸⁷ Gefordert ist somit ein Tarif, der Preisschwankungen entsprechend der Kurzfristmärkte (bis zu 48 Stunden vor Lieferung) in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen. So BeckOK EnWG/Schnurre, 14. Ed. 1.3.2025, EnWG § 41a Rn. 12.

cc. Mitteilungs- und Speicherpflichten

- 91 Es besteht desweiteren eine Meldepflicht gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA unter Angabe der gegenüber den Letztverbrauchern anzugebenden Daten (s.o.) sowie die der Stromkennzeichnung zugrunde liegenden Strommengen. Überdies treffen den Stromlieferanten Speicherungs- und Übermittlungspflichten in Bezug auf Daten über sämtliche mit Großhandelskunden im Rahmen von Energieversorgungsverträgen getätigten Transaktionen für die Dauer von 5 Jahren (§ 5a Abs. 1 Satz 1 EnWG). Die Daten müssen gespeichert und auf Verlangen verschiedenen Behörden (Regulierungsbehörde, Bundeskartellamt, Landeskartellamt, Europäische Kommission) übermittelt werden. Aus dem Energiefinanzierungsgesetz können sich ebenfalls Mitteilungspflichten ergeben (§§ 49, 52 EnFG).

dd. Großhandelsvorgaben (REMIT)

- 92 Nach Art. 3 Abs. 1 Buchst. a) REMIT-DVO i.V.m. Art. 8, 9 REMIT-VO ergeben sich für Lieferanten, die Großhandelsgeschäfte vornehmen, bestimmte Meldepflichten. Bei einer geringfügigen Endkundenbelieferung ist dies jedoch grundsätzlich nicht der Fall.⁸⁸

b. Besondere Pflichten und Anforderungen bei der Belieferung von Haushaltskunden

- 93 Haushaltskunden sind nach § 3 Nr. 22 EnWG besondere Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 kWh nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen. Soweit ein Lieferant Haushaltskunden beliefert, gelten über die o.g. allgemeinen Vorschriften für die Letztverbraucherbelieferung hinaus noch weitere Anforderungen und Pflichten.

aa. Anzeige- und Nachweispflicht nach § 5 EnWG

- 94 Damit ein Lieferant mit seinem Strom Haushaltskunden⁸⁹ beliefern darf, muss er die gesetzlichen Anforderungen des § 5 EnWG erfüllen. Nach § 5 EnWG hat ein Lieferant vor Aufnahme der Strombelieferung von Haushaltskunden über das öffentliche Netz gegenüber der Bundesnetzagentur eine entsprechende Anzeige vornehmen.⁹⁰ Dabei hat er seine personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit sowie die Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung zur Haushaltskundenbelieferung nachzuweisen. Die Bundesnetzagentur kann die Ausübung der

⁸⁸ Soweit allerdings der Lieferant eine „Vollversorgung“ des Letztverbrauchers zusichert und hierfür zusätzliche Strommengen im Großhandel zukaft, können sich u.U. entsprechende Meldepflichten ergeben.

⁸⁹ Für die Energiebelieferung außerhalb der Haushaltskundenbelieferung (z.B. größere Gewerbetreibende oder Industriekunden) besteht hingegen keine solche Anzeigepflicht.

⁹⁰ Das entsprechende Formular ist abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/LieferantenAnzeige/bearbFormularPar5Anzeige.pdf, zuletzt abgerufen am 1.7.2021.

Haushaltskundenbelieferung untersagen, wenn diese Voraussetzungen in der Person des Lieferanten nicht oder nicht mehr erfüllt sind.⁹¹ Ein Verstoß gegen § 5 EnWG, das heißt die fehlende Lieferantenanzeige kann mit einem Bußgeld bis zu 100.000 Euro geahndet werden (§ 95 Abs. 1 Nr. 2 EnWG).

Von § 5 EnWG ausgenommen, ist nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Hs. 2 EnWG nur die Belieferung von Haushaltskunden ausschließlich innerhalb einer Kundenanlage (§ 3 Nr. 24a/b EnWG) oder eines geschlossenen Verteilernetzes sowie über nicht auf Dauer angelegte Leitungen⁹². Von der Anzeigepflicht nicht ausdrücklich ausgenommen sind indes Energielieferungen über Direktleitungen i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG.⁹³ Zwar wird hier ebenfalls nur eine geringe Anzahl an Letztverbrauchern bestehen, jedoch hat der Gesetzgeber keine Ausnahme vorgesehen.

