

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Handlungsoptionen zur Gestaltung des regulatorischen und energierechtlichen Rahmens im enera-Projekt

im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie geförderten SINTEG-Projekts enera
(Förderkennzeichen 03SIN307)

Abschlussbericht

Hartmut Weyer, Thore Iversen

Band 71



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 71

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:





Handlungsoptionen zur Gestaltung des regulatorischen und energierechtlichen Rahmens im enera-Projekt

Abschlussbericht

im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
geförderten SINTEG-Projekts enera
(Förderkennzeichen 03SIN307)



Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer
Dipl.-Jur. Thore Iversen

TU Clausthal
Institut für deutsches und internationales
Berg- und Energierecht
Arnold-Sommerfeld-Str. 6
38678 Clausthal-Zellerfeld
Telefon: 05323 27 3026
sekretariat@iber.tu-clausthal.de
Clausthal-Zellerfeld, Juli 2021



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Weitere Informationen zum Projekt enera enthält die enera-Abschlusspublikation, abrufbar unter <https://projekt-enera.de/enera-projektmagazin-projektcompendium/>

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2021

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2021

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-7486-9

eISBN 978-3-7369-6486-0



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	v
Abkürzungsverzeichnis	xii
Einleitung	1
Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement	3
A. Regionale Flexibilitätsmärkte für das Engpassmanagement	3
I. Instrumente des Engpassmanagements	3
II. Das Konzept regionaler Flexibilitätsmärkte.....	5
B. Rechtliche Grenzen für regionale Flexibilitätsmärkte	6
I. Bisherige allgemeine deutsche Rechtslage	6
1. Erzeugungsmanagement	6
2. Lastmanagement	7
II. Instrumente des Engpassmanagements nach SINTEG-V.....	8
1. Befreiung von der Pflicht zur Einrichtung einer gemeinsamen Internet- plattform, § 5 SINTEG-V	9
2. Anspruch auf Erstattung wirtschaftlicher Nachteile nach §§ 6 bis 12 SINTEG-V	9
a. Allgemeine Voraussetzungen	10
b. Netzentgelte von Letztverbrauchern	11
c. Netzentgelte und Umlagen von Stromspeichern und Stromwandlungs- anlagen	11
d. Einsatz zuschaltbarer Lasten statt Einspeisemanagement, § 9 SINTEG-V	11
3. Umsetzbarkeit eines Flexmarktes	12
a. Erzeugungsmanagement	12
b. Lastmanagement	13
III. Rechtliche Grenzen des Flexmarktes nach neuem Unionsrecht und NABEG 2.0....	15
1. Instrumente des Engpassmanagements nach neuem Unionsrecht.....	15
a. Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.....	15
b. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie	17
2. Rechtliche Grenzen für Flexibilitätsmärkte nach NABEG 2.0	18
3. Umsetzbarkeit eines Flexibilitätsmarkts	22



a. Erzeugungsmanagement	23
b. Lastmanagement	25
C. Der enera-Flexibilitätsmarkt 1.0	26
I. Modellbeschreibung	26
II. Rollen der Akteure des enera-Flexmarktes	27
1. Flexibilitatsnachfrager	28
2. Anschlussnetzbetreiber	28
3. Plattform-Betriebsführer (Börse).....	28
4. Flexibilitätsanbieter	29
III. Funktionsweise des enera-Flexmarktes	29
1. Marktgebiete und Engpassregionen	30
2. Vertragliche Beziehungen der Marktteilnehmer	30
3. Zustandekommen eines Handelsgeschafes.....	31
4. Koordination der Netzbetreiber	32
D. Elektrische Gasverdichter als Flexibilität für das Stromnetz	33
I. Sachverhalt	34
II. Rechtliche Grundlage für den Einsatz als zuschaltbare Last.....	34
1. Marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG.....	34
a. Ausgangspunkt: Regelungen zu zuschaltbaren Lasten nach § 13 EnWG .	34
b. Grundsätzliche Anwendbarkeit der Regelungen auf VNB	37
c. Zulässigkeit von Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten durch VNB..	38
aa. Mögliche Bedenken	38
bb. Beurteilung	39
2. Vereinbarung einer Netzentgeltreduktion.....	40
a. § 14a EnWG	40
b. Vereinbarung außerhalb einer speziellen gesetzlichen Regelung	41
III. Entflechtungsrechtliche Zulässigkeit.....	43
1. Strombezug des elektrischen Verdichters	43
2. Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last	44
a. Einschränkung von ITO-Tätigkeiten außerhalb des Gasnetzbetriebs?.....	44



b. Gefahr einer Wettbewerbsbehinderung	46
IV. Kostenanerkennung in der Anreizregulierung	48
1. Kosten des elektrischen Verdichters als Gasnetzkosten	48
2. Vergütung der zuschaltbaren Last als Stromnetzkosten	50
V. Ergebnisse	52
Teil 2: Kostenbasiertes Engpassmanagement	55
A. Entschädigung nach § 15 EEG 2017	55
I. Kodifizierung des Einspeisemanagements	55
1. Ursprünglich fehlende Entschädigungsregelung	55
2. §§ 11, 12 EEG 2009	56
3. §§ 14, 15 EEG 2017	57
II. Voraussetzungen der Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017	59
1. Netzengpass i.S.v. § 14 Abs. 1 EEG 2017	59
a. Grammatische Auslegung	59
b. Historische Auslegung	60
c. Systematische Auslegung	62
d. Teleologische Auslegung	63
2. Einspeisereduzierung von EE-, Grubengas- oder KWK-Strom	64
3. Maßnahme des Einspeisemanagements als weitere Voraussetzung?	65
III. Ausnahmen von der Entschädigungspflicht: Fallgruppen	66
1. Einspeisereduzierung aufgrund von Maßnahmen der Netzwartung	67
a. Unmittelbar an das Netzbetriebsmittel angeschlossene Anlagen	67
b. Mittelbar betroffene Anlagen	68
2. Einspeisereduzierung aufgrund von Netzausbaumaßnahmen	72
3. Einspeisereduzierung aufgrund ungeplanten Ausfalls von Netzbetriebs- mitteln	74
4. Einspeisereduzierung aufgrund kurzzeitiger Extremwettersituationen	75
5. Einspeisereduzierung bei neu errichteten Anlagen	77
IV. Zusammenfassung	80
B. Dokumentation von Messwerten beim Einspeisemanagement	82



I.	Vorabinformation nach § 14 Abs. 2 EEG 2017	82
1.	Grundsätzliche Vorgaben des § 14 Abs. 2 EEG 2017.....	82
2.	Pauschale Information nicht ausreichend	83
3.	Vertragliche Vereinbarung einer Abweichung von § 14 Abs. 2 EEG 2017... ..	84
II.	Nachträgliche Informationen nach § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 1 EEG 2017.....	86
1.	Mitteilung nach § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 1 EEG 2017	86
2.	Nachweis über Referenzanlagen	88
3.	Vertragliche Vereinbarung einer Abweichung von § 14 Abs. 3 EEG 2017... ..	89
III.	Weitere Informationspflichten	90
C.	Redispatch 2.0	92
I.	Grundzüge.....	92
II.	Informationspflichten nach Durchführung eines Redispatch.....	94
III.	Verbleibender Anwendungsbereich für § 13 Abs. 2 EnWG n.F.	95
Teil 3:	Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement	100
A.	Modellbeschreibung	100
B.	Relevanter Rechtsrahmen	102
I.	Beschaffung von Redispatch nach Art. 13 EltBMVO	103
1.	Anwendungsbereich von Art. 13 EltBMVO	103
2.	Grundsatz des marktbasierten Redispatch	104
3.	Ausnahmen vom marktbasierten Redispatch	105
a.	Allgemeines	105
b.	Art. 13 Abs. 3 lit. a und b EltBMVO	105
c.	Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO	106
d.	Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO.....	108
aa.	Regelmäßigkeit und Vorhersehbarkeit von Engpässen.....	108
bb.	Herbeiführung eines regelmäßigen strategischen Bietverhaltens	109
cc.	Verschlechterung der internen Engpasslage.....	111
dd.	Aktionsplan oder Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel... ..	112
e.	Entscheidungskompetenz.....	112
4.	Zusammenfassung zu I.....	113



II. Flexibilitätsbeschaffung durch VNB nach der EltBMRL	114
1. Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen	114
a. Flexibilitätsleistungen zur Effizienzsteigerung bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes	114
b. Spezifikation der Flexibilitätsleistungen	115
2. Grundsatz der marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung	116
3. Ausnahmen von der marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung.....	116
4. Verhältnis zu Art. 13 EltBMVO	117
5. Zusammenfassung zu II.....	118
III. Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement nach deutschem Recht	118
1. Nicht marktbasierter Redispatch nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG ..	118
2. Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG und AbLaV.....	120
3. Marktbasierter Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG	121
C. Rechtliche Zulässigkeit eines Hybridmodells.....	121
I. Vereinbarkeit mit Unionsrecht.....	121
1. Art. 13 EltBMVO.....	122
2. Art. 32 EltBMRL.....	125
3. Vereinbarkeit mit dem unionsrechtlichen allgemeinen Gleichheitssatz (Art. 20 GRCh).....	125
a. Vergleichbarkeit der Sachverhalte.....	126
b. Unterschiedliche Behandlung.....	127
c. Sachliche Rechtfertigung	127
II. Vereinbarkeit mit deutschem Recht	129
1. § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a (und ggf. § 14) EnWG	129
2. § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 EnWG und AbLaV	130
3. § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 (und ggf. § 14) EnWG	131
4. Allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 3 Abs. 1 GG	132



D. Ergebnis	132
Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement	134
A. Das Instrument der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG	134
B. Technische Ausstattung der Erzeugungsanlagen	136
I. Anforderungen an die technische Ausstattung	136
1. Neuanlagen	136
a. Fernsteuerbarkeit	136
b. Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung	137
c. Individuelle Ansteuerbarkeit der Anlage	138
2. Bestandsanlagen	139
a. Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017	139
aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017	139
bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012 und vor dem 1.8.2014	139
cc. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2009 und vor dem 1.1.2012	139
dd. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2009	140
b. Anforderungen des § 9 Abs. 2 EEG 2017	141
aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017	141
bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012 und vor dem 1.8.2014	141
cc. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2012	141
c. Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 2, ggf. i.V.m. § 9 Abs. 2 EEG 2017	142
aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017	142
bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014	142
d. Ergebnisse zu den Bestandsanlagen	143
3. Kostentragung für die technische Ausstattung	143



II.	Vorrangige Regelung von Erzeugungsanlagen mit Fernwirkanlagen.....	144
1.	Gesetzliche Ausgangslage zur Abschaltreihenfolge	144
2.	Größtmögliche Einspeisung aus EE und KWK als primäres Ziel.....	145
3.	Diskriminierungsfreiheit als Maßstab der weiteren Ausgestaltung.....	145
4.	Vorrangige Regelung aus Gründen der Systemsicherheit.....	146
C.	Bedeutung der 3%-Grenze für die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG 148	
I.	Berücksichtigung der 3%-Grenze in der Netzplanung	148
1.	Anlagenbezogene Ausgestaltung der 3%-Grenze	148
2.	Anwendung der 3%-Grenze in der Netzplanung.....	149
a.	Anlagen, die die Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 erfüllen	149
b.	Anlagen, die die Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 (noch) nicht erfüllen	152
II.	Berücksichtigung der 3%-Grenze beim Einspeisemanagement	152
1.	Keine unmittelbare Anwendbarkeit der 3%-Grenze beim Einspeisemanagement.....	152
2.	Mittelbarer Einfluss der 3%-Grenze auf das Einspeisemanagement?	153
D.	Auswahl der zu regelnden Anlage bei gleichen Sensitivitäten	154
I.	Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit	155
II.	Mögliche Auswahlkriterien	155
E.	Auswahl der zu regelnden Anlage bei unterschiedlichen Sensitivitäten	157
I.	Grundsatz: Abnahme der größtmöglichen Strommenge aus EE und KWK... ..	157
II.	Abweichende Abschaltreihenfolge aus Systemsicherheitsgründen.....	158
III.	Strikte Nachrangigkeit von Anlagen i.S.d. § 9 Abs. 2 EEG 2017?	160
IV.	Regelung von hocheffizienten KWK-Anlagen	162
Ausblick	164	
Literaturverzeichnis	165	



Abkürzungsverzeichnis

ABl.	Amtsblatt der Europäischen Union
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten vom 16.8.2016 in der Fassung des Gesetzes vom 22.12.2016, BGBl. 2016 Teil I, S. 3106
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, konsolidierte Fassung vom 26.10.2012, ABl. Nr. C 326, S. 47
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 29.10.2007 in der Fassung des Gesetzes vom 23.12.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 2935
BGBl.	Bundesgesetzblatt
EE-Anlage	Erneuerbare-Energien-Anlage
EEG 2017	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21.7.2014 in der Fassung des Gesetzes vom 8.8.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 1818
EEG 2021	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21.7.2014 in der Fassung des Gesetzes vom 21.12.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 3138
EltBMRL	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, ABl. vom 14.6.2019 Nr. L 158, S. 125
EltBMVO	Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. vom 14.6.2019 Nr. L 158, S. 54
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 in der Fassung des Gesetzes vom 18.5.2021, BGBl. 2021 Teil I, S. 1122
EUV	Vertrag über die Europäische Union, konsolidierte Fassung vom 26.10.2012, ABl. Nr. C 326, S. 13
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FWA	Fernwirkanlage
GRCh	Charta der Grundrechte der Europäischen Union, konsolidierte Fassung vom 26.10.2012, ABl. Nr. C 326, S. 391
ITO	Independent Transmission Operator
kW	Kilowatt
KWKG 2020	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 21.12.2015 in der Fassung des Gesetzes vom 8.8.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 1818
MW	Megawatt
n.F.	Neue Fassung



Abkürzungsverzeichnis

NABEG 2.0	Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13.5.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 706
NetzResV	Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve vom 27.6.2016 in der Fassung des Gesetzes vom 13.5.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 706
PV-Anlage	Photovoltaikanlage
SINTEG-V	Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ vom 14.6.2017 in der Fassung des Gesetzes vom 13.5.2019, BGBl. 2019 Teil I, S. 706
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25.7.2005 in der Fassung des Gesetzes vom 30.10.2020, BGBl. 2020 Teil I, S. 2269
TRE	Tonfrequenzrundsteuereinheit
TSO	Transmission System Operator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

Im Übrigen wird verwiesen auf: Kirchner, Hildebert: Abkürzungsverzeichnis der Rechtssprache, 9. Aufl., Berlin/Boston, 2018.





Einleitung

Das Projekt enera wurde nach einer mehrjährigen Planungsphase als eines von fünf Projekten durch das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, unter der Konsortialführerschaft der EWE AG von 2017-2020 durchgeführt (Förderkennzeichen: 03SIN307). Ziel des Förderprogramms war die Entwicklung skalierbarer Lösungsansätze für Herausforderungen der Energiewende. Der Wandel der Energieerzeugung von zentralen Großkraftwerken unter Nutzung konventioneller Energieträger hin zu einer Erzeugungsstruktur, die dezentral und durch den Einsatz erneuerbarer Energien geprägt ist, erfordert neue Lösungen. Die Lösungsansätze sollen auch unter den veränderten Rahmenbedingungen die Versorgungssicherheit und die Systemstabilität der Energieversorgungsnetze sicherstellen. Ein besonderer Fokus des Förderprogramms lag auf der Digitalisierung: Die Vernetzung und Steuerung der Stromnetze soll durch intelligente Messsysteme und Transformatoren, aber auch digitale Marktplattformen volkswirtschaftlich effizienter werden und besser auf Angebot und Nachfrage der Netznutzer reagieren können.

Die fünf Modellregionen des SINTEG-Programms haben unter den jeweiligen regionalen Voraussetzungen exemplarisch demonstriert, wie intelligente Netze den Wandel zu einer ausschließlich auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung bewältigen können. Die enera Region liegt im Nordwesten Deutschlands und umfasst die Landkreise Aurich, Wittmund, Friesland und die kreisfreie Stadt Emden. Die Stromerzeugung ist vor allem durch Windkraftanlagen geprägt, wobei die Menge des regenerativ erzeugten Stroms den örtlichen Verbrauch erheblich übersteigt.

Der vorliegende Abschlussbericht enthält ausgewählte rechtswissenschaftliche Untersuchungen aus dem Projekt enera, an dem das Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht (IBER) der TU Clausthal als Konsortialpartner beteiligt war. In dem Arbeitspaket „Handlungsoptionen zur Gestaltung des regulatorischen und rechtlichen Rahmens“ wurden zum einen Informationen zum Energiewirtschaftsrecht und dem Recht der erneuerbaren Energien für die Projektpartner bereitgestellt, zum anderen wurden in enger Zusammenarbeit mit den Projektpartnern konkrete juristische Fragestellungen zur Projektumsetzung bearbeitet. Juristisches Neuland betrat das SINTEG-Programm auch durch die SINTEG-Verordnung, die es den Projektbeteiligten durch eine Ermächtigungsgrundlage im Energiewirtschaftsgesetz erlaubte, in bestimmten Bereichen vom geltenden Rechtsrahmen abzuweichen und Lösungsansätze zu untersuchen, die nach dem allgemein geltenden Recht nicht durchführbar gewesen wären.



Der Abschlussbericht gliedert sich in vier Teile: Im ersten Teil finden sich Untersuchungen zum marktbasieren Engpassmanagement. Hier wird auf den erna-Flexmarkt und einen elektrischen Gasverdichter als Anwendungsbeispiel für marktbasieren Engpassmanagement eingegangen. Der zweite Teil behandelt ausgewählte Aspekte des kostenbasieren Engpassmanagements, wie es insbesondere in Form des Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG und des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2021 in Deutschland Anwendung findet und ab dem 1.10.2021 im Rahmen des sog. Redispatch 2.0 weiterentwickelt wird. Im dritten Teil wird die Zulässigkeit eines hybriden Beschaffungsmodells für Engpassmanagementleistungen geprüft, das eine kostenbasierte Beschaffung von Flexibilität aus Erzeugungsanlagen und Stromspeichern mit einer marktbasieren Beschaffung von Flexibilität aus Verbrauchsanlagen kombiniert. Der vierte Teil thematisiert das Instrument der planerischen Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG und geht anschließend auf die betrieblichen Konsequenzen für ein daraus ggf. resultierendes Einspeisemanagement ein, insbesondere auf Fragen der Abschaltreihenfolge.

Ergänzend wird darauf verwiesen, dass weitere Projektergebnisse bereits an anderer Stelle publiziert wurden. Dies betrifft zum einen den Rechtsrahmen für die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte als Instrument des Engpassmanagements.¹ Zum anderen wurden die Änderungen des kostenbasieren Engpassmanagements durch den Redispatch 2.0 und etwaige Widersprüche zu den unionsrechtlichen Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO untersucht.²

¹ Weyer/Iversen, Regionale Flexibilitätsmärkte als Instrument des Engpassmanagements, RdE 2019, S. 485-492.

² Weyer/Iversen, Grundzüge des Redispatch 2.0, RdE 2021, S. 1-12.

Teil 1: Marktbasiertes Engpassmanagement

Ein wesentlicher Baustein des enera-Projekts war die praktische Erprobung eines regionalen Flexibilitätsmarkts. Am enera-Flexmarkt konnte während der Projektlaufzeit Flexibilität auf einem von der EPEX SPOT betriebenen Plattform angeboten und vom Stromnetzbetreibern zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen nachgefragt werden. Im Folgenden werden das Konzept regionaler Flexibilitätsmärkte in die Instrumente des Engpassmanagements eingeordnet (A.), die rechtlichen Grenzen der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität dargestellt (B.), der im enera-Projekt umgesetzte enera-Flexmarkt 1.0 vorgestellt (C.) und die Erbringung von Flexibilität durch elektrisch betriebene Gasverdichter im Gasfernleitungsnetz für das Stromnetz als Anwendungsbeispiel untersucht (D.).

A. Regionale Flexibilitätsmärkte für das Engpassmanagement

Im deutschen Stromnetz drohen und bestehen in erheblichem Umfang Netzengpässe. Diese müssen von den Netzbetreibern vermieden oder behoben werden. Bei strombedingten Netzengpässen wird die Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln überschritten, bei spannungsbedingten Netzengpässen können die zulässigen Spannungsbänder nicht eingehalten werden.³ Beide Fälle erfordern das Eingreifen des Netzbetreibers durch Maßnahmen des Engpassmanagements. Hierzu stehen eine Reihe von Möglichkeiten zur Verfügung, z.B. ein Redispatch⁴ nach §§ 13 Abs. 1, 13a EnWG oder das Einspeisemanagement⁵ von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach §§ 14, 15 EEG 2017⁶. Nach wie vor kontrovers diskutiert wird der Einsatz von regionalen Flexibilitätsmärkten zum Engpassmanagement. Eine Ausgestaltungsmöglichkeit für regionale Flexibilitätsmärkte wurde im enera-Projekt praktisch demonstriert und juristisch untersucht.

I. Instrumente des Engpassmanagements

Flexibilität für das Stromnetz kann von den Netzbetreibern marktbasierter und nicht marktbasierter beschafft werden. Die marktbasierter Beschaffung setzt nach hiesigem Verständnis voraus, dass die Erbringung der Flexibilitätsleistung und ihre Vergütung am Markt ausgehandelt werden. Findet eine Bereitstellung von Flexibilität nicht auf

³ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 138 ff.

⁴ 2020 wurde die Wirkleistungseinspeisung durch Redispatch um 8.522 GWh reduziert, die Einspeiserhöhungen beliefen sich auf 8.273 GWh, die Kosten betragen 220,5 Mio. Euro, BNetzA, Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr 2020, 2021, S. 9 ff.

⁵ 2020 wurde die Wirkleistungseinspeisung durch Einspeisemanagement um 6.146 GWh reduziert, die Kosten betragen 761,2 Mio. Euro, BNetzA, Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr 2020, 2021, S. 9 ff.

⁶ Nunmehr §§ 14, 15 EEG 2021. Den Arbeiten im enera-Projekt lag die Rechtslage nach dem EEG 2017 zugrunde.

Teil 1: Marktbasiertes Engpassmanagement

freiwilliger Basis oder frei verhandelter Vergütung statt, liegt eine nicht marktbasierete Beschaffung vor. Auf vertraglicher Grundlage können etwa ausländische Anlagen Flexibilität erbringen, da sie durch den deutschen Gesetzgeber nicht zum Redispatch verpflichtet werden können.⁷ Eine marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagement-Leistungen erfolgt auch im Rahmen des Countertrading, bei dem Übertragungsnetzbetreiber zur Entlastung von Netzengpässen gegenläufige, gebotszonenübergreifende⁸ Stromhandelsgeschäfte an den Großhandelsmärkten veranlassen. Möglich ist auch die freiwillige Flexibilitätserbringung mittels abschaltbarer Lasten im Rahmen von Ausschreibungen nach § 13 Abs. 6 EnWG i.V.m der AbLaV⁹. Vertragliche Vereinbarungen über eine Abweichung vom Einspeisevorrang von EE-Anlagen nach § 11 Abs. 3 EEG 2017¹⁰ sind zwar grundsätzlich möglich, spielen nicht zuletzt aufgrund von Unklarheiten über die Anwendungsvoraussetzungen aber allenfalls eine sehr geringe Rolle.

In Deutschland findet weit überwiegend eine nicht marktbasierete Beschaffung von Flexibilität statt. Im Rahmen des Redispatch nach §§ 13 Abs. 1, 13a EnWG sind Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie ab einer Nennleistung von 10 MW auf Anforderung eines ÜNB verpflichtet, ihre Wirkleistungseinspeisung oder ihren Wirkleistungsbezug anzupassen. Hierfür erhalten sie eine nach gesetzlichen Kriterien zu bestimmende Vergütung.¹¹ Erzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen, sind häufig vom Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 betroffen. Hierbei wird die Erzeugungsleistung der Anlagen durch den Netzbetreiber reduziert. Die Anlagenbetreiber erhalten hierfür eine Entschädigung. Diese umfasst die durch das Einspeisemanagement entgangenen Einnahmen und zusätzlich entstandenen Aufwendungen, ersparte Aufwendungen werden hierauf angerechnet.¹² Die prozentuale Begrenzung nach § 15 EEG 2017 wurde durch den unmittelbar anwendbaren Art. 13 Abs. 7 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EltBMVO) mit Wirkung ab dem 1.1.2020 modifiziert. Inzwischen sieht § 15 EEG 2021 eine Entschädigung von 100% vor. Zudem werden regelmäßig Anlagen aus der Netzreserve nach § 13d EnWG i.V.m. der NetzResV eingesetzt und kostenbasiert entschädigt. Bislang noch keine Anwendung gefunden haben Vereinbarungen über das „Nutzen-statt-Abregeln“ nach § 13 Abs. 6a EnWG zwischen ÜNB und KWK-

⁷ König in BerKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 37.

⁸ Vgl. die Definition des Art. 2 Nr. 27 EltBMVO. Innerhalb Deutschlands kommen entsprechend auch regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte in Betracht.

⁹ Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

¹⁰ Aufgehoben mit Wirkung zum 1.10.2021.

¹¹ Hierzu jüngst OLG Düsseldorf Beschl. v. 12.8.2020 – 3 Kart 894/18, Rn. 135 ff. (juris); sowie OLG Düsseldorf Beschl. v. 28.4.2015 – VI 3 Kart 332/12 (V), Rn. 113 ff. (juris).

¹² Vgl. etwa Gabler in Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG, 2020, § 15 Rn. 17.

Anlagenbetreibern, erste Vereinbarungen wurden aber bereits abgeschlossen. Nur in sehr geringem Umfang erfolgen entschädigungslose Notfallmaßnahmen¹³ nach § 13 Abs. 2 EnWG.¹⁴

II. Das Konzept regionaler Flexibilitätsmärkte

Regionale Flexibilitätsmärkte sollen innerhalb bestimmter räumlicher Grenzen Flexibilität an Märkten handelbar machen, die so bemessen sind, dass die einsetzbaren Anlagen eine ausreichende Sensitivität für Netzengpässe haben.¹⁵ Regionale Flexibilitätsmärkte sollen durch marktliche Preissignale Anreize für das Angebot von Flexibilität aus Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Speichern setzen. In der Folge könnte ein breiteres Angebot an Flexibilitätsleistungen zu einem effektiverem und kostengünstigeren Engpassmanagement führen. Möglicherweise lässt sich durch zusätzliches Flexibilitätsangebot auch die Abregelung von Wirkleistungserzeugung aus erneuerbaren Energie reduzieren.¹⁶ Eine besondere Rolle könnte hierbei dem Flexibilitätpotential von ab- und zuschaltbaren Lasten zukommen. Mit Ausnahme von Stromspeichern ab 10 MW Leistung unterfallen diese nicht dem verpflichtenden Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG. Grund hierfür dürfte zum einen sein, dass Eingriffe in deren Wirkleistungsbezug erhebliche Folgen für die Wirtschaftstätigkeit der betroffenen Unternehmen bzw. die Lebensverhältnisse privater Verbraucher haben können. Zum anderen stößt eine kostenbasierte Vergütung in der Regel auf große Schwierigkeiten, da Arten und Einsatzzwecke sehr vielfältig sind und die Kosten erheblich schwanken können.¹⁷

In Bezug auf regionale Flexibilitätsmärkte werde aber auch unerwünschte Folgen diskutiert.¹⁸ Aus dem regionalen Zuschnitt der Märkte ergibt sich regelmäßig nur eine geringe Zahl an Flexibilitätsanbietern und geeigneten Anlagen. Dies kann sich besonders auf den unteren Netzebenen in einem Marktversagen niederschlagen und zu einer ineffizienten Preisbildung führen. Zudem wird bei regionalen Flexibilitätsmärkten die Gefahr strategischen Bietverhaltens, insbesondere in Form des sog. „Inc-Dec-Gaming“ befürchtet. Durch die Etablierung eines weiteren Marktes könnten Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt und am Flexibilitätsmarkt

¹³ Außerhalb des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2017.

¹⁴ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 163, 219.

¹⁵ Hierzu bereits Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 487 f.

¹⁶ Vgl. Windnode, Flexibilität, Markt und Regulierung, 2020, S. 29.

¹⁷ Vgl. Hirth/Maurer/Schlecht/Tersteegen, et 6/2019, 52, 53.

¹⁸ Hierzu anhand von Art. 13 Abs. 3 EltBM-VO unten Teil 3 B.1.3.



optimieren, um ihre Erlöse zu maximieren. In der Folge könnten Netzengpässe zunehmen und die Kosten des Engpassmanagements steigen.¹⁹

B. Rechtliche Grenzen für regionale Flexibilitätsmärkte

Der Umsetzung von Flexibilitätsmärkten sind rechtlich Grenzen gesetzt. Diese werden nachfolgend nach der bisherigen allgemeinen Rechtslage nach deutschem Recht (1.), nach der für den Projektzeitraum geltenden SINTEG-V (2.), sowie nach dem neuen Unionsrecht in Gestalt des Clean Energy Package und nach dem neuen deutschen Recht zum sog. Redispatch 2.0 dargestellt (3.).

I. Bisherige allgemeine deutsche Rechtslage

Die für das Engpassmanagement geltende allgemeine Rechtslage nach EnWG und EEG 2017 zieht der Umsetzung eines Flexmarktes Grenzen. Die freiwillige Anpassung des Fahrplans gegen eine marktbasierend bestimmte Vergütung ist nur eingeschränkt möglich. Dies wird in der Folge zunächst für das Erzeugungsmanagement (1.) und anschließend für das Lastmanagement (2.) dargestellt. Stromspeicher werden für die vorliegenden Zwecke, trotz ihrer Besonderheiten, je nach Einsatzweise als Erzeugungsanlagen oder als Lasten behandelt. Notfallmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG kommen schon ihrer Natur nach nicht für den Flexmarkt in Betracht und sind daher in der Folge nicht weiter zu betrachten.

1. Erzeugungsmanagement

Auf der Ebene des Erzeugungsmanagements greift für konventionelle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher ab 10 MW Leistung das System des regulierten Redispatch nach § 13a EnWG. Dieser sieht die verpflichtende Anpassung der Erzeugungsleistung auf Anforderung des Netzbetreibers vor, also nicht nur eine freiwillige Erbringung der Engpassmanagement-Dienstleistung. Zudem schreibt § 13a EnWG eine kostenbasierte – also nicht marktbasierend ermittelte – Vergütung vor. Netzbetreiber müssen in aller Regel bereits aus Effizienzgründen auf den kostenbasierten Redispatch zurückgreifen, soweit dieser zur Verfügung steht. Für konventionelle Erzeugungsanlagen und Speicher ab 10 MW Leistung dürfte die Teilnahme am Flexmarkt daher nach derzeitiger Rechtslage nicht in Betracht kommen. Eine Teilnahme am Flexmarkt steht nach derzeitiger Rechtslage somit nur konventionellen Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer Leistung von bis zu 10

¹⁹ Vgl. dazu Consentec/Neon, Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem, 2018, S. 53 ff.; Höckner/Voswinkel/Weber/Kramer/Rick/Hofer/Börries/Hermann et 7-8-2019, 14, 16; Hirth/Maurer/ Schlecht/Tersteege, et 6/2019, 52, 53.

MW Leistung offen sowie ausländischen Anlagen, die nicht dem § 13a EnWG unterliegen.

Für EE-Anlagen kommt bei Einspeisereduktion aufgrund der alternativen Möglichkeit des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 grundsätzlich nur dann ein Zuschlag am Flexmarkt in Betracht, wenn die entstehenden Kosten unter der Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 EEG 2017 liegen. Andernfalls scheidet eine Berücksichtigung in den Netzentgelten gemäß § 18 EEG 2017 grundsätzlich aus. Dies macht das vertragliche Einspeisemanagement im Wesentlichen unattraktiv. Zudem ist eine Abweichung vom Einspeisevorrang gemäß §§ 13 Abs. 3 EnWG, 11 Abs. 3 EEG 2017 auch bei vertraglichem Einspeisemanagement nur unter engen Voraussetzungen zulässig, insbesondere muss weiterhin die größtmögliche Menge an EE-Strom abgenommen werden. Die Unklarheit dieser Formulierung behindert die praktische Anwendung des § 11 Abs. 3 EEG 2017 zusätzlich. Darüber hinaus ist die Inanspruchnahme vertraglicher Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 gemäß § 13 Abs. 3 S. 2 EnWG nur nachrangig zu Vereinbarungen mit konventionellen Anlagen möglich, selbst wenn deren Einsatz teurer ist.

Für hocheffiziente KWK-Anlagen ist eine generelle Ausnahme vom Einspeisevorrang entsprechend § 11 Abs. 3 EEG 2017 überhaupt nicht vorgesehen. Lediglich § 13 Abs. 6a EnWG (Nutzen statt Abregeln) lässt eine Abregelung hocheffizienter KWK-Anlagen unter sehr restriktiven Voraussetzungen und nur für ÜNB zu. Doch müsste die Beschaffung von Anlagen nach § 13 Abs. 6a EnWG außerhalb des Flexmarkts erfolgen.

Anlagen der Netzreserve dürfen gemäß § 7 NetzResV nur außerhalb der Strommärkte und stets nur subsidiär zu den Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 und 2 sowie § 13a Abs. 1 EnWG eingesetzt werden, soweit diese Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit ausreichend sind. Ihr Einsatz erfolgt außerdem nicht marktbasierend, sondern kostenbasiert. Muss eine solche kostenbasierte Obergrenze der Vergütung auch am Flexmarkt eingehalten werden, ist eine Teilnahme am Flexmarkt grundsätzlich unattraktiv. Für einen Flexmarkt scheiden sie damit praktisch aus.

2. Lastmanagement

Auf der Ebene des Lastmanagements greift für den Strombezug von Stromspeichern ab 10 MW Leistung das System des regulierten Redispatch nach § 13a EnWG. Wie bereits zum Erzeugungsmanagement ausgeführt, sieht dieser die verpflichtende Anpassung der Leistung auf Anforderung des Netzbetreibers und eine kostenbasierte Vergütung vor. Netzbetreiber müssen in aller Regel bereits aus Effizienzgründen auf

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

den kostenbasierten Redispatch zurückgreifen, soweit dieser für die betreffende Anlage zur Verfügung steht. Für Stromspeicher ab 10 MW Leistung dürfte die Teilnahme am Flexmarkt als ab- oder zuschaltbare Lasten daher nach derzeitiger Rechtslage nicht in Betracht kommen. Für sonstige Lasten ergeben sich aus § 13a EnWG keine Einschränkungen einer Teilnahme am Flexmarkt.

Die Kontrahierung ab- bzw. zuschaltbarer Lasten kann nach derzeitiger allgemeiner Rechtslage (§ 13 Abs. 6 EnWG) grundsätzlich nur nach Ausschreibung über eine gemeinsame Internetplattform aller ÜNB bzw. aller VNB (§ 13 Abs. 6 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG)²⁰ erfolgen. Eine gemeinsame Plattform besteht lediglich zwischen den vier ÜNB in Umsetzung der AbLaV, nicht aber für die Engpassmanagement-Leistungen aus anderen Anlagen. Eine gemeinsame Internetplattform aller VNB zur Ausschreibung von ab- und zuschaltbaren Lasten besteht bislang überhaupt nicht. Soweit allerdings eine gemeinsame Internetplattform der ÜNB bzw. VNB für die Beschaffung von Engpassmanagement-Leistungen geschaffen werden sollte, könnte Ab- oder Zuschaltleistung grundsätzlich über eine Ausschreibung beschafft werden. Hierbei könnte auch das Modell des Flexmarktes zugrunde gelegt werden.

Für ÜNB ist eine Beschaffung abschaltbarer (nicht: zuschaltbarer) Lasten derzeit bereits in der AbLaV näher geregelt. Dieses Beschaffungsverfahren unterscheidet sich von dem Modell des Flexmarktes aber z.B. durch die Kontrahierung gesicherter Leistung und durch die Beschaffung von Flexibilität sowohl für Zwecke der Frequenzhaltung als auch des Engpassmanagements. Es müsste daher ggf. neben einem neu einzurichtenden Flexmarkt bestehen. Für die Beschaffung zuschaltbarer Lasten enthält derzeit allein § 13 Abs. 6a EnWG (Nutzen statt Abregeln) eine nähere Regelung für ÜNB. Diese Sonderregelung verbindet Aspekte des Erzeugungsmanagements (Abregelung von KWK-Anlagen) und des Lastmanagements (Zuschaltung elektrischer Wärmeerzeuger) und kann nur für sehr spezielle Konstellationen Anwendung finden. Das Beschaffungsverfahren entspricht wiederum nicht dem Modell eines Flexmarktes und bestünde daher ebenfalls neben einem neu einzurichtenden Flexmarkt. Im Ergebnis können diese alternativen marktbezogenen Maßnahmen von Netzbetreibern nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Teilnahmemöglichkeit am Flexmarkt einschränken.

II. Instrumente des Engpassmanagements nach SINTEG-V

Die Bundesregierung wird durch § 119 EnWG ermächtigt, durch Rechtsverordnung Abweichungen von geltenden Vorschriften des EnWG für Teilnehmer des

²⁰ Die Erforderlichkeit einer gemeinsamen Internetplattform aller VNB ergibt sich auch im Umkehrschluss aus § 119 Abs. 2 Nr. 3 EnWG.

Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) zu bestimmen.²¹ Weitere Ermächtigungsgrundlagen ergeben sich aus § 65 Nr. 6 EEG 2017 und § 33 Abs. 1 Nr. 3 KWKG 2020. Von den Ermächtigungen hat die Bundesregierung durch Erlass der SINTEG-Verordnung (SINTEG-V) Gebrauch gemacht.²² Abweichungen dürfen nur in den in § 119 Abs. 1 bis 3 EnWG genannten Konstellationen getroffen werden, die bewusst restriktiv ausgestaltet sind, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.²³ Diese bis zum 30.6.2022 befristeten Experimentierklauseln dienen ausschließlich dem Erkenntnisgewinn und sind nach der Begründung des Verordnungsentwurfs ausdrücklich nicht als Präjudiz für den zukünftigen Rechtsrahmen zu verstehen.²⁴

1. Befreiung von der Pflicht zur Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform, § 5 SINTEG-V

Die SINTEG-V gestattet für Projektteilnehmer entgegen § 13 Abs. 6 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG den Verzicht auf eine gemeinsame Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber für das konkrete Demonstrationsvorhaben. So wird den teilnehmenden Netzbetreibern ermöglicht ab- und zuschaltbare Lasten zu kontrahieren, ohne eine Abstimmung mit allen Netzbetreibern durchzuführen.²⁵ § 13 Abs. 6 EnWG verlangt aber auch in diesem Fall ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren, bei dem die Anforderungen an die teilnehmenden Anlagen, soweit technisch möglich, zu vereinheitlichen sind.

2. Anspruch auf Erstattung wirtschaftlicher Nachteile nach §§ 6 bis 12 SINTEG-V

Projektteilnehmer haben gemäß § 6 SINTEG-V Anspruch auf Erstattung wirtschaftlicher Nachteile gegen den für die Vereinnahmung von Netzentgelten, Netzentgeltzuschlägen und Umlagen zuständigen Netzbetreiber (unten a.). Ein Anspruch besteht nur nach näherer Maßgabe der §§ 7 bis 9 SINTEG-V (dazu unten b. bis d.).

²¹ Groebel in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 119 Rn. 1.

²² Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-Verordnung – SINTEG-V) v. 14.6.2017, BGBl. I 2017, S. 1653.

²³ Groebel in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 119 Rn. 4.

²⁴ Begründung des Verordnungsentwurfs der Bundesregierung zur SINTEG-V, S. 11: kritisch Buchmüller/Hennig, ZNER 2016, 384, 390.

²⁵ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, BT-Drs. 18/10209, S. 127.

a. Allgemeine Voraussetzungen

Allgemeine Voraussetzung einer Erstattung ist zunächst, dass es sich um eine Projektstätigkeit handelt, die der erstattungsberechtigte Projektteilnehmer vorher, nach Maßgabe von § 3 SINTEG-V, angezeigt hat und für die eine Bestätigung der BNetzA vorliegt. Die Erstattung erfolgt nur auf Antrag und erst nach Feststellung wirtschaftlicher Nachteile durch die BNetzA, vgl. §§ 6, 12 SINTEG-V. Antragsberechtigt sind nur Projektteilnehmer, also Zuwendungsempfänger, Unterauftragnehmer oder assoziierte Partner gemäß § 2 Nr. 5 SINTEG-V. Gemäß § 2 Nr. 1 SINTEG-V ist dieser Status bis zum 1. Juni 2017 festzulegen, eine spätere Aufnahme ist nicht möglich. Zu späteren Zeitpunkten können jedoch Unterauftragnehmer gemäß § 2 Nr. 6 SINTEG-V mit Genehmigung des BMWi als Antragsteller berücksichtigt werden.

§ 6 Abs. 2 SINTEG-V definiert, während welcher Zeiträume wirtschaftliche Nachteile erstattungsfähig sind. Dies sind zum einen Zeiträume, in denen der Netzbetreiber zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG und § 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ergreifen muss, § 6 Abs. 2 Nr. 1 SINTEG-V. Zum anderen sind es Zeiträume, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse im Sinne des § 3 Nr. 43a EEG 2017 in der Auktion des Vortages oder des laufenden Tages null oder negativ ist, § 6 Abs. 2 Nr. 2 SINTEG-V.

Bei der Erstattung wirtschaftlicher Nachteile sind wirtschaftliche Vorteile eines Projektteilnehmers anzurechnen, die unmittelbar aufgrund der Projektstätigkeit entstanden sind, § 10 Abs. 1 SINTEG-V. Hierzu gehören Vergütungen aus der Veräußerung elektrischer Energie oder aus der Erbringung von Systemdienstleistungen. Ersparte Aufwendungen stehen wirtschaftlichen Vorteilen gleich. Keine wirtschaftlichen Vorteile stellen Einnahmen aus dem Verkauf industriell gefertigter Güter oder Erlöse aus dem Verkauf von Fernwärme dar, soweit diese im üblichen Geschäftsbetrieb des Projektteilnehmers entstehen. Operative Kosten des Projektteilnehmers können zu 50% von den erlangten wirtschaftlichen Vorteilen abgezogen werden. Ein Abzug in Höhe von 100% ist für die Kosten des Testats durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft möglich, §§ 10 Abs. 2 S. 2 und 3, 12 Abs. 4 SINTEG-V.²⁶ Insgesamt handelt es sich um einen reinen Nachteilsausgleich, die Projektteilnehmer sollen weder einen wirtschaftlichen Nachteil aus ihre Teilnahme

²⁶ Kritisch zum erforderlichen Aufwand und den Dokumentationspflichten Schäfer-Stradowsky/Kalis, EnWZ 2019, 104, 108.

haben noch finanziell von ihr profitieren.²⁷ Verbleiben bei einem Projektteilnehmer nach Anrechnung auf die wirtschaftlichen Nachteile noch wirtschaftliche Vorteile, sind diese an den Netzbetreiber auszuführen, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, § 11 SINTEG-V.

b. Netzentgelte von Letztverbrauchern

Projektteilnehmer, die Letztverbraucher sind, müssen auch bei Maßnahmen des Engpassmanagements zunächst das nach der StromNEV ermittelte Netzentgelt zahlen, § 7 Abs. 1 SINTEG-V. Im Wege des Nachteilsausgleichs können sie jedoch die Erstattung der Differenz zwischen dem tatsächlich gezahlten Netzentgelt und einem fiktiven Netzentgelt beantragen, bei dessen Berechnung die in § 7 Abs. 2 SINTEG-V aufgeführten Parameter in dem Umfang unberücksichtigt bleiben, in dem sie aufgrund der Projektstätigkeit in den nach § 6 Abs. 2 SINTEG-V relevanten Zeiträumen erhöht oder verringert sind. Diese Parameter betreffen die Entnahmeleistung bei der Bestimmung der Jahreshöchstlast nach § 17 Abs. 2 StromNEV, die Entnahmeleistung während des Hochlastzeitfenster des Anschlussnetzes nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und die Veränderung der Entnahmeleistung bei der Bestimmung der Benutzungsstunden nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV.

c. Netzentgelte und Umlagen von Stromspeichern und Stromwandlungsanlagen

Betreiben Teilnehmer Stromspeicher oder Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieträger, bleibt es nach § 8 Abs. 1 SINTEG-V auch bei Maßnahmen des Engpassmanagements zunächst bei der Pflicht zur Zahlung der Netzentgelte und Umlagen. Während der Zeiträume des § 6 Abs. 1 SINTEG-V können jedoch Preisbestandteile erstattet werden, die Teilnehmern aufgrund der Projektstätigkeit entstehen. Erstattungsfähige Preisbestandteile sind Netzentgelte und Aufschläge auf Netzentgelte nach § 17f Abs. 5 S. 1 EnWG, § 26 Abs. 1 KWKG 2020, § 19 Abs. 2 S. 15 und Abs. 4 StromNEV, sowie § 18 Abs. 1 S. 2 AbLaV. Darüber hinaus sind 60% der nach §§ 60, 61 EEG 2017 gezahlten EEG-Umlage erstattungsfähig.

d. Einsatz zuschaltbarer Lasten statt Einspeisemanagement, § 9 SINTEG-V

Für Projektteilnehmer wird die Regelung des § 14 Abs. 1 EEG 2017 bezüglich des Einspeisemanagements modifiziert. Projektteilnehmern wird durch § 95 Nr. 6 Buchst. b) EEG 2017 i.V.m. § 119 EnWG und § 9 SINTEG-V gestattet, anstelle einer Reduzierung der Erzeugungsleistung einer Anlage gemäß § 3 EEG 2017 die Einspeiseleistung in das Netz der allgemeinen Versorgung durch Nutzung einer zuschaltbaren Last zu reduzieren. Eine zuschaltbare Last darf aber nur unter

²⁷ Groebel in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 119 Rn. 18.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

einschränkenden Voraussetzungen eingesetzt werden: Zunächst ist die Abweichungsmöglichkeit auf Zeiträume beschränkt, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen des Einspeisemanagements anfordert, § 9 Abs. 1 Nr. 1 SINTEG-V. Zugleich darf die eingesetzte zuschaltbare Last ihren Strombezug nicht nur zeitlich verschieben und die durch Zuschaltung entstehende physikalische Entlastung des Elektrizitätsversorgungsnetzes muss derjenigen einer Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung der Anlage entsprechen, § 9 Abs. 2 Nr. 2 und 3 SINTEG-V. Die restriktiven Voraussetzungen der Norm gestatten z.B. den unmittelbaren Verbrauch des EE-Stroms der an sich abzuregelnden EE-Anlage durch den Einsatz einer Power-to-Heat-Anlage. Sofern die zuschaltbare Last den Strom aber aus dem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen müsste, wäre keine netzentlastende Wirkung gegeben, die dem Einspeisemanagement gleichkommt, sodass die Abweichungsmöglichkeit des § 9 SINTEG-V tatbestandlich nicht erfüllt wäre.²⁸ Eine netzentlastende Wirkung entsteht durch den Einsatz einer zuschaltbaren Last nur, wenn der EE-Strom vor dem Netzverknüpfungspunkt genutzt wird.²⁹

Dem Anlagenbetreiber entsteht gemäß § 95 Nr. 6 Buchst. c) EEG 2017 i.V.m. § 119 EnWG und § 9 Abs. 2 S. 1 SINTEG-V bei Einsatz einer solchen zuschaltbaren Last kein Anspruch auf Entschädigung gemäß § 15 Abs. 1 EEG 2017. Der Anlagenbetreiber hat jedoch nach § 9 Abs. 2 S. 2 SINTEG-V gegen den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, einen Anspruch auf Ausgleich wirtschaftlicher Nachteile, die ihm daraus entstehen, dass keine Entschädigung gemäß § 15 Abs. 1 EEG 2017 gezahlt wird. So wird gewährleistet, dass Anlagenbetreiber im Falle der Nutzung zuschaltbarer Lasten nicht schlechter stehen, als bei Abregelung der Erzeugungsleistung mit Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017.

3. Umsetzbarkeit eines Flexmarktes

Im Vergleich zu der allgemeinen Rechtslage ermöglicht die SINTEG-V eine verbesserte Umsetzung des Flexmarkt-Konzepts. Die Sonderregelungen gelten allerdings nur für Teilnehmer des jeweiligen SINTEG-Projekts und erfassen nur ausgewählte Fallkonstellationen. In der Folge wird wiederum zwischen dem Erzeugungsmanagement (a.) und dem Lastmanagement (b.) unterschieden.

a. Erzeugungsmanagement

Die Regelung zum regulierten Redispatch nach § 13a EnWG für die Netzeinspeisung aus konventionellen Erzeugungsanlagen und Stromspeichern ab 10 MW Leistung wird

²⁸ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, BT-Drs. 18/10209, S. 127.

²⁹ Begründung des Verordnungsentwurfs der Bundesregierung zur SINTEG-V, S. 23.

durch die SINTEG-V nicht eingeschränkt. Damit dürften Netzbetreiber auch im Rahmen der SINTEG-Projekte bei Einsatz solcher Anlagen in aller Regel bereits aus Effizienzgründen zum regulierten Redispatch verpflichtet sein. Für konventionelle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher ab 10 MW Leistung dürfte die Teilnahme am Flexmarkt daher auch nach der SINTEG-V nicht in Betracht kommen.

Die Regelungen nach § 11 Abs. 3 EEG 2017 für EE- und Grubengas-Anlagen und § 13 Abs. 6a EnWG für hocheffiziente KWK-Anlagen werden durch die SINTEG-V ebenfalls nicht modifiziert. Daher bestehen die im Rahmen der allgemeinen Rechtslage benannten Probleme für eine Teilnahme solcher Anlagen an einem Flexmarkt auch unter Geltung der SINTEG-V fort. Entsprechendes gilt für die Regelungen zur Netzreserve.

Für den Flexmarkt relevante Änderungen der allgemeinen Regelungen zum Erzeugungsmanagement durch die SINTEG-V sind im Ergebnis daher nicht ersichtlich.

b. Lastmanagement

Auch die Vorschriften zum Lastmanagement bleiben in Teilen unverändert. So wird die Regelung zum regulierten Redispatch nach § 13a EnWG für den Bezug von Stromspeichern ab 10 MW Leistung durch die SINTEG-V nicht eingeschränkt. Für Stromspeicher ab 10 MW Leistung dürfte die Teilnahme als zuschaltbare Lasten am Flexmarkt daher auch nach der SINTEG-V nicht in Betracht kommen. Zudem bleibt die Beschaffung abschaltbarer (nicht: zuschaltbarer) Lasten durch ÜNB nach der AbLaV erhalten. Gleiches gilt für die Möglichkeit der ÜNB, KWK-Anlagen in Verbindung mit elektrischen Wärmeerzeugern für Nutzen-statt-Abregeln-Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG zu kontrahieren. Im Ergebnis können diese alternativen marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Teilnahmemöglichkeit von Lasten am Flexmarkt einschränken.

In anderer Hinsicht ergeben sich jedoch Erleichterungen aus der SINTEG-V. Wie ausgeführt, kann die Kontrahierung ab- bzw. zuschaltbarer Lasten nach derzeitiger allgemeiner Rechtslage grundsätzlich nur nach Ausschreibung über eine gemeinsame Internetplattform aller ÜNB bzw. aller VNB erfolgen. Gemäß § 5 SINTEG-V kann jedoch bei der Beschaffung von ab- und zuschaltbaren Lasten auf die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber verzichtet werden. Jedenfalls die Nachfrage nach Flexibilität durch VNB kann daher auch ohne gemeinsame Internetplattform erfolgen. Zudem liegt nach dem Zweck des § 5 SINTEG-V, die Funktion eines Flexmarkts für VNB zu erproben, auch für ÜNB die

Teil 1: Marktbasiertes Engpassmanagement

Auslegung nahe, dass sie auf diesem Flexmarkt als weitere Nachfrager auftreten dürfen, wenn sie Teilnehmer des betreffenden SINTEG-Projekts sind.

Die Teilnahme von Letztverbrauchern mit zuschaltbaren Lasten am Flexmarkt wird durch § 7 SINTEG-V zusätzlich erleichtert. Im derzeitigen allgemeinen Rechtsrahmen müssen Letztverbraucher bei Einsatz zuschaltbarer Lasten mit erhöhten Netzentgelten rechnen. Diese Gefahr besteht zum einen bei Berechnung eines Leistungspreises, wenn der Einsatz der zuschaltbaren Last zu einer Erhöhung der Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers führt, vgl. § 17 Abs. 2 S. 2 StromNEV. Zum anderen kann der Einsatz zuschaltbarer Lasten eine Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ausschließen, wenn der Einsatz in die dort angesprochenen sog. Hochlastzeitfenster fällt. Schließlich kann eine Erhöhung der Jahreshöchstlast dazu führen, dass die Jahresbenutzungsstundenzahl des Letztverbrauchers unter den Wert von 7.000 Jahresbenutzungsstunden sinkt und damit die Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV entfällt. Indem § 7 SINTEG-V vorsieht, dass die angesprochenen Effekte bei Maßnahmen des Engpassmanagements im Rahmen der Projektstätigkeit unberücksichtigt bleiben, werden solche gegenläufigen Anreize ausgeschlossen.

Auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieträger können nach § 8 SINTEG-V unter erleichterten Bedingungen als zuschaltbare Lasten am Flexmarkt teilnehmen. Für diese Anlagen können wirtschaftliche Nachteile aufgrund der Zahlung von Netzentgelten und Umlagen (außer der EEG-Umlage) erstattet werden sowie 60% der nach §§ 60, 61 EEG 2017 gezahlten EEG-Umlage. Durch diese finanzielle Entlastung wird die Teilnahme am Flexmarkt für diese Anlagen wirtschaftlich attraktiver.

Eine erweiterte Teilnahme zuschaltbarer Lasten am Flexmarkt im Vergleich zu dem allgemeinen Rechtsrahmen ergibt sich schließlich aus § 9 SINTEG-V. Danach dürfen zuschaltbare Lasten im Falle des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 unter bestimmten Voraussetzungen anstelle einer Reduzierung der Erzeugungsleistung genutzt werden. Damit wird ausdrücklich klargestellt, dass Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 14 EEG 2017 auch durch Einsatz zuschaltbarer Lasten „vor dem Netz“ möglich sind. Allerdings erhält der Anlagenbetreiber mangels Einspeisung in das Netz keine EEG-Förderung und gemäß § 9 Abs. 2 S. 1 SINTEG-V auch keine Entschädigung nach § 15 EEG 2017. Stattdessen erhält er gemäß § 9 Abs. 2 S. 2 und §§ 10 bis 12 SINTEG-V eine Entschädigung in dem Umfang, dass ihm keine finanziellen Vor- oder Nachteile gegenüber der Entschädigung nach § 15 EEG 2017 entstehen. Ein zusätzlicher finanzieller Anreiz ist damit nicht verbunden.

Im Ergebnis bringt die SINTEG-V – innerhalb ihres Anwendungsbereichs – erhebliche Verbesserungen für die Teilnahme von Lasten an einem Flexmarkt.

III. Rechtliche Grenzen des Flexmarktes nach neuem Unionsrecht und NABEG 2.0

Durch die neue Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EltBMVO)³⁰ und Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EltBMRL)³¹ wird der rechtliche Rahmen auf Ebene des Unionsrechts zukünftig verändert. Darüber hinaus ergeben sich Änderungen im deutschen Recht durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus mit Wirkung ab 1.10.2021. Noch nicht beschlossen aber beabsichtigt ist zudem eine Änderung der ARegV. Die Änderungen betreffen teilweise noch den Zeitraum des enera-Projekts, bedürfen aber auch im Übrigen in Hinblick auf die wissenschaftliche Anschlussfähigkeit näherer Betrachtung.³²

1. Instrumente des Engpassmanagements nach neuem Unionsrecht

a. Elektrizitätsbinnenmarktverordnung

Die neue EltBMVO enthält unter anderem Vorgaben zum Redispatch der Erzeugung und der Laststeuerung. Sie gilt grundsätzlich ab dem 1.1.2020.³³ Der Redispatch muss auf Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien erfolgen, Art. 13 Abs. 1 EltBMVO. In den Redispatch müssen alle Erzeugungstechnologien und alle Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung einbezogen werden, sofern dies technisch möglich ist. Die Anlagen für den Redispatch sollen grundsätzlich marktbasierend ausgewählt und finanziell vergütet werden, Art. 13 Abs. 2 EltBMVO. Eine Abweichung vom marktbasierenden Redispatch ist möglich, sofern keine marktbasierende Alternative zur Verfügung steht oder bereits alle marktbasierenden Alternativen eingesetzt wurden.³⁴ Eine Abweichung ist ferner dann möglich, wenn die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem Gebiet, in dem sich die für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlage befindet, zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen, Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO. Eine nähere Konkretisierung, wann nicht mehr von wirksamem Wettbewerb auszugehen ist, enthält die EltBMVO nicht. Nicht marktbasierter Redispatch darf auch dann stattfinden, wenn die Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar zu Netzengpässen führt, dass ein marktbasierter Redispatch regelmäßig zu strategischem Bietverhalten führen und die Engpasslage weiter verschlechtern

³⁰ Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EU Nr. L 158 v. 14.6.2019, S. 54.

³¹ Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. EU Nr. L 158 v. 14.6.2019, S. 125.

³² Hierzu bereits Weyer/Iversen RdE 2019, 485 ff.

³³ Gemäß Art. 71 Abs. 2 der EltBMVO gelten die Art. 14, 15, 35, 36 und 62 bereits ab dem 4.7.2019.

³⁴ Hierzu ausführlich unten Teil 3, B.I.3.

Teil 1: Marktbasiertes Engpassmanagement

würde, Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO.³⁵ Allerdings muss der Mitgliedstaat im letztgenannten Fall Maßnahmen zur Engpassbehebung ergreifen oder sicherstellen, dass die verfügbare Mindestkapazität für den zonenübergreifenden Handel den Anforderungen der EltBMVO entspricht.

Die ÜNB und VNB müssen, vorbehaltlich der Wahrung der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes, gewährleisten, dass sie jederzeit in der Lage sind, aus erneuerbaren Energiequellen oder hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugte Elektrizität mit möglichst geringem Redispatch zu übertragen, Art. 13 Abs. 5 lit. a EltBMVO. Jedoch darf bei der Netzplanung ein Redispatch von EE-Strom berücksichtigt werden, wenn dies wirtschaftlich effizienter ist und 5% der jährlichen Erzeugung einer Anlage nicht überschritten werden. Mitgliedsstaaten, in denen Strom aus EE oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung mindestens 50% des jährlichen Bruttoendstromverbrauchs ausmacht, dürfen abweichende Regelungen treffen.

Bei nicht markbasiertem Redispatch dürfen EE-Erzeugungsanlagen in den Redispatch nur einbezogen werden, wenn es keine Alternative gibt, wenn diese nur zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten zur Verfügung steht oder wenn andernfalls die Netzsicherheit erheblich gefährdet würde, Art. 13 Abs. 6 lit. a EltBMVO. Dies gilt ähnlich für hocheffiziente KWK-Anlagen, wobei diese allerdings vorrangig zu EE-Anlagen abzuregeln sind, Art. 13 Abs. 6 lit. b EltBMVO. Die Unverhältnismäßigkeit der Kosten ist nicht näher geregelt. Damit gilt, vorbehaltlich der Netzsicherheit, eine Abschaltreihenfolge, die EE- und KWK-Anlagen privilegiert.³⁶ Nicht in das Übertragungs- oder Verteilnetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus EE- oder hocheffizienten KWK-Anlagen darf nach Art. 13 Abs. 6 lit. c EltBMVO überhaupt nicht Gegenstand eines abwärts gerichteten Redispatch sein, es sei denn, Netzsicherheitsprobleme lassen sich nicht anders lösen.

Den Anspruch auf finanziellen Ausgleich des Anlagenbetreibers regelt Art. 13 Abs. 7 EltBMVO näher. Betreiber von Erzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen, mit denen ein Redispatch erfolgt, haben gegen den anfordernden Netzbetreiber einen Anspruch auf finanzielle Entschädigung, sofern nicht ein Netzanschlussvertrag besteht, der keine Garantie für eine verbindliche Lieferung von Energie enthält. Der finanzielle Ausgleich erfolgt nach dem jeweils höheren Betrag entweder in Höhe zusätzlicher Betriebskosten oder entgangener Nettoeinnahmen. Die Beträge können kombiniert werden, wenn die Anwendung nur

³⁵ Zu möglichen Auswirkungen der neuen EltBMVO auf Netzengpässe Marjanovic et. al. et 6/2019, 79, 79 ff.; zum strategischen Bietverhalten vgl. Hirth/Maurer/Schlecht/Tersteegen, et 6/2019, 52, 52 ff.

³⁶ Kahles/Pause, ER 2019, 47, 51.

des höheren Betrags einen ungerechtfertigt niedrigen bzw. hohen finanziellen Ausgleich zur Folge hätte. Zusätzliche Betriebskosten, die durch den Redispatch entstehen, sind beispielsweise zusätzliche Brennstoffkosten im Fall von aufwärts gerichtetem Redispatch oder die zusätzliche Wärmebereitstellung im Fall von abwärts gerichtetem Redispatch einer hocheffizienten KWK-Anlage, Art. 13 Abs. 7 lit. b EltBMVO. Entgangene Nettoeinnahmen sind in der Höhe auszugleichen, wie Erlöse aus dem Verkauf von Elektrizität am Day-Ahead-Markt erzielt worden wären. Erhält die Erzeugungs-, Speicherungs- oder Laststeuerungsanlage eine finanzielle Unterstützung auf der Grundlage der erzeugten oder verbrauchten Strommenge, gilt die Unterstützung, die ohne Aufforderung zum Redispatch erteilt worden wäre, als Teil der Nettoeinnahmen.

b. Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie

Sonderregelungen für den Einsatz von Flexibilität auf Verteilernetzebene enthält zudem Art. 32 EltBMRL, der bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen ist. Danach sind die Mitgliedstaaten zur Schaffung eines Regelungsrahmens verpflichtet, der den VNB ermöglicht und sie anreizt, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern. Dies betrifft insbesondere Leistungen von Anbietern verteilter Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes kosteneffizient verringert und der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird. Die VNB ihrerseits müssen diese Flexibilitätsleistungen grundsätzlich im Wege transparenter, diskriminierungsfreier und marktbasierter³⁷ Verfahren beschaffen. Eine Ausnahme besteht gemäß Art. 32 Abs. 1 S. 3 EltBMRL, wenn die Regulierungsbehörden festgelegt haben, dass die Beschaffung dieser Leistungen wirtschaftlich nicht effizient ist (Alt. 1) oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen (Alt. 2) oder zu stärkeren Engpässen (Alt. 3) führen würde. Diese Ausnahmen lassen neben einer Einschränkung der marktbasierter Beschaffung auch den vollständigen Ausschluss der Beschaffung solcher Flexibilitätsleistungen zu.

Zu den Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement, „um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern“, gehören gemäß Art. 32 Abs. 1 S. 2 EltBMRL jedenfalls Flexibilitätsleistungen zur Vermeidung von Netzausbau. Darüber hinaus kann die Vorschrift nach hiesigem Verständnis auch weitere

³⁷ Die deutsche Sprachfassung spricht von „marktgestützten“ Verfahren. Ein Vergleich mit der englischen und französischen Sprachfassung zeigt keinen Unterschied zu dem Begriff „marktbasierter“ nach Art. 13 EltBMVO.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

neuartige Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität zur Effizienzsteigerung im Verteilernetz umfassen. Dagegen dürften übliche Maßnahmen des Engpassmanagements der VNB (ihr „Basisrepertoire“) nicht erfasst werden. Hierfür sprechen sowohl die verfahrensmäßige Ausgestaltung mit einer besonderen Entscheidungsbefugnis der Regulierungsbehörden als auch der Umstand, dass die Beschaffung solcher Flexibilitätsleistungen vollständig ausgeschlossen werden kann. Diesem Verständnis korrespondieren zudem zusätzliche Vorgaben hinsichtlich der Spezifikationen dieser Flexibilitätsleistungen und ggf. einer Vereinheitlichung der Marktprodukte sowie abweichende Vorgaben hinsichtlich der Vergütung der VNB nach Art. 32 Abs. 2 EltBMRL. Die genaue Abgrenzung der von Art. 32 Abs. 1 und 2 EltBMRL erfassten Flexibilitätsleistungen ist im Einzelnen allerdings ungeklärt.

Aufgrund inhaltlicher Abweichungen, etwa hinsichtlich der Notwendigkeit einer Festlegung der Regulierungsbehörde oder hinsichtlich der Möglichkeit zum vollständigen Ausschluss der Beschaffung von Flexibilitätsleistungen, muss das Konkurrenzverhältnis zwischen Art. 32 EltBMRL und Art. 13 EltBMVO geklärt werden. Auf das „Basisrepertoire“ des Engpassmanagements der VNB findet nach hiesigem Verständnis allein Art. 13 EltBMVO Anwendung. Überschneidungen ergeben sich hingegen für neuartige Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität zur Effizienzsteigerung im Verteilernetz i.S.v. Art. 32 EltBMRL, die – soweit sie das Engpassmanagement betreffen – dem Wortlaut nach zugleich der Definition des Redispatch und damit Art. 13 EltBMVO unterfallen können. Für diese Fallgestaltungen ist zur Vermeidung einer Normenkollision zwischen den gleichrangigen Sekundärrechtsakten der EltBMVO und EltBMRL naheliegend, Art. 32 EltBMRL als speziellere und damit vorrangige Rechtsnorm anzusehen. In der Konsequenz ergibt sich für neuartige Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität zur Effizienzsteigerung im Verteilernetz eine besondere Förderpflicht der Mitgliedstaaten. Zugleich besteht eine besondere Entscheidungskompetenz der Regulierungsbehörden mit erweiterter Zulässigkeit einer Einschränkung der (marktbasierenden) Beschaffung solcher Flexibilitätsleistungen. Allerdings sind weder die genaue Abgrenzung dieser Flexibilitätsleistungen noch das Konkurrenzverhältnis zwischen Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL abschließend geklärt.

2. Rechtliche Grenzen für Flexibilitätsmärkte nach NABEG 2.0

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus („NABEG 2.0“) wird der Redispatch neu geregelt („Redispatch 2.0“), wobei die Neuregelung im Wesentlichen zum 1.10.2021 in Kraft treten wird.³⁸ Hierbei wird das Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 in § 13 Abs. 1 und 1a EnWG n.F.

³⁸ Zu den Grundzügen des Redispatch 2.0 siehe auch Weyer/Iversen RdE 2021, 1 ff.; unten Teil 2 C.

integriert.³⁹ Der Einbezug von EE/KWK-Anlagen in die gesetzliche Regelung des Redispatch in §§ 13, 13a EnWG n.F. soll ein einheitliches und planwertbasiertes Regime zur Behebung von Netzengpässen ermöglichen und zu einer Reduzierung der Gesamtkosten führen.⁴⁰ Für den Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG n.F. können künftig alle Anlagen mit einer Wirkleistung ab 100 kW sowie kleinere Anlagen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, herangezogen werden. Mit diesem Ansatz geht eine Relativierung des Einspeisevorrangs einher, eine hierdurch verringerte Einspeisung von EE-Strom nebst hierdurch erhöhten CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung wird in den Gesetzgebungsmaterialien anerkannt, aber nicht näher quantifiziert.⁴¹ Die Neuregelung soll Maßnahmen der Netzbetreiber zur Wahrung der Systemsicherheit reduzieren und – neben der Kostenreduzierung – auch eine erleichterte Netzführung ermöglichen.

Beim Redispatch sollen alle Möglichkeiten vor und hinter dem Netzengpass betrachtet und die jeweils kostengünstigste Variante ausgewählt werden, vgl. § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG n.F. Der Grundsatz des Einspeisevorrangs von EE-Strom aus § 11 Abs. 1 EEG 2017 bleibt hierbei im Wesentlichen erhalten, wird aber in Teilen relativiert. Ihm wird dadurch Rechnung getragen, dass eine Reduzierung der Einspeiseleistung aus EE-Anlagen nur dann zulässig ist, wenn ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung abgeregelt werden müsste, um die zusätzliche Menge EE-Strom einsparen zu können.⁴² Ein Vielfaches ist gegeben, wenn in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung der Erzeugung nicht vorrangberechtigter Anlagen ersetzt werden kann (Mindestfaktor), § 13 Abs. 1a EnWG n.F. Die Höhe dieses Mindestfaktors wird durch Festlegung durch die BNetzA näher bestimmt, § 13j Abs. 6 S. 1 Nr. 1 EnWG.

Für den Kostenvergleich werden bei konventionellen Anlagen die tatsächlichen Kosten angelegt. Für EE- und Grubengas-Anlagen finden kalkulatorische Kosten Anwendung. Hierbei ist ein kalkulatorischer Preis anzusetzen, die dem vorstehend genannten Mindestfaktor Rechnung tragen muss. In die Vergleichsbetrachtung des Netzbetreibers sind EE-Anlagen dann mit den kalkulatorischen Kosten einzustellen, die sich aus dem Produkt des kalkulatorischen Preises und der Menge an abzuregelnder EE-Erzeugung ergeben. Da Strom aus EE-Anlagen aufgrund der

³⁹ Hierzu vorbereitend Consentec/BBH/Ecofys, Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz, 2018, S. 95 ff.

⁴⁰ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 52; so auch BMWi, Aktionsplan Stromnetz, 2018, S. 3.

⁴¹ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 52 f.; von Oppen, ER 2019, 3, 8.

⁴² Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 52.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

unterschiedlichen Vergütungsformen keinen einheitlichen Preis hat, wird dieser durch die ÜNB einheitlich berechnet.⁴³ Die BNetzA kann hierzu eine Festlegung gemäß §§ 29 Abs. 1, 13j Abs. 5 EnWG treffen.

Für Strom aus privilegierten KWK-Anlagen wird der Einspeisevorrang aus § 3 Abs. 1 und 2 KWKG 2020 bei der Auswahlentscheidung gleichfalls in Teilen relativiert. Anzusetzen sind die tatsächlichen Kosten, wenn für den KWK-Strom eine Zuschlagzahlung gemäß § 8a KWKG 2020 oder eine Förderung nach § 8b KWKG 2020 in Anspruch genommen wird, § 13 Abs. 1b Nr. 1 EnWG n.F. Für andere KWK-Anlagen sind kalkulatorische Kosten gemäß § 13 Abs. 1a EnWG n.F. anzusetzen, § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG n.F.

Der nachrangige Einsatz von Anlagen der Netzreserve gegenüber Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 und § 13a EnWG wird künftig gleichfalls in Teilen relativiert. Dazu wird § 7 Abs. 2 S. 2 NetzResV aufgehoben und der Nachrang durch § 13 Abs. 1c EnWG n.F. lediglich als Regelfall beibehalten.⁴⁴ In Bezug auf die Erhöhung der Erzeugungsleistung von Anlagen der Netzreserve sind gemäß § 13 EnWG n.F. kalkulatorische Kosten anzusetzen, sofern nicht die tatsächlichen Kosten höher sind. Für Anlagen der Netzreserve ist der kalkulatorische Preis so zu bestimmen, dass diese Anlagen in der Regel nachrangig zu Anlagen mit nicht vorrangberechtigter Einspeisung herangezogen werden und dies in der Regel nicht zu einer höheren Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von EE-Anlagen führt als bei der Auswahl nach den tatsächlichen Kosten.⁴⁵

Mit § 13a Abs. 1a S. 1 bis 3 EnWG n.F. wird der Bilanzkreisausgleich einheitlich für konventionelle und EE-Anlagen geregelt. Bislang war der Bilanzkreisausgleich bei Maßnahmen nach § 14 EEG 2017 durch den Anlagenbetreiber selbst vorzunehmen. Zukünftig ist hierfür der ÜNB – bzw. i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG der VNB – verantwortlich. Soweit dieser Ausgleich nicht energetisch neutral durchgeführt wird, ist er durch Handelsgeschäfte an einer Strombörse eines nominierten Strommarktbetreibers (sog. NEMO) vorzunehmen.⁴⁶ Gemäß § 13a Abs. 1a S. 3 EnWG n.F. ist der Anlagenbetreiber so früh wie möglich über Maßnahmen des

⁴³ Eine Veröffentlichungspflicht ist für die Berechnung nicht vorgesehen: Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, BT-Drs. 19/7655, S. 3.

⁴⁴ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 10, 93, 54; Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BGBl. 2019 I, S. 706, 708.

⁴⁵ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 52 ff.

⁴⁶ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 56, 92 f.

Netzbetreibers zu informieren, um zu verhindern, dass auch der Anlagenbetreiber bilanzielle Ausgleichsmaßnahmen ergreift.⁴⁷ Zur näheren Ausgestaltung für Anlagen ab 100 kW Leistung, hat die BNetzA eine Festlegung erlassen.⁴⁸

Die Vergütung der Anlagenbetreiber bei Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 13a EnWG n.F. wird für konventionelle Anlagen einerseits und EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen andererseits in § 13a Abs. 2 EnWG n.F. zusammengeführt. Danach hat der Netzbetreiber einen angemessenen finanziellen Ausgleich zu leisten, der den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt als er ohne die Maßnahme stünde. Ferner haben Anlagenbetreiber gegen den ÜNB einen Anspruch auf kostenneutralen bilanziellen Ausgleich, sofern nicht der Strom gemäß § 59 EEG 2017 durch den ÜNB vermarktet wird.⁴⁹ Für EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen wurde dabei die bisherige Härtefallregelung des § 15 EEG 2017 inhaltlich unverändert übernommen. Diese Anlagen erhielten danach (nur) eine Entschädigung in Höhe von 95% der entgangenen Einnahmen und zusätzlicher Aufwendungen, die durch das Einspeisemanagement entstanden sind. Ersparte Aufwendungen werden hiervon abgezogen. Die Entschädigung erhöhte sich auf 100%, soweit mehr als 1% der jährlichen Erzeugungsleistung der Anlage abgeregelt wird. Dies scheint zu einer ungleichen Vergütung von bevorrechtigten und nicht bevorrechtigten Anlagen beim Redispatch zu führen. Zweifelhaft ist, ob diese Regelung mit der EltBMVO vereinbar ist. Eine Differenzierung der Entschädigung nach Art der Erzeugung ist in Art. 13 Abs. 7 EltBMVO nicht vorgesehen. Die Bestimmungen der EltBMVO wurden mit ihrem Inkrafttreten zum 1.1.2020 unmittelbar geltendes Recht in allen Mitgliedsstaaten, Art. 288 AEUV. Im Zuge des EEG 2021 wurde § 15 EEG 2021 inzwischen abgeändert und gewährt nunmehr stets eine Entschädigung in Höhe von 100%. Entsprechend wurde auch die Vergütungsregelung des § 13a Abs. 2 EnWG in der ab 1.10.2021 geltenden Fassung angepasst.⁵⁰

Die weitere Ausgestaltung der praktischen Umsetzung bleibt den Netzbetreibern durch Kooperations- und Dienstleistungsvereinbarungen überlassen.⁵¹ Das Gesetz ist

⁴⁷ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 56.

⁴⁸ BNetzA v. 6.11.2020, BK6-20-059.

⁴⁹ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 57; von Oppen, ER 2019, 3, 8.

⁵⁰ Art. 21 des Gesetzes vom 21.12.2020 zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften, BGBl. I, 3138.

⁵¹ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 115 f.; Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, BT-Drs. 19/7655, S. 5.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

in Teilen am 17.5.2019 in Kraft getreten, die Neuregelung des Redispatch wird jedoch erst zum 1.10.2021 in Kraft treten. Gemäß § 13j Abs. 6 EnWG soll die BNetzA durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG den Mindestfaktor des § 13 Abs. 1b Nr. 2 und 1c S. 4 EnWG bis zum 1.12.2020 im Einvernehmen mit dem Umweltbundesamt bestimmen. Der Mindestfaktor ist für die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EE-Anlagen (§ 3 Nr. 1 EEG 2017) auf 10, für KWK-Anlagen (§ 3 Abs. 1 KWKG 2020) auf 5 bestimmt worden.⁵²

Die Neuregelung verändert die Abschaltreihenfolge von Erzeugungsanlagen. Durch die Relativierung des Einspeisevorrangs können EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen bei Maßnahmen des Engpassmanagements in engen Grenzen vor Maßnahmen gegenüber konventionellen Anlagen berücksichtigt werden. Für jederzeit von einem Netzbetreiber fernsteuerbare Anlagen unter 100 kW sieht § 13 Abs. 1 Nr. 2 Satz 3 EnWG n.F. zukünftig vor, dass diese unabhängig von den Kosten nachrangig zum Redispatch herangezogen werden dürfen.

Im Gesetzgebungsverfahren zum NABEG 2.0 ist die Frage der künftigen Kostenbehandlung durch die ARegV bewusst offengehalten worden.⁵³ Bisher sind die Entschädigungszahlungen für Maßnahmen des Einspeisemanagements gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 17 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Sie unterliegen damit nicht dem Effizienzvergleich und können nicht zu einer Senkung der Erlösobergrenze wegen Ineffizienz führen. Die Vergütung bei Inanspruchnahme zum Redispatch gemäß §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 13a EnWG sind aufgrund wirksamer Verfahrensregulierung ebenfalls dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten der Netzbetreiber gemäß § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV.⁵⁴ Hierin sieht das BMWi einen Fehlanreiz für Netzbetreiber: Die Kosten stellten für die Netzbetreiber lediglich einen durchlaufenden Posten dar, der nicht geeignet sei, eine Reduzierung der Netzkosten anzureizen.⁵⁵ Eine Neuregelung soll bis zum Inkrafttreten der Neuregelung des Redispatch durch das NABEG 2.0 erfolgen.

3. Umsetzbarkeit eines Flexibilitätsmarkts

Die Neuregelungen des Unionsrechts und des NABEG 2.0 enthalten wichtige Vorgaben für die Verwirklichung eines Flexmarktes. Während insbesondere Art. 13 EltBMVO marktorientierte Verfahren wie einen Flexmarkt grundsätzlich unterstützt,

⁵² BNetzA v. 30.11.2020, PGMF-8116-EnWG § 13 j.

⁵³ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 86 f.; Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, BT-Drs. 19/7655, S. 5.

⁵⁴ BNetzA v. 10.10.2018, BK8-0007-A.

⁵⁵ BMWi, Aktionsplan Stromnetz, 2018, S. 4.

ist das NABEG 2.0 insoweit sehr restriktiv ausgestaltet. Dies wird in der Folge zunächst für das Erzeugungsmanagement (a.) und anschließend für das Lastmanagement (b.) dargestellt.

a. Erzeugungsmanagement

Auf der Ebene des Erzeugungsmanagements greift nach § 13a EnWG für konventionelle Erzeugungsanlagen und Speicher ab 10 MW Leistung bislang das System des regulierten Redispatch mit verpflichtender Anpassung der Erzeugungsleistung auf Anforderung des Netzbetreibers und mit kostenbasierter Vergütung. Demgegenüber regelt Art. 13 Abs. 2 EitBMVO zukünftig, dass die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus den Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung und Laststeuerung ausgewählt und finanziell vergütet werden. Ein regulierter Redispatch wie im Falle des § 13a EnWG ist damit grundsätzlich nicht vereinbar. Umgekehrt wäre die Einrichtung eines Flexmarktes eine mögliche Ausgestaltung, um den Anforderungen des Art. 13 Abs. 2 EitBMVO Rechnung zu tragen.

Art. 13 Abs. 3 EitBMVO lässt allerdings ausnahmsweise einen nicht marktbasierten Redispatch zu. Dieser kommt insbesondere in Frage, wenn die Zahl der verfügbaren und räumlich geeigneten Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen, oder wenn aufgrund regelmäßiger und vorhersehbarer Engpässe ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde, das die interne Engpasslage weiter verschlechtern würde. Einschränkungen des marktbasierten Redispatch i.S.v. Art. 13 EitBMVO sind grundsätzlich nur zulässig, wenn sie sich auf eine Ausnahme nach Art. 13 Abs. 3 EitBMVO stützen lassen.⁵⁶

Der deutsche Gesetzgeber hat nunmehr mit dem NABEG 2.0 eine Regelung geschaffen, die das System des regulierten Redispatch ab dem 1.10.2021 auf alle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher ab 100 kW Leistung sowie außerdem auf kleinere Anlagen, soweit diese durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, ausdehnt. Einbezogen werden damit eine Vielzahl konventioneller Kraftwerke und Stromspeicher unter 10 MW Leistung. Zudem wird die Regelung auf EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen ausgedehnt. Wie ausgeführt, müssen Netzbetreiber in aller Regel bereits aus Effizienzgründen auf den kostenbasierten Redispatch zurückgreifen, soweit eine Anlage diesem unterfällt. Sofern die übrigen Voraussetzungen eines nicht marktbasierten Redispatch nach Art. 13 Abs. 3 EitBMVO erfüllt sind, dürfte die Teilnahme am Flexmarkt damit für einen Großteil der

⁵⁶ Nicht näher betrachtet werden hier die Ausnahmen nach Art. 32 EitRL.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

Erzeugungskapazität – weit über den derzeit geltenden Rechtsrahmen hinaus – ausscheiden. Insbesondere schreibt § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG n.F. ausdrücklich vor, dass bei Maßnahmen des Engpassmanagements von mehreren geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und 3 EnWG n.F. diejenigen auszuwählen sind, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Soweit es sich um Erzeugungsanlagen und Stromspeicher mit einer Leistung unter 100 kW Leistung handelt, die jederzeit von einem Netzbetreiber fernsteuerbar sind, dürfen Netzbetreiber diese allerdings auch unabhängig von den Kosten nachrangig einsetzen, vgl. § 13 Abs. 1 S. 3 EnWG n.F. Eine Teilnahme am Flexmarkt würde danach in der Regel nur noch Erzeugungsanlagen und Stromspeichern mit einer Leistung unter 100 kW Leistung offenstehen, die nicht jederzeit fernsteuerbar sind, sowie ausländischen Anlagen, die nicht dem § 13a EnWG n.F. unterliegen. Dies gilt nicht nur für konventionelle Anlagen, sondern auch für EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen.

Für EE-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen sind bei einer Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung darüber hinaus zusätzliche Einschränkungen aufgrund des Einspeisevorrangs nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 bzw. § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 KWKG 2020 zu beachten. Im Rahmen der Auswahlentscheidung zwischen mehreren geeigneten Anlagen gemäß § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG n.F. sind konventionelle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher grundsätzlich vorrangig einzusetzen. Allerdings sehen § 13 Abs. 1a und Abs. 1b EnWG n.F. eine gewisse Relativierung vor, wenn ein Vielfaches an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann. Die Regelung ist insoweit präziser formuliert als die bisherige Einschränkung des Einspeisevorrangs nach § 11 Abs. 3 EEG 2017, die zukünftig gestrichen wird. Für hocheffiziente KWK-Anlagen wird sogar erstmals eine generelle Einschränkung des Einspeisevorrangs zugelassen.

Die Einbeziehung von Anlagen der Netzreserve in den Flexmarkt scheidet weiterhin grundsätzlich aus. Ihr Einsatz erfolgt auch zukünftig nur außerhalb der Strommärkte und nicht marktbasierend, sondern kostenbasiert. Muss eine solche kostenbasierte Obergrenze der Vergütung auch am Flexmarkt eingehalten werden, ist eine Teilnahme am Flexmarkt grundsätzlich unattraktiv. Allerdings wird die Subsidiarität ihres Einsatzes gegenüber Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG n.F. zukünftig in gewissem Umfang relativiert. Ihr Einsatz ist zukünftig nur noch „in der Regel“ nachrangig zu dem Einsatz von Anlagen mit nicht vorrangberechtigter Einspeisung vorgesehen und soll nur „in der Regel“ nicht zu einer höheren Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EE-Anlagen führen als bei einer Auswahlentscheidung nach den tatsächlichen Kosten.

b. Lastmanagement

Auch auf der Ebene des Lastmanagements bestehen nach dem NABEG 2.0 erhebliche Einschränkungen des marktbasierten Engpassmanagements und damit der Möglichkeit eines Flexmarkts. Die Vereinbarkeit mit den Ausnahmeregelungen des Art. 13 Abs. 3 EitBMVO vorausgesetzt, ergibt sich folgende Rechtslage:

Auf der Ebene des Lastmanagements greift für den Bezug von Stromspeichern zukünftig ebenfalls das erweiterte System des regulierten Redispatch nach § 13a EnWG n.F. Wie bereits zum Erzeugungsmanagement ausgeführt, sieht dieser die verpflichtende Anpassung der Leistung auf Anforderung des Netzbetreibers und eine kostenbasierte Vergütung vor. Netzbetreiber müssen in aller Regel bereits aus Effizienzgründen auf den kostenbasierten Redispatch zurückgreifen, soweit dieser zur Verfügung steht. Eine Teilnahme am Flexmarkt für den Bezug von Stromspeichern steht danach in der Regel nur noch inländischen Stromspeichern mit einer Leistung unter 100 kW Leistung offen, die nicht jederzeit fernsteuerbar sind, sowie ausländischen Stromspeichern, die nicht dem § 13a EnWG n.F. unterliegen. Für sonstige Lasten ergeben sich aus dem System des regulierten Redispatch keine Einschränkungen einer Teilnahme am Flexmarkt.

Die Kontrahierung ab- bzw. zuschaltbarer Lasten kann nach den Änderungen im Rahmen des NABEG 2.0 auch zukünftig grundsätzlich nur nach Ausschreibung über eine gemeinsame Internetplattform aller ÜNB bzw. aller VNB erfolgen. Solange eine entsprechende gemeinsame Internetplattform aller VNB nicht besteht, können zu- oder abschaltbare Lasten daher auch zukünftig grundsätzlich durch VNB nicht marktbasierend beschaffen. Soweit allerdings eine gemeinsame Internetplattform eingerichtet werden sollte, könnte Zu- oder Abschaltleistung grundsätzlich über eine Ausschreibung beschafft werden und hierbei auch das Modell des Flexmarktes zugrunde gelegt werden. Ungeklärt sind allerdings die genauen Anforderungen an die Ausgestaltung und an die Kostenanerkennung.