95

Soweit aus den WEA auf Fehmarn (von den WEA-Betreiberesellschaften) Haushaltskunden beliefert werden sollte, dürfte in der Regel keine Ausnahme von der Anzeigepflicht des § 5 EnWG und von den dort geregelten Anforderungen bestehen. Dies deshalb, weil etwaige Leitungsverbindungen zwischen diesen Haushaltskunden und den WEA regelmäßig

96

- Nicht die Merkmale einer Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a EnWG erfüllen:
 - Denn die Anlagen würden sich nicht – wie von § 3 Nr. 24a Buchst. a) EnWG gefordert – nur auf ein räumlich zusammengehörendes Gebiet erstrecken.
- Nicht die Merkmale eines geschlossenen Verteilernetzes i.S.d. § 110 EnWG erfüllen:
 - Denn die Einstufung als geschlossenes Verteilernetz ist ausgeschlossen, wenn damit Haushaltskunden versorgt werden würden (§ 110 Abs. 2 Satz 2 EnWG); lediglich eine geringe Zahl von versorgten Haushaltskunden wäre zulässig, wenn diese ein Beschäftigungsverhältnis oder eine vergleichbare Beziehung zum Eigentümer oder Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes unterhalten.
 - Überdies würde die Einstufung als geschlossenes Verteilernetz voraussetzen, dass sich die betreffende Infrastruktur (Netz) nach § 110 Abs. 2 Satz 1 EnWG nur auf ein geografisch begrenztes Industrie- oder Gewerbegebiet oder ein Gebiet erstrecken darf, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden. Die Einstufung einer großflächigen Infrastruktur als geschlossenes Verteilernetz ist somit kaum möglich; jedenfalls außerordentlich fraglich.

⁹¹ Im Allgemeinen Verwaltungsrecht spricht man in diesem Zusammenhang von einer erlaubten Tätigkeit mit Verbotsvorbehalt.

⁹² Z.B. bei der Versorgung von Baustellen oder von Fahrgeschäften und Verkaufsständen auf Jahrmärkten, Weihnachtsmärkten oder ähnlichem gegeben. Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 53.

⁹³ BeckOK EnWG/Assmann, 14. Ed. 1.3.2025, EnWG § 5 Rn. 17; BerlKommEnergieR/Säcker, 4. Aufl. 2019, EnWG § 5 Rn. 25.

bb. Spezielle Lieferantspflichten aus dem EnWG

Für die Strombelieferung an Haushaltskunden sieht das EnWG spezielle Lieferantspflichten vor, insbesondere:

- Pflicht der Lieferanten zur transparenten und verständlichen Gestaltung von Lieferverträgen außerhalb der Grundversorgung (§ 41 EnWG) - Bei Haushaltskundenverträgen: Vorgaben an den Vertragsinhalt (§ 41b EnWG)
- Pflicht zum Angebot verschiedener Zahlungsmöglichkeiten (§ 41 Abs. 2 EnWG)
- Vorgaben zur Rechnungslegung - Informationen über Verbraucherrechte (§ 41 EnWG)

2. Praktische Abwicklung (Vertragsgestaltung)

97 Wie bei jeder Strombelieferung stellt sich die Frage, ob der seitens des Stromlieferanten (aus den WEA) zur Verfügung gestellte Strom den gesamten Bedarf der Verbrauchseinrichtung (des Letztverbrauchers) abdecken soll bzw. abdecken kann. In vertraglicher Hinsicht können verschiedene Verträge abgeschlossen werden:

- **Vollversorgungsvertrag**
 - Lieferant schuldet die Vollversorgung des Kunden; etwaig benötigte Strommengen (Residualmengen), die nicht auf der Erzeugungsanlage (z.B. WEA) gedeckt werden können, muss der Lieferant selbst beschaffen (typischerweise von anderen Lieferanten übers öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz).
 - Bei der Haushaltskundenbelieferung müsste allerdings die WEA-Betreibergesellschaft (=Stromlieferant) oder ein von ihr beauftragter Dienstleister im Hinblick auf die Beschaffung der Residualmengen auch die Abwicklung der Netznutzung einschließlich des Bilanzkreismanagements übernehmen, da Haushaltskunden hierzu praktisch nicht in der Lage sind.
- **Stromdirektlieferungsvertrag („as produced“)**
 - Lieferant schuldet keine bestimmte Strommenge, sondern nur das, was in seiner Erzeugungsanlage erzeugt und zur zeitgleichen Bedarfsdeckung des Kunden verbraucht wird⁹⁴; etwaig benötigte Strommengen (Residualmengen), die nicht auf der Erzeugungsanlage (z.B. WEA) gedeckt werden können, beschafft sich der Kunde selbst (typischerweise von anderen Lieferanten übers öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz).

⁹⁴ Es muss nicht der gesamte in einer WEA erzeugte Strom geliefert werden. Anderweitige Verteilung ist möglich, so kann ein Teil des erzeugten Stroms an das abnehmende Unternehmen gehen und ein weiterer Teil ins öffentliche Netz eingespeist oder an weitere Drittabnehmende vor Ort geliefert werden.

- Typische Vertragsform „On-Site-PPA“
 - Ein On-Site PPA⁹⁵ ist ein langfristiger Vertrag zwischen einem Energieerzeuger und einem Verbraucher, bei dem die Erzeugungsanlage direkt auf dem Gelände oder in der Nähe des Verbrauchers errichtet wird. Der produzierte Strom wird „vor Ort“ (in der Nähe) genutzt. Bei einem „On-Site-PPA“ (Stromdirektliefervertrag) findet eine direkte physische (und nicht nur eine bilanzielle) Stromlieferung statt.
 - Rechtlich ist ein On-Site-PPA als Kaufvertrag im Sinne der §§ 433 ff. BGB einzuordnen und stellt ein Dauerschuldverhältnis dar. Kernbestandteile eines solchen Vertrages sind die Laufzeit und Kündigungsrechte, Preisregelung, Regelung zu Schadensersatz, Abrechnung und Sicherheiten. Zusätzlich werden in der Regel Mengenverpflichtungen, der Lieferbeginn, ob Vollversorgung oder (nur) Direktlieferung sowie Vereinbarungen zur Stromqualität aufgenommen.
 - Vorteile: Minimierung bzw. Vermeidung von Transport- und Netzkosten sowie netzbezogenen Abgaben und Umlagen (dazu Rn. 99)
 - Nachteile: Kunden fragen oft Vollversorgung nach. Um dies abzudecken, müsste Lieferant etwaige Residualmengen zukaufen; wobei dies aber voraussetzt, dass der Kunde überhaupt unmittelbar oder mittelbar an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen ist (s.u.).

Praktische Einschränkungen bei der Wahl zwischen beiden Modellen ergeben sich lediglich im Hinblick auf die Anschlusssituation des Letztverbrauchers (Verbrauchseinrichtung):

98

- Soweit die Verbrauchseinrichtung über keinen unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz verfügt, sondern lediglich über eine Direktleitung mit der Erzeugungsanlage verbunden ist, kann von vornherein nur ein Stromdirektlieferungsvertrag (On-Site-PPA) „as produced“ geschlossen werden; das heißt eine Vollversorgung der Verbrauchseinrichtung wäre nicht ohne weiteres gewährleistet und könnte nicht vereinbart werden, falls nicht sichergestellt wird, dass der in den WEA erzeugte Strom den gesamten Bedarf des Kunden (zu jeder Zeit) abdeckt. Insofern müsste von Flexibilitätsoptionen (z.B. mittels Stromspeicher) Gebrauch gemacht werden oder der Verbrauch (z.B. der Wärmepumpe) flexibilisiert/verschoben werden können, um Erzeugung und Verbrauch sicher und effizient zu synchronisieren.

⁹⁵ Vor-Ort (On-site) Power-Purchase-Agreement (PPA).

- Ist die Verbrauchseinrichtung über eine Direktleitung mit einer Erzeugungsanlage (WEA) verbunden und unterhält davon getrennt noch einen (mittelbaren oder unmittelbaren) Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz sind beide Modelle (Vertragstypen) umsetzbar.

3. Stromnebenkosten (Belastungen des Verbrauchs)

- ⁹⁹ Sollten die Verbrauchseinrichtungen über eine unregulierte Infrastruktur (z.B. eine Direktleitung i.S.d. § 3 Nr. 12 EnWG) mit den WEA verbunden werden, wäre der Stromverbrauch nicht mit Netzentgelten sowie den für die Stromentnahme aus einem öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetz verbundenen netzbezogenen Abgaben und Umlagen (KWK- und Offshorenetzumlage, Aufschlag für besondere Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV) belastet; was natürlich diese Versorgung wirtschaftlich lukrativer macht.
- ¹⁰⁰ Außerdem ergäben sich für die betreffenden WEA-Betreibergesellschaften⁹⁶ erheblich größere Freiheitsgrade bei der Berechnung und Erhebung von anteiligen Kostenbeiträgen für die Infrastrukturbereitstellung und -betrieb gegenüber den angeschlossenen Letztverbrauchern, als im Fall des Anschlusses der Letztverbraucher über eine Infrastruktur, die als regulierungsunterworfenen Elektrizitätsversorgungsnetz einzustufen wäre. Die netzregulatorischen Vorgaben für die Erhebung und Berechnung von Netzanschlusskosten und Netzentgelten würden dann nicht gelten. Die WEA-Betreibergesellschaft könnten folglich insbesondere, für die Gewährung von Entnahmekapazitäten (Anschlusskapazitäten) einen festen Geldbetrag EUR/MWh fordern und somit die Kapitalkosten für die Errichtung der Infrastruktur (Direktleitung) umlegen. Überdies könnten die laufenden Betriebs- und Unterhaltskosten auf die Anschlussnehmer umgelegt werden, beispielsweise nach dem Verhältnis der jeweils vereinbarten Anschlusskapazität des jeweiligen Anschlussnehmers zur Gesamtkapazität der Infrastruktur und/oder im Verhältnis der von den angeschlossenen Anlagenbetreibern erzielten Erträge. Es könnten auch einzelne Betriebskostenpositionen unterschiedlichen Aufteilungsschlüsseln zugeordnet werden. Netzregulatorische Einschränkungen gelten hier nicht.
- ¹⁰¹ Auf den Stromverbrauch – auch im Fall der Entnahme aus einer Direktleitung zu einer WEA – würde allerdings die Stromsteuer (allgemeiner Steuersatz: 20,50 EUR/MWh; Steuersatz für landseitigen Stromversorgung von Wasserfahrzeugen: 0,5 EUR/MWh⁹⁷) anfallen, wenn nicht gesetzlichen vorgesehene Befreiungs- bzw. Entlastungstatbestände des StromStG geltend gemacht werden können. Nach § 5 Abs. 2 StromStG entsteht die Stromsteuer dann nicht, wenn Strom nach dem StromStG von der Steuer befreit ist. Vorliegend kommen insbesondere die folgenden Befreiungs- bzw. Entlastungstatbestände in Betracht:

⁹⁶ Freilich soweit die Direktleitung überhaupt von einer WEA-Betreibergesellschaft und nicht durch den Letztverbraucher selbst errichtet werden würde.

⁹⁷ § 9 Abs. 7 StromStG.

- Eigenerzeugung aus EE-Anlagen über 2 MWp und Selbstverbrauch vor Ort (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG, soweit der Strom von den WEA-Betreibergesellschaften (zugleich Betreiber der Verbrauchseinrichtungen) selbst verbraucht und nicht durch ein Elektrizitätsversorgungsnetz durchgeleitet wird),
- Eigenerzeugung aus Kleinanlagen bis 2 MWp und Selbstverbrauch der WEA-Betreibergesellschaft im räumlichen Zusammenhang (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a) StromStG),
- Drittbelieferung aus Anlagen bis 2 MWp und Entnahme/Verbrauch im räumlichen Zusammenhang (§ Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a StromStG),
- Steuerentlastung für Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG).