Erleichterungen für die Teilnahme am Flexmarkt, wie derzeit für Projektteilnehmer der SINTEG-Projekte in §§ 6 bis 12 SINTEG-V vorgesehen, werden durch das NABEG 2.0 nicht übernommen. Dies entspricht dem Ziel der SINTEG-Projekte, zunächst Erfahrungen zu sammeln. Die spätere Einführung derartiger Regelungen auf Grundlage der SINTEG-Projekte ist damit aber nicht ausgeschlossen.

Auch die Regelungen zur Beschaffung abschaltbarer Lasten nach der AbLaV und zur Beschaffung zuschaltbarer Lasten nach § 13 Abs. 6a EnWG (Nutzen statt Abregeln) bleiben bestehen und würden ggf. neben einem einzurichtenden Flexmarkt

Anwendung finden. Sie können daher weiterhin zu Einschränkungen der Teilnahme am Flexmarkt führen.

C. Der enera-Flexibilitätsmarkt 1.0

Im Folgenden werden das Modell und die Funktionsweise des enera-Flexibilitätsmarkts 1.0 beschrieben.

I. Modellbeschreibung

Erneuerbare Energien sollen zunehmend den Bedarf an Elektrizität decken und damit zur tragenden Säule der zukünftigen Energieversorgung werden.⁵⁷ Bis zum Jahr 2050 soll der EE-Anteil am deutschen Bruttostromverbrauch mindestens 80% erreichen, § 1 Abs. 2 EEG 2017. Ende 2015 waren Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), bezogen auf die Erzeugungsleistung, zu 94,7 % an die Verteilernetze angeschlossen.⁵⁸ Die Verschiebung von wenigen, an das Übertragungsnetz angeschlossen, konventionellen Erzeugungsanlagen zu vielen dezentral, an die Verteilernetze, angeschlossen EE-Anlagen stellt die Netzinfrastruktur vor große Herausforderungen. Die fluktuierende Einspeisung aus Windkraft und PV-Anlagen, bzw. die dadurch auftretenden Abweichung von Erzeugungsprognosen, erfordern häufigere Eingriffe der Netzbetreiber um jederzeit eine ausgeglichene Systembilanz sicherzustellen.⁵⁹ Zudem liegen Gebiete mit hohen Anteilen erneuerbar erzeugten Stroms in Norddeutschland, während der Großteil des Stroms im Westen und Süden Deutschlands verbraucht wird. Der Bedarf an Übertragungskapazität ist momentan nicht gedeckt, wodurch aufgrund von Netzengpässen regelmäßig EE-Anlagen abgeregelt werden müssen und die genutzte Menge von erneuerbar erzeugtem Strom reduziert wird.⁶⁰ 2017 erreichte die Ausfallarbeit aus EE-Anlagen einen Umfang von 5.518 GWh, was Entschädigungsansprüchen in Höhe von 610 Mio. Euro für die Anlagenbetreiber entsprach.⁶¹

Das bestehende Strommarktdesign unterstellt für den Stromhandel einen netzengpassfreien Stromtransport (sog. Kupferplatte). In der Realität müssen – zunehmend häufiger – auftretende Netzengpässe durch korrigierende Eingriffe der Netzbetreiber in die Fahrpläne der Netznutzer, insbesondere der Stromerzeuger,

⁵⁷ Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2010, S. 7 ff.; zu den unionsrechtlichen Zielen nach der neugefassten EE-RL (EU) 2018/2001: Wehle, RdE 2018, 407, 410 f.; Pause/Kahles, ER 2019, 9, 13.

⁵⁸ BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, 2017, S. 43.

⁵⁹ Säcker, EnWZ 2016, 294, 294; Magdowski/Kaltschmitt, ZfE 2017, 57, 58.

⁶⁰ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2018, S. 123 ff.; Schneller in Gundel/Germelmann (Hrsg.), Die Europäisierung des Energierechts – 20 Jahre Energiebinnenmarkt, 2016, S. 151, 159 f.

⁶¹ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2018, S. 125, 141 f., 146.

bewältigt werden (sog. Engpassmanagement). Zur effizienten Gestaltung des Engpassmanagements und zur bestmöglichen Nutzung der EE-Stromerzeugung wird im enera-Projekt ein lokaler bzw. regionaler Flexibilitätsmarkt (nachfolgend: Flexmarkt) als Lösungsansatz verfolgt. Am enera-Flexmarkt können für 23 Marktregionen Flexibilitätsprodukte angeboten und von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nachgefragt werden. Die Teilnahme am Flexmarkt ist freiwillig und soll dem Engpassmanagement sowie der Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen dienen. Im Jahr 2016 haben EWE NETZ ca. 500 MWh, TenneT und Avacon insgesamt ca. 100 GWh aus EE-Anlagen im Wege des Einspeisemanagements abregeln müssen. Durch den Flexmarkt soll eine kostengünstigere und marktbasiertere Alternative zu gesetzlichen Maßnahmen der Netzbetreiber bei Netzengpässen erprobt werden. Unter Flexibilität ist der Einsatz technischer Anlagen zu verstehen, die ihre Einspeisung oder ihren Bezug von elektrischer Energie auf externe Anforderung variieren.⁶² Erfasst wird nur die Anpassung der Wirkleistung, nicht der Blindleistung. Mit dem Flexmarkt soll ein Anreiz entstehen, Flexibilität aktiv dem Netzbetreiber anzubieten, sodass den Netzbetreibern, gegen Vergütung, weitere Anlagen und Möglichkeiten zum Engpassmanagement zur Verfügung stehen.⁶³ Der Flexmarkt ist dabei nur für die sog. gelbe Ampelphase⁶⁴ konzipiert. Handel am Flexmarkt findet somit nur statt, wenn sich ein Netzengpass abzeichnet, der vom betroffenen Netzbetreiber nicht ausschließlich mit eigenen Betriebsmitteln (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) behoben werden kann, sodass marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG eingesetzt werden müssen. Lässt sich in dieser Phase die Gefahr eines Netzengpasses nicht beseitigen, beginnt die sog. rote Ampelphase und der Netzbetreiber muss zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bzw. § 14 EEG 2017 ergreifen.⁶⁵ In dieser Phase steht der Flexmarkt nicht mehr zur Verfügung.⁶⁶

II. Rollen der Akteure des enera-Flexmarktes

Der enera-Flexibilitätsmarkt weist eine eigene Rollenstruktur auf, die hier in Grundzügen dargestellt wird.⁶⁷

⁶² Meese, Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen, 2018, S. 34.; Häsel, IR 2013, 258, 259.

⁶³ Vgl. Hirth/Maurer/Schlecht/Tersteegen, et 6/2019, 52, 52.

⁶⁴ Zum Modell der Netzampel: BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungsunternehmen, 2017, S. 15; grundlegend BDEW, Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept, 2015, S. 4 ff., weiterentwickelt durch BDEW, Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, 2017, S. 3 ff.

⁶⁵ Tüngler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 36; Schellberg in Greb/Boewe (Hrsg.), EEG, 2018, § 14 Rn. 10.

⁶⁶ Herrmann/Börries/Ott/Steiner/Höckner, Netzpraxis 11-12/2018, 51, 51.

⁶⁷ Vgl. auch die ausführliche Beschreibung des Flexmarktes von enera, abrufbar: <https://projekt-enera.de/blog/das-marktdesign-des-enera-flexmarktes/>.

1. Flexibilitätnachfrager

Auf der Nachfrageseite stehen ausschließlich Netzbetreiber. Im enera-Gebiet sind dies für die Nieder- und Mittelspannungsebene die EWE NETZ GmbH, auf der Hochspannungsebene die Avacon Netz GmbH und auf der Höchstspannungsebene die TenneT TSO GmbH.⁶⁸

Eine gleichzeitige Teilnahme von Anlagen am Flexmarkt und an anderen Märkten ist nicht ausgeschlossen. Am Flexmarkt ist aber ausschließlich Flexibilität für Zwecke des Engpassmanagements handelbar, sodass auf der Nachfrageseite keine weiteren Teilnehmer in Frage kommen (single-buyer-Markt). Die Netzbetreiber stellen auf dem Flexmarkt Gebote für Flexibilität basierend auf Bedarfsprognosen für das Engpassmanagement ein.

2. Anschlussnetzbetreiber

Der Anschlussnetzbetreiber zertifiziert jede einzelne Anlage, welche im Netzgebiet des Anschlussnetzbetreibers liegt, für den Zugang zum Flexmarkt. Zertifizierungsinhalte sind elektrotechnische Anforderungen und die Umsetzung von datentechnischen Schnittstellen zur Bedienung von weiteren Prozessen (Nachweisverfahren o.ä.). Die Teilnahmevoraussetzungen sind damit deutlich niedrigschwelliger als z.B. für Regelleistungsmärkte.⁶⁹ Die Börse (Rolle Plattform-Betriebsführer) schaltet auf Basis dieser Zertifizierung den Anlagenbetreiber oder Vermarkter für die Teilnahme frei.

3. Plattform-Betriebsführer (Börse)

Der Konsortialführer EWE AG beauftragt den Plattform-Betriebsführer EPEX SPOT damit, die enera-Marktplattform zur Umsetzung des im Konsortium beschlossenen Marktmodells zu erstellen und zu implementieren. Der Plattform-Betriebsführer stellt die Handelsplattform zur Verfügung und verantwortet den operativen Plattformbetrieb. Er formuliert dazu in der konkreten Durchführung Bedingungen für den Zugriff auf die Marktplattform durch Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter (Zulassung), definiert Kontrakte (Einzelverträge unter der Rahmenvereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anbieter) und organisiert insbesondere die Handelsüberwachung – kann also in der Praxis Handelsgeschäfte rückabwickeln oder Parteien vom Handel ausschließen, wenn der Verdacht auf Marktmissbrauch besteht.

⁶⁸ Börries/Herrmann/Ott/Petters/Höckner, emw 6/2018, 48, 48.

⁶⁹ Dazu: Deutsche ÜNB, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter in Deutschland (PQ-Bedingungen, Stand 9.11.2018).

Die Handelsmodalitäten am Flexmarkt sind dem Handel an der EPEX SPOT nachempfunden,⁷⁰ sodass z.B. an bestehende Handelszeiten und bekannte Prozesse angeknüpft werden kann. Der Handel öffnet um 15 Uhr und kann bis fünf Minuten vor Lieferbeginn durchgeführt werden. Als Lieferperioden sind entsprechend dem Intra-Day Markt Lieferperioden von 15 Minuten und einer Stunde handelbar. Obwohl der Handel nur während der gelben Ampelphase stattfindet, können laufend Flexibilitätsangebote eingestellt werden. Anders als im bestehenden börslichen Handel⁷¹ findet kein Clearing über die EPEX SPOT statt, sie wird nicht Vertragspartei der Handelsgeschäfte am Flexmarkt. Kommt ein Geschäft am Flexmarkt zustande, verschickt die EPEX SPOT eine Bestätigung.

Im enera-Projekt findet eine Trennung der Rollen von Betreiber und Betriebsführer der Flexibilitätsplattform statt. Ein Verzicht auf die gesonderte Rolle des Plattform-Betriebsführers ist zukünftig nicht ausgeschlossen.

4. Flexibilitätsanbieter

Die Flexibilitätsanbieter bieten am Flexmarkt den netzdienlichen Einsatz von Anlagen an. Eingesetzt werden können zu- oder abschaltbare Erzeugungsanlagen, zu- oder abschaltbare Verbrauchsanlagen sowie zu- oder abschaltbare Stromspeicher.⁷² Es kann sich sowohl um mehrere aggregierte Anlagen, insbesondere in Form virtueller Kraftwerke, als auch um Einzelanlagen handeln. Im enera-Projekt wurden z.B. Speicher, Biogasanlagen, ein elektrischer Gasverdichter und eine Power-to-Gas-Anlage eingesetzt. Die Rolle der Flexibilitätsanbieter können z.B. Betreiber von Einzelanlagen, Direktvermarkter i.S.d. EEG, Stromvertriebe oder Betreiber virtueller Kraftwerke wahrnehmen. Im enera-Projekt wurde die Flexibilität von EWE TRADING GmbH und projektexternen Vermarktern angeboten.

Im Demonstrationsvorhaben ist das Angebot zunächst auf Fahrplananpassungen beschränkt. Es geht nur um den Einsatz von Flexibilität für Zwecke des Engpassmanagements, nicht dagegen um den Handel von Wirkleistung für sonstige Zwecke, insbesondere Regelenergie, oder den Handel von Blindleistung.

III. Funktionsweise des enera-Flexmarktes

Der enera-Flexibilitätsmarkt ist in 23 Marktgebiete gegliedert, in denen Flexibilität angeboten und nachgefragt werden kann. Auf diese Einteilung, die vertraglichen

⁷⁰ Dazu Ritzau/Schuffelen in Zenke/Schäfer (Hrsg.), Energiehandel in Europa, 4. Aufl. 2017, § 5 Rn. 36, 53 f.

⁷¹ Dazu Pilgram in Zenke/Schäfer (Hrsg.), Energiehandel in Europa, 4. Aufl. 2017, § 20 Rn. 7 ff.

⁷² Beispiele bei Hülsmann/Tröster, Netzpraxis 6/2019, 14, 16.



Beziehungen der Marktteilnehmer zueinander und das Zustandekommen eines Handelsgeschäfts wird im Folgenden näher eingegangen.

1. Marktgebiete und Engpassregionen

Auf dem Flexibilitätsmarkt werden kurzfristige Flexibilitätsdienstleistungen gehandelt, die als gezielte Veränderungen von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) erfolgen.

Das enera-Gebiet ist auf Trafoebene von EWE NETZ in 23 Marktgebiete eingeteilt. Diese bilden die kleinsten engpassfreien Regionen ab und umfassen alle angeschlossenen Anlagen. Als Engpassregionen werden alle Marktgebiete zusammengefasst, die eine Wirkung auf Engpässe haben können. Engpassregionen stimmen für EWE NETZ daher mit einem oder mehreren Marktgebieten überein. Für Engpässe im Netz der Avacon bzw. der TenneT umfassen Engpassregionen mehrere Marktgebiete. Für jedes Marktgebiet bestehen Orderbücher, über die der Flexibilitätshandel von Anlagen eines Marktgebietes möglich ist. Die Erweiterung um Marktgebiete in der Hoch- und Höchstspannungsebene ist möglich.

2. Vertragliche Beziehungen der Marktteilnehmer

Die Teilnahme am Flexmarkt setzt eine Reihe vertraglicher Vereinbarungen voraus:

Zunächst muss für eine Teilnahme ein Marktzugangsvertrag zwischen dem Anlagenbetreiber bzw. dem Anlagenvermarkter und der EPEX SPOT abgeschlossen werden. Bei Einschaltung eines Anlagenvermarkters muss zudem zwischen diesem und dem Anlagenbetreiber ein Vermarktungsvertrag geschlossen werden.

Wie ausgeführt zertifiziert der Anschlussnetzbetreiber jede einzelne Anlage für den Zugang zum Flexmarkt. Vermarkter, die mit ihren Anlagen am enera-Flexmarkt teilnehmen wollen, schließen einen Zertifizierungsrahmenvertrag mit dem Anschlussnetzbetreiber. Die teilnehmenden Netzbetreiber als Flexibilitätsnachfrager müssen mit der EPEX SPOT einen Marktnutzungsvertrag schließen.

Jeder teilnehmende Netzbetreiber (Flexibilitätsnachfrager) vereinbart einen Rahmenvertrag mit jedem Flexibilitätsanbieter, auf dessen Grundlage die über die Börse abgeschlossenen Lieferverpflichtungen (Einzelverträge mit Regelungen zu Produkt, Menge, Preis und Zeit(raum)) vereinbart werden. Die Rahmenverträge sind standardisiert.



3. Zustandekommen eines Handelsgeschäfts

Die Netzbetreiber erstellen anhand der Fahrpläne und der zur Verfügung stehenden (Wetter-)Daten zu den erwarteten Stromeinspeisungen und Stromentnahmen eine Prognose über die zu erwartenden Engpässe. In diesem Umfang können sie Angebote für Flexibilität (flex assets) am Flexmarkt einstellen. Flexibilitätsanbieter könnten hierzu, aber auch unspezifisch, Angebote abgeben. Alle Gebote erfolgen anonymisiert, sodass die Netzbetreiber nicht nachvollziehen können, welcher Anlagenbetreiber oder Vermarkter den Zuschlag erhalten könnte. Angebote sollen vorab auch durch die nachgelagerten Netzbetreiber geprüft werden, um zu vermeiden, dass bei Bezuschlagung des Angebots aufgrund netztechnischer Restriktionen ein weiterer Engpass entsteht.

Für jedes enera-Marktgebiet werden für Flexibilität aus nicht bevorrechtigten Anlagen (insbesondere Graustrom-Speicher und Lasten) und aus bevorrechtigten (EE-, ggf. auch Grubengas- und hocheffizienten KWK-) Anlagen getrennte Orderbücher geführt. Kontrahiert wird zuerst Flexibilität aus dem Orderbuch der nicht bevorrechtigten Anlagen. Innerhalb des Orderbuchs wird der Zuschlag für ein oder mehrere Angebote allein nach dem günstigsten Preis erteilt.

Nachdem ein Geschäft zustande gekommen ist, verschickt die EPEX SPOT Bestätigungen an die beteiligten Parteien (Trade Confirmation Report). Die Börse wird nicht selbst Vertragspartei und übernimmt auch kein Clearing des Geschäfts. Die Abrechnung und Zahlung erfolgen am Anfang des jeweils folgenden Monats. Der Handel mit reinen Flexibilitätsoptionen ist nicht vorgesehen, ein Geschäft kommt nur zustande, wenn die Fahrplanänderung tatsächlich durchzuführen ist. Beim ersten Handel auf dem Flexmarkt, auf der E-World Messe in Essen, wurde ein Angebot über einen Bezug von 2 MW mit einer Power-to-Gas-Anlage im niedersächsischen Werlthe bezuschlagt.⁷³

Es sollen grundsätzlich keine Flexibilitäten kontrahiert werden, die teurer bzw. ineffizienter sind als Maßnahmen des Einspeisemanagements. Zu diesem Zweck besteht eine Preisobergrenze im Orderbuch für nicht bevorrechtigte Anlagen. Damit soll sichergestellt werden, dass die Vergütung für Flexibilität nicht höher ausfallen kann als die Entschädigung bei Durchführung des Einspeisemanagements nach § 15 EEG 2017. Da die Gebote für den Netzbetreiber nicht anlagenscharf abgebildet werden, können die Kosten für die Entscheidung zwischen den Alternativen Einspeisemanagement bzw. Nutzung des Flexmarkts nur anhand theoretischer Kosten verglichen werden. Sind die theoretischen Gesamtkosten der Flexibilitätsangebote

⁷³ EWE AG, Pressemitteilung vom 5.2.2019.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

geringer als die theoretischen Gesamtkosten des Einspeisemanagements, wird der Flexmarkt genutzt, ansonsten trifft der Netzbetreiber Maßnahmen zum Einspeisemanagement. Bei Nutzung zuschaltbarer Lasten ist allerdings zu berücksichtigen, dass zusätzlich zur Flexibilitätsvergütung auch EEG-Förderung für die eingespeiste EE-Strommenge anfallen kann.

Ein Ausgleich des Bilanzkreises findet am Flexmarkt nicht statt, hierfür sind die vom Handelsgeschäft betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen zuständig und müssen ggf. Ausgleichsgeschäfte tätigen, wenn durch den Handel eine Abweichung vom an den ÜNB gemeldeten Fahrplan auftritt.

4. Koordination der Netzbetreiber

Sofern Flexibilität über verschiedene Netzebenen nachgefragt wird, ist eine Kooperation der Netzbetreiber notwendig, da sie grundsätzlich nur Zugriff auf ihr eigenes Netz haben. Hierzu sind Netzbetreiber verpflichtet, um ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz zu betreiben.⁷⁴ Durch die zunehmende dezentrale Einspeisung aus EE-Anlagen verlagern sich Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität zunehmend auf die Verteilernetze.⁷⁵ Auch insgesamt müssen Netzbetreiber zunehmend häufiger eingreifen, um die Systemstabilität aufrechtzuerhalten.⁷⁶

Zu Beginn der Demonstrationsphase des Flexmarktes ist der Kommunikationsprozess zwischen den beteiligten Netzbetreibern noch nicht automatisiert. Vor jeder beabsichtigten Flexibilitätsnutzung ist daher ein gemeinsamer Koordinationsprozess notwendig.⁷⁷ Grundsätzlich muss jeder Netzbetreiber seine Aufgaben aufgrund seiner Systemverantwortung selbst erfüllen. Zur Sicherstellung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs sind die ÜNB gemäß § 12 Abs. 2 EnWG zum Informationsaustausch mit allen an ihr Übertragungsnetz angeschlossenen Netzbetreibern verpflichtet. Neben Informationen, die zum sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, müssen Informationen zur Verfügung gestellt werden, die für einen koordinierten Netzausbau und die Steuerung des Netzverbundes erforderlich sind.⁷⁸ Darüber hinaus besteht eine Unterstützungspflicht der VNB als nachgelagerte Netzbetreiber, § 14 Abs. 1c EnWG. Maßnahmen der ÜNB oder eines anderen vorgelagerten Netzbetreibers sind nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen

⁷⁴ Tüngler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 11 Rn. 62.

⁷⁵ Schäfer-Stradowsky/Timmermann, EnWZ 2018, 199, 199.

⁷⁶ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2018, S. 123 ff.

⁷⁷ Börries/Herrmann/Ott/Petters/Höckner, emw 6/2018, 48, 50.

⁷⁸ Tüngler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 11 Rn. 33.

zu unterstützen.⁷⁹ Insbesondere kann dies in Form einer Kaskade innerhalb der Regelzone erfolgen, die bei dem ÜNB beginnt und bis in die letzte Netzebene reichen kann. Die vom nachgelagerten Netzbetreiber ergriffenen Maßnahmen müssen zur Beseitigung von Gefährdungen des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich und mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung verbunden sein. Der anfordernde Netzbetreiber ist verpflichtet, die Wirksamkeit der ergriffenen Maßnahmen zu überprüfen und erforderlichenfalls weitere Maßnahmen zu verlangen, bzw. die Anforderung zurückzunehmen, sobald und soweit sie nicht mehr erforderlich ist.⁸⁰

Die operative Ausgestaltung der Netzbetreiberkaskade ergibt sich nicht aus dem Gesetzesrecht, wird aber durch eine Technische Anwendungsregel des VDE konkretisiert.⁸¹ Auch wenn dieser als solcher keine Rechtsqualität zukommt, wird ihre Verbindlichkeit über § 49 Abs. 1 und 2 EnWG vermittelt.⁸² § 49 Abs. 1 EnWG verlangt, dass Energieanlagen nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu errichten und betreiben sind, um die technische Sicherheit zu gewährleisten. Die Einhaltung allgemein anerkannter Regeln der Technik wird bei Beachtung von Regelwerken des VDE gemäß § 49 Abs. 2 S. 1 EnWG gesetzlich vermutet. Dies gilt damit auch für die Technische Anwendungsregel zur Kaskadierung. Daneben haben BDEW/VKU einen Leitfaden veröffentlicht.⁸³

D. Elektrische Gasverdichter als Flexibilität für das Stromnetz

Als konkretes Anwendungsbeispiel für die marktbasierende Beschaffung von Flexibilität wurde im Rahmen des enera-Projekts die Erbringung von Flexibilität eines elektrisch betriebenen Gasverdichters im Gasfernleitungsnetz für das Stromnetz untersucht (I.). Hierbei stellten sich neben der allgemeinen Zulässigkeit des Einsatzes eines elektrischen Verdichters im Gasfernleitungsnetz als Flexibilität für ein Stromverteilernetz (II.) insbesondere Fragen zur Entflechtung (III.) und zur Anerkennung der Kosten nach der ARegV (IV.).

⁷⁹ Tüngler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 14 Rn. 26.

⁸⁰ Pfeifle in Elspas/Graßmann/Rasdach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 14 Rn. 17; zu möglichen Inhalten und Mitteilungen s. VDE, Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen (AR-N 4140), Februar 2017, S. 62 ff.

⁸¹ VDE, Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen (AR-N 4140), Februar 2017.

⁸² Rieke/Weise/Hartmann, ER 2016, 78, 80.

⁸³ BDEW/VKU, Praxisleitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Ausgabe 3.0, Oktober 2014.

I. Sachverhalt

Das Unternehmen Open Grid Europe (OGE) betreibt ein Gasfernleitungsnetz und ist als Unabhängiger Transportnetzbetreiber (ITO) zertifiziert. Zum Netz der OGE gehört die in ihrem Eigentum stehende Gasverdichterstation Krummhörn. Neben drei vorhandenen gasbetriebenen Verdichtern soll dort im Jahr 2019 ein elektrischer Verdichter mit 13,5 MW Leistung („Maschine 8“) in den Testbetrieb gehen.

Der elektrische Verdichter soll allein gemäß den Anforderungen des Gasnetzbetriebs eingesetzt werden. Er soll zudem nur dann zum Einsatz kommen, wenn entweder kein gasbetriebener Verdichter alternativ verfügbar ist oder wenn der Einsatz des elektrischen Verdichters kostengünstiger ist als der Einsatz eines der gasbetriebenen Verdichter. Der Einsatz des elektrischen Verdichters kann in bestimmten Situationen, insbesondere bei Teillastbetrieb, schon für sich betrachtet kostengünstiger sein als der Einsatz eines der gasbetriebenen Verdichter und soll dann zum Einsatz kommen. Darüber hinaus wird in Betracht gezogen, den elektrischen Verdichter auch dann einzusetzen, wenn EWE NETZ aufgrund von Netzengpässen für diese Region ihres Elektrizitätsverteilernetzes Flexibilität nachfragt und hierfür einen finanziellen Anreiz bietet. In einer solchen Situation soll der elektrische Verdichter eingesetzt werden, wenn er unter Einbeziehung dieses finanziellen Anreizes kostengünstiger ist als der Einsatz eines der gasbetriebenen Verdichter.

Den Strombedarf des elektrischen Verdichters wird OGE nach Ausschreibung über einen Stromliefervertrag decken. Daneben soll ein Vertrag über den Einsatz des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last geschlossen werden. Insoweit soll entweder eine Vereinbarung im Rahmen des im enera-Projekt umzusetzenden sog. Flexmarktes geschlossen werden oder aber eine Vereinbarung mit EWE NETZ über eine Reduktion der Netzentgelte (in Anlehnung an § 14a EnWG). In jedem Fall soll die Steuerung des elektrischen Verdichters bei OGE verbleiben.

II. Rechtliche Grundlage für den Einsatz als zuschaltbare Last

Über den Einsatz des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last will OGE entweder eine Vereinbarung im Rahmen des im enera-Projekt umzusetzenden sog. Flexmarktes schließen oder aber eine Vereinbarung mit EWE NETZ über eine Reduktion der Netzentgelte in Anlehnung an § 14a EnWG.

1. Marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG

a. Ausgangspunkt: Regelungen zu zuschaltbaren Lasten nach § 13 EnWG

Eine Vereinbarung über den Einsatz des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last, die einen finanziellen Anreiz für OGE schafft, könnte als marktbezogene Maßnahme des VNB nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG erfolgen. Die grundlegende

Vorschrift über die vertragliche Vereinbarung zuschaltbarer Lasten durch ÜNB enthält § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG:

„Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen durch
[1. ...]
2. marktbezogene Maßnahmen, insbesondere durch den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen sowie
[3. ...].“

Diese Vorschrift deckt insbesondere auch Maßnahmen zum Zweck des Engpassmanagements. Dies ergibt sich nicht nur aus dem Wortlaut des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, sondern auch aus § 13 Abs. 4 EnWG. Danach liegt eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vor, wenn „örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe“ zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Als mögliche Maßnahme benennt § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ausdrücklich die Vereinbarung (abschaltbarer oder) zuschaltbarer Lasten. Die vertragliche Vereinbarung über zuschaltbare Lasten wird im Regelfall eine Vergütung für deren Vorhaltung und/ oder Einsatz vorsehen. Diese Vergütungszahlungen können, wenn sie sich im Rahmen eines effizienten Netzbetriebs halten, über die Netzentgelte umgelegt werden, sodass diese im Ergebnis von den Netznutzern getragen werden.⁸⁴

Ausdrücklich geregelt ist die Beschaffung von Ab- oder Zuschaltleistung über vertraglich vereinbarte ab- oder zuschaltbare Lasten durch ÜNB in § 13 Abs. 6 EnWG:

„Die Beschaffung von Ab- oder Zuschaltleistung über vertraglich vereinbarte ab- oder zuschaltbare Lasten nach Absatz 1 Nummer 2 erfolgt durch die Betreiber von Übertragungsnetzen in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren, bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind. Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben für die Ausschreibung von Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten eine gemeinsame Internetplattform einzurichten. Die Einrichtung der Plattform nach Satz 2 ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind unter

⁸⁴ Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13, Rn. 28.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

Beachtung ihrer jeweiligen Systemverantwortung verpflichtet, zur Senkung des Aufwandes für Ab- und Zuschaltleistung unter Berücksichtigung der Netzbedingungen zusammenzuarbeiten.“

Danach haben ÜNB Zuschaltleistung über vertraglich vereinbarte zuschaltbare Lasten in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren über eine gemeinsame Internetplattform zu beschaffen. Die Anforderungen des § 13 Abs. 6 EnWG können auf Grundlage der Ermächtigung nach § 13i Abs. 1 und 2 EnWG durch Rechtsverordnung weiter konkretisiert werden. Eine solche Rechtsverordnung liegt mit der AbLaV (befristet bis zum 01.07.2022, vgl. § 20 Abs. 2 AbLaV) jedoch nur zu Vereinbarungen über abschaltbare Lasten vor. Für die Kontrahierung zuschaltbarer Lasten gibt es keine der AbLaV entsprechende Rechtsverordnung. In der Praxis scheinen zuschaltbare Lasten daher bislang keine Rolle zu spielen.⁸⁵

Eine Sonderregelung für zuschaltbare Lasten enthält § 13 Abs. 6a EnWG:

„Die Betreiber von Übertragungsnetzen können mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung nach Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 3 Satz 2 schließen, wenn die KWK-Anlage

1. technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen,

(...)“

§ 13 Abs. 6a EnWG kombiniert Regelungen zum Erzeugungsmanagement (KWK-Anlage) und Lastmanagement (elektrische Wärmeerzeugung als zuschaltbare Last). Diese Regelung soll die Möglichkeit eröffnen, verstärkt zuschaltbare Lasten ins Netzengpassregime einzubinden; sie zielt außerdem darauf ab, die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt wird, und die Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG zu reduzieren.⁸⁶ Gemäß § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 EnWG sind derartige vertragliche Vereinbarungen als marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG auszugestalten, die gegenüber den übrigen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nachrangig durchzuführen sind. Die Regelung ist gemäß § 118 Abs. 22 EnWG nur bis Ende 2023 anwendbar. Mit Beschluss vom 12.1.2018 hat die BNetzA gegenüber den ÜNB

⁸⁵ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und SPD eines EEG 2016, BT-Drs. 18/8860, S. 333.

⁸⁶ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und SPD eines EEG 2016, BT-Drs. 18/8860, S. 333.

Amprion, TenneT TSO und 50Hertz Transmission ein Verfahren zur Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG und die Anerkennung der entstehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile festgelegt.⁸⁷

b. Grundsätzliche Anwendbarkeit der Regelungen auf VNB

Gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG sind die – unmittelbar nur für ÜNB geltenden – §§ 12, 13 bis 13c EnWG und die auf Grundlage des § 13i Abs. 3 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen für VNB im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend anzuwenden, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Inwieweit sich Unterschiede daraus ergeben, dass – anders als bei den ÜNB – nicht eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, sondern der Elektrizitätsversorgung in einem Verteilernetz betroffen ist, ist nicht näher geklärt. Grundsätzlich findet jedoch die allgemeine Regelung zur Kontrahierung zuschaltbarer Lasten gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch für VNB Anwendung.

Ebenso findet dem Wortlaut nach § 13 Abs. 6 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auf VNB entsprechende Anwendung. Die Anforderungen des § 13 Abs. 6 EnWG könnten allerdings nahelegen, dass dies nicht oder zumindest nicht vollumfänglich beabsichtigt war.⁸⁸ Insbesondere erscheint die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform aller VNB problematisch. Doch sieht § 119 Abs. 2 Nr. 3 EnWG ausdrücklich die Möglichkeit einer Rechtsverordnung zum SINTEG-Programm vor, die die Beschaffung von ab- und zuschaltbaren Lasten auch ohne Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber nach § 14 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 13 Abs. 6 EnWG regelt; diese Möglichkeit hat der Verordnungsgeber mit § 5 SINTEG-V wahrgenommen. Der Gesetzgeber geht damit ausdrücklich von der grundsätzlichen Anwendbarkeit des § 13 Abs. 6 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auf VNB aus.

Wie bereits ausgeführt, liegt eine konkretisierende Rechtsverordnung für die Beschaffung zuschaltbarer Lasten (in Entsprechung zur AbLaV) bislang nicht vor. Sollte zukünftig von der Verordnungsermächtigung nach § 13i Abs. 1 und 2 EnWG auch für zuschaltbare Lasten Gebrauch gemacht werden, könnte eine solche Rechtsverordnung gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG – ebenso wie derzeit die AbLaV – keine Anwendung auf VNB finden, da sie nicht auf § 13i Abs. 3 EnWG gestützt wäre.

⁸⁷ BNetzA, Beschl. v. 12.1.2018, BK8-17/0009-A.

⁸⁸ Einschränkung hinsichtlich der verfahrensrechtlichen Regelungen des § 13 Abs. 6 EnWG auch Stiftung Umweltenergierecht, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Februar 2016, S. 91.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

Die Sonderregelung nach § 13 Abs. 6a EnWG zu Vereinbarungen, die die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und die gleichzeitige Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung zum Inhalt haben, steht VNB nach § 13 Abs. 6a S. 5 EnWG ausdrücklich nicht zur Verfügung.

c. Zulässigkeit von Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten durch VNB

aa. Mögliche Bedenken

Die vorgenannten Vorschriften lassen teilweise eine erhebliche Zurückhaltung des Gesetzgebers gegenüber dem Einsatz zuschaltbarer Lasten (insbesondere durch VNB) erkennen. Daher ist zu prüfen, ob und inwieweit § 13 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 6 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG bei systematischer Betrachtung die Kontrahierung zuschaltbarer Lasten durch VNB ohne weitere gesetzliche Konkretisierung zulässt.

Erkennbar restriktiv gefasst ist zunächst § 13 Abs. 6a EnWG, der erstmals explizit einen Anwendungsfall der Vereinbarung zuschaltbarer Lasten regelt. Erfasst werden nur Vereinbarungen von ÜNB mit Betreibern von Alt-KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 500 kW. Für diese Fälle gelten strenge Regelungen hinsichtlich des Inhalts und der Ausführung der Vereinbarungen sowie für die Geltendmachung der damit verbundenen Kosten. Eine entsprechende Anwendbarkeit des § 13 Abs. 6a EnWG auf VNB gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG ist nach § 13 Abs. 6a S. 5 EnWG ausdrücklich ausgeschlossen. Damit können entsprechende Vereinbarungen zwischen VNB und KWK-Anlagenbetreibern nicht nach dem Regelungskonzept des § 13 Abs. 6a EnWG abgeschlossen werden.

Zurückhaltung lässt auch die Einschränkung des § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG erkennen, soweit dieser die entsprechende Geltung für VNB nur für solche Rechtsverordnungen vorsieht, die auf § 13i Abs. 3 EnWG gestützt sind, nicht aber Rechtsverordnungen auf Grundlage von § 13i Abs. 1 oder 2 EnWG. Damit können die dort vorgesehenen Regelungen zu den Anforderungen an Vereinbarungen über (abschaltbare oder) zuschaltbare Lasten nicht für VNB zur Anwendung kommen.

Darüber hinaus wurde auch der Begriff der „Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen“ in der Ursprungsfassung des § 14a EnWG vom Gesetzesgeber restriktiv dahingehend verstanden, dass er in der Regel nur die Abschaltung und Reduzierung der Leistungsaufnahme umfasst, während die Zuschaltung von Lasten und ähnliche Maßnahmen dem Markt vorbehalten bleiben sollten.⁸⁹ Inzwischen verwendet § 14a EnWG allerdings die weitergehende

⁸⁹ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU und FDP zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072, S. 74.

Formulierung „netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“. Doch lässt die Gesetzesbegründung nur erkennen, dass mit dieser Änderung den erweiterten technischen Einsatzmöglichkeiten Rechnung getragen werden sollte, nicht aber, ob auch der Einsatz als zuschaltbare Last einbezogen werden sollte.⁹⁰ Umgekehrt ist ein solches weitergehendes Verständnis aber nicht ausgeschlossen.

bb. Beurteilung

Die Beurteilung hat davon auszugehen, dass die zentralen Normen des § 13 Abs. 1 Nr. 2 und § 13 Abs. 6 EnWG Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten explizit zulassen. Dementsprechend stellte auch die Gesetzesbegründung zu § 13 Abs. 6a EnWG fest: „Im EnWG (§ 13 Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 4b) war bisher bereits grundsätzlich angelegt, dass zur Beseitigung von Netzengpässen Erzeugungsanlagen abgeregelt oder Lasten zugeschaltet werden können.“⁹¹ Dies gilt gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG grundsätzlich auch für VNB.

Eine ausdrückliche Einschränkung solcher Vereinbarungen, etwa auf Fälle einer vorherigen gesetzlichen Konkretisierung, ist gerade nicht erfolgt. Vielmehr lässt die Verordnungsbegründung zur SINTEG-V erkennen, dass Vereinbarungen von VNB über zuschaltbare Lasten auch ohne weitere gesetzliche Konkretisierung vom Verordnungsgeber grundsätzlich als zulässig angesehen werden. Denn gemäß § 5 SINTEG-V soll ermöglicht werden, dass einzelne VNB (die am SINTEG-Programm teilnehmen) über Plattformen Lastzuschaltungen kontrahieren können, ohne eine Abstimmung mit allen VNB herstellen zu müssen.⁹² Damit wird aber vorausgesetzt, dass diese Möglichkeit nach § 13 Abs. 6 EnWG grundsätzlich bereits besteht und nur von dem Erfordernis einer gemeinsamen Internetplattform aller VNB abgesehen werden soll.

Im Ergebnis erscheint eine Einschränkung der Kontrahierung zuschaltbarer Lasten durch VNB damit (nur) in zwei Richtungen gegeben. Zum einen dürfte § 13 Abs. 6 EnWG eine verbindliche Ausgestaltung der Kontrahierung ab- oder zuschaltbarer Lasten nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG enthalten. Dieses Verständnis entspricht auch dem Wortlaut des § 13 Abs. 6 EnWG („Die Beschaffung von Ab- oder Zuschaltleistung über vertraglich vereinbarte ab- oder zuschaltbare Lasten nach Absatz 1 Nummer 2 erfolgt (...“).⁹³ Dieses Verständnis kommt im Übrigen auch in der oben

⁹⁰ Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, BT-Drs. 18/7555, S. 111.

⁹¹ Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und SPD eines EEG 2016, BT-Drs. 18/8860, S. 333.

⁹² Verordnungsentwurf der Bundesregierung, Begründung zu § 5 SINTEG-V.

⁹³ In diesem Sinne auch der Bericht des Wirtschaftsausschusses zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/11705, S. 51.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

angesprochenen Begründung zu § 5 SINTEG-V zum Ausdruck, soweit diese von der Verpflichtung zur Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform aller VNB ausgeht. Damit ist die Kontrahierung von zuschaltbaren Lasten – außerhalb der Sonderregelung des § 5 SINTEG-V – grundsätzlich nur unter Beachtung der Anforderungen des § 13 Abs. 6 EnWG zulässig, insbesondere nur über eine gemeinsame Internetplattform aller VNB. Zum anderen ergibt sich eine zweite Einschränkung der Kontrahierung zuschaltbarer Lasten durch VNB aus § 13 Abs. 6a S. 5 EnWG, wonach, wie bereits ausgeführt, § 13 Abs. 6a EnWG auf Vereinbarungen zwischen VNB und KWK-Anlagenbetreibern keine Anwendung findet.

Abgesehen von den beiden vorgenannten Einschränkungen erscheint die Kontrahierung zuschaltbarer Lasten durch VNB grundsätzlich zulässig. Allerdings besteht angesichts der teilweise erkennbaren Zurückhaltung des Gesetzgebers gegenüber Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten und mangels weiterer gesetzlicher Konkretisierung erhebliche Unsicherheit insbesondere hinsichtlich der Anerkennungsfähigkeit der entstehenden Kosten in der Anreizregulierung (dazu auch unten D.IV.).

2. Vereinbarung einer Netzentgeltreduktion

Zu prüfen ist weiterhin, ob OGE eine Vereinbarung mit EWE NETZ über eine Reduktion der Netzentgelte in Anlehnung an § 14a EnWG schließen könnte. Hierzu ist einerseits zu untersuchen, ob der Anwendungsbereich des § 14a EnWG eröffnet ist, und zum anderen, ob EWE NETZ eine solche Vereinbarung auch außerhalb einer speziellen gesetzlichen Regelung schließen könnte.

a. § 14a EnWG

§ 14a S. 1 EnWG sieht vor:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird.“

Der Anwendungsbereich des § 14a EnWG ist danach nicht eröffnet. Eine Vereinbarung über den Einsatz des elektrischen Verdichters würde zwar mit einem VNB (EWE Netz) geschlossen und eine Verbrauchseinrichtung betreffen. Es kann auch angenommen werden, dass für den elektrischen Verdichter ein separater Zählpunkt besteht. Doch scheidet die Anwendung des § 14a EnWG zumindest aus zwei Gründen

aus. Zum einen fehlt es bereits an der grundlegenden Voraussetzung einer Nutzung des Niederspannungsnetzes, da der Verdichter an einer höheren Netzebene angeschlossen sein dürfte. Zum anderen soll der elektrische Verdichter gemäß der ausdrücklichen Vorgabe von OGE allein gemäß den Anforderungen des Gasnetzbetriebs eingesetzt werden und die Steuerung bei OGE verbleiben. Damit dürfte es an der Vereinbarung einer „netzdienlichen Steuerung“ zugunsten des VNB (EWE NETZ) fehlen.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Abschluss einer Vereinbarung nach § 14a EnWG durch OGE voraussetzt, dass OGE auch selbst einen Netznutzungsvertrag mit EWE NETZ abgeschlossen hat. Andernfalls wäre eine Vereinbarung nach § 14a EnWG nur durch den Stromlieferanten von OGE – unter Berücksichtigung der Anforderungen von OGE – möglich.

b. Vereinbarung außerhalb einer speziellen gesetzlichen Regelung

Zu prüfen ist daher, ob OGE eine Vereinbarung mit EWE NETZ über eine Reduktion der Netzentgelte außerhalb einer speziellen gesetzlichen Regelung schließen könnte. Hierin wäre eine Reduktion der Netzentgelte im Gegenzug für den Einsatz des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last vorzusehen. Fraglich ist, ob eine solche Vereinbarung mit den gesetzlichen Vorgaben zur Bildung der Netzentgelte vereinbar wäre.