IV. Exkurs: Anforderungen der kommunalen Wärmeplanung

Nach § 30 WPG⁹⁸ soll jedes „neue“ Wärmenetz ab dem 1. März 2025 zu einem Anteil von mindestens 65 Prozent der jährlichen Nettowärmeerzeugung mit Wärme aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gespeist werden. Soweit ein Wärmenetz diese Anforderungen erfüllt, besteht für Gebäudeeigentümer die Möglichkeit ihrerseits ihre Pflichten aus dem Gebäudeenergiegesetz (GEG – ugs. Heizungsgesetz) zu erfüllen, indem sie sich an diese Wärmenetz anschließen und darüber mit Wärme versorgen lassen (vgl. § 71 i.V.m. § 71b GEG).

102

Im Kontext der vorliegenden Untersuchung von Möglichkeiten, den auf Fehmarn erzeugten Strom auch auf der Insel zu nutzen, kann aber festgehalten werden, dass die in Wärmepumpen erzeugte Wärme als „Wärme aus erneuerbaren Energien“ (i.S.d. § 3 Nr. 15 WPG) und damit in jedem Fall als für die Anforderungen des Wärmeplanungsgesetz und des Gebäudeenergiegesetz erfüllungstauglich zu behandeln ist, wenn

103

- der eingesetzte Strom, aus einer EE-Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG stammt, die über eine Direktleitung mit der Wärmepumpe verbunden ist oder der Strom ausschließlich innerhalb einer Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24a oder Nr. 24b EnWG erzeugt und verbraucht wurde (vgl. § 3 Nr. 15 WPG).

Aus dieser Option zur Erfüllung der Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes und des Gebäudeenergiegesetzes ergibt sich zugleich ein Geschäftsmodell für die direkte Stromweitergabe/-vermarktung des in den WEA erzeugten EE-Stroms auf Fehmarn.

V. Redispatch

104

⁹⁸ Wärmeplanungsgesetz vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394).

Im Hinblick auf die Frage der Möglichkeiten zur Verhinderung oder Einschränkung von WEA-Abregelungen im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen ist zwischen den Fallkonstellationen der Stromdirektlieferung/-weitergabe an Dritte einerseits und der Stromeigenversorgung der WEA-Betreibergesellschaften andererseits zu unterscheiden.

1. Redispatch bei Stromdirektlieferungen außerhalb des öffentlichen Netzes

- 105 Nach derzeitiger Rechtslage ist auf der Grundlage der gesetzlichen Regelungen des §§ 13, 13a EnWG sowie der maßgeblichen Festlegungen der Bundesnetzagentur nicht explizit und insoweit nicht rechtsverbindlich vorgesehen, dass Anlagenbetreiber eine etwaige Heranziehung zum Redispatch verhindern könnten oder nur nachrangig zum Redispatch herangezogen werden dürften, soweit diese Anlagen den erzeugten Strom zum Teil (z.B. während der den Redispatch auslösenden Engpasssituation im Netz) für eine **Stromdirektlieferung an Dritte** außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes nutzen/weitergeben würden.
- 106 Adressaten der maßgeblichen gesetzlichen Regelungen der §§ 13, 13a EnWG sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung von mindestens 100 kW. Auf die Netzeinspeisung kommt es dabei nicht an. Folglich werden von §§ 13, 13a EnWG z.B. auch Anlagen erfasst, die nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz, sondern lediglich in eine Kundenanlage i.S.d. § 3 Nr. 24a/24b EnWG einspeisen. Physikalisch ist deren Wirkleistungsreduzierung gleich wirksam für die Engpassentlastung. Dies hat auch der Gesetzgeber im Rahmen der Gesetzesbegründung klargestellt:

*„Die Regelung stellt zugleich klar, dass die Wirkleistungserzeugung grundsätzlich vollständig geregelt werden kann, **auch wenn sie ganz oder teilweise nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz, sondern beispielsweise in eine Kundenanlage eingespeist wird.** Physikalisch ist diese Wirkleistungsreduzierung gleich wirksam für die Engpassentlastung. Die dadurch mögliche optimale Nutzung vorhandener Potentiale zur Beseitigung von Netzengpässen trägt zu einer Reduzierung des Redispatchvolumens insgesamt und der Redispatchkosten bei. Denn ohne die Nutzung dieser Potentiale müssten diese durch andere, typischerweise weniger wirksame und ineffizientere Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ergriffen werden. Soweit die Maßnahme einen zusätzlichen Strombezug aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz verursacht, wird dieser nach § 13a Absatz 1a und 2 EnWG bilanziell und finanziell ausgeglichen.“⁹⁹*

*„Die Änderungen in § 13 Absatz 2 stellen ebenso wie in Absatz 1 klar, dass die Wirkleistungserzeugung grundsätzlich vollständig geregelt werden kann, **auch wenn sie ganz oder teilweise nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz, sondern beispielsweise in eine Kundenanlage eingespeist wird.** § 13 Absatz*

⁹⁹ BT-Drs. 19/7375, S. 52.