Gemäß § 21 Abs. 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Das Diskriminierungsverbot gilt nicht nur im Verhältnis dritter Netzkunden zu verbundenen Unternehmen, sondern generell auch im Verhältnis dritter Netzkunden.⁹⁴ Zudem müssen die Netzentgelte in Summe (d.h. die Netzerlöse) im Ausgangspunkt die effizienten Netzkosten decken, vgl. § 21 Abs. 2 EnWG, § 15 Abs. 2 StromNEV.⁹⁵ Die Bildung der Netzentgelte ist in den §§ 12 bis 20 StromNEV näher geregelt. Diese Regelungen gelten auch im Rahmen der Anreizregulierung, wobei die Netzentgelte hier allerdings aus der nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV festgelegten Erlösobergrenze (anstelle der effizienten Netzkosten nach § 21 Abs. 2 EnWG) ermittelt werden, vgl. § 21 Abs. 1 StromNEV.

Welche Parameter vor dem Hintergrund des Gebots der Diskriminierungsfreiheit (§ 21 Abs. 1 EnWG) zulässige Differenzierungskriterien bei der Bestimmung der

⁹⁴ Säcker/Meinzenbach in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 21 EnWG Rn. 44.

⁹⁵ Die allgemeine Vereinbarung eines niedrigeren Tarifs wird teilweise allerdings für zulässig gehalten, vgl. Britz/Herzmann in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 20 Rn. 20.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

Netzentgelte darstellen, ergibt sich insbesondere aus den §§ 15 bis 19 StromNEV. Danach ist für jede Netz- oder Umspannebene eine Gleichzeitigkeitsfunktion nach § 16 Abs. 2 i.V.m. Anlage 4 StromNEV zu bilden. Maßgeblich für die Höhe der Netzentgelte sind dann die Anschlussnetzebene der Entnahmestelle, die jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie die jeweilige Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle, vgl. § 17 Abs. 1 StromNEV. Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht bei leistungsgemessenen Verbrauchern aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro kW und einem Arbeitspreis in Cent pro kWh, vgl. § 17 Abs. 2 StromNEV. Hinzu kommt, solange keine modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsysteme eingesetzt werden, ein Messstellenbetriebsentgelt nach § 17 Abs. 7 StromNEV. Abweichungen von dem auf dieser Grundlage ermittelten Netzentgelt sind nur in sehr eingeschränktem Umfang vorgesehen, nämlich nach § 19 Abs. 1 StromNEV (Monatsleistungspreise), § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung außerhalb der Hochlastzeiten), § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (energieintensive Verbraucher), § 19 Abs. 3 StromNEV (singulär genutzte Netzbetriebsmittel), § 19 Abs. 4 StromNEV und § 118 Abs. 6 EnWG (Stromspeicher) sowie § 14a EnWG (netzdienliche Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen).

Vorliegend kommt, soweit ersichtlich, keine dieser Ausnahmen in Betracht. Insbesondere findet § 14a EnWG aus den oben genannten Gründen keine Anwendung. Daher erscheint eine von den §§ 12 ff. StromNEV abweichende Ermittlung eines Netzentgelts, auch wenn sie als Anreiz für den Einsatz des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last dienen soll, mit dem Diskriminierungsverbot des § 21 Abs. 1 EnWG nicht vereinbar. Dies entspricht dem herrschenden Verständnis, wonach eine über die gesetzlichen Sondertatbestände hinausgehende individuelle Netzentgeltreduzierung durch das Diskriminierungsverbot ausgeschlossen ist.⁹⁶ Für dieses Verständnis spricht auch die Verordnungsermächtigung nach § 24 S. 1 Nr. 3 EnWG. Diese sieht den Erlass von Rechtsverordnungen für Sonderfälle vor, in denen die Regulierungsbehörde im Einzelfall individuelle Entgelte für den Netzzugang genehmigen oder untersagen kann, und bringt damit zum Ausdruck, dass individuelle Netzentgelte eine gesetzliche Grundlage benötigen.⁹⁷ Die Vereinbarung eines reduzierten Netzentgelts ist daher auch bei Vorliegen eines denkbaren besonderen Rechtfertigungsgrundes (z.B. netzdienlicher Einsatz zuschaltbarer Lasten) nicht zulässig.

⁹⁶ Britz/Herzmann in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 20 Rn. 20, vgl. auch § 23a Rn. 8; Kment in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 20 Rn. 10; jedenfalls zu § 23a EnWG auch BGH NJW 2012, 3092, 3093.

⁹⁷ In diesem Sinne auch BGH NJW 2012, 3092, 3093; Britz/Herzmann in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 23a Rn. 8; Winkler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 24 Rn. 11.

Allenfalls könnte entgegen der vorgenannten herrschenden Auffassung erwogen werden, dass ein reduziertes Netzentgelt im Einzelfall bei Vorliegen einer sachlichen Rechtfertigung zulässig ist, wenn man die nach §§ 12 ff. StromNEV ermittelten Netzentgelte nur als Obergrenzen versteht. In diesem Fall wäre aber jedenfalls keine Rechtsgrundlage ersichtlich, um die dadurch entstehenden Netzentgeltausfälle auf die übrigen Netznutzer umzulegen.⁹⁸ Im Ergebnis wäre daher eine solche Vereinbarung für EWE NETZ, sofern sie denn überhaupt zulässig sein sollte, jedenfalls mit dem Risiko finanzieller Einbußen verbunden.

III. Entflechtungsrechtliche Zulässigkeit

Nachfolgend ist zu prüfen, ob entflechtungsrechtliche Bedenken gegen eine Vereinbarung bestehen, die den Einsatz des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last im Rahmen des im enera-Projekt umzusetzenden sog. Flexmarktes regelt. Da OGE als unabhängiger Transportnetzbetreiber (ITO) zertifiziert ist, gelten die Anforderungen nach § 6a EnWG (informationelle Entflechtung), § 6b EnWG (buchhalterische Entflechtung) sowie §§ 10 bis 10e EnWG. Keine Bedenken bestehen gegen den Strombezug für den Betrieb des elektrischen Verdichters als solchen (unten D.III.1.). Näher zu prüfen ist jedoch die Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last für den VNB (unten D.III.2.).

1. Strombezug des elektrischen Verdichters

Den Entflechtungsvorschriften liegt grundsätzlich die Vorstellung zugrunde, den Netzbetrieb von wettbewerblich geprägten Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung zu trennen, um eine Wettbewerbsbeeinflussung unter Ausnutzung des Netzmonopols von vornherein auszuschließen. Im Fokus steht dabei die Trennung des Netzbetriebs von den Tätigkeitsbereichen Erzeugung und Vertrieb, wie etwa die Definition des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens nach § 3 Nr. 38 EnWG verdeutlicht. Daneben ist auch eine Trennung des Netzbetriebs von Aktivitäten im Bereich des Kaufs von Elektrizität teilweise vorgeschrieben, vgl. insbesondere § 10c Abs. 2, 5 und 6 EnWG. Ob diese Regelung nur für Stromnetzbetreiber gilt oder auch für Gasnetzbetreiber, kann im Ergebnis offenbleiben.

Denn jedenfalls ergeben sich keine grundsätzlichen entflechtungsrechtlichen Bedenken gegen den Kauf von Elektrizität für den Betrieb eines elektrischen Verdichters durch einen Fernleitungsnetzbetreiber. Vielmehr ist der Betrieb des Verdichters – und damit auch die Beschaffung der für den Verdichterbetrieb

⁹⁸ In diesem Sinne auch Missling in Theobald/Kühling (Hrsg.), Energierecht, Losebl., § 21 Rn. 33, restriktiver § 23a Rn. 70.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

erforderlichen elektrischen Energie – grundsätzlich dem Gasnetzbetrieb zuzuordnen. Dies ergibt sich bereits aus sachlichen Erwägungen. Es wird aber auch durch § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV bestätigt, der die Kosten für die Beschaffung von Treibenergie ausdrücklich als (volatile) Netzkosten anerkennt, und durch die Festlegung einer Betriebskostenpauschale für Erdgasverdichter im Rahmen der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (näher unten D.IV.1.). Im Rahmen der Entflechtungsvorschriften ergibt sich zudem allgemein aus § 10e Abs. 6 S. 3 Nr. 3 EnWG, dass der Erwerb von Energie, die für den Betrieb des Transportnetzes erforderlich ist, durch einen ITO zulässig ist.

Einschränkungen kommen allenfalls dann in Betracht, wenn der Einsatz der Treibenergie nicht nur den Zwecken des Gasnetzbetriebs dient, sondern darüber hinaus auch zur Erbringung von Engpassmanagementleistungen für den Stromnetzbetreiber. Hierauf ist im Zusammenhang mit der Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last einzugehen (unten D.III.2.).

2. Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last

a. Einschränkung von ITO-Tätigkeiten außerhalb des Gasnetzbetriebs?

Die für das ITO-Modell geltenden Entflechtungsvorschriften sehen eine strenge Trennung des ITO von anderen Teilen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens vor. Beispielhaft ordnet § 6b Abs. 3 Nr. 3 EnWG an, dass die betroffenen Unternehmen (insbesondere vertikal integrierte EVU und selbständige Netzbetreiber) zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten in den dort aufgeführten Bereichen – insbesondere auch im Bereich der Gasfernleitung – so zu führen haben, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt würden.

Die Entflechtungsvorschriften, insbesondere §§ 10 ff. EnWG, regeln jedoch nicht ausdrücklich, inwieweit ITOs Tätigkeiten außerhalb des Gasnetzbetriebs durchführen dürfen. Lediglich mittelbar ergeben sich Einschränkungen aus § 10b Abs. 3 EnWG, demzufolge der ITO weder direkt noch indirekt Anteile an Tochterunternehmen des vertikal integrierten Unternehmens halten darf, die die Funktionen Erzeugung, Gewinnung oder Vertrieb von Energie an Kunden wahrnehmen. Dieser Regelung lässt sich entnehmen, dass der ITO – erst recht – nicht selbst die Funktionen Erzeugung, Gewinnung oder Vertrieb von Energie an Kunden wahrnehmen darf. Ähnlich ergeben sich Einschränkungen mittelbar auch aus § 10c Abs. 2, 5 und 6 EnWG. Danach sind cooling off-Phasen vorgesehen für den Personalwechsel zwischen ITO und einem anderen Unternehmen des vertikal integrierten Unternehmens, das im Elektrizitätsbereich eine der Funktionen Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf

von Elektrizität und im Erdgasbereich eine der Funktionen Gewinnung, Verteilung, Lieferung, Kauf, Betrieb einer LNG-Anlage oder Speicherung von Erdgas wahrnimmt oder kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllt. Erst recht darf dann der ITO solche Aufgaben nicht selbst wahrnehmen. Weitergehende Regelungen, insbesondere zur Zulässigkeit der Erbringung von System- oder Engpassmanagementleistungen durch Fernleitungsnetzbetreiber für Stromnetzbetreiber, bestehen nicht. Soweit § 10e Abs. 6 S. 3 Nr. 1 EnWG auch Fragen des Engpassmanagements anspricht, betrifft dies ersichtlich nur das Engpassmanagement des ITO selbst, nicht aber die Bereitstellung von Flexibilität für andere Netzbetreiber.

Es erscheint jedoch fraglich, ob aus dem Fehlen solcher weitergehender Tätigkeitsverbote entnommen werden kann, dass Tätigkeiten außerhalb des Gasnetzbetriebs entflechtungsrechtlich zulässig sind. Insoweit sind zum einen die für VNB geltenden Entflechtungsanforderungen zu berücksichtigen. So müssen vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen nach § 7 EnWG allgemein sicherzustellen, dass mit ihnen verbundene VNB hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind (rechtliche Entflechtung). Daher muss sich das Netz jedenfalls in den Händen einer anderen Gesellschaft als die Erzeugungs- und/oder Vertriebspartie befinden.⁹⁹ Die Vorschrift könnte weitergehend aber auch dahin verstanden werden, dass ein solcher VNB keinerlei sonstige Tätigkeiten im Bereich der Energieversorgung (nicht also nur im Bereich der Erzeugung oder des Vertriebs von Energie) ausüben darf. Die Auslegung des § 7 EnWG ist insoweit nicht abschließend geklärt.¹⁰⁰ Sollte die Norm jedoch in diesem weitergehenden Sinne ausgelegt werden, so müsste die Wertung – erst recht – im Rahmen der §§ 10 ff. EnWG berücksichtigt werden. Denn die §§ 10 ff. EnWG zielen darauf, verschärfte Entflechtungsanforderungen für Transportnetzbetreiber im Vergleich zu der Rechtslage für VNB aufzustellen.¹⁰¹ Dies schlägt sich etwa in den besonderen gesellschaftsrechtlichen Anforderungen nach § 10b Abs. 2 und 3 EnWG hinsichtlich Rechtsform und Gesellschaftsvertrag des ITO nieder.

Zum anderen ist zu berücksichtigen, dass viele der Regelungen in den §§ 10 ff. EnWG eine Trennung des ITO von anderen Unternehmensteilen des vertikal integrierten EVU vorschreiben, ohne dies auf bestimmte Bereiche der Energieversorgung (insbesondere Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Energie) zu

⁹⁹ Säcker/Schönborn, in *BerlKomEnR*, 4. Aufl. 2019, § 7 EnWG Rn. 21.

¹⁰⁰ Vgl. in Bezug auf den Stromspeicherbetrieb auch Weyer/Lietz, *ZNER* 2014, 241, 244 f.

¹⁰¹ Vgl. auch de Wyl/Finke in *Schneider/Theobald* (Hrsg.), *Recht der Energiewirtschaft*, 4. Aufl. 2013, § 4 Rn. 9; *Mussaeus/Küper/Goldberg/Sänger* in *PWC* (Hrsg.), *Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft*, 3. Aufl. 2012, S. 289.

Teil 1: Marktbasierendes Engpassmanagement

beschränken, vgl. beispielhaft nur § 10c Abs. 3 S. 1, Abs. 4 EnWG. Dass die Entflechtungsanforderungen sich, jedenfalls dem Wortlaut nach, nicht auf bestimmte Tätigkeiten des vertikal integrierten EVU beschränken, könnte nahelegen, dass solche Tätigkeiten nach der Vorstellung des Gesetzgebers nur von anderen Unternehmensteilen als dem ITO selbst wahrgenommen werden dürfen.

Die dargestellten Überlegungen legen im Ergebnis eine Einschränkung der zulässigen Tätigkeiten eines ITO außerhalb des Gasnetzbetriebs auch über die Bereiche Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Energie hinaus nahe. Diese Frage ist allerdings nicht abschließend geklärt. Weitere Voraussetzung für die Anerkennung derartiger entflechtungsrechtlicher Grenzen ist nach hiesigem Verständnis aber jedenfalls, dass die betreffenden Tätigkeiten – ähnlich wie Tätigkeiten in den Bereichen Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Energie – die Gefahr einer Wettbewerbsbehinderung aufgrund Ausnutzung des Netzmonopols begründen. Hierauf ist im Folgenden näher einzugehen.

b. Gefahr einer Wettbewerbsbehinderung

Die Entflechtungsvorschriften dienen im Wesentlichen dazu, die Gefahr einer Wettbewerbsbehinderung durch Ausnutzung des natürlichen Monopols des Netzbetreibers auszuschließen.¹⁰² Selbst wenn man weitreichende entflechtungsrechtliche Grenzen der zulässigen Tätigkeiten eines ITO außerhalb des Gasnetzbetriebs grundsätzlich anerkennt, so setzen diese daher jedenfalls voraus, als eine derartige Gefahr der Wettbewerbsbehinderung denkbar erscheint. Vorliegend ist eine solche Gefahr nur hinsichtlich der Überlegung erkennbar, dass der ITO bei der Erbringung von Engpassmanagementleistungen unzulässige Wettbewerbsvorteile genießen könnte, weil er die Kosten des elektrischen Verdichters über die Gasnetzentgelte umlegen kann, während konkurrierenden Anbietern von Engpassmanagementleistungen eine solche Finanzierungsmöglichkeit nicht zur Verfügung steht. Für die weitere Prüfung wird insoweit unterstellt, dass der ITO die Kosten des elektrischen Verdichters vollständig als Gasnetzkosten geltend machen kann (dazu näher unten D.IV.).

Bei der Prüfung, ob eine relevante Wettbewerbsbehinderung vorliegt, ist zunächst zu bedenken, dass die Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last zwar als solche eine Tätigkeit außerhalb des Gasnetzbetriebs darstellt, dass der

¹⁰² Begründung der Bundesregierung zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 15/3917, S. 46, 51; Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU und FDP zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072, S. 45 f., 54; Säcker/Schönborn in *BerlKommEnR* Band 1, 4. Aufl. 2019, § 6 EnWG Rn. 2 f.; Heinlein/Büsch in *Theobald/Kühling* (Hrsg.), *Energierecht*, Losebl., § 6 EnWG Rn. 34.

D. Elektrische Gasverdichter als Flexibilität für das Stromnetz

Einsatz des Verdichters aber für den Gasnetzbetrieb erfolgt. Insofern entspricht die Zuordnung der Kosten des elektrischen Verdichters zum Gasnetz dem gesetzlichen Grundkonzept, wonach Kosten des Gasnetzbetriebs den Gasnetzkosten zuzuordnen und von den Gasnetznutzern zu tragen sind. Dieses Konzept erscheint zudem dann besonders naheliegend, wenn der Gasnetzbetreiber, wie vorliegend der Fall, den elektrischen Verdichter unabhängig von der Vermarktung als zuschaltbare Last ohnehin beschafft hätte und nur dessen Einsatzzeiten ausweitet. Denn in diesem Fall wären die Kapitalkosten ohnehin angefallen und von den Gasnetznutzern zu tragen. Die Betriebskosten des Gasnetzes aber sinken, weil der elektrische Verdichter nach der Planung von OGE nur zum Einsatz kommen soll, wenn seine Betriebskosten unter Abzug der Vergütung für den Einsatz als zuschaltbare Last günstiger liegen als die Betriebskosten der alternativ einzusetzenden gasbetriebenen Verdichter. Hierbei ist davon auszugehen, dass die Vergütung für den Einsatz des Verdichters als zuschaltbare Last bei den Gasnetzkosten kostenmindernd zu berücksichtigen ist (dazu unten D.IV.).

Darüber hinaus erscheint aus Perspektive konkurrierender Anbieter von Engpassmanagementleistungen für das Stromverteilernetz fraglich, ob die Finanzierung der Kosten des elektrischen Verdichters über die Gasnetzentgelte einen unzulässigen Wettbewerbsvorteil für OGE begründet. Konkurrierende Anbieter zuschaltbarer Lasten können etwa Industrie- oder Gewerbebetriebe oder Betreiber von Stromspeichern sein. Auch solche konkurrierenden Anbieter von Engpassmanagementleistungen werden die Kapitalkosten der von ihnen eingesetzten Anlagen häufig vollständig aus anderen Einnahmen decken, so dass es an einem Wettbewerbsvorteil für OGE fehlt. Ein Wettbewerbsvorteil ergibt sich für OGE nur gegenüber solchen konkurrierenden Anbietern von Engpassmanagementleistungen, die hieraus einen zusätzlichen Deckungsbeitrag erwirtschaften müssen. Die Abdeckung der Kapitalkosten des elektrischen Verdichters über die Gasnetzentgelte stellt sich insoweit aber nicht als unzulässiger Wettbewerbsvorteil des ITO dar, wenn die Kostenzuordnung zum Gasnetz aus den oben genannten Gründen gerechtfertigt ist.

Im konkreten Fall ist schließlich zu bedenken, dass für die Erbringung der von EWE NETZ nachgefragten Engpassmanagementleistungen in dem betroffenen Netzbereich möglicherweise keine konkurrierenden Anbieter existieren. Daher scheidet ein unzulässiger Wettbewerbsvorteil der OGE im konkreten Fall möglicherweise bereits mangels Wettbewerbs aus. Die entflechtungsrechtlichen Anforderungen sollen jedoch bereits im Vorfeld einer konkreten Wettbewerbsgefahr Unternehmensstrukturen und Unternehmensverhalten ausschließen, die auch nur

die bloße Möglichkeit der Wettbewerbsbehinderung begründen.¹⁰³ Die Entflechtungsvorschriften greifen daher grundsätzlich unabhängig davon ein, ob im konkreten Fall eine Wettbewerbsgefahr nachweisbar ist. Das Fehlen konkurrierender Anbieter im Einzelfall erscheint daher grundsätzlich nicht geeignet, die Anwendung der Entflechtungsvorschriften einzuschränken.

Im Ergebnis sprechen dennoch überwiegende Gründe gegen die Annahme, dass die Geltendmachung der Kosten des elektrischen Verdichters über die Gasnetzentgelte einen unzulässigen Wettbewerbsvorteil begründet. Zum einen entspricht die Kostenzuordnung zum Gasnetzbetrieb dem gesetzlichen Grundkonzept. Zum anderen kommt eine anderweitige Finanzierung der Kapitalkosten auch bei konkurrierenden Anbietern von Engpassmanagementleistungen in Betracht.

IV. Kostenanerkennung in der Anreizregulierung

Die Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last wird maßgeblich durch die Anerkennung der entstehenden Kosten als Netzkosten beeinflusst. Zu klären ist einerseits die Berücksichtigung der Kosten des elektrischen Verdichters als Gasnetzkosten, und zwar insbesondere bei Einsatz als zuschaltbare Last für das Stromverteilernetz (unten 1.). Zum anderen ist zu prüfen, ob die Vergütung für den Einsatz des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last den Kosten des Stromverteilernetzes zuzuordnen ist (unten 2.).

1. Kosten des elektrischen Verdichters als Gasnetzkosten

Die Kosten für den Einsatz eines elektrischen Verdichters sind grundsätzlich den Kosten des Gasnetzbetriebs zuzuordnen. Hinsichtlich der Kapitalkosten ergibt sich dies aus Ziff. III.1. der Anlage 1 zur GasNEV, der die Kosten der Erdgasverdichteranlagen ausdrücklich als Netzkosten berücksichtigt. Hinsichtlich der Betriebskosten regelt § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV, dass die Kosten für Treibenergie als volatile Kostenanteile zu berücksichtigen sind, und erkennt diese damit gleichfalls als Netzkosten an. Schließlich hatte die BNetzA im Falle der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV eine Betriebskostenpauschale für Erdgasverdichter in Höhe von 5,2 % festgelegt und damit die Berücksichtigungsfähigkeit der Kapital- und Betriebskosten von Erdgasverdichtern

¹⁰³ In diesem Sinne *de Wyl/Finke* in Schneider/Theobald (Hrsg.), *Recht der Energiewirtschaft*, 4. Aufl. 2013, § 4 Rn. 16; *Schmutzer/Schoon/Stolzenburg* in Rosin et. al (Hrsg.), *Praxiskommentar zum EnWG*, Losebl., § 6 EnWG Rn. 43.

zugrunde gelegt.¹⁰⁴ Alle genannten Vorschriften finden dem Wortlaut nach sowohl auf gasbetriebene als auch auf elektrische Verdichter Anwendung.

Fraglich ist, ob eine abweichende Beurteilung eingreift, wenn der elektrische Verdichter als zuschaltbare Last vermarktet und (auch) im Interesse des Stromnetzbetreibers eingesetzt wird. Diese Vermarktungstätigkeit könnte für sich betrachtet als Tätigkeit außerhalb des Gasnetzbetriebs angesehen werden, so dass die damit verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten möglicherweise nicht als Gasnetzkosten anerkannt werden könnten.

Doch ist zu berücksichtigen, dass der elektrische Verdichter – auch wenn er vom Stromnetzbetreiber als zuschaltbare Last genutzt wird – dennoch auch für Zwecke des Gasnetzbetriebs genutzt wird, weil die Erdgasverdichtung dem Erdgastransport dient. Die Vorschriften des EnWG, der GasNEV und der ARegV enthalten keine Einschränkung der Kostenanerkennung bei solcher „Doppelnutzung“ von Anlagen sowohl für Zwecke des Gasnetzbetriebs als auch für sonstige Zwecke. Daher liegt nahe, dass eine solche Doppelnutzung der vollständigen Kostenanerkennung nicht entgegensteht. Für dieses Ergebnis spricht etwa auch die Regelung der Biogasumlage nach § 20b GasNEV, mit der die den Gasnetzbetreibern aus der Förderung der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz (durch Entlastung der Anlagenbetreiber bei den Kosten für Netzanschluss, Aufbereitung und Bilanzierung sowie durch Zahlung vermiedener Netzkosten) entstehenden Kosten vollständig auf die Gasnetznutzer umgelegt werden. Insoweit wurde angeregt, aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit einen Teil der Kosten den Stromnetznutzern aufzuerlegen, weil das Stromnetz im Falle von Synthesegas aus Power-to-Gas-Verfahren (Biogas gemäß § 3 Nr. 10c EnWG) entlastet werde und daher die Stromnetznutzer wirtschaftlich profitierten.¹⁰⁵ Die Kostentragung durch die Gasnetzbetreiber wird insoweit jedoch nicht in Zweifel gezogen und auch eine Gesetzesänderung wurde nicht vorgenommen.

Die Kostenanerkennung unterliegt grundsätzlich allerdings den Effizienzanforderungen nach § 21 Abs. 2 EnWG, §§ 4 ff. GasNEV. Insoweit ist zu berücksichtigen, wie sich der Einsatz des elektrischen Verdichters auf die Gasnetzkosten auswirkt. Dabei entspricht es der Zuordnung der Kosten für den

¹⁰⁴ BNetzA v. 5.12.2011, Az. BK4-11-027; aufgehoben durch BNetzA v. 11.12.2019, Az. BK4-19-070. Stattdessen wurde der Abschluss öffentlich-rechtlicher Verträge mit den FNB vorgesehen, vgl. die Konsultationsfassung unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_73_InvestM/VerfEinl_und_Kons/VerfEinl_Konsul_inhalt.html.

¹⁰⁵ Vgl. BNetzA, Positionspapier Einspeisung Wasserstoff und SNG – Ergebnis der Konsultation, FNB Gas (Nr. 30).

Teil 1: Marktbasiertes Engpassmanagement

elektrischen Verdichter zu den Gasnetzskosten, im Gegenzug auch die erzielten Erlöse aus der Vermarktung als zuschaltbare Last dem Gasnetz zuzuordnen und gemäß § 9 GasNEV kostenmindernd zu berücksichtigen. Der Einsatz des elektrischen Verdichters muss daher unter Berücksichtigung der erzielten Erlöse grundsätzlich zu einer verbesserten Kosteneffizienz führen.

Die Zuordnung zu den Gasnetzskosten erscheint schließlich dann besonders naheliegend, wenn der Gasnetzbetreiber, wie vorliegend der Fall, den elektrischen Verdichter unabhängig von der Vermarktung als zuschaltbare Last ohnehin beschafft hätte und nur dessen Einsatzzeiten ausweitet. Denn in diesem Fall wären die Kapitalkosten ohnehin angefallen und von den Gasnetznutzern zu tragen. Zugleich sinken auch die Betriebskosten des Gasnetzes, da der elektrische Verdichter nach der Planung von OGE nur zum Einsatz kommen soll, wenn seine Betriebskosten unter Abzug der erzielten Erlöse aus dem Einsatz als zuschaltbare Last günstiger liegen als die Betriebskosten der alternativ einzusetzenden gasbetriebenen Verdichter. Der Einsatz als zuschaltbare Last erscheint in diesem Fall als „Annex“ zu dem primär vorgesehenen Einsatz zu den Zeiten, in denen der elektrische Verdichter unabhängig von den Erlösen aus der Vermarktung als zuschaltbare Last, Vorteile gegenüber dem Einsatz der gasbetriebenen Verdichter aufweist. Dies spricht zusätzlich für die Zuordnung zu den Gasnetzskosten. Damit bestehen auch hinsichtlich der Effizienzanforderungen nach § 21 Abs. 2 EnWG, §§ 4 ff. GasNEV keine Bedenken.

Im Ergebnis sind daher keine durchgreifenden Bedenken gegen die Anerkennung der Kapital- und Betriebskosten des elektrischen Verdichters als Gasnetzkosten ersichtlich.

2. Vergütung der zuschaltbaren Last als Stromnetzkosten

Der Einsatz zuschaltbarer Lasten durch VNB als marktbezogene Maßnahme erfolgt gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG i.V.m. § 5 SINTEG-V. Wie bereits angesprochen, können die Kosten für die Vergütung marktbezogener Maßnahmen, wenn sie sich im Rahmen eines effizienten Netzbetriebs halten, über die Netzentgelte umgelegt werden (oben D.II.1.a.).¹⁰⁶ Vergütungszahlungen für den Einsatz zuschaltbarer Lasten sind damit grundsätzlich den Stromnetzkosten des Strom-VNB zuzuordnen.

Fraglich erscheint im Falle zuschaltbarer Lasten vor allem, inwieweit diese den Effizienzanforderungen genügen. Voraussetzung ist jedenfalls, dass die zuschaltbare Last einen Zusatznutzen für das Stromnetz bietet, also nicht ohnehin eingesetzt worden wäre. Die restriktive Fassung der geltenden Vorschriften kann auch als Ausdruck des Bestrebens angesehen werden, Gestaltungsmöglichkeiten

¹⁰⁶ Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13, Rn. 28.

D. Elektrische Gasverdichter als Flexibilität für das Stromnetz

auszuschließen, mit denen eine Vergütung für den Einsatz von Lasten erzielt werden soll, die auch ohne Vergütungszahlung eingesetzt worden wären. Besonders deutlich wird dies im Falle des § 9 SINTEG-V, der den Einsatz zuschaltbarer Lasten zur Vermeidung von Einspeisemanagement davon abhängig macht, dass die zusätzlich eingesetzte Last ausschließlich in der Zeit der Anforderung zum Einspeisemanagement eingesetzt wird, dass sie den Strombezug nicht nur zeitlich verschiebt und dass die einer Reduzierung der Erzeugungsleistung der Anlage entsprechende entlastende physikalische Wirkung für das Elektrizitätsversorgungsnetz gewahrt ist. Damit soll nach der Verordnungsbegründung eine Scheinentlastung vermieden werden, die entsteht, wenn ein Verbraucher zunächst am Spotmarkt seine Last reduziert und damit den Netzengpass verstärkt, um den selbst verstärkten Netzengpass dann durch Lasterhöhung zu entlasten. Daher wird eine entsprechende Leistungsscheibe als effektiv zusätzliche Last gefordert, die ohne Anforderung zum Einspeisemanagement nicht ohnehin Strom verbrauchen würde, da ansonsten kein entlastender Effekt für das Netz zu erwarten ist.¹⁰⁷

Hinsichtlich des Einsatzes des elektrischen Verdichters ist vorgesehen, dass OGE zunächst eine Bedarfsprognose an EWE NETZ als zuständigen VNB meldet. Aufgrund der vorliegenden Meldungen erstellt EWE NETZ dann eine Lastprognose für ihr Netz. Auf dieser Grundlage entscheidet EWE NETZ anschließend, ob Maßnahmen des Engpassmanagements erforderlich sind und ob deshalb am Flexmarkt Maßnahmen des Erzeugungs- bzw. Lastmanagements nachgefragt werden sollen. Diese zeitlichen Zusammenhänge ziehen der Möglichkeit strategischen Verhaltens beim Einsatz des elektrischen Verdichters Grenzen. Zum einen sind die möglichen Einsatzzeiten des elektrischen Verdichters durch die Anforderungen des Gasnetzbetriebs eingeschränkt. Zum anderen ist OGE bei Meldung der Bedarfsprognose noch nicht bekannt, wie sich die Lastsituation im EWE NETZ darstellen wird und ob EWE NETZ Engpassmanagement-Maßnahmen am Flexmarkt nachfragen wird. Schließlich ist aufgrund möglicher konkurrierender Angebote am Flexmarkt auch nicht ohne weiteres gesichert, dass der Einsatz des elektrischen Verdichters angefordert werden wird. Allerdings erscheint nicht von vornherein ausgeschlossen, dass Zeiten von Netzengpässen für die Netznutzer prognostizierbar sein und mit den Einsatzanforderungen des Gasnetzbetriebs übereinstimmen könnten. Zudem verliert der Gesichtspunkt konkurrierender Angebote an Gewicht, wenn solche in dem betreffenden Netzgebiet ohnehin nur sehr eingeschränkt verfügbar sein sollten.

¹⁰⁷ Begründung zum Verordnungsentwurf der Bundesregierung, S. 23, abrufbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-sinteg.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Im Ergebnis bedarf es daher genauer Prüfung, ob bei Einsatz des elektrischen Verdichters eine effektive Netzentlastung sichergestellt ist. Sollten hieran Zweifel bestehen, so lässt sich eine Einschränkung der Kostenanerkennung aus Effizienzgründen nicht mit Gewissheit ausschließen.

Die Effizianzforderungen dürften darüber hinaus der Höhe der gezahlten Vergütung Grenzen ziehen. Grundsätzlich müsste die Kontrahierung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Last kostengünstiger als alternative Maßnahmen des Engpassmanagements sein. Hinsichtlich konkurrierender Angebote am Flexmarkt wäre dies durch eine entsprechende merit order zu gewährleisten. Darüber hinaus muss nach der Logik des Leitfadens Einspeisemanagement der BNetzA¹⁰⁸ allerdings auch die Abregelung von Erzeugungsanlagen, insbesondere im Wege des Einspeisemanagements, als alternative Maßnahmen in Betracht gezogen werden. In diesem Fall würden die Kosten für Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG 2017 anfallen, so dass die Vergütung für zuschaltbare Lasten jedenfalls unterhalb dieses Betrags als kosteneffizient angesehen werden könnte. Dagegen dürften die Kosten für den bilanziellen und energetischen Ausgleich der Einspeisemanagement-Maßnahme grundsätzlich keine zusätzliche Erhöhung der Vergütungszahlung rechtfertigen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung Kosten in entsprechender Höhe auch bei Einsatz einer zuschaltbaren Last anstelle des Einspeisemanagements anfallen würden, auch wenn sie möglicherweise andere Marktteilnehmer treffen würden.

V. Ergebnisse

Trotz der teilweise erkennbaren Zurückhaltung des Gesetzgebers gegenüber Vereinbarungen über zuschaltbare Lasten erscheint deren Abschluss auch durch VNB grundsätzlich zulässig. Im vorliegenden Zusammenhang ist lediglich zu beachten, dass § 13 Abs. 6 EnWG verbindliche Vorgaben für die Kontrahierung zuschaltbarer Lasten enthalten dürfte, die zu beachten sind. Die Kontrahierung über eine gemeinsame Internetplattform aller VNB ist nach § 5 SINTEG-V aber entbehrlich. Mangels weiterer gesetzlicher Konkretisierung besteht erhebliche Unsicherheit insbesondere hinsichtlich der Anerkennungsfähigkeit der entstehenden Kosten in der Anreizregulierung.

¹⁰⁸ BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement-Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0, Stand 29.3.2011, S. 7.

Der Abschluss einer Vereinbarung zwischen EWE NETZ und OGE über eine Reduktion der Netzentgelte in Anlehnung an § 14a EnWG dürfte ausscheiden. Der Anwendungsbereich des § 14a EnWG ist nicht eröffnet. Außerhalb einer speziellen gesetzlichen Regelung wäre die Gewährung eines reduzierten Netzentgelts nach herrschendem Verständnis aber eine unzulässige Diskriminierung; zumindest wäre eine Umlage der entstehenden Mindererlöse auf andere Netznutzer ausgeschlossen.

Es ist nicht abschließend geklärt, ob entflechtungsrechtliche Grenzen für die Tätigkeit eines ITO außerhalb des Gasnetzbetriebs bestehen, die über die Bereiche Erzeugung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Energie hinaus auch die Vermarktung des elektrischen Verdichters als zuschaltbare Lasten ausschließen. Eine solche weite Interpretation der Entflechtungsvorschriften ist aber denkbar.

Auch bei einer solchen weiten Interpretation der Entflechtungsvorschriften setzt deren Anwendbarkeit zusätzlich voraus, dass die Gefahr einer Wettbewerbsbehinderung aufgrund Ausnutzung des Netzmonopols besteht. Vorliegend ist zu erwägen, ob OGE bei der Erbringung von Engpassmanagementleistungen möglicherweise unzulässige Wettbewerbsvorteile genießt, weil sie die Kosten des elektrischen Verdichters über die Gasnetzentgelte umlegen kann, während konkurrierenden Anbietern von Engpassmanagementleistungen eine solche Finanzierungsmöglichkeit nicht zur Verfügung steht. Im Ergebnis erscheinen diese Bedenken aber nicht durchschlagend. Zum einen entspricht die Kostenzuordnung zum Gasnetzbetrieb dem gesetzlichen Grundkonzept. Zum anderen kommt eine anderweitige Finanzierung der Kapitalkosten auch bei konkurrierenden Anbietern von Engpassmanagementleistungen in Betracht.

Gegen die Berücksichtigung der Kosten für den elektrischen Verdichter als Gasnetzkosten bestehen im Ergebnis auch dann keine durchgreifenden Bedenken, wenn der Verdichter als zuschaltbare Last für das Stromnetz vermarktet wird. Eine gesetzliche Einschränkung der Kostenanerkennung bei derartiger „Doppelnutzung“ ist nicht ersichtlich. Die Zuordnung zu den Gasnetzkosten erscheint dann besonders naheliegend, wenn der Gasnetzbetreiber, wie vorliegend der Fall, den elektrischen Verdichter unabhängig von der Vermarktung als zuschaltbare Last ohnehin beschafft hätte und nur dessen Einsatzzeiten ausweitet.

Die Anerkennung der Kosten für die Vergütung des elektrischen Verdichters als Stromnetzskosten setzt voraus, dass eine effektive Netzentlastung durch seinen Einsatz sichergestellt ist. Andernfalls lässt sich eine Einschränkung der Kostenanerkennung aus Effizienzgründen nicht mit Gewissheit ausschließen. Die



Teil 1: Marktbasieretes Engpassmanagement

Höhe der gezahlten Vergütung dürfte unter Effizienz Gesichtspunkten dann nicht zu beanstanden sein, wenn sie unterhalb der konkurrierenden Angebote am Flexmarkt liegt und auch unterhalb der Kosten für Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG 2017 für alternativ abzuregelnde Erzeugungsanlagen.

Teil 2: Kostenbasiertes Engpassmanagement

Das Engpassmanagement findet in Deutschland weit überwiegend kostenbasiert statt. Dies galt während der Projektlaufzeit in besonderem Maße für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien, die bei Netzengpässen über das Einspeisemanagement der §§ 14, 15 EEG 2017 geregelt und bei Drosselung der Erzeugung entschädigt wurden (hierzu A.). Für die Anlagenbetreiber waren zur Geltendmachung von Entschädigungsansprüchen Informationen durch die Netzbetreiber besonders wichtig (hierzu B.). Das System des Einspeisemanagements wird durch das NABEG 2.0 mit Wirkung zum 1.10.2021 abgeschafft und die Regeln zur Anlagensteuerung und kostenbasierten Entschädigung von Erzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen, in die allgemeinen Regeln des Engpassmanagements das EnWG integriert (hierzu C.).

A. Entschädigung nach § 15 EEG 2017¹⁰⁹

Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 reduziert, steht dem Betreiber grundsätzlich eine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 zu. Für bestimmte Fallgestaltungen wie z.B. Wartungsmaßnahmen im Netz ist jedoch umstritten, ob die Voraussetzungen des § 15 Abs. 1 EEG 2017 erfüllt sind und eine Entschädigung zu leisten ist. Im Folgenden werden die Voraussetzungen der Entschädigungspflicht daher näher untersucht.

I. Kodifizierung des Einspeisemanagements

1. Ursprünglich fehlende Entschädigungsregelung

Zugunsten des Stroms aus erneuerbaren Energien besteht seit dem Inkrafttreten des Stromeinspeisegesetzes¹¹⁰ ein Abnahmevorrang. Die Netzinfrastruktur war (und ist) auf diese großen Mengen an EE-Strom jedoch nicht ausgelegt und kann für den angebotenen Strom nicht immer hinreichend Kapazität zur Verfügung stellen. Daher wurde erstmals in § 4 Abs. 3 S. 2 EEG 2004 geregelt, dass die Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme des EE-Stroms nur besteht, soweit das Netz oder der Netzbereich nicht durch Strom aus zeitlich vor diesen Anlagen angeschlossenen

¹⁰⁹ § 15 EEG 2021 enthält eine ähnliche Bestimmung, allerdings mit einem weitergehenden Entschädigungsumfang. Ab dem 1.10.2021 wird das Einspeisemanagement in den Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG n.F. integriert und eine Vergütung nach § 13a Abs. 2 EnWG n.F. geleistet.

¹¹⁰ BGBl. I 1990 S. 2633-2634; ein Abnahmevorrang wurde in § 2 erstmals kodifiziert, Begründung des Gesetzentwurfs der Fraktionen CDU/CSU und FDP eines Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisegesetz), BT-Drs. 11/7816, S. 4.

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas vollständig ausgelastet ist.

2. §§ 11, 12 EEG 2009

Infolge der stark gestiegenen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wurde mit dem EEG 2009 das sog. Einspeisemanagement eingeführt, §§ 11, 12 EEG 2009.¹¹¹ Nach § 11 EEG 2009 war der Netzbetreiber berechtigt, die Einspeiseleistung von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien, Grubengas-Anlagen und KWK-Anlagen, die an sein Netz angeschlossen waren, zu reduzieren. Für solche Abregelungen war in § 12 EEG 2009 erstmals eine Entschädigung für den Anlagenbetreiber kodifiziert, § 12 EEG 2009, die im System des Erzeugungsmanagements nach § 4 Abs. 3 S. 2 EEG 2004 noch nicht enthalten war. Der Gesetzgeber reagierte damit auf die steigende Anwendung des Erzeugungsmanagements und die damit verbundenen finanziellen Einbußen der Anlagenbetreiber, die auch ein Investitionshemmnis darstellten.¹¹² Bei dem Einspeisemanagement nach §§ 11, 12 EEG 2009 handelte es sich aus Sicht des historischen Gesetzgebers um ein Provisorium, dass die Zeitspanne überbrücken sollte, in der die Netze noch nicht hinreichend zur Aufnahme des gesamten EE-Stroms ausgebaut waren.¹¹³

§ 11 EEG 2009: Einspeisemanagement

- (1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit*
- 1. andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,*
 - 2. sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und*
 - 3. sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.*
- Die Regelung der Anlagen nach Satz 1 darf nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen im Sinne des § 9 erfolgen.*
- (2) Die Rechte aus § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 bestehen gegenüber Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas fort, soweit die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.*
- (3) Netzbetreiber sind verpflichtet, auf Anfrage denjenigen Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, deren Anlagen von Maßnahmen nach Absatz 1 betroffen waren, innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen. Die Nachweismüssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere*

¹¹¹ BGBl. I, S. 2074; dazu ausführlich Vergoßen, Das Einspeisemanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2012, S. 1 ff.

¹¹² Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46.

¹¹³ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46; Oschmann NJW 2009, 263, 265.

Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahmen vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 3 erhobenen Daten vorzulegen.

§ 12 EEG 2009: Härtefallregelung

- (1) Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 liegt, ist verpflichtet, Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 Strom nicht einspeisen konnten, in einem vereinbarten Umfang zu entschädigen. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, sind die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten.*
- (2) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.*
- (3) Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreiberinnen und -betreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.*

Der Anwendungsbereich der §§ 11, 12 EEG 2009 war auf Situationen beschränkt, in denen das Netz durch Strom aus EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen überlastet war.¹¹⁴ Außerdem setzte die Entschädigung nach § 12 EEG 2009 eine Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 voraus. Schließlich war der Entschädigungsanspruch auf eine Übergangszeit bis zum Abschluss von Netzausbaumaßnahmen im Sinne des § 9 EEG 2009 angelegt, vgl. § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2009. Diese Einschränkungen kennt die heutige Gesetzesfassung zum Einspeisemanagement nicht mehr.

3. §§ 14, 15 EEG 2017

§ 14 EEG 2017: Einspeisemanagement

- (1) Netzbetreiber dürfen unbeschadet ihrer Pflicht nach § 12 ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Satz 2 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, regeln, soweit*
 - 1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstände,*
 - 2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und*
 - 3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.**Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 9 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.*
- (2) Netzbetreiber müssen Betreiber von Anlagen nach § 9 Absatz 1 spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist.*

¹¹⁴ Vgl. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 11 Rn. 12.

(3) Netzbetreiber müssen die von Maßnahmen nach Absatz 1 Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen. Die Netzbetreiber können abweichend von Satz 1 Betreiber von Anlagen nach § 9 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 nur einmal jährlich über die Maßnahmen nach Absatz 1 unterrichten, solange die Gesamtdauer dieser Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat; diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen. § 13j Absatz 2 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.

§ 15 EEG 2017: Härtefallregelung

- (1) Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen.
- (2) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.
- (3) Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.

Im Gegensatz zu der Ausgestaltung des Einspeisemanagements nach dem EEG 2009 ist der Anwendungsbereich der §§ 14, 15 EEG 2017 nicht mehr auf Situationen beschränkt, in denen das Netz durch Strom aus EE-, Grubengas oder KWK-Anlagen überlastet ist, sondern stellt allgemein auf Netzengpässe im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ab. Diese können daher auch durch die Einspeisung von nicht bevorrechtigtem Strom hervorgerufen werden. Zudem setzt ein Entschädigungsanspruch nicht mehr voraus, dass eine Maßnahme des Einspeisemanagements vorliegt, sondern stellt allein auf das Vorliegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 ab. Schließlich ist der Entschädigungsanspruch auch nicht mehr mit der Netzausbaupflicht des Netzbetreibers verknüpft und insbesondere nicht mehr auf eine bloße Übergangszeit bis zum Abschluss von Netzausbaumaßnahmen angelegt. Vielmehr macht das Institut der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG deutlich, dass Entschädigungsansprüche auch dann gegeben sein können, wenn eine Netzausbaupflicht nicht besteht.



II. Voraussetzungen der Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017

Die Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 setzt voraus, dass die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 reduziert wird. Näher zu untersuchen sind daher die Voraussetzungen eines Netzengpasses i.S.v. § 14 Abs. 1 EEG 2017 (unten 1.) und der Reduzierung der Einspeisung infolge des Netzengpasses (unten 2.). Einzugehen ist zudem auf die Frage, ob es sich bei der Einspeisereduzierung um eine Maßnahme des Einspeisemanagements handeln muss, wie dies § 12 EEG 2009 noch ausdrücklich vorsah (unten 3.). Auf ein Verschulden des Netzbetreibers kommt es für die Entschädigung gemäß § 15 Abs. 1 EEG 2017 nach Gesetzeswortlaut und allgemeiner Meinung nicht an.¹¹⁵

1. Netzengpass i.S.v. § 14 Abs. 1 EEG 2017

Netzbetreiber dürfen die Einspeisung aus EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen ausnahmsweise reduzieren, wenn andernfalls im Netz oder einem vorgelagerten Netz ein Netzengpass im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 entstände. Der Begriff des „Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017“ ist allerdings weder in §§ 14, 15 EEG 2017 noch in der allgemeinen Vorschrift des § 3 EEG 2017 genauer definiert.¹¹⁶ Daraus resultieren Zweifel hinsichtlich der Entschädigungspflicht, z.B. im Falle von Einspeisereduzierungen im Zusammenhang mit Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, mit Netzausbaumaßnahmen, mit dem ungeplanten Ausfall von Netzbetriebsmitteln, mit Extremwettersituationen oder bei Neuanschluss von Anlagen an ein Netz, dass erkennbar noch nicht über eine ausreichende Netzkapazität verfügt (näher zu diesen Fallgruppen unten III.). Im Folgenden wird daher der Begriff des „Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017“ anhand der klassischen juristischen Auslegungskriterien (grammatisch, historisch, systematisch, teleologisch) untersucht.

a. Grammatische Auslegung

Ein Netzengpass wird üblicherweise dahingehend verstanden, dass das Stromnetz nicht alle Stromflüsse bewältigen kann und der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung

¹¹⁵ KG Berlin Urte. v. 9.3.2015 – 2 U 72/11.EnWG = ZNER 2015, 354, 355. Ggf. dürfen die Entschädigungszahlungen nicht bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht werden, § 15 Abs. 2 EEG 2017, dazu Salje, EEG, 8. Aufl. 2017, § 15 Rn. 11 ff.

¹¹⁶ Nach BGH, Urte. v. 11.2.2020 – XIII ZR 27/19 Rn. 20 (juris) = RdE 2020, 1018, liegt ein Netzengpass im Sinne der Vorschrift vor, wenn „in den betroffenen Bereich des Stromnetzes mehr Strom eingespeist zu werden droht, als dieser in seinem aktuellen Belastungszustand aufnehmen oder transportieren kann, ohne dass die Sicherheit des Netzbetriebs gefährdet würde“; fortgeführt in BGH Urte. 26.1.2021 – XIII ZR 17/19 Rn. 19 (juris).

der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eingreifen muss.¹¹⁷ Das Vorliegen eines Netzengpasses ist eine besondere Ausprägung einer Gefährdungssituation gemäß § 13 Abs. 4 EnWG.¹¹⁸ Ausreichend ist, dass eine solche Situation absehbar eintreten wird.¹¹⁹ Dem Netzbetreiber obliegt es, dies anhand der jeweiligen Umstände im Rahmen einer Prognose zu bestimmen.¹²⁰

Netzengpässe treten ein, wenn die Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln wie Leitungen oder Transformatoren überschritten wird (sog. strombedingte Netzengpässe) oder wenn die zulässigen Spannungsbänder nicht eingehalten werden (sog. spannungsbedingte Netzengpässe).¹²¹ Hierbei sind bestimmte Sicherheitsmargen zu beachten. Für die Beurteilung der Sicherheit und der Ausfallwahrscheinlichkeit des Netzes ist vor allem das (n-1)-Kriterium maßgeblich.¹²² Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums ist nach dem Transmission Code 2007 gegeben, wenn ein sicherer Netzbetrieb auch dann noch möglich ist, wenn ein Betriebsmittel überlastet ist oder ausfällt.¹²³ Wird das (n-1)-Kriterium nicht mehr eingehalten oder ist dies zu erwarten, liegt ein Netzengpass vor.¹²⁴

Nach dem Wortlautverständnis setzt ein Netzengpass daher voraus, wenn die Netzkapazität durch die Stromflüsse überlastet ist bzw. wäre.

b. Historische Auslegung

Das Einspeisemanagement hat das Erzeugungsmanagement des EEG 2004 abgelöst, das als Reaktion auf veränderte Erzeugungs- und Handelsstrukturen am Markt und verzögerten Netzausbau eingeführt worden war. Die steigende Anwendung des Erzeugungsmanagements führte zu steigenden Einnahmeverlusten der betroffenen Anlagenbetreiber. Um Investitionshemmnisse zu vermeiden wurde in § 12 EEG 2009

¹¹⁷ Riese/Kilius in Elpas/Graßmann/Rasdach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 13 Rn. 47; Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 147.

¹¹⁸ König in BerlKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 Rn. 32; Salje, EEG, 8. Aufl. 2017, § 15 Rn. 4.

¹¹⁹ Schumacher ZUR 2009, 522, 524; Frenz in Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 15 Rn. 16.

¹²⁰ Salje, EEG, 8. Aufl. 2017, § 14 Rn. 8; Lindner, Abschaltreihenfolge im Rahmen des Einspeisemanagements des EEG, 2012, S. 47.

¹²¹ Vgl. auch Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 64.

¹²² Schumacher ZUR 2009, 522, 525; Lindner, Abschaltreihenfolge im Rahmen des Einspeisemanagements des EEG, 2012, S. 46; König in BerlKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 Rn. 32.

¹²³ Transmission Code 2007, S. 12, 48, 76 und Anhang C.

¹²⁴ KG Berlin Urt. v. 9.3.2015 – 2 U 72/11.EnWG Rn. 31 (juris) = RdE 2015, 314; Lindner, Abschaltreihenfolge im Rahmen des Einspeisemanagements des EEG, 2012, S. 46; Hoffmann/Herz REE 2016, 65, 66.

erstmal eine Entschädigungspflicht kodifiziert.¹²⁵ Die Gesetzesbegründung zum EEG 2009 sprach durchgehend vom Vorliegen eines Netzengpasses, ohne dass dieser definiert wurde. Ein Netzengpass sollte ersichtlich aber jedenfalls dann vorliegen, wenn aufgrund einer zeitweise hohen Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung die Netzkapazität erschöpft ist.¹²⁶ Daneben verwies die Gesetzesbegründung auch auf „Zeiten, in denen starke nationale und internationale Handelsaktivitäten stattfinden“.¹²⁷ Die Situation, die die Gesetzesbegründung zum EEG 2009 vor Augen hatte, entsprach damit strombedingten und ggf. auch spannungsbedingten Netzengpässen.¹²⁸ Der Gesetzgeber wollte folglich eine Entschädigung der Anlagenbetreiber für Netzengpässe einführen, die ihre Ursache in einer (noch) unzureichenden Netzkapazität hatten. Dabei ging er davon aus, dass dies nur für eine Übergangszeit bis zum erfolgten Netzausbau erforderlich sei.¹²⁹

In der Gesetzesbegründung des EEG 2012 bezeichnete der Gesetzgeber einen Netzengpass ausdrücklich als Situation, in der „die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird“.¹³⁰ Als maßgeblich für das Vorliegen eines Engpasses wurde demnach angesehen, dass ein Netzbetriebsmittel bzw. eine Leitung überlastet war. In der Zusammenschau mit der Gesetzesbegründung zum EEG 2009 musste die Überlastung aus der Netzeinspeisung, insbesondere von EE-, Grubengas- oder KWK-Strom, resultieren. Ausgeweitet werden sollte der Anwendungsbereich nach der Gesetzesbegründung auf den Fall der Überlastung eines vorgelagerten Netzes, da es bei Starkwind oder in Zeiten hoher Solareinspeisung zu Rückspeisungen und damit Netzengpässen im vorgelagerten Netz kommen könne. Doch bleibe das Einspeisemanagement nach § 11 EEG 2012 auf den Fall von Netzengpässen beschränkt.¹³¹

¹²⁵ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46 f.

¹²⁶ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46; vgl. auch BGH Urt. v. 11.5.2016 VIII ZR 123/15 Rn. 33 (juris).

¹²⁷ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46.

¹²⁸ Vgl. auch Vergoßen, Das Einspeisemanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2012, S. 52.

¹²⁹ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46 f.

¹³⁰ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 64.

¹³¹ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 64.

Die Entschädigungspflicht nach § 12 Absatz 1 EEG 2012 sollte zukünftig immer eingreifen, wenn Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder KWK aufgrund von Netzengpässen geregelt werden, auch wenn nicht alle Anspruchsvoraussetzungen des § 11 EEG 2012 vorliegen.¹³² Vielmehr sei es ausreichend, dass ein Netzengpass im Sinne des § 11 EEG 2012 vorliege.¹³³ Zugleich sollte die Entschädigung für alle Anlagen zukünftig auf 95 Prozent der entgangenen Einnahmen beschränkt werden, um für die Anlagenbetreiber einen Anreiz zu setzen, sich mit der Netzsituation auseinander zu setzen und ihre Planungen ggf. anzupassen.¹³⁴

c. Systematische Auslegung

Aus systematischer Sicht lassen sich Aussagen hinsichtlich des Verhältnisses von Entschädigungs- und Netzausbaupflicht treffen. § 14 Abs. 1 EEG 2017 erlaubt dem Netzbetreiber ausnahmsweise die Regelung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen, „unbeschadet“ seiner Pflicht zum Netzausbau nach § 12 EEG 2017. Demgegenüber war eine Regelung von Anlagen nach dem EEG 2009 nur bis zum Abschluss von Netzausbaumaßnahmen zulässig, § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2009. Diese Verknüpfung mit dem Netzausbau ist mit dem EEG 2012 ersatzlos entfallen und wurde auch nicht wiedereingeführt. Das Bestehen einer Netzausbauverpflichtung ist somit keine Voraussetzung des Einspeisemanagements (mehr).¹³⁵

Darüber hinaus ist das Verhältnis des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2017 zu den allgemeinen Regeln der Systemsicherheit nach § 13 EnWG (für VNB ggf. in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG) zu betrachten. Das Einspeisemanagement zählt nach vorherrschendem Verständnis zu den Notfallmaßnahmen des § 13 Abs. 2 EnWG.¹³⁶ Diese Norm gestattet Netzbetreibern, bei Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromabnahmen und Stromtransite anzupassen, wenn sich die Gefährdung oder Störung durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (netzbezogene Maßnahmen, marktbezogene Maßnahmen, Einsatz zusätzlicher Reserven) nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen lässt. Gemäß § 13 Abs. 5 S. 1 EnWG ruhen in diesem Fall

¹³² So auch BGH Urt. v. 11.2.2020 – XIII ZR 27/19 Rn. 34 ff. (juris).

¹³³ Der BGH Urt. v. 11.2.2020 – XIII ZR 27/19 Rn. 31 (juris) sieht bei historischer Auslegung keinen Anlass für ein einschränkendes Verständnis der §§ 11, 12 EEG 2012 und §§ 14, 15 EEG 2014.

¹³⁴ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 65; Altrock/Dalibor ZNER 2020, 78, 82.

¹³⁵ Dazu ausführlich Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 95 ff.; Altrock/Dalibor ZNER 2020, 78, 83 f.; vgl. BGH Urt. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 40 ff (juris).

¹³⁶ König in BerlKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 Rn. 61.

alle Leistungspflichten. Die in Anspruch genommen Anlagenbetreiber erhalten daher nach dieser Vorschrift keine Entschädigung vom Netzbetreiber.

Eine abweichende Entschädigungsregelung enthält demgegenüber § 15 EEG 2017. Diese kommt auch dann zur Anwendung, wenn der Netzbetreiber die Anlage nach § 13 Abs. 2 EnWG abregelt und daher grundsätzlich nach § 13 Abs. 5 S. 1 EnWG keine Entschädigung zu zahlen hat. Zum einen setzt § 15 EEG 2017 nicht mehr voraus, dass eine Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 vorliegt, sondern verlangt lediglich einen Netzengpass im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017. Zum anderen stellt § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG ausdrücklich klar, dass die besonderen Voraussetzungen der §§ 14, 15 EEG 2017 stets einzuhalten sind, wenn Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG wegen einer Überlastung der Netzkapazität ergriffen werden. Demnach erhalten EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen auch dann eine Entschädigung, wenn sie für eine Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG herangezogen werden, aber zugleich die Voraussetzungen des § 15 EEG 2017 vorliegen. Zugleich lässt sich dem Wortlaut des § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG entnehmen, dass der Gesetzgeber von einem Netzengpass im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG 2017 dann ausgeht, wenn eine „Überlastung der Netzkapazität“ vorliegt.

Aus der dargestellten Verknüpfung von § 13 EnWG und Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 ergibt sich zum einen, dass EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen entschädigungslos für Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG herangezogen werden können, wenn kein Netzengpass im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG 2017 vorliegt.¹³⁷ Die Regelung stellt zum anderen klar, dass ein Entschädigungsanspruch immer besteht, wenn eine Abregelung aufgrund eines Netzengpasses im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG 2017 erfolgt, auch wenn der Netzbetreiber seine Maßnahme ausschließlich auf § 13 Abs. 2 EnWG stützt.¹³⁸ Hierbei kommt es nicht darauf an, ob dies irrtümlich geschieht oder um die Entschädigungspflicht des § 15 Abs. 1 EEG 2017 zu vermeiden.

d. Teleologische Auslegung

Sinn und Zweck der Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 ist es, die Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber von EE-, Grubengas- und bestehenden KWK-Anlagen sowie für Netzbetreiber zu verbessern. Die entschädigungslose und schwer prognostizierbare Abregelung solcher Anlagen unter dem EEG 2004 wurde als ein wesentliches Investitionshemmnis für den weiteren

¹³⁷ Riese/Kilius in Elspas/Graßmann/Rasdach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 13 Rn. 47; Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 91 f. und 200 ff.

¹³⁸ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU und FDP zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072, S. 72; dazu Altrock/Vollprecht ZNER 2011, 231, 242.

Ausbau der Erneuerbaren Energien angesehen und war gerade der Grund für die Einführung einer Entschädigungspflicht.¹³⁹ Hierbei sollte das Einspeisemanagement nur eine Übergangslösung bis zur Durchführung der erforderlichen Kapazitätserweiterung des Netzes darstellen.¹⁴⁰ Die teleologische Auslegung ergibt insoweit, dass ein Netzengpass im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 jedenfalls vorliegt, wenn die Netzkapazität aufgrund der schwer prognostizierbaren Belastung durch Einspeisungen, insbesondere aus Windkraft- und PV-Anlagen, überlastet ist.

Neben diesen vom Gesetzgeber eindeutig intendierten Fällen einer Netzüberlastung lassen sich auch andere Risiken für die Wirtschaftlichkeit von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen anführen. In der Literatur wird beispielhaft genannt, dass die Belastbarkeit des Netzes nicht ausreichend sein kann,¹⁴¹ dass der Netzbetreiber das Netz ausbaut,¹⁴² dass mit dem Netzausbau zu spät begonnen wurde¹⁴³ oder dass der Netzbetreiber Wartungs- oder Instandsetzungsarbeiten im Netz vornimmt.¹⁴⁴ Teile der Literatur befürworten insoweit ein weites Verständnis der Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017, um die wirtschaftlichen Risiken des Einspeisemanagements für die Anlagenbetreiber zu begrenzen.¹⁴⁵ Demgegenüber hat die Rechtsprechung, insbesondere auch des *BGH*, Einschränkungen der Entschädigungspflicht anerkannt.¹⁴⁶ Auch die Literatur vertritt teilweise die Auffassung, dass mit der Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG nicht jedes Risiko der Anlagenbetreiber erfasst werden solle.¹⁴⁷ Ausdrückliche Hinweise auf die genauen Grenzen des Normzwecks enthält § 15 Abs. 1 EEG 2017 allerdings nicht. Diese Frage ist bei der Erörterung der problematischen Fallgruppen daher weiter zu vertiefen (unten III.).

2. Einspeisereduzierung von EE-, Grubengas- oder KWK-Strom

Die Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 setzt weiterhin voraus, dass die Einspeisung von Strom aus einer EE-, KWK- oder Grubengasanlage wegen des

¹³⁹ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46.

¹⁴⁰ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46.

¹⁴¹ Schumacher ZUR 2012, 17, 20 aber im Ergebnis ablehnend.

¹⁴² Lamy/Rühr EnWZ 2017, 248, 250; Clearingstelle EEG, Votum 2015/48 Rn. 31.

¹⁴³ Schwintowski EWERK 2012, 131, 137.

¹⁴⁴ Kment NVwZ 2016, 1438, 1441; Hoffmann/Herz REE 2016, 65, 67.

¹⁴⁵ Wustlich/Hoppenbrock in Altröck/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2011, § 11 Rn. 41; Schäfermeier in Reshöft/Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2014, § 11 Rn. 17; Schwintowski EWERK 2012, 131, 138.

¹⁴⁶ Vgl. BGH Urt. v. 11.5.2016 VIII ZR 123/15 Rn. 33 f. (juris) und BGH Urt. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 21 ff., 35 (juris).

¹⁴⁷ Vgl. auch Riese/Kilius in Elspas/Graßmann/Rasdach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 13 Rn. 47; Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 175.

Netzengpasses „reduziert“ wird. Gemäß der Gesetzesbegründung zum EEG 2009 muss der Betreiber aufgrund der Regelung der Anlage weniger Strom eingespeist haben, als ohne die Maßnahme möglich gewesen wäre.¹⁴⁸ Eine Reduzierung der Einspeisung setzt daher die Möglichkeit einer höheren Einspeisung voraus. Der Betreiber muss insoweit nachweisen, dass seine Anlage im Zeitpunkt der Regelung in technischer und betrieblicher Hinsicht tatsächlich betriebsbereit war.¹⁴⁹ Außerdem muss die Energiemenge für eine höhere Einspeisung verfügbar und eine höhere Einspeisung vorgesehen gewesen sein.

Fehlt es an einer der genannten Voraussetzungen, so scheidet auch eine „Reduzierung“ der Netzeinspeisung aus. Dies betrifft etwa den Fall, dass eine Anlage defekt ist. Es gilt ebenso für den Fall einer automatischen Abschaltung aufgrund drohender Überlastung der Anlage (nicht des Netzes), z.B. bei zu hohen Windgeschwindigkeiten.¹⁵⁰ Eine Reduzierung scheidet auch dann aus, wenn eine Einspeisung, z.B. aufgrund niedriger oder gar negativer Strompreise, ohnehin nicht vorgesehen war.

Umstritten ist, ob eine „Reduzierung“ der Einspeisung in Betracht kommt, wenn eine neu an das Netz angeschlossene Anlage aufgrund unzureichender Netzkapazität von vornherein nicht oder nur in eingeschränktem Umfang in das Netz einspeisen kann.¹⁵¹ Insoweit hat das *OLG Brandenburg* argumentiert, eine „Reduzierung“ der Einspeisung liege nach Wortlaut, Systematik und Normzweck nicht vor, soweit von Beginn an lediglich eine eingeschränkte Einspeisung erfolgt, eine Verminderung der Einspeisung also nicht vorgenommen wird.¹⁵² Dieses Normverständnis ist in der Literatur auf Widerspruch gestoßen.¹⁵³ Hierauf ist im Rahmen der Fallgruppen näher einzugehen (unten III.4.).

3. Maßnahme des Einspeisemanagements als weitere Voraussetzung?

Voraussetzung einer Entschädigung nach § 12 EEG 2009 war die Anwendung einer Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 EEG 2009. Hieraus wurde verschiedentlich abgeleitet, dass eine Entschädigungspflicht nach § 12 EEG 2009 ausscheide, wenn die Abregelung einer Erzeugungsanlage auf eine andere

¹⁴⁸ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 47.

¹⁴⁹ Frenz in Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 15 Rn. 22.

¹⁵⁰ Vgl. auch Frenz in Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 15 Rn. 19.

¹⁵¹ Befürwortend Altrock/Dalibor ZNER 2020, 78, 78.

¹⁵² OLG Brandenburg Urt. v. 20.6.2017 – 6 U 58/15 Rn. 18 ff. (juris).

¹⁵³ Dalibor Anmerkung zu OLG Brandenburg Urt. v. 20.6.2017 – 6 U 58/15, EnWZ 2017, 467, 469; Lamy/Rühr RdE 2018, 12, 13; König in BerlKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, Rn. 23 f.

Teil 2: Kostenbasiertes Engpassmanagement

Rechtsgrundlage, insbesondere § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahme), gestützt wurde.¹⁵⁴ Außerdem ging die Gesetzesbegründung zum EEG 2009 auch in materieller Hinsicht davon aus, dass eine Abregelung von EE-, KWK- oder Grubengasanlagen wegen eines Netzengpasses in bestimmten Fällen auf § 13 Abs. 2 EnWG gestützt werden könne, ohne dass es sich zugleich um Fälle des Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 handele. Allerdings sei es „nicht zulässig, Maßnahmen nach den subsidiären §§ 13 und 14 EnWG zu ergreifen, um der Entschädigungspflicht zu entgehen. Dieses Vorgehen wäre rechtsmissbräuchlich und riefte einen Schadenersatzanspruch hervor.“¹⁵⁵ Nach diesem Verständnis entfiel der Entschädigungsanspruch nach § 12 EEG 2009, wenn die Abregelung – zu Recht oder zu Unrecht – auf § 13 Abs. 2 EnWG gestützt wurde, weil § 13 Abs. 5 EnWG keine Entschädigung vorsah.¹⁵⁶ Das Verhältnis von §§ 13, 14 EnWG und §§ 11, 12 EEG 2009 war allerdings umstritten, da die Normen unabhängig voneinander entwickelt worden waren.¹⁵⁷

Dieses Verständnis ist durch zwischenzeitliche Änderungen des Rechtsrahmens überholt. Nach § 15 EEG 2017 ist es gerade nicht mehr erforderlich, dass eine Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 erfolgt, sondern lediglich, dass ein Netzengpass im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG 2017 vorliegt. Zudem stellt § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG inzwischen ausdrücklich klar, dass auch im Falle von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG eine Entschädigung zu leisten ist, wenn die Voraussetzungen des § 15 EEG 2017 vorliegen (oben II.1.c.). Der Entschädigungsanspruch des § 15 Abs. 1 EEG 2017 knüpft aber lediglich an die Reduzierung der Einspeisung infolge eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 an. Es kommt daher nicht darauf an, auf welche Rechtsgrundlage sich der Netzbetreiber bei der Regelung der Anlage stützt und ob deren Voraussetzungen vorgelegen haben.¹⁵⁸

III. Ausnahmen von der Entschädigungspflicht: Fallgruppen

Nachfolgend werden einige umstrittene Fallgruppen näher dargestellt. Umstritten ist insbesondere, ob eine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 auch in Situationen zu zahlen ist, in denen EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen aufgrund von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten (unten 1.), aufgrund von Netzausbaumaßnahmen (unten 2.) oder aufgrund des ungeplanten Ausfalls von Netzbetriebsmitteln (unten 3.)

¹⁵⁴ Vgl. z.B. KG Urt. v. 13.8.2015 – 2 U 112/13.EnWG Rn. 18 ff.

¹⁵⁵ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 47.

¹⁵⁶ Güneysu RdE 2012, 47, 52; König in BerlKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 Rn. 10.

¹⁵⁷ Vgl. dazu Schumacher ZUR 2009, 522 526 ff.; Kment ZNER 2011, 225, 228.

¹⁵⁸ Riese/Kilius in Elspas/Graßmann/Rasdach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 13 Rn. 46.

vorübergehend vom Netz getrennt sind. Umstritten ist ferner, ob eine Entschädigung auch zu zahlen ist, wenn neu an das Netz angeschlossene Anlagen zunächst nicht oder nur reduziert einspeisen können, weil die vorhandene Netzkapazität unzureichend ist (unten 4.), oder wenn die Einspeisung aufgrund von Extremwittersituationen kurzfristig reduziert werden muss (unten 5.).

1. Einspeisereduzierung aufgrund von Maßnahmen der Netzwartung

Für Maßnahmen der Netzwartung kann es erforderlich sein, Anlagen vorübergehend vom Netz zu trennen, bzw. Leitungen oder andere Netzbetriebsmittel spannungslos zu schalten, sodass eine Einspeisung aus den unmittelbar an dieses Netzbetriebsmittel angeschlossenen Anlagen (vorübergehend) nicht möglich ist (unten a.). Darüber hinaus können solche Wartungsmaßnahmen dazu führen, dass andere Betriebsmittel im Netz – z.B. aufgrund veränderter Stromflüsse – mittelbar überlastet werden (unten b.).

a. Unmittelbar an das Netzbetriebsmittel angeschlossene Anlagen

Der *BGH* hat im Fall einer Biogasanlage mit BHKW, die aufgrund von Reparaturarbeiten am Stromnetz vorübergehend von diesem getrennt worden war, entschieden, dass keine entschädigungspflichtige Maßnahme des Einspeisemanagements vorliege. Der Netzbetreiber habe durch die Arbeiten zulässigerweise notwendige Maßnahmen zur Gewährleistung der für die Stromabnahme erforderlichen Zuverlässigkeit des Netzes ergriffen und damit seine gesetzlichen Pflichten aus § 11 EnWG erfüllt.¹⁵⁹ Es liege kein Netzengpass vor, da der Netzbetreiber die Anlage unabhängig von der Menge eingespeisten Stroms und der Netzkapazität wegen der Reparaturarbeiten an der Lastschaltanlage der Beklagten vom Netz getrennt habe.¹⁶⁰

Das *OLG Sachsen-Anhalt* hat sich der Ansicht des *BGH* angeschlossen und eine Entschädigung infolge der Trennung von Windkraftanlagen vom Netz in 15 Fällen wegen Wartungs- bzw. Netzausbauarbeiten verneint.¹⁶¹ Die enge Auslegung des Engpassbegriffs hat auch das *LG Dortmund* übernommen.¹⁶² Auch die *BNetzA* weist in ihrem Leitfaden zum Einspeisemanagement darauf hin, dass ein Entschädigungsanspruch nicht bestehe, wenn die Einspeisung aus EE- oder KWK-

¹⁵⁹ BGH Urt. v. 11.5.2016 – VIII ZR 123/15 Rn. 22 (juris) = RdE 2016, 404; BGH Urt. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 21 ff (juris).

¹⁶⁰ BGH Urt. v. 11.5.2016 – VIII ZR 123/15 Rn. 33 (juris).

¹⁶¹ OLG Sachsen-Anhalt Urt. v. 5.10.2018 – 7 U 25/18 Rn. 38 (juris), für drei Abregelungen, die nicht aufgrund von Netzwartung erfolgten, wurde der Klage stattgegeben und eine Entschädigung zuerkannt.

¹⁶² LG Dortmund Urt. v. 15.4.2019 – 19 O 27/18 Rn. 62 (juris).

Anlagen aufgrund von Wartungsarbeiten nicht möglich ist.¹⁶³ Auch nach Auffassung von *Hilpert* sind Einspeisereduzierungen aufgrund von Wartungs- oder Instandhaltungsmaßnahmen nicht unter § 15 Abs. 1 EEG 2017 zu subsumieren, da sie nicht im direkten Zusammenhang mit der Erschöpfung der Netzkapazität stünden und insofern nicht „energiewendebedingt“ seien.¹⁶⁴

Diese Einschränkung der Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 erscheint nach den allgemeinen Auslegungskriterien überzeugend. Kerngedanke eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 ist, dass die Netzkapazität aufgrund der Netzeinspeisung überlastet ist. Steht eine Einspeisemöglichkeit demgegenüber aufgrund wartungsbedingter Abschaltung eines Netzbetriebsmittels, an das die Anlage angeschlossen ist, überhaupt nicht zur Verfügung, so beruht die Nichteinspeisung nicht auf einer Überlastung der Netzkapazität. Vielmehr steht das Netzbetriebsmittel, in den Worten des *BGH*, „unabhängig von der Menge eingespeisten Stroms und der Netzkapazität“ nicht zur Verfügung. Es ist auch nicht ersichtlich, dass der Gesetzgeber dem Anlagenbetreiber – über die Fälle der Netzüberlastung hinaus – das wirtschaftliche Risiko abnehmen wollte, dass der Netzanschluss aufgrund allgemeiner Wartungserfordernisse der betreffenden Netzbetriebsmittel vorübergehend nicht zur Verfügung steht.

b. Mittelbar betroffene Anlagen

Wartungsmaßnahmen können mittelbar auch die Einspeisung aus anderen EE-, KWK- oder Grubengasanlagen einschränken, die nicht vom Netz getrennt worden sind. Wird etwa eine Leitung zur Wartung oder zum Austausch eines Netzbetriebsmittels abgeschaltet, können die dadurch veränderten Stromflüsse andere Leitungen überlasten. Wird infolgedessen die Einspeisung aus EE-, KWK- oder Grubengasanlagen reduziert, deren Netzanschluss weiterhin verfügbar ist, so ist fraglich, ob diese mittelbar von Netzwartungen betroffenen Anlagen eine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 erhalten müssen.

Der *BGH* hat im Falle einer wartungsbedingten vollständigen Trennung einer Anlage vom Netz das tatbestandliche Vorliegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 verneint. Seinen Ausführungen ist jedoch nicht zu entnehmen, dass das Vorliegen einer Wartungsmaßnahme Entschädigungen auch bei allen Folgewirkungen auf andere Einspeisungen in das Netz ausschließt. Vielmehr erfolgt eine Regelung mittelbar betroffener Anlagen aufgrund einer Überlastung der –

¹⁶³ BNetzA, Leitfaden Einspeisemanagement, Version 3.0, 2018, S. 9.

¹⁶⁴ Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 216.

infolge der Wartungsmaßnahmen eingeschränkten – Netzkapazität. Diese Überschreitung der Netzkapazität wird auch durch die Einspeisungen beeinflusst, sodass die Nichteinspeisung oder reduzierte Einspeisung aus mittelbar betroffenen Anlagen nicht „unabhängig von der Menge des eingespeisten Stroms und der Netzkapazität“¹⁶⁵ erfolgt. Nach diesem Maßstab des *BGH* liegt es somit nahe, dass mittelbar von Wartungsarbeiten betroffene Anlagen nach § 15 Abs. 1 EEG zu entschädigen sind. Ein solches Verständnis kommt auch in verschiedenen Stellungnahmen der Literatur zum Ausdruck.¹⁶⁶

Allerdings entnahm der *BGH* der Gesetzesbegründung zum EEG 2009, ein Netzengpass liege vor, wenn „aufgrund einer zeitweise hohen Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung“ die Netzkapazität erschöpft sei.¹⁶⁷ Zu prüfen ist, ob damit Situationen ausgeschlossen werden, in denen die Überlastung bestimmter Netzbetriebsmittel nicht (nur) auf eine hohe Einspeisung aus EE-, KWK- oder Grubengasanlagen zurückzuführen ist, sondern (auch) auf veränderte Stromflüsse infolge der wartungsbedingten Abschaltung eines Netzbetriebsmittels. Gegen eine solche einschränkende Interpretation spricht jedoch zum einen die Gesetzesbegründung zum EEG 2009. Diese wies auch auf weitere engpassbegründende Umstände hin, nämlich „Zeiten, in denen starke nationale und internationale Handelsaktivitäten stattfinden“,¹⁶⁸ so dass diese Umstände einem Netzengpass im Sinne der Vorschriften zum Einspeisemanagement offenbar nicht entgegenstehen. Zum anderen stellen die späteren Gesetzesfassungen auch nicht mehr auf eine Überlastung der Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich „durch diesen Strom“, d.h. Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas, sondern allgemein auf die Entstehung eines Netzengpasses im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ab. Damit kommt es nicht entscheidend auf die hohe Einspeisung aus EE-, KWK- oder Grubengasanlagen an.

¹⁶⁵ So die Formulierung des *BGH* zu den unmittelbar betroffenen Anlagen, vgl. *BGH* Ur. v. 11.5.2016 – VIII ZR 123/15 Rn. 33 (juris).

¹⁶⁶ Gabler in Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG, 2020, § 14 Rn. 23; Lamy/Rühr *EnWZ* 2017, 248, 250; vgl. *Kment NVWZ* 2016, 1438, 1442 der einen Ausschluss der Entschädigung nur bei vollständiger Trennung der Anlage vom Netz vom *BGH*-Urteil erfasst sieht; vgl. Hoffmann/Herz *REE* 2016, 65, 68 die Rechtsprechung des *BGH* sei nicht auf jede wartungsbedingte Reduzierung der Einspeisung zu übertragen.

¹⁶⁷ *BGH* Ur. v. 11.5.2016 – VIII ZR 123/15 Rn. 33 (juris), unter Hinweis auf die Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46.

¹⁶⁸ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46.

Teilweise wird allerdings weiterhin angenommen, das entschädigungspflichtige Einspeisemanagement solle nach seinem Sinn und Zweck nicht alle Abregelungsrisiken im gewöhnlichen Netzbetrieb mit abdecken, sondern (nur) bei strukturell bedingten Defiziten der Netze eingreifen. Kurzfristige Überlastungen, die durch Netzentwicklungsmaßnahmen weder vermieden noch behoben werden könnten, begründeten keine Überlastung der Netzkapazität bzw. einen Netzengpass im Sinne der Einspeisemanagement-Regelung.¹⁶⁹ Nach diesem Ansatz könnten kurzfristige Überlastungen infolge wartungsbedingter Abschaltung einzelner Netzbetriebsmittel von der Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 ausgeschlossen sein.

Ein solch einschränkendes Verständnis der „Netzengpässe im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017“ ist jedoch problematisch. Festzuhalten ist zunächst, dass die in der obigen Argumentation angedeutete Verknüpfung von Entschädigungs- und Netzausbaupflicht in der aktuellen Gesetzesfassung keine Grundlage (mehr) findet. Zwar hatte die Entschädigungspflicht nach § 12 EEG 2009 zunächst vorausgesetzt, dass eine Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 durchgeführt worden war, und derartige Maßnahmen durften nach § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2009 nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Netzausbaumaßnahmen im Sinne des § 9 EEG 2009 erfolgen. Damit war es denkbar, Entschädigungsansprüche auf Sachverhalte zu beschränken, in denen eine Netzausbaupflicht bestand. Die aktuellen Vorgaben nach §§ 14, 15 EEG 2017 sehen eine solche Verknüpfung zwischen Entschädigungs- und Netzausbaupflicht aber nicht mehr vor (oben II.1.c.). Deutlich macht dies insbesondere die Möglichkeit der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG: Hier ist ein Netzausbau gerade nicht geboten, eine Entschädigung muss aber nach allgemeinem Verständnis geleistet werden und wird auch von § 11 Abs. 2 S. 4 und 5 EnWG vorausgesetzt.

Darüber hinaus ist eine nähere Begründung für die Auffassung, das Einspeisemanagement sehe nach Sinn und Zweck Entschädigungsansprüche nur bei strukturell bedingten Defiziten der Netze vor, nicht ersichtlich, nachdem die Entschädigungspflicht von der Netzausbaupflicht entkoppelt worden ist. Insbesondere können Einspeisereduzierungen aufgrund von Überlastungen der Netzkapazität gerade auch in Situationen erforderlich werden, in denen eine Netzausbaupflicht aufgrund des Ausnahmecharakters dieser Situationen (z.B. Wartungsarbeiten, Extremwetterereignisse) nicht besteht. Ein gesetzlicher

¹⁶⁹ KG Urt. v. 13.8.2015 – 2 U 112/13.EnWG Rn. 24 (juris) unter Hinweis auf Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 149 f.

Anknüpfungspunkt für eine Einschränkung der Entschädigungspflicht in diesen Fällen ist aber nicht erkennbar.

Aufgrund der aktuellen Rechtslage überholt ist schließlich die früher vertretene Auffassung, eine Entschädigung sei nur für Abregelungen zu leisten, die auf das Einspeisemanagement als Rechtsgrundlage gestützt würden, nicht aber für Maßnahmen, die auf § 13 Abs. 2 EnWG (Notfallmaßnahmen) gestützt werden.¹⁷⁰ § 15 EEG 2017 verlangt gerade nicht mehr, dass eine Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 vorliegt, sondern lediglich einen Netzengpass im Sinne dieser Vorschrift. Zudem stellt § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG inzwischen ausdrücklich klar, dass auch im Falle von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG eine Entschädigung zu leisten ist, wenn die Voraussetzungen des § 15 EEG 2017 vorliegen (oben II.1.c.). Überholt ist ebenso die Auffassung, dass eine Überlastung „durch diesen Strom“ (vgl. § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2009) vorliegen müsse, also durch EE-, KWK- oder Grubengasstrom, so dass die Entschädigungspflicht nicht eingreife, wenn die Überlastung auch durch konventionell erzeugten Strom (mit-)verursacht werde.¹⁷¹ Die entsprechende Einschränkung ist in § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2017 entfallen.

Im Ergebnis liegt es daher nahe, dass mittelbar durch Wartungsmaßnahmen verursachte Einspeisereduzierungen der Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 unterfallen. Insoweit ist nach hiesigem Verständnis ausreichend, wenn die Einspeisung aus EE-, KWK- oder Grubengasanlagen zur Netzüberlastung beiträgt, auch wenn diese durch die wartungsbedingte Abschaltung von Netzbetriebsmitteln verstärkt wird. Für diese Auffassung spricht auch, dass andernfalls schwierige Abgrenzungsprobleme entstehen, inwieweit die Reduzierung der Einspeisung auf der Nichtverfügbarkeit der Netzbetriebsmittel oder auf der Höhe der Einspeisungen beruht.

Mit Urteil vom 12.2.2020 hat der BGH diese Frage nunmehr ähnlich der vorgenannten Auffassung entschieden.¹⁷² Wird in einem von einem Netzengpass betroffenen Netzgebiet weiterhin von anderen Erzeugungsanlagen Strom eingespeist und eine oder mehrere Anlagen vom Netz getrennt oder deren Einspeisung reduziert, um die weitere Einspeisung von Strom aus anderen Anlagen zu ermöglichen, so liegt nach dieser Entscheidung ein entschädigungspflichtiger Netzengpass vor. Dies gilt unabhängig von dem Grund des Netzengpasses. Lediglich wenn die Einspeisung von

¹⁷⁰ So noch auf Grundlage des EEG 2009 KG Ur. v. 13.8.2015 – 2 U 112/13.EnWG Rn. 18 ff. (juris).

¹⁷¹ So noch auf Grundlage des EEG 2009 KG Ur. v. 13.8.2015 – 2 U 112/13.EnWG Rn. 25 f. (juris), mit weiteren Nachweisen.

¹⁷² BGH Ur. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 zu §§ 11, 12 EEG 2012 und §§ 14, 15 EEG 2014.

Strom in den betroffenen Netzbereich generell, für alle Einspeisewilligen ausgeschlossen ist, also nicht lediglich die Einspeisemenge infolge der reduzierten Netzkapazität verringert ist, fehlt es an einem entschädigungspflichtigen Netzengpass.¹⁷³

2. Einspeisereduzierung aufgrund von Netzausbaumaßnahmen

Umstritten sind weiterhin Fälle der Nichteinspeisung oder reduzierten Einspeisung aus EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen, in denen die Anlagen aufgrund von Netzausbaumaßnahmen vom Netz getrennt werden oder infolge von Netzausbaumaßnahmen nur vermindert einspeisen können.