2 fungiert – wie bisher – als Auffangoption, wenn die Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 nicht ausreichen. Allerdings verbleibt durch die Änderungen in § 13a Absatz 1 für Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 ein kleinerer Anwendungsbereich, da sich die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezug durch die meisten Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie nach § 13 Absatz 1 i. V. m. § 13a richtet, unabhängig davon, ob es sich um geplante oder kurzfristige Maßnahmen handelt. § 13 Absatz 2 betrifft daher in erster Linie kleine Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie sowie Verbrauchsanlagen.“¹⁰⁰

Auch die BNetzA gibt ausdrücklich vor, dass Anlagen zur Eigenversorgung, welche nicht in das öffentliche Netz einspeisen, sondern allein der Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage dienen, gleichwohl in den Anwendungsbereich der Festlegung zur „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“ (BK6-20-061) fallen. Allein für Notstromaggregate wird davon eine Ausnahme gemacht. Die Bundesnetzagentur führt hierzu aus:

107

„Anlagen, die ausschließlich für die Absicherung der Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung genutzt werden (Notstromaggregate), müssen lediglich Stammdaten übermitteln. Denn sie kommen in der Regel für Redispatch-Maßnahmen nicht in Frage. Notstromaggregate sind Erzeugungsanlagen oder Stromspeicher, die ausschließlich dazu genutzt werden, die Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung zu sichern. Wird die Anlage dagegen auch für marktliche Zwecke genutzt (z. B. für die Erbringung von Regelleistung, als Absicherung gegen Preisspitzen oder zur Verringerung von Leistungsspitzen), handelt es sich nicht mehr um ein Notstromaggregat in diesem Sinne, so dass die Festlegung vollständig Anwendung findet.“¹⁰¹

Fazit: Die Stromweitergabe an Dritte außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes führt weder dazu, dass eine etwaige Heranziehung der WEA zum Redispatch verhindert werden würde, noch dazu, dass die betreffende WEA nur nachrangig zum Redispatch herangezogen werden dürfte.

108

Vom BWE (Bundesverband WindEnergie) ist im Positionspapier „Stromdirektbelieferung für Unternehmen“ (April 2024)¹⁰² bereits gefordert worden, dass Anlagen, die Strom vorrangig (mindestens 80 Prozent) zur Direktbelieferung von einzelnen, industriellen oder gewerblichen

¹⁰⁰ BT-Drs. 19/7375, S. 54.

¹⁰¹ BK6-20-061, S. 10.

¹⁰² Abrufbar: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20240417_BWE-Positionspapier_Industriedirektbelieferung.pdf.

Verbrauchern erzeugen, nur nachrangig zum Redispatch heranzuziehen und so Industriekunden und deren hohen Investitionen Rechnung zu tragen. Ob und inwieweit eine dahingehende Änderung der BNetzA-Festlegung (BK6-20-059) erfolgt, ist derzeit aber nicht bekannt.

2. Redispatch bei Eigenversorgung (Selbstversorgungsmengen)

109 EE-Anlagen hingegen, deren Strom selbstverbraucht und nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird, dürfen nach Art. 13 Abs. 6 Buchst. c) VO (EU) 2019/943¹⁰³ grundsätzlich nur nachrangig zu einem negativen Redispatch (Wirkleistungsreduktion) herangezogen werden; wenn es keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen gibt. Diese Einschränkung bedeutet aber weder, dass ein Zugriff auf diese Erzeugungsmengen generell ausgeschlossen ist, noch dass die betreffende Anlage von der Pflicht zur Datenmeldung auf Grundlage der vorbezeichneten BNetzA-Festlegung befreit wäre.