Die *Clearingstelle EEG* vertrat hierzu die Auffassung, dass das Tatbestandmerkmal „Überlastung der Netzkapazität“ seinem Wortlaut nach alle Ursachen einschließe, die dazu führten, dass Anlagen nicht oder nur eingeschränkt einspeisen können.¹⁷⁴ Sie stützte ihre Ansicht im Wesentlichen auf die wechselseitige Bezugnahme von § 9 und § 11 EEG 2009. Aus dem Wortlaut „bis zum Abschluss von Maßnahmen im Sinne des § 9“ in § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2009 sei zu entnehmen, dass Maßnahmen des Einspeisemanagements auch während eines Netzausbaus vorgenommen werden könnten und mithin zu entschädigen seien.¹⁷⁵ Ferner wurde auf den Sinn und Zweck der Härtefallentschädigung abgestellt, demnach läge eine entschädigungspflichtige Maßnahme vor, wenn das „Netzproblem durch konkrete EEG-Netzentwicklungsmaßnahmen behoben werden kann und die EEG-Kapazitätserweiterung (mit-)ursächlich für die Netzüberlastung ist“.¹⁷⁶ Ferner habe der Gesetzgeber einen verzögerten Netzausbau als Grund für Maßnahmen des Einspeisemanagements identifiziert, der aus wirtschaftlicher Sicht kritisch und daher zu entschädigen sei.¹⁷⁷ Auch in der Literatur wird teilweise die Ansicht vertreten, der Wortlaut von § 15 Abs. 1 EEG 2017 differenziere nicht nach dem Grund des Engpasses, er setze lediglich einen Engpass voraus.¹⁷⁸

Demgegenüber vertreten andere Autoren die Auffassung, der Anwendungsbereich der Norm sei teleologisch zu reduzieren. Der Entschädigungsanspruch stehe politisch

¹⁷³ BGH Urt. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 16 ff., 25 ff. (juris); zustimmend Geiger/Balland REE 2020, 65, 67.

¹⁷⁴ Clearingstelle EEG, Votum 2015/48 Rn. 25 ff.; zustimmend unter Hinweis auf die Ankündigungspflicht des Einspeisemanagements BGH Urt. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 40 ff (juris).

¹⁷⁵ Clearingstelle EEG, Votum 2015/48 Rn. 31 f.

¹⁷⁶ Clearingstelle EEG, Votum 2015/48 Rn. 36.

¹⁷⁷ Clearingstelle EEG, Votum 2015/48 Rn. 41 bezugnehmend auf die Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46 f.

¹⁷⁸ Kment NVWZ 2016, 1438, 1442; Schwintowski EWeRK 2012, 131, 137.

in engem Zusammenhang zur Pflicht der Kapazitätserweiterung. Der Entschädigungsanspruch solle lediglich die Zeit bis zum erfolgten Netzausbau überbrücken, EE- und KWK-Anlagen aber nicht grundsätzlich besserstellen.¹⁷⁹ Das *OLG Sachsen-Anhalt* hat sich dieser Sichtweise angeschlossen.¹⁸⁰ Es entschied über die Entschädigungspflicht bei der Nichtabnahme von Strom aus Windkraftanlagen. Der Netzbetreiber hatte diesen 18-mal nicht abgenommen, um jeweils Maßnahmen des Netzausbaus bzw. der Netzwartung durchzuführen. Betroffen waren u.a. Netztrennungen zur Durchführung von Netzausbaumaßnahmen. In diesen Fällen wurde, ähnlich wie in der o.g. Entscheidung des *BGH* von 2016 zur Netzwartung, die Einspeisung von Strom nicht reduziert, weil anderenfalls im jeweiligen Netzbereich aufgrund der eingespeisten Strommenge eine Netzüberlastung entstanden wäre, sondern weil die Baumaßnahmen eine Abschaltung erforderten.¹⁸¹

In einem Fall des *OLG Brandenburg* wurde ein Solarpark vom Netz getrennt um Netzausbaumaßnahmen durchzuführen. Diese Trennung vom Netz erfolgte nach Auffassung des Gerichts nicht aufgrund einer Netzüberlastung wegen hoher EE- und KWK-Einspeisung, sodass eine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 nicht zu zahlen war.¹⁸² Verweisend auf die o.g. Entscheidung des *BGH von 2016* stellte das *OLG* fest: „Auch im Fall der Unterbrechung der Einspeisung zur Durchführung von Netzausbaumaßnahmen geht es nicht um die Abfederung einer zeitweilig erhöhten Einspeisung, die dadurch erreicht werden soll, dass die Einspeisung aus einzelnen, das Netz besonders belastenden Anlagen vorübergehend unterbunden wird, vielmehr veranlasst der Netzbetreiber die gleichmäßige Abschaltung sämtlicher energieerzeugenden Anlagen in einem bestimmten Streckenabschnitt, um diesen insgesamt spannungsfrei zu halten.“¹⁸³ Das Urteil scheint daher im Ergebnis der Rechtsprechung des *BGH* von 2016 zu Wartungsmaßnahmen zu entsprechen.

Es liegt nahe, Netzausbaumaßnahmen entsprechend zu behandeln wie Netzwartungsmaßnahmen. Der Umstand, dass Netzausbaumaßnahmen gerade erforderlich sein können, um das Einspeisemanagement zu vermeiden, bietet für sich allein keine Begründung für eine weiterreichende Entschädigungspflicht bei Netzausbaumaßnahmen. Vielmehr greift auch bei netzausbaubedingter Abschaltung von Netzbetriebsmitteln und daraus folgender Nichtverfügbarkeit des

¹⁷⁹ Schumacher ZUR 2012, 17, 20; Wustlich/Hoppenbrock in Altröck/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 34.

¹⁸⁰ OLG Sachsen-Anhalt Ur. v. 5.10.2018 – 7 U 25/18 Rn. 38 (juris) = Versorgungswirtschaft 2019, 240.

¹⁸¹ Vgl. OLG Sachsen-Anhalt Ur. v. 5.10.2018 – 7 U 25/18 Rn. 39 (juris).

¹⁸² OLG Brandenburg Ur. v. 30.7.2019 – 6 U 28/18 Rn. 48 ff. (juris) = EnWZ 2019, 366.

¹⁸³ OLG Brandenburg Ur. v. 30.7.2019 – 6 U 28/18 Rn. 50 (juris).

Netzanschlusses die Erwägung des *BGH* zur wartungs- bzw. reparaturbedingten Abschaltung, dass die Trennung der Anlage vom Netz „unabhängig von der Menge eingespeisten Stroms und der Netzkapazität“ erfolgt.¹⁸⁴ Wiederum kann zur Begründung aber nicht generell auf eine enge Auslegung des Netzengpassbegriffs zurückgegriffen werden, wonach lediglich Situationen erfasst werden, in denen aufgrund hoher Stromeinspeisung die Netzkapazität erschöpft ist. Vielmehr liegt ein Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG 2017 auch hier nahe, wenn eine Erzeugungsanlage (nur) mittelbar von der Netzausbaumaßnahme betroffen ist, weil die Kapazität bestimmter Netzbetriebsmittel aufgrund veränderter Stromflüsse nicht ausreicht.

Der *BGH* hat nunmehr auch hier ähnlich der vorgenannten Auffassung entschieden. Der *BGH* weist u.a. darauf hin, dass die Entschädigungspflicht in § 12 EEG 2012 und § 15 EEG 2014 nicht als Sanktion für Netzbetreiber ausgestaltet sei, die ihrer Pflicht zum Netzausbau nicht nachkommen. Sie knüpfe vielmehr allein an den von den Anlagenbetreibern vorgefundenen technischen Status quo des Stromnetzes an und stelle diese wirtschaftlich im Wesentlichen so, wie sie stünden, wenn es wegen des Vorhandenseins der erforderlichen Netzkapazität keines Einspeisemanagements bedürfte.¹⁸⁵ Zu klären sei daher, ob die Trennung der Anlagen vom Netz unabhängig von der Netzkapazität oder aber gerade wegen deren Überlastung erfolgt sei. Hierfür sei entscheidend, ob der betroffene Netzbereich spannungsfrei geschaltet wurde mit der Folge, dass kein Stromerzeuger mehr einspeisen konnte, oder ob andere Anlagen in den betroffenen Netzabschnitt weiterhin Strom eingespeist haben.¹⁸⁶ Da das *OLG Sachsen-Anhalt* in der o.g. Entscheidung hierzu keine Feststellungen getroffen habe, wurde die Entscheidung insoweit vom *BGH* aufgehoben.

3. Einspeisereduzierung aufgrund ungeplanten Ausfalls von Netzbetriebsmitteln

Neben geplanten Abschaltungen von Leitungen oder Netzbetriebsmitteln zur Durchführung von Netzwartungs- oder Netzausbaumaßnahmen kann es zum ungeplanten Ausfall von Netzbetriebsmitteln kommen. Führen diese zu einer Einspeisereduzierung von EE-, KWK- oder Grubengasanlagen, so ist wiederum fraglich, ob eine Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 besteht. Auch hier liegt es nahe, die obigen Erwägungen zur wartungsbedingten Abschaltung von Netzbetriebsmitteln entsprechend heranzuziehen.

¹⁸⁴ So auch Richter ER 2020, 197, 198.

¹⁸⁵ *BGH* Ur. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 42 (juris); so auch *Altrock/Dalibor ZNER* 2020, 78, 84.

¹⁸⁶ *BGH* Ur. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 45 (juris); fortgeführt in *BGH* Ur. v. 26.1.2021 XIII ZR 17/19 Rn. 20 ff. (juris) zur Berufung gegen das Ur. 30.7.2019 des *OLG Brandenburg* – 6 U 27/18 = *RdE* 2019, 536.

Reißt eine Leitung oder fällt ein Transformator aufgrund eines technischen Defekts aus, ergibt sich das Einspeisehindernis für unmittelbar an dieses Betriebsmittel angeschlossene EE-, KWK- und Grubengasanlagen nicht aus einer Überlastung der Netzkapazität aufgrund der Netzeinspeisung. Damit liegt, ebenso wie in der o.g. *BGH*-Entscheidung aus dem Jahr 2016 zur wartungsbedingten Abschaltung eines Betriebsmittels,¹⁸⁷ schon tatbestandlich kein Netzengpass im Sinne des § 14 EEG 2017 vor. Somit sind die unmittelbar an dieses Betriebsmittel angeschlossenen EE-, KWK- und Grubengasanlagen auch in dieser Konstellation nicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 zu entschädigen. Für sie ist eine weitere Stromeinspeisung physikalisch nicht möglich.

Der Ausfall eines Netzbetriebsmittels kann aber wiederum mittelbar Auswirkungen auf weitere EE-, KWK- oder Grubengasanlagen im Netz haben, die nicht unmittelbar an die ausgefallenen Betriebsmittel angeschlossen sind. Auch hier stellt sich die Frage, ob solche lediglich mittelbar betroffenen Anlagen eine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 erhalten, wenn sie infolge des Ausfalls vom Netzbetreiber geregelt werden. In diesem Fall hat die Abregelung der mittelbar betroffenen EE-, KWK- oder Grubengasanlagen ihre Ursache in einer Überlastung der Netzkapazität durch die Netzeinspeisung. Ebenso wie in den Fällen einer geplanten Abschaltung von Netzbetriebsmitteln für Zwecke der Wartung oder des Netzausbaus (oben II.1. und 2.) ist daher für die mittelbar betroffenen Anlagen von einem Netzengpass im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG 2017 auszugehen und eine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 zu zahlen.

Auch insoweit hat der BGH inzwischen im Ergebnis ähnlich ausgeführt, dass ein Netzengpass auch dadurch verursacht werden könne, dass die Kapazität des betroffenen Netzes oder Teilbereichs gegenüber dem Normalzustand reduziert sei, weil ein dazugehöriges Betriebsmittel infolge von Störungen nicht zur Verfügung stehe.¹⁸⁸

4. Einspeisereduzierung aufgrund kurzzeitiger Extremwettersituationen

Wie bereits angesprochen (oben III.1.b.) wird teilweise angenommen, dass entschädigungspflichtige Einspeisemanagement solle nach seinem Sinn und Zweck nicht alle Abregelungsrisiken im gewöhnlichen Netzbetrieb mit abdecken, sondern (nur) bei strukturell bedingten Defiziten der Netze eingreifen. Kurzfristige Überlastungen, die durch Netzentwicklungsmaßnahmen weder vermieden noch behoben werden könnten, begründeten keine Überlastung der Netzkapazität bzw.

¹⁸⁷ BGH Urt. v. 11.5.2016 VIII ZR 123/15 Rn. 18 ff. (juris).

¹⁸⁸ BGH Urt. v. 11.2.2020 XIII ZR 27/19 Rn. 20 (juris).

einen Netzengpass im Sinne der Einspeisemanagement-Regelung.¹⁸⁹ Insbesondere fielen daher Gefährdungen oder Störungen, die durch Extremwettersituationen hervorgerufen werden, nicht in den Verantwortungsbereich der Netzbetreiber, sondern es handele sich um Fälle höherer Gewalt, in denen nach allgemeinen Grundsätzen jeder für seinen Schaden selbst einzustehen habe.¹⁹⁰

Ein solch einschränkendes Verständnis der „Netzengpässe im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017“ ist jedoch problematisch. Wie bereits ausgeführt (oben III.1.b.) findet die in der obigen Argumentation angedeutete Verknüpfung von Entschädigungs- und Netzausbaupflicht in der aktuellen Gesetzesfassung keine Grundlage (mehr). Damit können Entschädigungsansprüche nach § 15 EEG 2017 auch dann bestehen, wenn die Einspeisung aufgrund unzureichender Netzkapazität reduziert wird, ohne dass der Netzbetreiber zum Netzausbau verpflichtet ist. Darüber hinaus ist ein gesetzlicher Anknüpfungspunkt für die Auffassung, das Einspeisemanagement sehe nach Sinn und Zweck Entschädigungsansprüche nur bei strukturell bedingten Defiziten der Netze vor, nicht ersichtlich, nachdem die Entschädigungspflicht von der Netzausbaupflicht entkoppelt worden ist. Insbesondere können Einspeiserreduzierungen aufgrund von Überlastungen der Netzkapazität gerade auch in Situationen erforderlich werden, in denen eine Netzausbaupflicht aufgrund des Ausnahmecharakters dieser Situationen (z.B. Wartungsmaßnahmen, Extremwetterereignisse) nicht besteht.¹⁹¹

Schließlich erscheint auch die Erwägung nicht überzeugend, Gefährdungen oder Störungen durch Extremwettersituationen fielen als Fälle höherer Gewalt nicht in den Verantwortungsbereich der Netzbetreiber, so dass nach allgemeinen Grundsätzen jeder für seinen Schaden selbst einzustehen habe. Dieses Verständnis sucht die Grundlage für die Entschädigungspflicht in der Verantwortung des Netzbetreibers. Demgegenüber soll nach der gesetzgeberischen Zielsetzung die Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber von EE-, Grubengas- und KWK- Anlagen sowie für Netzbetreiber erhöht werden.¹⁹² Auf die Verantwortung der Netzbetreiber wird demgegenüber erst im Zusammenhang mit der Schadenersatzpflicht bei unzureichender Wahrnehmung der Netzausbaupflicht abgestellt.¹⁹³

¹⁸⁹ KG Urte. v. 13.8.2015 – 2 U 112/13.EnWG Rn. 24 (juris) unter Hinweis auf Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 149 f.

¹⁹⁰ KG Urte. v. 13.8.2015 – 2 U 112/13.EnWG Rn. 24 (juris) unter Hinweis auf König in BerlKommEnR Band 3, 3. Aufl. 2014, § 12 EEG Rn. 21.

¹⁹¹ So auch Salje, EEG, 2018, § 14 Rn. 20, wonach das Urteil des KG auf das neue Recht nicht übertragen werden könne.

¹⁹² Vgl. Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46.

¹⁹³ Vgl. Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46 ff.

Im Ergebnis liegt daher nahe, dass eine Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 auch im Falle der Einspeisereduzierung aufgrund kurzzeitiger Netzüberlastung durch Extremwittersituationen besteht.

5. Einspeisereduzierung bei neu errichteten Anlagen

Nicht abschließend geklärt ist schließlich, wie die Einspeisereduzierung für neu errichtete EE-, KWK- und Grubengasanlagen in Hinblick auf die Entschädigungspflicht zu behandeln ist, wenn die Netzkapazität zum Zeitpunkt des Netzanschlusses ersichtlich nicht ausreicht, um den gesamten Strom aus der Anlage einspeisen zu können, und erst durch Netzausbau erhöht werden muss. Diskutiert wird zum einen, ob überhaupt ein „Netzengpass im Sinne des § 14 Abs. 1 EEG 2017“ vorliegt, und zum anderen, ob die Einspeisung im Sinne von § 15 EEG 2017 „reduziert“ wird, solange der notwendige Netzausbau noch nicht stattgefunden hat.

Festzuhalten ist zunächst, dass Netzbetreiber EE- und Grubengasanlagen gemäß § 8 Abs. 1 EEG 2017 unverzüglich vorrangig an ihr Netz anschließen müssen. Dies gilt entsprechend für hocheffiziente KWK-Anlagen, § 3 Abs. 1 KWKG 2020. Der Netzanschluss kann nach § 8 Abs. 4 EEG 2017 auch dann nicht verweigert werden, wenn die Abnahme des Stroms erst eine Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 EEG 2017 erfordert. Der Anspruch auf Netzanschluss von EE-, KWK- und Grubengasanlagen besteht anerkanntermaßen also auch dann, wenn eine Einspeisung der Anlage in das Netz noch nicht möglich ist.¹⁹⁴ Damit kann der Netzbetreiber nicht verhindern, dass zumindest vorübergehend Situationen eintreten, in denen er die neu angeschlossene Anlage zwangsläufig regeln muss.

Im Fall der erstmaligen Inbetriebnahme einer PV-Anlage hat das *OLG Brandenburg* entschieden, dass § 12 EEG 2012 keine Entschädigung für den Fall anfänglicher Beschränkung der Einspeisung infolge nicht ausreichender Netzkapazitäten gewähre. Im zugrunde liegenden Sachverhalt war die Anlage aufgrund eines gerichtlichen Vergleichs mit einer gegenüber der maximalen Anlagenleistung beschränkten Einspeiseleistung (100 kW anstelle von ca. 2,5 MW) in Betrieb genommen worden, weil der Netzanschlusspunkt aus Netzkapazitätsgründen zunächst nur eine solche begrenzte Einspeisung erlaubte.¹⁹⁵ Das *OLG Brandenburg* begründete die Entscheidung zunächst mit dem Wortlaut von § 12 EEG 2012. Eine „Reduzierung“ der Einspeisung liege nicht vor, soweit von Beginn an lediglich eine eingeschränkte Einspeisung erfolgte, eine Verminderung der Einspeisung also nicht vorgenommen

¹⁹⁴ Schulz-Gardyan in Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG, 2020, § 8 Rn. 72.

¹⁹⁵ OLG Brandenburg Urt. v. 20.6.2017 - 6 U 58/15 Rn. 2, 18 (juris) = RdE 2018, 32.

wurde.¹⁹⁶ Unter Bezugnahme auf die o.g. Entscheidung des *BGH* von 2016 zur wartungsbedingten Abschaltung von Netzbetriebsmitteln¹⁹⁷ führte das *OLG* weiter aus, dass ein Engpass nur dann vorliege, wenn aufgrund einer zeitweise hohen Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung die Netzkapazität erschöpft sei. Nur für diesen Fall des „Eingriffs“ (im Sinne einer Drosselung der Einspeiseleistung) sehe § 12 EEG 2012 eine Entschädigungspflicht des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber vor.¹⁹⁸ Schließlich solle § 12 EEG 2012 nach Sinn und Zweck die Planungs- und Investitionssicherheit der bereits angeschlossenen Anlagenbetreiber gewährleisten, nicht aber den Anlagen, die zur Sicherung des Vergütungssatzes bereits in Betrieb genommen wurden, aber noch nicht in das Netz einspeisen können, jeglichen wirtschaftlichen Nachteil aus der verfrühten Inbetriebnahme ausgleichen. Letzteres sei auch mit der in § 1 Abs. 1 EEG 2012 verankerten Zielsetzung des EEG, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung zu verringern, nicht vereinbar.¹⁹⁹

Die Entscheidung des *OLG Brandenburg* ist auf Widerspruch gestoßen. *Dalibor* hält der Argumentation des *OLG Brandenburg* entgegen, dass es verkürzend auf den Wortlaut des § 12 EEG 2012 („reduzieren“) abgestellt habe.²⁰⁰ Die Befugnis des Netzbetreibers ergebe sich aber vielmehr aus § 11 EEG 2012 und erlaube ein „regeln“ der Anlage. Schon deshalb könne eine frühere höhere Einspeisung nicht Voraussetzung des Entschädigungsanspruchs sein. Darüber hinaus verkenne das *OLG* den Zusammenhang zwischen dem die Abregelung auslösenden Netzengpass und dem geschuldeten Netzausbau durch den Netzbetreiber. *Lamy/Rühr* verweisen auf einen untrennbaren sachlichen Zusammenhang zwischen den gesetzlichen Regelungen zum unverzüglichen Netzanschluss, der Möglichkeit einer Abregelung der Anlage und dem Entschädigungsanspruch aus § 12 EEG 2012. Bei einer zwischenzeitlichen Netzüberlastung bis zum erfolgten Netzausbau habe der Netzbetreiber Maßnahmen des Einspeisemanagements zu ergreifen und auch zu entschädigen.²⁰¹ Auch nach Auffassung von *König* kann es nicht darauf ankommen, ob zuvor bereits mit einer höheren oder gar voller Leistung eingespeist wurde. Ausschlaggebend sei, ob Anlagen aufgrund eines Netzengpasses nicht mit voller Leistung einspeisen könnten.²⁰²

¹⁹⁶ *OLG Brandenburg* Urt. v. 20.6.2017 – 6 U 58/15 Rn. 18 (juris).

¹⁹⁷ *BGH* Urt. v. 11.5.2016 VIII ZR 123/15 Rn. 33 (juris).

¹⁹⁸ *OLG Brandenburg* Urt. v. 20.6.2017 – 6 U 58/15 Rn. 19 (juris).

¹⁹⁹ *OLG Brandenburg* Urt. v. 20.6.2017 – 6 U 58/15 Rn. 20 (juris).

²⁰⁰ *Dalibor* Anmerkung zu *OLG Brandenburg* Urt. v. 20.6.2017 – 6 U 58/15, *EnWZ* 2017, 467, 469.

²⁰¹ *Lamy/Rühr RdE* 2018, 12, 13; so auch *Altrock/Dalibor ZNER* 2020, 78, 84.

²⁰² *König* in *BerlKommEnR* Band 6, 4. Aufl. 2018, Rn. 23 f. ablehnend bezugnehmend auf *OLG Hamburg* Urt. v. 16.2.2016 – 4 U 84/15 (nicht veröffentlicht).

Für die Frage, ob ein Netzengpass im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 vorliegt, ist auf die obigen Überlegungen zum Begriff des Netzengpasses abzustellen. Danach ist im Ausgangspunkt darauf abzustellen, ob die Netzkapazität aufgrund der Netzeinspeisung überlastet ist. Diese Voraussetzung ist aber unabhängig davon erfüllt, ob das Netz eine Einspeisung in der beabsichtigten Höhe bereits früher aufgenommen hatte oder nicht. Nicht näher begründet hat das *OLG Brandenburg* seine einschränkende Auffassung, das Einspeisemanagement solle nach Sinn und Zweck die Planungs- und Investitionssicherheit (nur) der bereits angeschlossenen Anlagenbetreiber gewährleisten, nicht aber den Anlagen, die zur Sicherung des Vergütungssatzes bereits in Betrieb genommen wurden, aber noch nicht in das Netz einspeisen könnten, jeglichen wirtschaftlichen Nachteil aus der verfrühten Inbetriebnahme ausgleichen. Vielmehr ist bereits der Gedanke einer „verfrühten“ Inbetriebnahme der Anlage problematisch, da er ein Verständnis zum Ausdruck bringt, wonach mit der Inbetriebnahme von EE-, KWK- und Grubengasanlagen bis zum erfolgten Netzausbau gewartet werden müsse. Hierfür ist eine gesetzliche Grundlage aber nicht erkennbar. Vielmehr bringt die auch bei unzureichender Netzkapazität bestehende Pflicht zu unverzüglichem Netzanschluss (§ 8 Abs. 4 EEG 2017) gerade zum Ausdruck, dass eine solche Einschränkung nicht besteht. Dies legt nahe, dass auch eine Entschädigungspflicht besteht. Auch die Gesetzesbegründung sprach eine Entschädigungspflicht gerade für die Zeit bis zur Durchführung des erforderlichen Netzausbaus an, ohne dies auf bestehende Anlagen zu beschränken.²⁰³ Daher liegt nahe, das Vorliegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 zu bejahen.

Fraglich ist weiterhin, ob in dieser Fallgruppe eine „Reduzierung“ der Einspeisung aufgrund des Netzengpasses erfolgt. Dieses Tatbestandsmerkmal könnte grundsätzlich in der Weise verstanden werden, dass zuvor eine höhere Einspeisung vorgelegen haben müsse, wie vom *OLG Brandenburg* angenommen. Allerdings ist ein solches Verständnis nicht zwingend. Vielmehr ist mit dem Wortlaut auch ein Verständnis vereinbar, wonach eine Reduzierung im Vergleich zur maximalen technischen Einspeisung der angeschlossenen Anlagen – statt im Vergleich zur früher erfolgten Einspeisung – erfolgen muss. Für diese Auffassung spricht insbesondere der systematische Zusammenhang mit § 8 Abs. 4 EEG 2017. Nach dieser Norm muss mit dem Netzanschluss von EE-, KWK- und Grubengasanlagen gerade nicht bis zum erfolgten Netzausbau gewartet werden, sondern besteht auch in diesem Fall eine Pflicht des Netzbetreibers zum unverzüglichem Netzanschluss. Auch die Gesetzesbegründung ging, wie bereits ausgeführt, von einer Entschädigungspflicht

²⁰³ Vgl. Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46 f.

gerade für die Zeit bis zur Durchführung des erforderlichen Netzausbaus aus, ohne dies auf bestehende Anlagen zu beschränken.²⁰⁴ Daher sprechen die besseren Argumente für die Auffassung, dass auch eine „Reduzierung“ der Einspeisung zu bejahen ist. Im Ergebnis ist daher für diese Fallgruppe grundsätzlich von einem Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG 2017 auszugehen.

Im konkreten Sachverhalt des *OLG Brandenburg* bestand allerdings die Besonderheit, dass die Anlage aufgrund des zugrundeliegenden Vergleichs nur mit einer beschränkten Einspeiseleistung (100 kW anstelle von ca. 2,5 MW) in Betrieb genommen worden war. Dieser Vergleich könnte dahin zu interpretieren sein, dass die Parteien auch Entschädigungsansprüche für eine weitergehende Einspeisung ausschließen wollten. Hierauf ist für die vorliegende Untersuchung aber nicht weiter einzugehen, da eine solche Einschränkung jedenfalls im Normalfall nicht gegeben sein wird.

IV. Zusammenfassung

Eine Entschädigungspflicht nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 besteht, wenn die Einspeisung aus EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen aufgrund einer Überlastung der Netzkapazität reduziert wird. Der Entschädigungsanspruch soll Anlagenbetreibern ein sicheres Investitionsumfeld schaffen und sie gegen Einnahmeeinbußen absichern, die entstehen können, wenn die Netzkapazität nicht zur Aufnahme der gesamten EE-, Grubengas- oder KWK-Einspeisung ausreicht.

Nicht erfasst sind Fallgestaltungen, in denen die Einspeisung aufgrund der Nichtverfügbarkeit eines Netzbetriebsmittels, an das die EE-, Grubengas- oder KWK-Anlage unmittelbar angeschlossen ist, nicht möglich ist und die Nichtverfügbarkeit dieses Netzbetriebsmittels nicht auf einer Überlastung der Netzkapazität beruht. In Betracht kommen Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln aus Gründen der Netzwartung/Reparatur oder des Netzausbaus sowie ungeplante Ausfälle von Netzbetriebsmitteln. In diesen Fällen ist die Nichtverfügbarkeit des Netzbetriebsmittels unabhängig von der Menge eingespeisten Stroms und der Netzkapazität und beruht daher nicht auf einer Überlastung der Netzkapazität. Es ist nach Wortlaut, Gesetzesmaterialien, Systematik und Normzweck naheliegend, dass § 15 EEG 2017 den Anlagenbetreiber gegen diese Risiken nicht absichern soll.

Für von den genannten Maßnahmen nur mittelbar betroffene Anlagen, deren Einspeisung aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln an anderer

²⁰⁴ Vgl. Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 46 f.

Stelle und daraus resultierender veränderter Stromflüsse reduziert werden muss, liegt eine Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 hingegen nahe. Die Regelung dieser mittelbar betroffenen Anlagen beruht auf einer Überlastung der verfügbaren Netzkapazität, auch wenn die verfügbare Netzkapazität in diesem Fall aufgrund von Wartung, Netzausbau oder ungeplantem Ausfall von Netzbetriebsmitteln ihrerseits reduziert ist. Eine Einschränkung der Entschädigungspflicht im Hinblick auf die Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln würde außerdem zu schwierigen Abgrenzungsproblemen bei der Frage führen, inwieweit die Reduzierung der Einspeisung auf der Nichtverfügbarkeit der Netzbetriebsmittel oder auf der Höhe der Einspeisungen beruht. Im Ergebnis ähnlich hat nun auch der BGH entschieden.

Naheliegender erscheint weiterhin, dass eine Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 auch im Falle der Einspeisereduzierung aufgrund kurzzeitiger Netzüberlastung durch Extremwittersituationen besteht. Für eine Beschränkung der Entschädigungspflicht auf strukturell bedingte Defizite der Netze, in Abgrenzung zu Netzüberlastungen im gewöhnlichen Netzbetrieb, sind keine ausreichenden gesetzlichen Anhaltspunkte erkennbar, nachdem der Gesetzgeber die Verknüpfung von Entschädigungs- und Netzausbaupflicht aufgegeben hat.

Schließlich liegt die Entschädigungspflicht nach § 15 EEG 2017 auch dann nahe, wenn die Einspeisung aus neu errichteten EE-, KWK- oder Grubengasanlagen reduziert werden muss, weil die Netzkapazität bereits zum Zeitpunkt des Netzanschlusses ersichtlich nicht ausreicht, um den gesamten Strom aus der Anlage einspeisen zu können, und erst durch Netzausbau erhöht werden muss. Auch in diesem Fall liegt eine Überlastung der Netzkapazität aufgrund der Einspeisung vor. Angesichts der Verpflichtung des Netzbetreibers zum unverzüglichen Netzanschluss der Anlage auch bei (noch) fehlender Netzkapazität ist davon auszugehen, dass auch vor dem erfolgten Netzausbau bereits ein Entschädigungsanspruch besteht.



B. Dokumentation von Messwerten beim Einspeisemanagement

Im Rahmen des Einspeisemanagements treffen den Netzbetreiber Informationspflichten nach § 14 Abs. 2 und 3 EEG 2017. Die Information der vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagenbetreiber bildet die Grundlage zur Prüfung und Geltendmachung von Entschädigungsansprüchen nach § 15 Abs. 1 EEG 2017. Auf diese Informationspflichten wird im Folgenden eingegangen.²⁰⁵ Sie gewinnen im Zusammenhang mit der Einführung eines sog. Netzreglers besondere Bedeutung. Mittels eines Netzreglers soll es möglich werden, Daten der Ist-Einspeisung von Erzeugungsanlagen mehrfach pro Minute auszuwerten und bei Auftreten von Netzengpässen automatisiert im erforderlichen Umfang zu reagieren. Ziel ist die größtmögliche Aufnahme von Elektrizität aus Erzeugungsanlagen, sodass Einspeisereduzierungen nur im genau erforderlichen Umfang durchgeführt werden sollen. Hierbei werden erheblich mehr Messdaten durch den Netzbetreiber erhoben als nach der bisher erforderlichen viertelstündlichen Übermittlung der Ist-Einspeisung nach § 9 S. 1 Nr. 2 EEG 2017. In diesem Kontext ist zu untersuchen, inwiefern die erhobenen Messdaten zu archivieren und den betroffenen Anlagenbetreibern zur Verfügung zu stellen sind. Zudem wird untersucht, inwieweit gesetzliche Spielräume zur Reduzierung des Verarbeitungsaufwands bestehen oder vertraglich vereinbart werden können.

I. Vorabinformation nach § 14 Abs. 2 EEG 2017

Netzbetreiber, die Maßnahmen des Einspeisemanagements durchführen, sind verpflichtet, diese dem Anlagenbetreiber anzukündigen, § 14 Abs. 2 EEG 2017 (dazu 1.). Diesbezüglich wurde im Rahmen des Projekts auch geprüft, ob zur Reduzierung des Verwaltungsaufwands beim Netzbetreiber eine pauschale Ankündigung für ein Netzgebiet erfolgen kann (dazu 2.) oder ob eine Abweichung von der Ankündigungspflicht vertraglich vereinbart werden kann (dazu 3.).

1. Grundsätzliche Vorgaben des § 14 Abs. 2 EEG 2017

§ 14 Abs. 2 EEG 2017 statuiert die Pflicht des Netzbetreibers, Anlagenbetreiber spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist. Die Unterrichtungspflicht ist aber auf Anlagen nach § 9 Abs. 1 EEG 2017 beschränkt, d.h. auf Anlagen größer 100 kW Leistung. Für Anlagen bis 100 kW Leistung besteht nur die Pflicht zur nachträglichen Information nach § 14 Abs. 3 EEG 2017.

²⁰⁵ Zu den künftigen Informationspflichten im Rahmen des Redispatch 2.0 siehe unten C.IV.

Die Unterrichtungspflicht knüpft an die Vorhersehbarkeit der Maßnahme an. Über nicht vorhersehbare Maßnahmen muss daher nicht im Vorhinein informiert werden. Ist eine vorherige Benachrichtigung überhaupt nicht möglich, bleibt lediglich die Pflicht zur nachträglichen Unterrichtung nach § 14 Abs. 3 EEG 2017 bestehen. Die Unterrichtung soll – bei vorhersehbaren Maßnahmen – möglichst am Vortag erfolgen, sonst „unverzüglich“, d.h. ohne schuldhaftes Zögern.²⁰⁶ Dies gilt auch, wenn der Vorlauf kurz ist. Die Benachrichtigung nach § 14 Abs. 2 EEG 2017 ist nicht formgebunden, sie kann z.B. per Email erfolgen.

In der Praxis werden die Angaben regelmäßig lediglich ungenau möglich sein, da der Netzbetreiber das Einspeisemanagement laufend optimieren muss.²⁰⁷ Soweit bei Einsatz eines Netzreglers über die genaue Regelung der einzelnen Anlage zwar erst kurzfristig entschieden wird, aber zumindest die generelle Inanspruchnahme bereits absehbar ist, muss eine entsprechende Information erfolgen. Sollte allerdings der Einsatz des Netzreglers dazu führen, dass eine Vorabinformation überhaupt nicht mehr möglich ist, wirft dies Fragen nach der Vereinbarkeit mit dem gesetzlichen Regelungssystem auf.

Unabhängig von der Benachrichtigungspflicht gegenüber dem Anlagenbetreiber ist die Beschaffung des energetischen Ausgleichs zu betrachten. Dieser erfolgt – für VNB zukünftig nach NABEG 2.0 – durch den Netzbetreiber. Auch wenn die konkret zu regelnde Anlage noch nicht feststeht, gehen wir vorliegend davon aus, dass zumindest der Umfang des vom Netzbetreiber zu beschaffenden energetischen Ausgleichs ungefähr abschätzbar sein wird.

2. Pauschale Information nicht ausreichend

Zur Reduzierung des Verwaltungsaufwands beim Netzbetreiber könnte erwogen werden, ob eine pauschale Information über bevorstehende Maßnahmen des Einspeisemanagements für ein Netzgebiet ausreichend sein kann.

Der Gesetzgeber verlangt eine Benachrichtigung der konkret betroffenen Anlagenbetreiber. Ziel der Regelung ist, sicherzustellen, dass diese sich auf das Einspeisemanagement vorbereiten können oder der Maßnahme durch eigene Anpassungen der Erzeugungsleistung zuvorkommen können.²⁰⁸ Angesichts der Entschädigung nach § 15 EEG 2017 dürfte eine eigene Anpassung zumindest bei EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen zwar kaum dem Regelfall entsprechen. Dennoch ist

²⁰⁶ Vgl. § 121 BGB; Gabler in Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG, 2020, § 14 Rn. 49.

²⁰⁷ König in BerlKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 Rn. 69.

²⁰⁸ Bericht des Wirtschaftsausschusses zum Regierungsentwurf des EEG 2009, BT-Drs. 16/9477, S. 22.

die Benachrichtigung zumindest für eine Information etwaiger Geschäftspartner relevant. Außerdem ist denkbar, dass der Anlagenbetreiber zukünftig anstelle der Abregelung vermehrt eine anderweitige Nutzung des Stroms „vor dem Netz“ anstrebt. Es erscheint daher nicht möglich, die Benachrichtigungspflicht einschränkend auszulegen. Eine pauschale Information an Anlagenbetreiber in einem Netzgebiet genügt den gesetzlichen Anforderungen des § 14 Abs. 2 EEG 2017 daher nicht.

3. Vertragliche Vereinbarung einer Abweichung von § 14 Abs. 2 EEG 2017

Denkbar ist im derzeitigen Rechtsrahmen allerdings eine von der Benachrichtigungspflicht nach § 14 Abs. 2 EEG 2017 abweichende vertragliche Vereinbarung. Eine solche Vereinbarung muss den Anforderungen des § 7 Abs. 2 EEG 2017 genügen. Eine Vereinbarung ist jedoch nur in Hinblick auf Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2017 möglich, § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017. Für ältere Anlagen ist eine abweichende vertragliche Vereinbarung nach § 7 EEG in der zuvor geltenden Fassung nicht zulässig.

Eine vertragliche Abweichung von den gesetzlichen Bestimmungen des EEG 2017 muss gemäß § 7 Abs. 2 EEG 2017 klar und verständlich sein (Nr. 1), darf keinen Vertragspartner unangemessen benachteiligen (Nr. 2), darf nicht zu höheren als in Teil 3 des EEG 2017 vorgesehenen Zahlungen führen (Nr. 3) und muss mit dem wesentlichen Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen wird, vereinbar sein (Nr. 4). Die Anforderungen des § 7 Abs. 2 EEG 2017 sind sehr unbestimmt und damit in hohem Maße auslegungsbedürftig,²⁰⁹ soweit ersichtlich liegt hierzu auch keine Rechtsprechung vor.²¹⁰

Abweichende Vereinbarungen müssen klar und verständlich sein, § 7 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017. Der Gesetzgeber hat diese Anforderung an § 307 Abs. 1 S. 2 BGB angelehnt und will sicherstellen, dass die jeweilig übernommenen Rechte und Pflichten der Vertragsparteien klar formuliert und transparent sind.²¹¹ Zu regeln ist demnach ausdrücklich, in welchem Rhythmus der Anlagenbetreiber noch informiert wird, z.B. wöchentlich im Voraus. Sollen die Anlagenbetreiber gar nicht mehr informiert werden, muss dies klar zum Ausdruck kommen.

Die vertragliche Abweichung darf keine Vertragspartei unangemessen benachteiligen, § 7 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017. Dieses Erfordernis entspricht im Wesentlichen § 307 Abs. 1

²⁰⁹ Pippke/Weißenborn REE 2017, 8, 9, kritisch Boemke NVwZ 2017, 1, 3.

²¹⁰ Zur Vorgängervorschrift vgl. Stecher ZNER 2009, 216 ff. mit weiteren Nachweisen.

²¹¹ Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und SPD eines EEG 2016, BT-Drs. 18/8860, S. 190.

S. 1 BGB. Von einer unangemessenen Benachteiligung ist auszugehen, wenn sich durch die Vereinbarung eine Partei einen Vorteil von erheblichem Gewicht verschafft, dass wirtschaftlich nicht ausgeglichen wird.²¹² Die missbräuchliche Durchsetzung einseitiger Interessen soll nach der Norm ausgeschlossen werden. Die Anwendung dieser Maßstäbe auf das EEG 2017 dürfte sich vor allem an der Stellung des Netzbetreibers als natürlichem Monopolisten orientieren.²¹³ Bei einer vertraglichen Einschränkung oder dem Verzicht des Anlagenbetreibers auf Vorabinformationen gemäß § 14 Abs. 2 EEG 2017 dürften sich die wirtschaftliche Bedeutung der Vereinbarung im Wesentlichen danach bestimmen, ob die Möglichkeit einer anderweitigen Nutzung des Stroms „vor dem Netz“ oder eine Anpassung der Stromerzeugung möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist.²¹⁴ Im Regelfall erfolgt eine Ankündigung des Einspeisemanagements nicht oder nur sehr kurzfristig, sodass Anlagenbetreiber regelmäßig nicht mehr reagieren können. In dieser Konstellation werden sie aber gemäß § 15 EEG zu wenigstens 95 % (inzwischen stets zu 100 %, oben Teil 1 B.III.2.) entschädigt.²¹⁵ Die wirtschaftliche Bedeutung der Ankündigung ist für den Anlagenbetreiber damit im Regelfall gering. Umgekehrt kann der Netzbetreiber durch die vertragliche Abweichung seinen organisatorischen Aufwand reduzieren. Es erscheint daher denkbar, dass bei einer solchen Vereinbarung keine Partei ihre eigenen Interessen übermäßig auf Kosten der anderen Partei durchsetzt.

Durch eine vertragliche Abweichung dürfen keine höheren Zahlungen als nach Teil 3 (§§ 19-55a EEG 2017) entstehen, § 7 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2017. Eine vertragliche Abweichung von § 14 Abs. 2 EEG 2017 ist durch diese Einschränkung nicht betroffen.

Schließlich muss die vertragliche Abweichung mit dem wesentlichen Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen wird, vereinbar sein, § 7 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017.²¹⁶ Als wesentliche Grundgedanken des EEG werden in der Literatur die Pflicht von Netzbetreibern zu vorrangigem Netzanschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung von EE-Strom angesehen; außerdem der EEG-Wälzungsmechanismus, die Regelungen in §§ 51, 52 EEG 2017 und Regelungen, zu deren Umsetzung der Gesetzgeber unionsrechtlich verpflichtet ist.²¹⁷ § 14 Abs. 2 EEG 2017 kommt insoweit keine herausgehobene Bedeutung zu. Allerdings soll die Informationspflicht

²¹² Vgl. Wurmnest in MüKo BGB, 8. Aufl. 2019, § 307 Rn. 33.

²¹³ Vgl. Pippke/Weißenborn REE 2017, 8, 9.

²¹⁴ Vgl. Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage der Fraktion Bündnis90/Die Grünen, BT-Drs. 18/9576, S. 11.

²¹⁵ Dazu BNetzA, Leitfaden Einspeisemanagement 3.0, Juni 2018, S. 30, 36 f.

²¹⁶ Inhaltlich offengelassen im Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und SPD eines EEG 2016, BT-Drs. 18/8860, S. 190; zur schwierigen Bestimmbarkeit Boemke NVwZ 2017, 1, 3; vgl. ausführlich Wendland in Staudinger, Kommentar zum BGB, Neubearbeitung 2019, § 307 BGB Rn. 229 ff.

²¹⁷ Pippke/Weißenborn REE 2017, 8, 10.

sicherzustellen, dass die betroffenen Anlagenbetreiber sich auf das Einspeisemanagement vorbereiten können oder der Maßnahme durch eigene Anpassungen der Erzeugungsleistung zuvorkommen können.²¹⁸ Diese Möglichkeiten werden durch eine vertragliche Regelung zur Reduzierung oder Bündelung von Ankündigungen über Maßnahmen des Einspeisemanagements eingeschränkt. Wie bereits angesprochen kommt ihnen in der Praxis aber häufig ohnehin keine große Bedeutung zu. Insoweit erscheint eine solche vertragliche Vereinbarung jedenfalls im Regelfall nicht als Abweichung von dem wesentlichen Grundgedanken des § 14 Abs. 2 EEG 2017. Soweit die Interessen des Anlagenbetreibers im Einzelfall besonders betroffen sein sollten, kann dem über das Verbot einer unangemessenen Benachteiligung nach § 7 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 Rechnung getragen werden.

Im Ergebnis erscheint eine vertragliche Abweichung von der Benachrichtigungspflicht vor einer Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 2 EEG 2017 grundsätzlich möglich. Allerdings darf die Vereinbarung nicht durch Ausnutzung von Marktmacht, technischer oder rechtlicher Unerfahrenheit von Netzanschlusspetenten oder Anlagenbetreibern einseitig durchgesetzt werden.²¹⁹

II. Nachträgliche Informationen nach § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 1 EEG 2017

Unabhängig von der grundsätzlich bestehenden Ankündigungspflicht des Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 2 EEG 2017 müssen dem betroffenen Anlagebetreiber nach der Durchführung von Einspeisemanagement Informationen nach § 14 Abs. 3 EEG 2017 zur Verfügung gestellt werden. Hierauf wird im Folgenden eingegangen (1.). Außerdem wird geprüft, ob eine Abweichung vertraglich vereinbart werden kann (2.) und ob zur Reduzierung des Verwaltungsaufwands beim Netzbetreiber Nachweise über eine Referenzanlage ausreichend sein könnten (3.).

1. Mitteilung nach § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 1 EEG 2017

Unabhängig von einem Auskunftsverlangen des Anlagenbetreibers müssen durch den Netzbetreiber der Zeitpunkt der Regelung, der Umfang der Abnahme einschränkung, die Dauer und die Gründe der Regelung unverzüglich mitgeteilt werden, § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 1 EEG 2017.²²⁰ Die angegebenen „Gründe der Regelung“ müssen erkennen lassen, warum ohne die Regelung ein Netzengpass entstanden wäre; außerdem ist aufzuzeigen, dass die Anforderungen des Engpassmanagements nach § 14 Abs. 1 EEG

²¹⁸ Bericht des Wirtschaftsausschusses zum Regierungsentwurf des EEG 2009, BT-Drs. 16/9477, S. 22.

²¹⁹ Strauch in Baumann/Gabler/Günther (Hrsg.), EEG, 2020, § 7 Rn. 6.

²²⁰ Besonderheiten gelten für Solaranlagen nach § 9 Abs. 2 i.V.m. Abs. 3 EEG 2017, vgl. § 14 Abs. 3 S. 3 EEG 2017.

2017 erfüllt waren.²²¹ Aus dieser Anforderung ergibt sich jedoch keine eigenständige Verpflichtung, Messwerte zu archivieren und vorzulegen.

Zusätzlich begründet § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 2 EEG 2017 die Verpflichtung des Netzbetreibers, auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen. Gemäß § 14 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 müssen die Nachweise eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können. Zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach § 14 Abs. 3 S. 1 Halbs. 2 EEG 2017 insbesondere die nach § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2017 erhobenen Daten (d.h. abgerufene Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion) vorzulegen. Die Vorschrift sieht ihrem Wortlaut nach also ausdrücklich vor, dass alle abgerufenen Daten über die Ist-Einspeisung vorgelegt – und insofern auch archiviert – werden müssen. Sofern diese Daten in hoher zeitlicher Auflösung abgerufen werden, müssen sie auch in dieser zeitlichen Auflösung archiviert und vorgelegt werden. Dies gilt selbst dann, wenn diese Daten nicht sämtlich erforderlich sind, damit „die Nachweise eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können“. Sollte die geltende Regelung deshalb zu einem nach ihrer Zielsetzung gar nicht erforderlichen, überhöhten Aufwand führen, könnte eine Gesetzesänderung erwogen werden.

Davon zu unterscheiden ist die Archivierung und Vorlage sonstiger Netzzustandsdaten. Sofern diese über die Daten der Ist-Einspeisung hinausgehen, enthält § 14 Abs. 3 EEG 2017 hierzu keine ausdrücklichen Vorgaben. Entscheidend ist insoweit, dass „die Nachweise eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können“. Es ist nicht ausgeschlossen, dass zur Nachvollziehbarkeit nicht alle erhobenen Netzzustandsdaten erforderlich sind. Allerdings muss jede Sollwertvorgabe nachvollziehbar sein. Erfolgen Sollwertvorgaben z.B. alle 20 Sekunden, so muss auch jeweils erkennbar sein, wieso jede neue Sollwertvorgabe gemacht wurde. Es muss also jeweils ersichtlich werden, dass ein Netzengpass immer noch bestand oder zu befürchten war. Dies legt nahe, dass auch Netzzustandsdaten für alle 20 Sekunden vorgelegt werden müssen. Eine abschließende Beurteilung kann allerdings nur mit entsprechendem elektrotechnischem Sachverstand erfolgen.

²²¹ Vgl. Frenz in Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 14 Rn. 51.

Die BNetzA kann nach § 85 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. d) EEG 2017 Festlegungen im Bereich des § 14 EEG 2017 dazu treffen, in welchen Verfahren, Fristen und welcher Form die Unterrichtungen der Betroffenen durch die Netzbetreiber nach § 14 Absatz 2 und 3 EEG 2017 vorzunehmen sind. Nähere Konkretisierungen sind insoweit bislang aber nicht erfolgt.

2. Nachweis über Referenzanlagen

Bei einer automatisierten Regelung von Anlagen fallen technisch bedingt eine Vielzahl von Messdaten an. Aus Sicht des Netzbetreibers ließe sich der Aufwand für deren Archivierung und zur Erbringung von Nachweisen nach § 14 Abs. 3 EEG 2017 erheblich reduzieren, wenn eine Anlage als Referenzanlage dienen würde und nur für diese Anlage Messdaten gespeichert würden. Zu prüfen ist, ob ein solcher Ansatz mit § 14 Abs. 3 EEG 2017 vereinbar wäre.

Berechtigter des Auskunftsanspruchs nach § 14 Abs. 3 EEG 2017 ist der jeweilige betroffene Anlagenbetreiber. Diesem müssen für seine Anlage relevante Daten und eine entsprechende Begründung vorgelegt werden. Anhand dieser Informationen kann der Anlagenbetreiber seinen Entschädigungsanspruch nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 berechnen bzw. überprüfen. Ob Werte einer Referenzanlage diesen, auf individuelle Informationen ausgelegten, Anforderungen gerecht werden können, erscheint aus hiesiger Sicht problematisch.

Festzuhalten ist jedenfalls, dass Netzbetreiber im Falle des Einspeisemanagements die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben müssen, vgl. § 14 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017. Außerdem müssen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen kann, vgl. § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017. Gemäß § 9 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 EEG 2017 kann stattdessen auch sichergestellt werden, dass mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Netzbetreiber jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen kann. Insoweit ist davon auszugehen, dass für diese Anlagen (größer 100 kW) Daten über die Ist-Einspeisung verfügbar sind und vom Netzbetreiber abgerufen werden müssen. Diese abgerufenen Daten über die Ist-Einspeisung müssen auf Verlangen dem Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellt werden.

Bei darüberhinausgehenden Netzzustandsdaten ist letztlich wieder entscheidend, dass „die Nachweise eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne

weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können“, vgl. § 14 Abs. 3 S. 2 EEG 2017. Ob hierzu auch Daten, die auf eine Referenzanlage bezogen sind, ausreichen können, kann abschließend nur mit entsprechendem technischem Sachverstand beurteilt werden.

3. Vertragliche Vereinbarung einer Abweichung von § 14 Abs. 3 EEG 2017

Auch hinsichtlich der Informationspflichten nach § 14 Abs. 3 EEG 2017 kommt eine abweichende vertragliche Vereinbarung in Betracht. Diese muss sich wiederum an den dargestellten Maßstäben des § 7 Abs. 2 EEG 2017 messen lassen. Die Unterrichtung nach § 14 Abs. 3 EEG 2017 kann hierbei für Anlagenbetreiber, auch in Kombination mit dem Anspruch auf die Vorlage von Nachweisen, höhere Bedeutung haben als die Ankündigung von Maßnahmen nach § 14 Abs. 2 EEG 2017. Sie ist Grundlage zur Prüfung und Geltendmachung von Ansprüchen nach § 15 Abs. 1 EEG und ggf. weiterer Ansprüche des Anlagenbetreibers für die er die Beweislast trägt.²²²

Zur Klarheit und Verständlichkeit nach § 7 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017 gelten die obigen Ausführungen. Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass eine Vereinbarung auch die wirtschaftlichen Risiken und Belastungen so deutlich erkennen lassen muss, wie es nach den Umständen gefordert werden kann.²²³ Eine von § 14 Abs. 3 EEG 2017 abweichende Vereinbarung muss daher klarstellen, dass die etwaige Geltendmachung von Ansprüchen durch eine spätere Unterrichtung verzögert oder erschwert werden kann.

Die vertragliche Regelung darf keine Partei unangemessen benachteiligen, § 7 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017. Wie dargestellt, ist eine unangemessene Benachteiligung durch eine umfassende Interessenabwägung zu prüfen. Ergibt sich ein erhebliches Missverhältnis der gegenseitig eingegangenen Verpflichtungen, kann eine unangemessene Benachteiligung angenommen werden. Ein völliger Ausschluss der nachträglichen Unterrichtung gemäß § 14 Abs. 3 EEG 2017 ist damit nicht möglich. Dem Anlagenbetreiber würde durch einen Verzicht auf die Unterrichtung und die Möglichkeit, weitere Nachweise anzufordern, die Geltendmachung von Ansprüchen unmöglich gemacht oder wenigstens erheblich erschwert. Dies stünde in keinem angemessenen Verhältnis zur Reduktion des Verwaltungsaufwands bei einem Netzbetreiber.

²²² BGH Urt. v. 11.02.2020 – XIII ZR 27/19 Rn. 48 (juris).

²²³ Vgl. ständige Rechtsprechung, siehe nur BGH Urt. v. 9.12.2015 – VIII ZR 349/14 Rn. 29 (juris) = NJW 2016, 2101, 2103; BGH, Urt. v. 26.6.2019 – VIII ZR 95/18 Rn. 42 (juris) = EnWZ 2019, 351, 353.

Auch bei einer bloßen Verringerung der zeitlichen Frequenz der Information muss weiterhin gewährleistet sein, dass die Geltendmachung von Ansprüchen noch möglich ist und hierzu ein ausreichender Zeitraum zur Verfügung steht. Außerdem scheint es erforderlich, dass die Frequenz in einem angemessenen Verhältnis zu der Anzahl und wirtschaftlichen Bedeutung der Einspeisemanagement-Maßnahmen steht. Eine Orientierung könnte die gesetzliche Erleichterung für Solaranlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 kW bieten. § 14 Abs. 3 S. 3 EEG 2017 gibt vor, dass eine jährliche Unterrichtung ausreichend ist, sofern die Maßnahmen 15 Stunden pro Jahr und Anlage nicht überschritten haben. Damit erscheint jedenfalls eine Unterrichtung in längerem als Jahresturnus bei größeren Anlagen und häufigerer Regelung sehr problematisch. Eine vertragliche Vereinbarung sollte zudem danach differenzieren, in welchem Umfang und welcher Häufigkeit eine Anlage geregelt wird.

Die Entstehung höherer Zahlungen im Sinne des § 7 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2017 ist durch eine Abweichung von § 14 Abs. 3 EEG 2017 nicht ersichtlich.

Eine vertragliche Abweichung erscheint (nur) in dem geschilderten Umfang mit dem gesetzlichen Grundgedanken des § 17 Abs. 3 EEG vereinbar, wie nach § 7 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 erforderlich. Nicht möglich ist damit, dass die Pflicht zur nachträglichen Information vollständig abbedungen wird. Eine geringere Frequenz der nachträglichen Unterrichtungen kann dagegen mit dem Grundgedanken der Förderung der EE-Stromerzeugung und der Geltendmachung entsprechender Entschädigungsansprüche vereinbar sein.

III. Weitere Informationspflichten

Unabhängig von den Informationspflichten nach § 14 Abs. 2 und 3 EEG 2017 haben ÜNB gemäß § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG (sowie VNB gemäß § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG) bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen im Rahmen einer Notfallmaßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler – soweit möglich – vorab zu informieren. Es geht hierbei um eine Vorabinformation ähnlich dem § 14 Abs. 2 EEG 2017. Eine bestimmte Form ist für Informationen nach § 13 Abs. 2 S. 2 nicht vorgeschrieben. Angesichts der Ähnlichkeit zur Verweigerung des Netzzugangs wird teilweise angenommen, dass die Information in der Regel entsprechend § 20 Abs. 2 S. 2 EnWG in Textform zu erfolgen habe.²²⁴ Die „Textform“ ist dabei in § 126b BGB definiert und umfasst u.a. die Information per E-Mail. Teilweise wird aber auch grundsätzlich jede Mitteilungsform als erlaubt

²²⁴ König in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl., § 13 Rn. 151.

angesehen,²²⁵ wobei die Anforderungen umso geringer seien, je kurzfristiger der Eingriff bevorstehe.²²⁶ Zulässig ist damit in jedem Fall die Information per E-Mail. Dagegen dürfte eine Information auf der Website nicht ausreichen. Sie entspricht nicht dem Ziel, die Vorabinformation der Betroffenen sicherzustellen.

Zudem haben Netzbetreiber nach § 13 Abs. 7 EnWG die unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu informieren und auf Verlangen die vorgetragenen Gründe zu belegen. Diese Pflicht ähnelt der nachträglichen Informationspflicht nach § 14 Abs. 3 EEG 2017. Die Pflicht nach § 13 Abs. 7 EnWG betrifft nicht nur Notfallmaßnahmen i.S.v. § 13 Abs. 2 EnWG, sondern erstreckt sich auch auf netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen sowie den Einsatz zusätzlicher Reserven i.S.v. § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG. Auch für Informationen nach § 13 Abs. 7 EnWG ist keine bestimmte Form vorgeschrieben. Angesichts der fehlenden Eilbedürftigkeit sind die formellen Anforderungen tendenziell höher zu bemessen als im Falle der Vorabinformation nach § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG. Grundsätzlich erscheint aber auch hier eine Information per E-Mail ausreichend, da der Gesetzgeber keine strengeren Anforderungen festgelegt hat.²²⁷ Hierfür spricht auch der Wortlaut der Regelung: Über durchgeführte Maßnahmen ist zu „informieren“, auf Verlangen sind die Gründe hingegen „zu belegen“, hierunter versteht der Gesetzgeber die Vorlage der zur Nachprüfung erforderlichen Unterlagen.²²⁸ Dafür dürfte die Textform ausreichen.

Die BNetzA könnte gemäß § 13j Abs. 2 Nr. 1 EnWG durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG nähere Bestimmungen treffen, in welchem Umfang, in welcher Form und innerhalb welcher Frist die Netzbetreiber Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG, deren Gründe und die zugrundeliegenden vertraglichen Regelungen der BNetzA mitteilen und auf einer gemeinsamen Internetplattform veröffentlichen müssen. Eine Festlegungskompetenz zu den Anforderungen an die Information der Betroffenen enthält die Vorschrift ihrem Wortlaut nach allerdings nicht.

²²⁵ Riese/Kilius in Elspas/Graßmann/Rasdach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 13 Rn. 36; Hartmann/Weise in Theobald/Kühling (Hrsg.), Energierecht, Losebl. 103. EL, § 13 Rn. 85; offengelassen von Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 176 f.

²²⁶ Tüngler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 41.

²²⁷ In diesem Sinne wohl auch Tüngler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 57.

²²⁸ Begründung der Bundesregierung zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 15/3917, S. 57 zur Vorgängernorm in § 13 Abs. 5 EnWG a.F.

C. Redispatch 2.0

I. Grundzüge

Durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus („NABEG 2.0“)²²⁹ wird die Regelung des Redispatch in §§ 13, 13a EnWG n.F.²³⁰ mit Wirkung zum 1.10.2021 in wichtigen Punkten geändert und weiterentwickelt („Redispatch 2.0“). Dies wurde bereits in Teil 1 unter B.III.2. dargestellt.²³¹

Eine wesentliche Neuerung besteht in der Integration des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2017 (bzw. §§ 14, 15 EEG 2021) in den Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG n.F. Dies soll ein einheitliches und planwertbasiertes Regime zur Behebung von Netzengpässen ermöglichen und zu einer Reduzierung der Gesamtkosten führen.²³² Für den Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG n.F. können künftig zudem alle Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen mit einer Wirkleistung ab 100 kW sowie kleinere Anlagen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, herangezogen werden. Demgegenüber beschränkt sich der Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG derzeit auf derartige Anlagen mit einer Wirkleistung ab 10 MW. Zugleich werden die Vorgaben zur Auswahl der einzusetzenden Anlagen geändert. Hiermit geht eine gewisse Relativierung des Einspeisevorrangs für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder hocheffizienter KWK einher. Die Neuregelung soll Maßnahmen der Netzbetreiber zur Wahrung der Systemsicherheit reduzieren und – neben der Kostenreduzierung – auch eine erleichterte Netzführung ermöglichen.²³³

Die Neuregelung erfordert zugleich eine deutliche Ausweitung der Planungsprozesse der Netzbetreiber, insbesondere der VNB. Neu geregelt wird auch der energetische Ausgleich, der – anders als im bisherigen Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 – nunmehr auch bei Regelung von EE-, Grubengas- und hocheffizienten KWK-Anlagen durch den Netzbetreiber vorzunehmen ist. Ebenso hat der Netzbetreiber zukünftig bei Redispatch-Maßnahmen für den bilanziellen Ausgleich zu sorgen. Neu geregelt wird schließlich auch der finanzielle Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen.

Die Ausgestaltung des Redispatch 2.0 muss dabei mit den unmittelbar geltenden unionsrechtlichen Vorgaben nach Art. 13 EitBMVO in Einklang stehen (vgl. auch unten

²²⁹ BGBl. 2019 I S. 706. Teilweise wird auch vom „NABEG 2.0“ gesprochen.

²³⁰ Der Zusatz „n.F.“ bezeichnet im Folgenden die ab 1.10.2021 geltende Fassung des EnWG.

²³¹ Vgl. auch ausführlich Weyer/Iversen RdE 2021, 1 ff.

²³² Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 52; so auch BMWi, Aktionsplan Stromnetz, 2018, S. 3.

²³³ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 52.

Teil 3 B.I.). Gemäß Art. 288 Abs. 2 AEUV berechtigen und verpflichten die Regelungen einer EU-Verordnung die Rechtssubjekte unmittelbar, wenn sie hinreichend klar und konkret gefasst sind. Weiterer Umsetzungsakte des nationalen Gesetzgebers bedarf es nicht. Die Vorgaben der EltBMVO müssen daher zugleich von den Mitgliedstaaten beachtet werden. Diese dürfen kein nationales Recht erlassen, das in Widerspruch zu der EltBMVO steht oder auch nur deren unmittelbare Anwendbarkeit vereitelt, deren unionsrechtliche Natur verbirgt oder den ihnen durch diese Verordnung verliehenen Wertungsspielraum überschreitet.²³⁴ Gemäß Art. 62 EltBMVO verbleibt den Mitgliedsstaaten lediglich das Recht, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als die EltBMVO sowie die entsprechenden Leitlinien und Netzkodizes enthalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind. Soweit die Regelungen des Redispatch 2.0 von den Vorgaben des Art. 13 EltBMVO abweichen, genießt dieser Anwendungsvorrang und verdrängt damit unvereinbares deutsches Recht.

Problematisch ist u.a., dass die Anlagen für einen Redispatch nach Art. 13 Abs. 2 EltBMVO unter Nutzung marktbasierter Mechanismen auszuwählen sind. Ein nicht marktbasierter Redispatch der Erzeugung, Energiespeicherung und der Laststeuerung darf nur erfolgen, wenn keine marktbasierete Alternative verfügbar ist, alle verfügbaren marktbasiereten Ressourcen eingesetzt sind, die Zahl der verfügbaren Anlagen zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen oder die aktuelle Netzsituation regelmäßig und vorhersehbar Engpässe verursacht, die zu einem strategischen Bietverhalten führen würden, die die Engpasslage weiter verschlechtern würden, Art. 13 Abs. 3 EltBMVO.²³⁵ Der Redispatch 2.0 in Form der §§ 13, 13a EnWG n.F. sieht insoweit weiterhin einen nicht marktbasiereten (kostenbasiereten) Redispatch vor. Das BMWi verweist zur Begründung darauf, dass in Deutschland kein ausreichender Wettbewerb gegeben und mit engpassverstärkendem strategischem Bietverhalten zu rechnen sei.²³⁶

Die Ergebnisse zur Frage eines nicht marktbasiereten Redispatch und zur Ausgestaltung des Redispatch 2.0 sind bereits an anderer Stelle umfangreich

²³⁴ EuGH v. 22.01.2020, C-814/18, *Ursa Major Services/Minister van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit*, ECLI:EU:C:2020:27, Rn. 33 ff.; EuGH v. 21.12.2011, C-316/10, *Danske Svineproducenter/Justitsministeriet*, ECLI:EU:C:2011:863 Rn. 41. Vgl. auch Geismann in v. d. Groeben/Schwarze/Hatje (Hrsg.), *Europäisches Unionsrecht*, 7. Aufl. 2015, Art. 288 Rn. 35 f.; Schroeder in Streinz (Hrsg.), *EUV/AEUV*, 3. Aufl. 2018, Art. 288 AEUV Rn. 43.

²³⁵ Dazu ausführlich Teil 3 B.I.3.d.cc.

²³⁶ BMWi, *Aktionsplan Gebotszone gem. Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 – Bundesrepublik Deutschland*, 2019, S. 21 f.

publiziert worden.²³⁷ Sie sollen daher vorliegend nicht wiederholt werden. In der Folge werden nur noch einige zusätzliche Untersuchungsergebnisse aufgeführt.

II. Informationspflichten nach Durchführung eines Redispatch

Gemäß § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. ist der Netzbetreiber nach der Durchführung eines Redispatch verpflichtet, sowohl den Bilanzkreisverantwortlichen als auch den Betreiber der Anlage unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung zu unterrichten. Dies entspricht im Ausgangspunkt § 14 Abs. 3 S. 1 und 2 EEG 2017 für das Einspeisemanagement (dazu bereits oben Teil 2 B.II.). § 14 Abs. 3 S. 1 und 2 EEG 2017 lauten:

„Netzbetreiber müssen die von Maßnahmen nach Absatz 1 Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen.“

Diese Regelung wird mit Inkrafttreten des § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. ab dem 1.10.2021 aufgehoben. Im Unterschied zu dieser Regelung sieht § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. keine Regelung mehr zur Vorlage von Nachweisen über die Erforderlichkeit der Maßnahme vor.

Neben § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. bleibt die Regelung des § 13 Abs. 7 EnWG n.F. unverändert bestehen. Dieser sieht vor:

„Über die Gründe von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen sind die hiervon unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich zu informieren. Auf Verlangen sind die vorgetragenen Gründe zu belegen.“

§ 13 Abs. 7 EnWG n.F. enthält damit ebenfalls eine Informationspflicht,²³⁸ darüber hinaus aber auch eine Nachweispflicht bei entsprechendem Verlangen. Die Nachweise müssen geeignet sein, die Notwendigkeit, den Umfang und die Qualität der ergriffenen Maßnahmen nachzuvollziehen.²³⁹ Dies ist vor allem deshalb wichtig,

²³⁷ Weyer/Iversen RdE 2019, 485 ff.; Weyer/Iversen, RdE 2021, 1 ff.

²³⁸ Vgl. auch Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 273.

²³⁹ König in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 152; vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072, S. 72 f.

weil der der Anlagenbetreiber die Beweislast für seinen finanziellen Ausgleich trägt.²⁴⁰ Abweichend von § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. gilt die Informationspflicht nach § 13 Abs. 7 EnWG n.F. zudem nicht nur gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen und den Anlagenbetreibern, sondern gegenüber allen von der Anpassung unmittelbar Betroffenen sowie der BNetzA.

Zu klären ist das Verhältnis zwischen § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. und § 13 Abs. 7 EnWG n.F. Nach Wortlaut und systematischer Stellung gilt § 13 Abs. 7 EnWG n.F. für alle Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG n.F., also auch für den Redispatch nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG n.F. Auch der Wortlaut des § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. enthält keinen Hinweis auf eine Einschränkung der Anwendung des § 13 Abs. 7 EnWG n.F. Vielmehr sollen nach der Gesetzesbegründung des NABEG 2.0 die bisherigen Informationspflichten nach § 14 Abs. 2 und 3 EEG 2017 durch § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. in das neue Redispatch-Regime „eingepasst“ werden.²⁴¹ Damit erscheint naheliegend, dass die bisherige Regelung des § 13 Abs. 7 EnWG n.F. fortbestehen und im Falle des Redispatch – soweit erforderlich – um eine an § 14 Abs. 2 und 3 EEG 2017 angelehnte Regelung ergänzt werden soll. Hierbei wird die konkrete Ausgestaltung der Nachweispflicht nach § 14 Abs. 3 S. 1 und 2 EEG 2017, die z.B. hinsichtlich des Abrufs der Ist-Einspeisung bislang an die spezielle Ausgestaltung des Einspeisemanagements anknüpft, nicht übernommen. Es ist aber kein Grund ersichtlich, auf die Nachweispflicht überhaupt zu verzichten. Vielmehr ist deren Regelung in § 13a Abs. 1a S. 5 EnWG n.F. entbehrlich, wenn ohnehin § 13 Abs. 7 EnWG n.F. Anwendung findet. Es wäre auch nicht ersichtlich, warum Nachweise bei allen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG n.F. zu erbringen sein sollten, außer bei einem Redispatch nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a Abs. 1 EnWG n.F. Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass bei Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG n.F. die Regelungen des § 13a Abs. 1a S. 5 und des § 13 Abs. 7 EnWG n.F. nebeneinander Anwendung finden.

III. Verbleibender Anwendungsbereich für § 13 Abs. 2 EnWG n.F.

Bei einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sind Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen nach § 13 EnWG n.F. zu ergreifen, um diese zu vermeiden oder zu beseitigen. Bei der Maßnahmenauswahl sind zunächst netzbezogene Maßnahmen

²⁴⁰ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-DRs. 17/7375, S. 57; vgl. zu § 15 EEG 2017 BGH Urt. v. 11.02.2020 – XIII ZR 27/19 Rn. 48 (juris).

²⁴¹ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, 56; ohne Hinweis auf § 13 Abs. 7 EnWG Gabler REE 2019, 165, 173.

Teil 2: Kostenbasiertes Engpassmanagement

(§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG n.F.) und marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG n.F.) zu ergreifen oder zusätzliche Reserven einzusetzen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EnWG n.F.).²⁴² Notfallmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG n.F. sind nach dem Wortlaut des Gesetzes ausdrücklich nachrangig zu ergreifen, sofern sich eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems nach § 13 Abs. 1 EnWG n.F. „nicht oder nicht rechtzeitig“ beseitigen lässt.²⁴³

Diese Rangfolge der auszuwählenden Maßnahmen folgt nach der herrschenden Meinung in der Literatur dem Prinzip der Verhältnismäßigkeit.²⁴⁴ Netzbetreiber sollen vorrangig durch netzbezogene Maßnahmen (z.B. Netzschaltungen oder das Ausnutzen von Spannungsbändern) Eingriffe in das Marktgeschehen und Rechte Dritter vermeiden.²⁴⁵ Der Vorrang von marktbezogenen Maßnahmen vor Notfallmaßnahmen soll sicherstellen, dass Maßnahmen möglichst im Einvernehmen mit den betroffenen Dritten erfolgen.²⁴⁶ Gegenüber den Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG n.F. ist der Einsatz zusätzlicher Reserven grundsätzlich nachrangig,²⁴⁷ wobei dieser Nachrang durch die Neuregelung des § 13 Abs. 1 S. 2 i.V.m. § 13 Abs. 1c EnWG n.F. relativiert wird. Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG n.F. – die gerade nicht im Einvernehmen mit den Betroffenen erfolgen – sollen nur als letztes Mittel eingesetzt werden. Lässt eine Gefährdung oder Störung im Sinne des § 13 Abs. 4 EnWG n.F. einen derart gestuften Maßnahmen Einsatz nicht zu, dürfen auch direkt geeignete Maßnahmen einer (an sich) „späteren“ Stufe ergriffen werden.²⁴⁸

²⁴² So noch ausdrücklich § 13 Abs. 1 S. 3 EnWG 2005.

²⁴³ Ausdrücklich auch die Begründung der Bundesregierung zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 15/3917, S. 57.

²⁴⁴ König in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 17; Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 22; de Wyl/Hartmann, EnWZ 2013, 66, 68.

²⁴⁵ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 28.4.2015 – VI-3 Kart 331/12 (V), Rn. 197 ff. (juris).

²⁴⁶ König in BerlKommEnR I, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 17; Betreiber von Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW (§ 13a Abs. 1 EnWG 2011) bzw. künftig ab 100 kW (§ 13a Abs. 1 EnWG) sind jedoch verpflichtet Anforderungen der Netzbetreiber gegen angemessene Vergütung Folge zu leisten, wodurch ein gesetzliches Schuldverhältnis begründet wird. Die Anwendbarkeit von § 13 Abs. 2 EnWG sei aber nicht deshalb ausgeschlossen, weil die Anlage auch von § 13a Abs. 1 EnWG erfasst wird, OLG Sachsen-Anhalt, Urt. v. 20.3.20 – 7 Kart 2/19 Rn. 90 (juris); vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 28.4.2015 – VI-3 Kart 331/12 (V) Rn. 89 (juris).

²⁴⁷ Vgl. auch Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 85.

²⁴⁸ Vgl. Riese/Kilius in Elspas/Graßmann/Rasdach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 13 Rn. 33; de Wyl/Hartmann, EnWZ 2013, 66, 68.

In der Literatur werden in der Regel keine konkreten Beispiele für Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG n.F. benannt.²⁴⁹ Teilweise wird davon ausgegangen, dass für solche Maßnahmen das Erfordernis eines unverzüglichen Lastabwurfs kennzeichnend sei.²⁵⁰ Die Gesetzesbegründung zum EnWG n.F. 2005 hatte § 13 Abs. 2 EnWG n.F. für Situationen „konkreter Gefährdungen oder Störungen, die nur in Ausnahmefällen eintreten werden, wie etwa einem drohenden Netzzusammenbruch, die nicht nach den nach Absatz 1 zur Verfügung stehenden Maßnahmen abgewendet werden können“, vorgesehen.²⁵¹

Fraglich ist, in welchen Fällen im neuen Regime des Redispatch 2.0 überhaupt noch Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG n.F. vorliegen können. Der Wortlaut von § 13 EnWG n.F. enthält keine Kriterien, die eine Abgrenzung der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und Nr. 3 EnWG n.F. von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG n.F. vorgeben. Wann eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorliegt, die durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG n.F. „nicht oder nicht rechtzeitig“ beseitigt werden kann, ist damit nicht ausdrücklich bestimmt. Insoweit muss auf die Gesetzesmaterialien sowie auf Systematik und Normzweck zurückgegriffen werden. Letztlich ist entscheidend, ob es ein objektives Kriterium gibt, nach dem sich Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG n.F. unterscheiden lassen. Nicht ausreichend erscheint es hingegen darauf abzustellen, auf welche rechtliche Grundlage der Netzbetreiber sich stützt.²⁵² Angesichts der von § 13 Abs. 2 einerseits und § 13a Abs. 1 und 2 i.V.m. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG n.F. andererseits vorgesehenen unterschiedlichen Rechtsfolgen (Vergütung oder nicht) bedarf es sachlicher Unterschiede zur Bestimmung des Anwendungsbereichs der beiden Vorschriften.

Die Gesetzesbegründung bringt das Verständnis des Gesetzgebers zum Verhältnis beider Rechtsgrundlagen deutlich zum Ausdruck. Danach fungiert § 13 Absatz 2 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

²⁴⁹ Z.B. Hartmann/Weise in Theobald/Kühling (Hrsg.), *Energierecht* I, 89. EL, § 13 Rn. 40ff. stellen allgemein auf das Vorliegen einer Situation nach § 13 Abs. 4 EnWG ab; König in *BerlKommEnR* Band 1, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 81 ff. hält mangelnde Kurzfristigkeit und Wirksamkeit von marktbezogenen Maßnahmen für maßgebend.

²⁵⁰ Ruge in Rosin et. al. (Hrsg.), *Praxiskommentar EnWG*, Stand 3-12, § 13 Rn. 112; vgl. auch Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage der AfD-Fraktion, BT-Drs. 19/9901, S. 4 ff.

²⁵¹ Begründung der Bundesregierung zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 15/3917, S. 57.

²⁵² So aber im Grundsatz OLG Sachsen-Anhalt Beschl. v. 20.3.2020 – 7 Kart 2/19, Rn. 85 sowie Leitsatz 2 (Juris).

Teil 2: Kostenbasiertes Engpassmanagement

Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs 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.²⁵³

Hieraus lässt sich entnehmen, dass es sich bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG n.F. grundsätzlich um Eingriffe in den Anlageneinsatz Dritter handelt, die mit diesen einvernehmlich vereinbart worden sind, während dies bei § 13 Abs. 2 EnWG n.F. nicht der Fall ist. Dieses Differenzierungskriterium ist allerdings in den Fällen nicht anwendbar, in denen der Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG n.F. gleichfalls auf Anlagen Dritter zugreifen darf, ohne dies mit diesen einvernehmlich vereinbaren zu müssen. Das Kriterium der „Einvernehmlichkeit“ lässt daher nur in den Fällen eine Differenzierung zu, in denen ein zwangsweiser Zugriff auf Anlagen Dritter im Rahmen des § 13 Abs. 1 (i.V.m. § 13a) EnWG n.F. nicht möglich ist. Dies sind, wie in der Gesetzesbegründung angesprochen, zum einen kleine Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen, die nicht dem § 13a EnWG n.F. unterfallen. Nach Absenkung der Leistungsschwellen im Rahmen des NABEG 2.0 sind dies nur noch Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen mit einer Nennleistung von weniger als 100 kW, die nicht durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind. Zum anderen ist ein zwangsweiser Zugriff des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 1 EnWG n.F. ausgeschlossen, soweit es sich um Verbrauchsanlagen (außer Stromspeicheranlagen) handelt. Auf diese findet § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG n.F. unabhängig von ihrer Leistung keine Anwendung.

Damit lässt sich zunächst feststellen, dass § 13 Abs. 2 EnWG n.F. jedenfalls dann Anwendung findet, wenn der Netzbetreiber zwangsweise auf solche kleinen Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen oder auf Verbrauchsanlagen zugreift. § 13a EnWG n.F. ist insoweit auch nicht analog anwendbar.²⁵⁴ Hinsichtlich der Verbrauchsanlagen ist hierbei festzuhalten, dass grundsätzlich auch ein Redispatch von Anlagen der Laststeuerung in Betracht kommt (vgl. Art. 13 EltBMVO), also auch insoweit von „Redispatch“ gesprochen werden kann.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass § 13 Abs. 2 EnWG n.F. auf zwangsweise Eingriffe in größere Erzeugungs- oder Stromspeicherungsanlagen dann Anwendung

²⁵³ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 54.

²⁵⁴ Vgl. OLG Sachsen-Anhalt Beschl. v. 20.3.2020 – 7 Kart 2/19, Rn. 53 (juris).

finden kann, wenn diese Eingriffe nicht für Zwecke des Engpassmanagements erfolgen, sondern für andere Zwecke, insbesondere zum Systemausgleich. In diesen Fällen findet § 13a EnWG n.F. keine Anwendung und kann daher keine zwangsweisen Eingriffe tragen. Dies kommt zwar im Wortlaut des § 13a EnWG n.F. nicht klar zum Ausdruck, entspricht aber dem bisherigen Verständnis der Norm und wird in der Gesetzesbegründung zu § 13a EnWG n.F. nochmals bekräftigt: „Wie bisher nutzen die Übertragungsnetzbetreiber die Verpflichtung nach Absatz 1 zur Beseitigung von strom- und spannungsbedingten Engpässen. Der Einsatz zur Beseitigung von Bilanzungleichgewichten ist dagegen ausgeschlossen.“²⁵⁵

Die Gesetzesbegründung geht umgekehrt davon aus, dass alle zwangsweisen Eingriffe für Zwecke des Engpassmanagements in Erzeugungs- oder Stromspeicheranlagen ab 100 kW Nennleistung sowie kleinere Anlagen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, dem § 13a EnWG n.F. unterfallen, so dass § 13 Abs. 2 EnWG n.F. nicht zur Anwendung kommen kann. Dies soll insbesondere auch unabhängig davon gelten, ob es sich um geplante oder kurzfristige Maßnahmen handelt.²⁵⁶ Der Umstand, ob die Aufforderung oder Regelung durch den Netzbetreiber aufgrund einer plandatenbasierten Prognose oder aufgrund von akut festgestellten Netzzuständen erfolge, könne es nicht rechtfertigen, den betroffenen Anlagen den angemessenen Ausgleich nach § 13a Abs. 1a und 2 EnWG n.F. vorzuenthalten.²⁵⁷ Auch in der bisherigen Praxis des Redispatch wurde, soweit ersichtlich, bei kurzfristigem Redispatch nicht auf § 13 Abs. 2 EnWG n.F. zurückgegriffen.²⁵⁸

Erwogen werden könnte eine Anwendung des § 13 Abs. 2 EnWG n.F. auf Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen, die dem § 13a EnWG n.F. unterfallen, allenfalls in Fällen höherer Gewalt. Den Gesetzesmaterialien lässt sich insoweit allerdings keine Differenzierung entnehmen.

²⁵⁵ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 55.

²⁵⁶ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 54.

²⁵⁷ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 55.

²⁵⁸ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2020, S. 154, keine Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durch ÜNB, lediglich Anpassungen durch vier VNB in einem Gesamtumfang von 9,3 GWh; so auch Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 395; zurückhaltender Salje, EEG, 8. Aufl. 2018, § 14 Rn. 19.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Im folgenden Teil wird eine Kombination von nicht marktbasierter (kostenbasierter) und marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung für das Engpassmanagement untersucht. Hierdurch sollen die Vorteile einer kostenbasierten Flexibilitätsbeschaffung insbesondere auf Erzeugungsseite und der Nutzung von Marktmechanismen insbesondere auf der Lastseite bestmöglich genutzt werden.²⁵⁹ Dieser Ansatz kennt kein einheitliches Konzept, sodass zunächst das hier untersuchte Modell beschrieben (A.), der relevante Rechtsrahmen dargelegt (B.) und schließlich die rechtliche Zulässigkeit untersucht wird (C.).

A. Modellbeschreibung

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus volatilen Erzeugungsanlagen, der verzögerte Netzausbau und die veränderte Stromentnahme durch neue Stromverbraucher erfordern zur Wahrung der Systemsicherheit des Stromnetzes die Nutzung von Flexibilitätsoptionen. Flexibilität wird verstanden als Veränderung von Einspeisung oder Entnahme von Strom in Reaktion auf ein externes Signal oder Aktivierung mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.²⁶⁰ Eine verstärkte Nutzung von Flexibilität kann womöglich den erforderlichen Netzausbaubedarf reduzieren und die Gesamtkosten des Elektrizitätsversorgungssystems reduzieren.²⁶¹ Zudem hat die Ausgestaltung der Flexibilitätsbeschaffung Einfluss auf die Effektivität und die Kosteneffizienz des Engpassmanagements. Angestrebt wird insbesondere die verbesserte Einbeziehung von kleinen Erzeugungsanlagen und Stromspeichern sowie von Verbrauchsanlagen. Betrachtet wird in der Folge nur die Beschaffung von Flexibilität zur Entlastung strombedingter Netzengpässe. Bei erzeugungsseitig verursachten Netzengpässen geht es dabei um die Reduzierung der Einspeisung bzw. die Erhöhung der Entnahme, jeweils durch Anlagen „vor dem Netzengpass“. Bei lastseitig verursachten Netzengpässen geht es umgekehrt um die Reduzierung des Verbrauchs bzw. die Erhöhung der Einspeisung, jeweils durch Anlagen „hinter dem Netzengpass“.

²⁵⁹ Vgl. zum Beispiel EXPEX SPOT/EWE/EWE NETZ/Tennet, Usind enera's experience to complement the upcoming redispatch regime with flexibility from load & other non-regulated assets, Oktober 2020.

²⁶⁰ BNetzA, Diskussionspapier Flexibilität im Stromversorgungssystem, 2017, S. 6.

²⁶¹ Dena, Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität, 2019, S. 6.

Die Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement erfolgt in Deutschland derzeit überwiegend nicht marktbasierend, wobei die Flexibilität zwangsweise gegen kostenbasierte Vergütung bereitgestellt werden muss (insbesondere Redispatch nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 13a Abs. 1 EnWG, Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017). Ab dem 01.10.2021 soll der kostenbasierte Redispatch gemäß §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 13a EnWG n.F.²⁶² noch ausgeweitet werden und alle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher ab 100 kW Leistung sowie Anlagen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, einschließlich aller EE- und KWK-Anlagen, umfassen. Lastseitig werden damit auch zukünftig nur Stromspeicher erfasst, allerdings ebenfalls ab 100 kW Leistung sowie kleinere Stromspeicher, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind. Eine marktbasierende Flexibilitätsbeschaffung findet in Deutschland hingegen derzeit vor allem in Form des Countertrading statt, bei dem Übertragungsnetzbetreiber zur Entlastung von Netzengpässen gegenläufige, gebotszonenübergreifende²⁶³ Stromhandelsgeschäfte an den Großhandelsmärkten veranlassen. Ein marktbasierter Redispatch fehlt dagegen bislang fast vollständig. Die marktbasierende Beschaffung ist nunmehr nach dem Clean Energy Package (Art. 13 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung²⁶⁴, vgl. auch Art. 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie²⁶⁵) zwar als Regelfall vorgesehen, Ausnahmen sind jedoch unter bestimmten Voraussetzungen zulässig.