*„Weiterhin wurde der Begriff der Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom abweichend zur konsultierten Fassung der Anlage neu mit aufgenommen. Der Begriff dient dazu, den Netzbetreibern die Einhaltung der Vorgabe des Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO zu ermöglichen. Danach darf nicht in das Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, nicht Gegenstand von negativem Redispatch sein, es sei denn, es gäbe keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen. Diese Vorgabe macht es erforderlich, dass die Netzbetreiber die geplanten Selbstversorgungsmengen kennen, so dass entsprechende Datenmeldungen vorgesehen werden. **Zwar erlaubt § 13a Abs. 1 EnWG grundsätzlich auch den negativen Redispatch von Erzeugung, die nicht in ein Energieversorgungsnetz eingespeist wird.** Dies macht aber die Datenmeldung der geplanten Selbstversorgungsmengen nicht entbehrlich. Denn diese **Regelung ist dahingehend europarechtskonform auszulegen, dass von dieser Möglichkeit nur Gebrauch gemacht werden darf, soweit kein Fall des Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO vorliegt.** Um zu beurteilen, ob ein den Redispatch einschränkender Fall des Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO vorliegt, brauchen die Netzbetreiber die Kenntnis über die geplanten Selbstversorgungsmengen. Unter Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO fallen nur Strommengen, die aus erneuerbaren Energiequellen oder hocheffizienter KWK stammen. Nicht erfasst wird der sog. Kondensationsstrom. **Ferner ist Voraussetzung, dass die Elektrizität nicht in ein Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeist wird.** Zu den Verteilernetzen zählen auch geschlossene Verteilernetze gemäß § 110 EnWG, so dass die in diese Netze eingespeiste Mengen nicht unter Art. 13 Abs. 6 Bst. c BMVO fallen.*

¹⁰³ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Wird dagegen die Energie innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung verbraucht, liegt keine Netzeinspeisung vor.¹⁰⁴

Dass auf Eigenversorgungsanlagen (Null-Einspeise-Anlagen) innerhalb von Kundenanlagen im Rahmen des Redispatch zurückgegriffen werden kann, belegt auch die Festlegung zum der Bundesnetzagentur darauffolgenden finanziellen Ausgleich.

110

*„Diese Berechnungsmethode gilt auch, wenn nicht die Einspeisung, sondern die Entnahme von Energie betroffen ist, z. B. bei Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie oder bei Redispatch-Anweisungen gegenüber Eigenversorgungsanlagen. In diesem Fall sind für die Einspeisung negative Werte anzusetzen. Soweit in der Konsultation angemerkt wurde, dass Eigenversorgung nicht zum Gegenstand von negativem Redispatch gemacht werden sollte, ist diese Frage nicht Gegenstand der Festlegung. Die rechtlichen Voraussetzungen des negativen Redispatch von Eigenversorgung folgen vielmehr aus § 13a Abs. 1 EnWG und Art. 13 Abs. 6 lit. c der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.“*¹⁰⁵

Fazit: Erzeugungsanlagen über 100 kW-Nennleistung unterfallen dem Redispatch. Ob die Anlage ins öffentliche Netz einspeist oder der Strom außerhalb des Netzes (z.B. innerhalb einer Kundenanlage) selbst verbraucht wird, ist dafür zunächst irrelevant. Eine Selbstversorgungsanlage, die EE-Strom erzeugt, soll allerdings nur nachrangig zur Wirkleistungsreduktion herangezogen werden. Im Kontext der Frage nach Möglichkeiten zur physikalischen Nutzung des in den WEA erzeugten Stroms auf Fehmarn folgt daraus, dass in den Fällen, in denen die WEA-Betreibergesellschaften auch selbst Betreiber der außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpen oder Ladestationen für E-Mobile) sind, zwar eine Möglichkeit bestünde, Wirkleistungsreduktionen im Rahmen des Redispatch zu vermeiden; zumindest im Hinblick auf die zum Selbstverbrauch benötigten Strommengen. Ob eine solche Beschränkung auf Teilreduktionen der Wirkleistung der WEA überhaupt technisch umsetzbar ist, wäre allerdings mit dem zuständigen Netzbetreiber zu klären.

111

¹⁰⁴ BNetzA, Beschluss vom 23.03.2021, BK6-20-061, S. 13.

¹⁰⁵ BNetzA, Beschluss vom 06.11.2020, BK6-20-059, S. 28.