Vor diesem Hintergrund wird ein Hybridmodell diskutiert.²⁶⁶ In einem solchen Hybridmodell wird Flexibilität aus Erzeugungsanlagen und Stromspeichern gemäß §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 13a EnWG n.F. grundsätzlich nicht marktbasierend beschafft und kostenbasiert vergütet werden. Lastseitige Flexibilität wird hingegen nur von Stromspeichern nicht marktbasierend beschafft und kostenbasiert vergütet werden. Sonstige lastseitige Flexibilität hingegen wird basierend auf entsprechenden Angeboten der Betreiber marktbasierend beschafft werden. Dies ist maßgeblich darin begründet, dass Lasten im allgemeinen (mit Ausnahme insbesondere von Stromspeichern) kaum kostenbasiert vergütet werden können, da die Kosten regelmäßig nicht berechenbar sind, weil der Wert des Einsatzes von Lasten von den Opportunitätskosten des Betreibers abhängig ist, die sowohl zeitlich als auch örtlich

²⁶² Vgl. Art. 1 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BGBl. 2019 Teil I S. 706 ff.

²⁶³ Vgl. die Definition des Art. 2 Nr. 27 EitBMVO. Innerhalb Deutschlands kommen entsprechend auch regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte in Betracht.

²⁶⁴ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 158, S. 54 ff.

²⁶⁵ 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, ABl. L 158, S. 125 ff.

²⁶⁶ Z.B. EPEX SPOT, Marktbasierende Flexibilitätsoptionen für eine effiziente Energiewende, Stand 01.05.2020, S. 4 f.; zu anderen Beschaffungsmöglichkeiten: Connect Energy Economics, Endbericht Konzepte für Redispatchbeschaffung und Bewertungskriterien im Auftrag des BMWi, 2018, S. 16 ff.

variieren können.²⁶⁷ Zudem können Eingriffe in den Strombezug erhebliche Folgen für die Wirtschaftstätigkeit der betroffenen Unternehmen bzw. die Lebensverhältnisse privater Verbraucher haben. Zur Erschließung von lastseitiger Flexibilität für das Stromnetz ist daher eine auf Angeboten basierende Vergütung erforderlich.²⁶⁸

Die Auswahl zwischen den zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen erfolgt im Hybridmodell ausschließlich nach den Kosten der Flexibilitätsbeschaffung. Lastseitige Flexibilität kommt daher nur dann zum Einsatz, wenn deren Kosten unter den Kosten für Flexibilität aus der günstigsten, alternativ verfügbaren Erzeugungs- oder Stromspeicheranlage liegen. Bei dem Kostenvergleich sind neben der Vergütung pro Energieeinheit (kostenbasierte Vergütung bzw. Angebotspreis) auch die benötigte Energiemenge – die insbesondere von der Sensitivität der jeweiligen Anlage für den Netzengpass abhängt – sowie die Kosten für den energetischen Ausgleich zu berücksichtigen. Zum Zweck einer ersten juristischen Bewertung wird unterstellt, dass die Höhe der kostenbasierten Vergütung für Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen, auf die nicht-marktbasiert zugegriffen werden soll, jeweils ex ante bekannt ist und mit den Kosten für die – im Ausgangspunkt marktbasierete – lastseitige Beschaffung von Flexibilität verglichen werden kann.

B. Relevanter Rechtsrahmen

Im Folgenden ist zu prüfen, ob und inwieweit ein hybrides Beschaffungsmodell für Flexibilität im Stromnetz mit dem derzeitigen Rechtsrahmen vereinbar ist. Zunächst wird auf die relevanten Regelungen zur Flexibilitätsbeschaffung nach den neuen Sekundärrechtsakten der EU aus dem sog. Clean Energy Package, der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (I.) und der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (II.), eingegangen. Hierbei wird jeweils geprüft, welche Anlagen erfasst werden und unter welchen Voraussetzungen von dem Grundsatz der marktbasiereten Beschaffung abgewichen werden darf. Anschließend wird auf die Vorgaben des deutschen Rechts eingegangen (III.).

²⁶⁷ BNetzA, Diskussionspapier Flexibilität im Stromversorgungssystem, 2017, S. 33; Brunekreef et. al., Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-Flexmarkt, HEMF Working Paper 1/2020, S. 4.

²⁶⁸ Daneben könnte ein Hybridmodell auch vorsehen, dass für kleine Erzeugungsanlagen und Stromspeicher gleichfalls Flexibilitätsangebote abgegeben werden können. Dies wird vorliegend nicht weiter untersucht.

I. Beschaffung von Redispatch nach Art. 13 EltBMVO

1. Anwendungsbereich von Art. 13 EltBMVO

Mit der Vorlage des sog. Clean Energy Package, bestehend aus acht Rechtsakten, hat die EU-Kommission 2016 auf Veränderungen von umweltpolitischen Schwerpunkten, technischen Entwicklungen und sich veränderten Energiemärkten reagiert.²⁶⁹ Alle Rechtsakte sind in den Jahren 2018 oder 2019 in Kraft getreten. Ein wesentlicher Bestandteil des Pakets ist die EltBMVO, die im Wesentlichen seit dem 1.1.2020 gilt. Die EltBMVO ist gemäß Art. 288 AEUV unmittelbar geltendes Recht in allen Mitgliedsstaaten. Sie lässt in Art. 62 allerdings das Recht der Mitgliedsstaaten unberührt, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detaillierte Bestimmungen als die EltBMVO, die Leitlinien oder Netzkodizes enthalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind.

Art. 13 EltBMVO enthält unmittelbar geltende Vorgaben zum Redispatch. Damit bestehen erstmalig konkrete inhaltliche Vorgaben für den Redispatch im Unionsrecht.²⁷⁰ Der Begriff des „Redispatch“ ist in Art. 2 Nr. 26 EltBMVO legaldefiniert und „bezeichnet eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilnetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit sorgen“. Gemäß Art. 13 Abs. 1 EltBMVO werden sowohl der Redispatch der Erzeugung als auch der Redispatch der Laststeuerung erfasst. Einbezogen werden ausdrücklich alle Erzeugungstechnologien und alle Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung, einschließlich solchen mit Standort in anderen Mitgliedstaaten. Die Regelung gilt insbesondere auch – anders als §§ 13, 13a EnWG n.F. – unabhängig von der Nennleistung der Anlagen. Die Vorgaben des Art. 13 EltBMVO differenzieren hinsichtlich des Adressatenkreises auch nicht nach Netzebenen, sodass die Norm für ÜNB und VNB gleichermaßen gilt.²⁷¹

Das hier, in rechtlicher Hinsicht, zu untersuchende Hybridmodell betrifft den Redispatch der Erzeugung und den Redispatch von Lasten entweder auf Anforderung eines Netzbetreibers durch ein gesetzliches Zugriffsrecht oder durch eine markbasierte Auswahl, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben. Diese Anpassungen der Erzeugung bzw. des Verbrauchs auf ein Signal durch einen Netzbetreiber sind Veränderungen des Erzeugungs- oder Lastmusters durch eine Maßnahme eines Netzbetreibers zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit. Damit

²⁶⁹ Meyer/Sène RdE 2019, 278, 278; Scholtka/Martin ER 2017, 183, 184 f.

²⁷⁰ Kahles/Pause ER 2019, 47, 51.

²⁷¹ Ausdrücklich Art. 13 Abs. 4 und 5 lit. a Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

entsprechen Maßnahmen nach dem hier untersuchten Hybridmodell der Definition nach Art. 2 Nr. 26 EltBMVO und fallen damit grundsätzlich in den Anwendungsbereich des Art. 13 EltBMVO.

2. Grundsatz des marktbasierten Redispatch

Die EltBMVO will für das künftige Stromsystem alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere durch Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, aber auch innovative Technologien erschließen.²⁷² Die Bewältigung von Engpässen soll den ÜNB und den Marktteilnehmern wirtschaftliche Signale geben und auf Marktmechanismen beruhen, dementsprechend ist zur Entlastung von Netzengpässen grundsätzlich ein marktbasierter Redispatch vorgesehen.²⁷³ Gemäß Art. 13 Abs. 2 S. 1 EltBMVO werden die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen unter Nutzung marktbasierter Mechanismen aus den Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung oder Laststeuerung ausgewählt und finanziell vergütet. Allerdings lässt Art. 13 Abs. 3 EltBMVO unter bestimmten Voraussetzungen Ausnahmen zu (dazu unten 3.).

Die Auswahl der Anlagen für einen Redispatch der Erzeugung und den Redispatch der Laststeuerung muss gemäß Art. 13 Abs. 1 EltBMVO anhand objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien erfolgen. Die Auswahl ist dann objektiv, wenn sie ausschließlich anhand von Kriterien vorgenommen wird, die in einem sachlichen Zusammenhang mit dem Redispatch stehen. Dies können etwa die Sensitivität der Anlage auf einen Engpass oder die entstehenden Kosten für den Netzbetreiber sein. Die Auswahl darf keine Erzeugungstechnologie oder Art der Energiespeicherung, sowie Anlagen mit Standort in einem anderen Mitgliedsstaat grundsätzlich ausschließen. Die Transparenz der Kriterien setzt voraus, dass sie wenigstens für Anlagenbetreiber, die Dienstleistungen anbieten wollen, zugänglich sein müssen. Hierfür bietet sich eine Veröffentlichung im Internet an. Schließlich muss die Auswahl diskriminierungsfrei erfolgen. Es ist demnach sicherzustellen, dass Anbieter nicht aufgrund sachfremder Erwägungen oder ohne Rechtfertigung unterschiedlich behandelt werden. Dies wäre insbesondere der Fall, wenn Netzbetreiber mit ihm verbundenen Unternehmen Vorteile gewährten, die anderen Anbietern nicht gleichermaßen offenstehen.²⁷⁴

²⁷² Erwägungsgrund 7 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

²⁷³ Erwägungsgrund 34 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO; andere Maßnahmen, wie z.B. die Änderung von Gebotszonen, werden vorliegend nicht betrachtet, dazu etwa Kahles/Pause ER 2019, 47, 52; Meyer/Sène RdE 2019, 278, 281.

²⁷⁴ Vgl. Pritzsche/Reimers in BerlKommEnR Band 3, 4. Aufl. 2018, Art. 16 StromHVO Rn. 20.

3. Ausnahmen vom markbasierten Redispatch

a. Allgemeines

Ein nicht marktbasierter Redispatch der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung darf gemäß Art. 13 Abs. 3 EltBMVO nur dann zum Einsatz kommen, wenn keine marktbasierende Alternative verfügbar ist (lit. a), wenn alle verfügbaren marktbasierenden Ressourcen eingesetzt wurden (lit. b), wenn die Zahl der in Frage kommenden Anlagen im betroffenen Gebiet zu gering ist, um wirksamen Wettbewerb sicherzustellen (lit. c) oder wenn durch die aktuelle Netzsituation Engpässe derart regelmäßig und vorhersehbar verursacht werden, dass ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde, was die Engpasslage weiter verschlechtern würde (lit. d). Im letztgenannten Fall muss der Mitgliedsstaat entweder einen Aktionsplan erlassen, um diesen Engpass anzugehen, oder sicherstellen, dass die Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel dem Art. 16 Abs. 8 EltBMVO entspricht.

Der Wortlaut von Art. 13 Abs. 3 EltBMVO gestattet einen nicht marktbasierten Redispatch, wenn einer oder mehrere Ausnahmetatbestände nach Abs. 3 lit. a bis d gegeben sind. Der Wortlaut „darf“ macht deutlich, dass nicht zwingend auf einen nicht marktbasierten Redispatch zurückgegriffen werden muss. Insoweit besteht ein Entscheidungsspielraum. Nicht ausdrücklich geregelt ist, ob dieser durch die Netzbetreiber oder z.B. im Rahmen des Art. 62 EltBMVO durch die Mitgliedstaaten auszufüllen ist (dazu unten Teil 3 B. 3.e.).

Ein nicht marktbasierter Redispatch ist außerdem grundsätzlich nur dann zulässig, wenn netzbezogene Maßnahmen durch den Netzbetreiber bereits ausgeschöpft sind, die zur Vermeidung oder Beseitigung des Engpasses geeignet sind. Bereits vor dem Inkrafttreten der EltBMVO ist davon ausgegangen worden, dass dies als ungeschriebene Tatbestandsvoraussetzung aus dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit folgt.²⁷⁵

Die Ausnahmetatbestände des Art. 13 Abs. 3 EltBMVO werden im Folgenden dargestellt.

b. Art. 13 Abs. 3 lit. a und b EltBMVO

Ein nicht marktbasierter Redispatch der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung darf nach Art. 13 Abs. 3 EltBMVO zum Einsatz kommen, wenn keine marktbasierende Alternative verfügbar ist (lit. a) oder wenn alle verfügbaren

²⁷⁵ Zur neuen Elektrizitätsbinnenmarkt-VO Gabler REE 2019, 165, 176.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

marktbasierteren Ressourcen eingesetzt wurden (lit. b). In beiden Fällen ist der marktbasierter Abruf von Flexibilität durch eine marktbasiertere Beschaffung aus tatsächlichen Gründen unmöglich, da entweder nach lit. a tatsächlich gar keine geeigneten Anlagen zur Verfügung stehen oder nach lit. b bereits alle geeigneten und in Frage kommenden Anlagen eingesetzt werden.

Eine Abweichung vom marktbasierteren Redispatch nach Art. 13 Abs. 3 lit. a und b EltBMVO ist aus Gründen der Systemsicherheit in diesen Fällen geboten. Die Vorschriften der EltBMVO dienen explizit auch der Sicherstellung der Systemsicherheit.²⁷⁶ Netzengpässe müssen durch die Netzbetreiber auch dann behoben werden können, wenn keine marktbasiertere Alternative verfügbar ist oder alle marktbasierteren Ressourcen bereits eingesetzt sind.

c. Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO

Ein nicht marktbasierter Redispatch darf auch dann zur Anwendung kommen, wenn „die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen in dem Gebiet, in dem sich für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlagen befinden, zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen“, Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO.

Der marktbasiertere Ansatz der EltBMVO setzt voraus, dass bei der Erbringung von Engpassmanagementleistungen eine hinreichende Wettbewerbsintensität besteht. Zur Vermeidung oder Beseitigung von strombedingten Netzengpässen kommt es regelmäßig entscheidend auf den Standort der zum Redispatch eingesetzten Anlagen an.²⁷⁷ Sofern die Anzahl der Anlagen in einem Gebiet gering ist, besteht die Gefahr, dass kein wirksamer Wettbewerb stattfindet und daher überhöhte Preise von den Flexibilitätsanbietern durchgesetzt werden können. Konkretisierende Voraussetzungen zu dem Merkmal wirksamen Wettbewerbs enthält die Norm nicht.²⁷⁸ Die Formulierung spricht jedenfalls für eine abstrakte Betrachtung der Wettbewerbslage. Es kommt demnach nicht darauf an, ob sich unzureichender Wettbewerb – z.B. in Form überhöhter Preise – bereits manifestiert hat. Eine Abweichung vom marktbasierteren Redispatch ist vielmehr bereits dann möglich, wenn belastbar davon auszugehen ist, dass je Engpassregion nicht hinreichend viele Anlage für wirksamen Wettbewerb zur Verfügung stehen.

²⁷⁶ Ausdrücklich Art. 2 Nr. 26; vgl. auch Erwägungsgründe 2 und 18, Art. 1 lit. a, Art. 3 lit. g, Art. 13 Abs. 5 und 6 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

²⁷⁷ Oben B.I.1; vgl. Neon/Consentec, Kosten- oder Marktbasierter? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, 2019, S. 11.

²⁷⁸ Anhaltspunkte ergeben sich aus den Grundsätzen des Energieregulierungsrechts sowie aus dem Verbot des Missbrauchs marktbeherrschender Stellungen nach Art. 102 AEUV.

Fraglich ist, welcher Markt für die Beurteilung der Wettbewerbslage nach Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO zugrunde zu legen ist. Die Vorschrift stellt auf den Wettbewerb „in dem Gebiet, in dem sich für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Anlagen befinden“, ab. Dies spricht räumliche Bereiche an, innerhalb derer die Sensitivität von Erzeugungs-, Energiespeicher- oder Verbrauchsanlagen auf einen Engpass gegeben ist. Maßgeblich sind danach nicht nur die räumliche Lage der Anlagen, sondern insbesondere auch die Netzstruktur und die Lastflüsse im Stromnetz. Hierbei sind insbesondere auch Wechselwirkungen zwischen den Spannungsebenen zu berücksichtigen. Besondere Probleme entstehen, wenn die Verfügbarkeit und Sensitivität der Anlagen besonderen zeitlichen Schwankungen unterliegen sollte, etwa im Falle dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen. Auch die Möglichkeit zur Flexibilitätserbringung durch Verbrauchsanlagen in Gewerbe und Industrie kann etwa saisonal oder durch zeitvariable Produktionsabläufe beeinflusst werden.²⁷⁹

Hinsichtlich des Bestehens wirksamen Wettbewerbs stellt die Vorschrift auf „die Zahl der verfügbaren Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlagen“ ab. Über die bloße Anzahl hinaus muss nach dem Normzweck auch die Bedeutung der jeweiligen Anlage für das Engpassmanagement geprüft werden. Zudem sind auch die unternehmerischen Einflussmöglichkeiten relevant, so dass etwa die Unternehmens(gruppen)zuordnung der Anlagen zu berücksichtigen ist.

Darüber hinaus sind dynamische Aspekte bei der Entwicklung des Flexibilitätspotenzials zu beachten. Der Ausschluss eines marktbasiereten Redispatch kann die Entwicklung und Bereitstellung von Flexibilität hemmen. Aufgrund unzureichender Preissignale kann es an Investitionsanreizen fehlen.²⁸⁰ Wirksame Knappheitspreise sind dem unionsrechtlichen Marktdesign zur Schaffung von Wettbewerb aber inhärent.²⁸¹ Eine Abweichung von den Grenzkosten weist für sich allein daher noch nicht das Fehlen wirksamen Wettbewerbs i.S.v. Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO nach.

²⁷⁹ Öko Institut, Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen, 21.11.2016, S. 42 ff.

²⁸⁰ Neon/Consentec, Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, 2019, S. 16.

²⁸¹ So ausdrücklich Erwägungsgrund 24 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO; vgl. Pritzsche/Reimers in BerlKommEnR Band 3, 4. Aufl. 2018, Art. 16 StromHVO Rn. 32.

d. Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO

Eine weitere und neuartige Ausnahme vom marktbasierten Redispatch ist bei strategischem Verhalten möglich, Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO. Diese Regelung setzt voraus, dass durch die aktuelle Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar Engpässe verursacht werden, dass ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde, was die interne Engpasslage weiter verschlechtern würde. Außerdem muss der betroffene Mitgliedstaat entweder einen Aktionsplan nach Art. 15 EltBMVO zum Angehen dieses Engpasses erlassen oder sicherstellen, dass die verfügbare Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel den Vorgaben des Art. 16 Abs. 8 EltBMVO entspricht. Strategisches Bietverhalten kann zum einen engpassverstärkend wirken und zum anderen die Kosten des Engpassmanagements erhöhen. Beide Effekte laufen den Zielen des Elektrizitätsbinnenmarktes zuwider. Ob strategisches Bietverhalten durch regulative Vorgaben hinreichend begrenzt werden kann, ist bislang nicht abschließend geklärt. Auf die Tatbestandsvoraussetzungen der Norm wird im Folgenden einzeln eingegangen.

aa. Regelmäßigkeit und Vorhersehbarkeit von Engpässen

Engpässe müssen durch die aktuelle Netzsituation regelmäßig verursacht werden und vorhersehbar sein. Die regelmäßige Verursachung ist gegeben, wenn Engpässe wiederholt und nicht lediglich sporadisch, zum Beispiel durch extreme Wetterverhältnisse oder aufgrund von Instandhaltungsarbeiten am Netz, auftreten. Erforderlich ist damit ein häufigeres Auftreten der Engpässe. Die Vorhersehbarkeit der Engpässe verlangt, dass die potenziellen Erbringer von Redispatchleistungen im Voraus bestimmen können, wann an welcher Stelle im Netz Engpässe auftreten werden. Ausreichend ist eine so hohe Wahrscheinlichkeit für das Auftreten der Engpässe, dass ein strategisches Bietverhalten aus Sicht der Erbringer von Redispatchleistungen sinnvoll sein kann. Eine hundertprozentige Sicherheit über das Auftreten der Engpässe ist nicht erforderlich. Die Vorhersehbarkeit muss so häufig gegeben sein, dass ein strategisches Bietverhalten regelmäßig zu erwarten ist (dazu unten bb.). Unter Rückgriff auf öffentlich verfügbare Daten über die erwartete Last sowie Erzeugung aus konventionellen und erneuerbaren Energiequellen lassen sich Engpässe häufig mit hoher Wahrscheinlichkeit ermitteln.²⁸² Auch jede Durchführung einer Redispatchmaßnahme ermöglicht Rückschlüsse auf die Engpasslage.

²⁸² Staudt, Transmission Congestion Management in Electricity Grids, 2019, S. 56 ff., 73 ff.; Hirth et. al. ET 6/2019, 52, 55; Schuster et. al. ET 1-2/2019, 76, 78.

Regelmäßige und vorhersehbare Engpässe können insbesondere im Falle eines sog. strukturellen Engpasses vorliegen.²⁸³ Art. 2 Nr. 6 EltBMVO definiert diesen als „Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt“.²⁸⁴ Eine Feststellung länger bestehender und wiederkehrender Engpässe ist durch die Auswertung der Mitteilungen über Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber möglich. Regelmäßig betroffene Netzelemente lassen sich hierdurch zuverlässig identifizieren.²⁸⁵ Die Voraussetzungen des Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO sind aber nicht auf strukturelle Netzengpässe beschränkt. Insbesondere können sie auch in Verteilernetzen auftreten, während die Definition struktureller Engpässe nach Art. 2 Nr. 6 EltBMVO nur Engpässe im Übertragungsnetz erfasst.

bb. Herbeiführung eines regelmäßigen strategischen Bietverhaltens

Die beschriebenen Netzengpässe müssen dazu führen, dass ein „regelmäßiges strategisches Bietverhalten“ zu erwarten ist.

Unter einem strategischen Bietverhalten ist die Anwendung von Gebotsstrategien zu verstehen, die aufgrund der Prognostizierbarkeit von Engpässen zu höheren, möglicherweise nicht gerechtfertigten und volkswirtschaftlich ineffizienten Preisen führen.²⁸⁶ Strategisches Bietverhalten ist insbesondere in Form des sog. „Inc-Dec Gaming“ denkbar. Voraussetzung hierfür ist, dass Marktteilnehmer zwischen der Teilnahme an zwei unterschiedlichen Märkten wählen können. Im vorliegenden Zusammenhang wären dies der zonale Strommarkt und der Markt für Redispatchleistungen. Für das „Inc-Dec Gaming“ erhöhen (increase) bzw. senken (decrease) Marktteilnehmer ihre Gebote am Spotmarkt, um auf dem Flexibilitätmarkt ihre Erlöse zu maximieren. Anlagenbetreiber können hierzu engpassentlastende negative Wirkleistung nicht am Spotmarkt, sondern aufgrund einer höheren Gewinnerwartung erst an einem Flexibilitätmarkt anbieten. Erwarten z.B. Erzeuger in Süddeutschland einen Nord-Süd-Engpass, können sie am Spotmarkt ein Gebot über den Grenzkosten abgeben, um ihre Erzeugungsanlage „aus dem

²⁸³ Hierauf abstellend Neon/Consentec, Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, 2019, S. 25 f.

²⁸⁴ Die Identifikation solcher strukturellen Engpässe dient der Anpassung der Stromgebotszonen nach Art. 14 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und nicht primär dem Redispatch nach Art. 13 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

²⁸⁵ Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2019, S. 144 ff.

²⁸⁶ Vgl. Brunekreeft et. al, Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitätsmärkten- und anderen Energiemärkten“, 2020, S. 5 ff.; Consentec, Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch, 7.10.2019, S. 25 ff., 46 ff.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Markt zu preisen“.²⁸⁷ Am Redispatch-Markt können sie dann voraussichtlich höhere Erlöse erzielen. Umgekehrt können Anlagenbetreiber in Norddeutschland am Spotmarkt unter ihren Grenzkosten bieten und sich „in den Markt preisen“, um dann am Redispatchmarkt höhere Erlöse für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zu realisieren.²⁸⁸ Anreiz und Umfang eines etwaigen strategischen Bietverhaltens sind Gegenstand anhaltender Diskussionen und in der wissenschaftlichen Literatur umstritten.²⁸⁹ Zu der ökonomischen Beurteilung kann in der vorliegenden juristischen Analyse nicht abschließend Stellung genommen werden.²⁹⁰

Strategisches Bietverhalten muss dem Wortlaut der Norm nach regelmäßig herbeigeführt werden. Sofern strategisches Bietverhalten nur vereinzelt zu erwarten ist, genügt dies nicht. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ein strategisches Bietverhalten für den potenziellen Erbringer von Redispatchleistungen nicht ohne Risiko ist. Bleibt der erwartete Engpass aus, müssen z.B. Kraftwerke, die unter ihren Grenzkosten am Spotmarkt bezuschlagt wurden, zu negativen Deckungsbeträgen erzeugen.²⁹¹ Die Vorhersehbarkeit von Engpässen muss daher hinreichend häufig und mit hinreichender Wahrscheinlichkeit gegeben sein. Zudem muss der betreffende Marktteilnehmer erwarten können, auf dem Flexibilitätsmarkt zum Zuge zu kommen. Insoweit könnte gerade auch die Beteiligung von Verbrauchsanlagen geeignet sein, die Anreize für strategisches Verhalten zu reduzieren. Sie erhöhen auf dem Markt durch zusätzliches Angebot an Flexibilität den Wettbewerb und setzen strategische Bieter dem Risiko aus, dass Netzbetreiber auf andere Beschaffungsmechanismen für Flexibilität zurückgreifen.²⁹²

Soweit es um den marktbasieren Redispatch von Verbrauchsanlagen geht, wie er im Hybridmodell im Fokus steht, wird teilweise davon ausgegangen, dass die Anreize für strategisches Verhalten geringer sein können als bei Erzeugungsanlagen. Insoweit wird darauf verwiesen, dass die Kosten für einen Bieter beim Scheitern seiner Strategie aufgrund der Heterogenität von Verbrauchsanlagen höher ausfallen können als bei Erzeugungsanlagen, etwa durch die Unterbrechung einer gewerblichen oder

²⁸⁷ Hirth et. al. ET 6/2019, 52, 52.

²⁸⁸ Schuster et. al. ET 1-2/2019, 76, 77; Hirth et. al ET 6/2019, 52, 53.

²⁸⁹ Siehe aus jüngerer Zeit z.B. Nodes/E-Brdige/Pöyry, Marktbasieretes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland, 2019; FfE, Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/cells FlexPlattform, 20.05.2020; EPEX SPOT, Marktbasierete Flexibilitätsoptionen für eine effiziente Energiewende, 2020.

²⁹⁰ Vgl. aber aus dem enera-Projekt: Brunekreef et. al, Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-Flexmarkt, HEMF Working Paper No. 01/2020, S. 7 ff.

²⁹¹ Hirth et. al. ET 6/2019, 52, 54; Neon/Consentec, Kosten- oder Marktbasierete? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, 2019, S. 26.

²⁹² EPEX SPOT, Marktbasierete Flexibilitätsoptionen für eine effiziente Energiewende, 1.5.2020, S. 5.

industriellen Produktion.²⁹³ Zudem kommen Angebote von Verbrauchsanlagen nur zum Zuge, wenn sie kostengünstiger sind als die günstigste Alternative nicht marktbasierter Flexibilität.

cc. Verschlechterung der internen Engpasslage

Durch das regelmäßige strategische Bietverhalten muss eine Verschlechterung der internen Engpasslage eintreten.

Grundsätzlich können zwei Formen des strategischen Bietverhaltens unterschieden werden. Zum einen kann ein Marktteilnehmer engpassentlastende Gebote (Angebot oder Nachfrage von Wirkleistung) nicht bereits auf dem Spotmarkt, sondern – in Erwartung höherer Gewinne – erst auf dem Redispatch-Markt abgeben. Zum anderen kann ein Marktteilnehmer engpassverstärkende Gebote auf dem Spotmarkt abgeben in der Erwartung, diese durch gegenläufige Handelsgeschäfte auf dem Redispatch-Markt – mit Gewinn - wieder neutralisieren zu können. In beiden Fällen verschlechtert sich die interne Engpasslage im Vergleich zu der Engpasslage bei Verzicht auf dieses strategische Bietverhalten.²⁹⁴ Dem Wortlaut nach könnte diese Voraussetzung daher in beiden Fallgestaltungen erfüllt sein. Vor dem Hintergrund des zonalen Strommarktdesigns lässt sich allerdings die Frage stellen, ob beide Fallgestaltungen gleichermaßen vom Normzweck der Regelung erfasst werden. Denn in der ersten Fallgestaltung steht das Gebotsverhalten nicht in Widerspruch zu den Zielen des Strommarkts, sondern trägt lediglich dem besonderen Wert engpassentlastender Gebote Rechnung. Dieser Wert wird in einem zonalen Strommarktdesign am Spotmarkt, der ein engpassfreies Stromnetz unterstellt, nicht abgebildet, so dass die Verlagerung der Gebote auf den Redispatch-Markt funktionierenden Marktmechanismen entspricht. Anders verhält es sich in der zweiten Fallgestaltung. Hier leistet das Gebotsverhalten weder einen Beitrag zur Deckung der Stromversorgung noch zur Bewältigung von Engpässen, da sich die beiden Gebote gerade neutralisieren sollen. Es ist daher erwägenswert, eine „Verschlechterung“ der internen Engpasslage nur für die zweite Fallgestaltung zu bejahen, da nur hier zusätzliche Gebote (Angebot oder Nachfrage von Wirkleistung) bezuschlagt werden müssen, um Engpässe zu vermeiden.²⁹⁵

Im Ergebnis liegt eine Verschlechterung der Engpasslage jedenfalls in der zweiten Fallgestaltung vor, wenn ein Marktteilnehmer durch strategisches Bietverhalten am

²⁹³ Brunekreeft et. al, Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-Flexmarkt, HEMF Working Paper No. 01/2020 S. 23 ff., zu weiteren Unterschieden durch Netzentgelte und Umlagen S. 27 ff.

²⁹⁴ Vgl. Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 491 f.

²⁹⁵ Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 492.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Spotmarkt einen Engpass zunächst verschärft, um ihn anschließend mit einem gegenläufigen Gebot am Flexibilitätsmarkt wieder aufzulösen. Ob eine Verschlechterung der internen Engpasslage auch in der ersten Fallgestaltung gegeben ist, wenn ein Gebot (Angebot oder Nachfrage von Wirkleistung) lediglich vom Spotmarkt auf den Redispatch-Markt verlagert wird, erscheint nicht abschließend geklärt.

dd. Aktionsplan oder Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel

Weitere Voraussetzung des Art. 13 Abs. 3 lit. c EltBMVO ist, dass entweder ein Aktionsplan zum Angehen des Engpasses durch den Mitgliedstaat erlassen oder sichergestellt wird, dass die verfügbare Mindestkapazität für den zonenübergreifenden Handel dem Art. 16 Abs. 8 EltBMVO entspricht.

Deutschland hat einen Aktionsplan Gebotszone gemäß Art. 15 EltBMVO erlassen.²⁹⁶ Damit ist die hier untersuchte Voraussetzung für die Anwendung des Ausnahmetatbestands nach Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO gegeben.

e. Entscheidungskompetenz

Wird einmal unterstellt, dass die Voraussetzungen für eine Ausnahme vom marktbasierten Redispatch vorliegen, so stellt sich die Frage, wer berechtigt ist, über die Wahrnehmung dieser Abweichungsmöglichkeit zu entscheiden. EU-Verordnungen berechtigen und verpflichten die Rechtssubjekte gemäß Art. 288 Abs. 2 AEUV unmittelbar, wenn sie hinreichend klar und konkret gefasst sind.²⁹⁷ Normadressaten von Art. 13 EltBMVO sind jedenfalls teilweise ausdrücklich die Netzbetreiber.²⁹⁸ Ob dies auch für die Entscheidung über Ausnahmen vom marktbasierten Redispatch gilt, lässt sich Art. 13 Abs. 3 EltBMVO nicht eindeutig entnehmen. Der Wortlaut ist insoweit offen formuliert („darf nur zum Einsatz kommen“). Daneben stellt Art. 62 EltBMVO klar, dass diese Verordnung das Recht der Mitgliedstaaten unberührt lässt, Maßnahmen beizubehalten oder einzuführen, die detailliertere Bestimmungen als die Verordnung und die darauf gestützten Leitlinien oder Netzkodizes enthalten, sofern diese Maßnahmen mit dem Unionsrecht vereinbar sind. Insofern könnten auch mitgliedstaatliche Stellen, insbesondere der nationale Gesetz- oder Ordnungsgeber, berechtigt sein, diese Entscheidung zu treffen.

²⁹⁶ BMWi, Aktionsplan Gebotszone, gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 – Bundesrepublik Deutschland.

²⁹⁷ Schroeder in Streinz (Hrsg.), EUV/AEUV, 3. Aufl. 2018, Art. 288 AEUV Rn. 43.

²⁹⁸ So Art. 13 Abs. 4 S. 1 und Abs. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

Die Anwendung der Ausnahmen nach Art. 13 Abs. 3 lit. a und b EltBMVO verlangt eine konkrete Prüfung, welche Anlagen im Einzelfall für den Redispatch (noch) verfügbar sind. Diese Entscheidung dürfte nur dem jeweiligen Netzbetreiber möglich sein. Anders stellt sich die Sachlage im Falle von lit. c) und d) dar. Die Beurteilung, ob die Zahl der in einem Netzgebiet verfügbaren Anlagen zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen (lit. c), oder die aktuelle Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar Netzengpässe verursacht, dass regelmäßig mit einem strategischen Bietverhalten gerechnet werden muss, das die interne Engpasslage weiter verschlechtern würde (lit. d), setzt eine allgemeinere Einschätzung der Situation voraus. Eine anlassbezogene Prüfung in jedem Einzelfall erscheint nicht angemessen. Hier wäre auch eine generellere Einschätzung, etwa durch den Gesetz- oder Verordnungsgeber, denkbar.

Das BMWi ist der Auffassung, dass ein marktbasierter Redispatch für Erzeugungsanlagen und Stromspeicher grundsätzlich ausgeschlossen werden kann und die nationalen Vorschriften zum kostenbasierten Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG zur Anwendung kommen können. Es lägen in Deutschland durch mangelnden Wettbewerb und die Gefahr von strategischem Bietverhalten zwei Ausnahmetatbestände nach Art. 13 Abs. 3 EltBMVO vor. Diese Ausnahmen nähme Deutschland „in Anspruch“.²⁹⁹ Ob eine solche gesetzliche Regelung auf Grundlage des Art. 62 EltBMVO getroffen werden kann, ist nicht zweifelsfrei, kann hier aber nicht abschließend geprüft werden.

4. Zusammenfassung zu I.

Art. 13 Abs. 2 EltBMVO legt die marktbasierete Beschaffung von Redispatch als Grundsatz fest. Absatz 3 dieser Vorschrift lässt jedoch Abweichungen vom marktbasieren Redispatch zu. Ein nicht marktbasierter Redispatch ist nach Art. 13 Abs. 3 lit. a und b EltBMVO aus Gründen der Systemsicherheit zulässig. Weiter ist eine nicht marktbasierete Beschaffung zulässig, wenn sich in einem Gebiet zu wenige Anlagen befinden, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen (lit. c). Die EltBMVO enthält selbst keine konkretisierenden Vorgaben zur Beurteilung zur Beurteilung wirksamen Wettbewerbs, es kann zur Orientierung aber auf die kartellrechtlichen Maßstäbe des Art. 102 AEUV zur Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung zurückgegriffen werden. Schließlich ist eine Abweichung vom marktbasieren Redispatch bei Gefahr strategischen Bietverhaltens zulässig (lit d). Dies setzt zunächst voraus, dass die aktuelle Netzsituation regelmäßig und vorhersehbar zu Netzengpässen führt und sich hierdurch regelmäßig ein

²⁹⁹ BMWi, Aktionsplan Gebotszone, gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 – Bundesrepublik Deutschland, S. 22.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

strategisches Bietverhalten einstellt, dass zu einer Verschlechterung der Engpasslage führt. Zudem muss der betroffene Mitgliedsstaat entweder einen Aktionsplan zum Angehen der Netzengpässe vorlegen oder die verfügbare Mindestkapazität für zonenübergreifenden Handel sicherstellen.

Die Ausnahme nach Art. 13 Abs. 3 lit. d EltBMVO ist bisher ohne Vorbild und daher Gegenstand andauernder wissenschaftlicher Diskussionen. In Frage stehen vor allem die Gefahren eines sog. „Inc-Dec-Gaming“ und möglicher Gegenmaßnahmen. Nicht abschließend geklärt ist, wann von einer Verschlechterung der Engpasslage durch strategisches Bietverhalten auszugehen ist. Dies ist jedenfalls dann zu bejahen, wenn ein Marktteilnehmer durch strategisches Bietverhalten am Spotmarkt einen Engpass zunächst verschärft, um ihn anschließend mit einem gegenläufigen Gebot am Flexibilitätsmarkt wieder aufzulösen. Ob eine Verschlechterung der internen Engpasslage auch gegeben ist, wenn ein Gebot (Angebot oder Nachfrage von Wirkleistung) lediglich vom Spotmarkt auf den Redispatch-Markt verlagert wird, um dort einen höheren Preis aufgrund der besonderen räumlichen Lage der Anlage zu erzielen, erscheint nicht abschließend geklärt.

Art. 13 Abs. 3 EltBMVO verlangt, bei der Anwendung eines nicht marktbasierten Redispatch zu prüfen, ob die Voraussetzungen wenigstens eines Ausnahmetatbestands nach Art. 13 Abs. 3 lit. a-d EltBMVO vorliegen. Im Falle der lit. a und b ist hierfür grundsätzlich eine Einzelfallprüfung erforderlich, die grundsätzlich nur der Netzbetreiber vornehmen kann. Für die Anwendung von lit. c und d ist hingegen eine allgemeinere Beurteilung geboten. Nicht abschließend geklärt ist, ob diese Entscheidung dem Netzbetreiber obliegt oder vom Mitgliedstaat in dem ihm verbleibenden Regelungsspielraum nach Art. 62 EltBMVO getroffen werden kann.

II. Flexibilitätsbeschaffung durch VNB nach der EltBMRL

Neben Art. 13 EltBMVO, der sowohl für ÜNB als auch für VNB gilt, enthält Art. 32 EltBMRL weitere Regelungen für VNB.

1. Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen

a. Flexibilitätsleistungen zur Effizienzsteigerung bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes

Art. 32 Abs. 1 EltBMRL verpflichtet die Mitgliedsstaaten, den erforderlichen Regelungsrahmen zu schaffen, durch den die VNB „in der Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern“. Hierbei ist „insbesondere sicherzustellen, dass die

Verteilernetzbetreiber solche Leistungen von Anbietern verteilter Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch nehmen und die Einführung von Maßnahmen zur Energieeffizienz fördern, wenn sich durch diese Dienstleistungen die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes kosteneffizient verringert und der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird“. Hieraus ergibt sich eine besondere Pflicht der Mitgliedsstaaten zur Förderung für neuartige Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität zur Effizienzsteigerung im Verteilernetz.³⁰⁰ Zudem müssen die Netzentwicklungspläne der VNB für Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen sorgen, Art. 32 Abs. 3 EltBMRL.

Die EltBMRL definiert den Begriff „Flexibilitätsleistungen“ nicht. Zu den erfassten Flexibilitätsleistungen gehören jedenfalls solche, die der Vermeidung von Netzausbau dienen, wie sich aus Art. 32 Abs. 1 S. 1 und 2 EltBMRL ausdrücklich ergibt.³⁰¹ Aufgrund der offenen Formulierung „wenn durch diese Dienstleistungen [...] der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird“ liegt nahe, dass auch weitere Flexibilitätsleistungen zur Effizienzsteigerung erfasst werden können.³⁰² Die Flexibilitätsleistungen können, wie sich aus dem Wortlaut des Art. 32 Abs. 1 S. 1 EltBMRL ergibt („einschließlich Engpassmanagement“), insbesondere auch dem Engpassmanagement dienen. Allerdings sprechen einige Erwägungen dafür, dass Art. 32 Abs. 1 und 2 EltBMRL nicht die etablierten Maßnahmen des Engpassmanagements, also das „Basisrepertoire“,³⁰³ sondern nur neuartige Flexibilitätsleistungen erfasst. Ein solches Verständnis liegt zum einen nahe, weil die Regulierungsbehörden die Beschaffung solcher Flexibilitätsleistungen vollständig ausschließen können, weil ein besonderes Verfahren zur Spezifikation dieser Dienstleistungen vorgesehen ist (dazu unten b.). Hierfür spricht zum anderen auch die besondere Vorgabe zur Vergütung in Art. 32 Abs. 2 S. 4 EltBMRL. Der Umfang und die Abgrenzung der Flexibilitätsleistungen nach Art. 32 Abs. 1 und 2 EltBMRL sind jedoch nicht abschließend geklärt.

b. Spezifikation der Flexibilitätsleistungen

Die Regulierungsbehörde oder die VNB mit Genehmigung durch die Regulierungsbehörde legen nach Art. 32 Abs. 2 EltBMRL in einem transparenten und partizipatorischen Verfahren die Spezifikationen für die beschafften Flexibilitätsleistungen und gegebenenfalls mindestens auf der Ebene der

³⁰⁰ Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 489.

³⁰¹ Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 489; Pause ER 2019, 387, 395.

³⁰² Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 489.

³⁰³ Weyer/Iversen RdE 2019, 485, 489.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Mitgliedstaaten vereinheitlichte Marktprodukte für diese Leistungen fest.³⁰⁴ Durch die Spezifikationen soll die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sichergestellt werden, einschließlich Marktteilnehmern, die Energie aus erneuerbaren Quellen anbieten oder im Bereich Laststeuerung tätig sind, sowie Betreibern von Energiespeicheranlagen und in der Aggregation tätigen Unternehmen. Die VNB müssen sich hierzu mit den ÜNB abstimmen, damit die Ressourcen optimal genutzt werden, die Netze sicher und effizient betrieben werden und die Marktentwicklung gefördert wird.

2. Grundsatz der marktbasierter Flexibilitätbeschaffung

Art. 1 Abs. 1 EltBMRL greift den Grundsatz wettbewerbsgeprägter Elektrizitätsmärkte auf. Die Richtlinie soll unter anderem die Vorteile eines integrierten Marktes, erschwingliche Energiepreise und ein hohes Maß an Versorgungssicherheit fördern. Gemäß Art. 3 Abs. 1 EltBMRL stellen die Mitgliedsstaaten sicher, dass Laststeuerung sowie Investitionen in die variable und flexible Energieerzeugung und die Energiespeicherung nicht unnötig behindert werden. Die Flexibilitätsleistungen nach Art. 32 EltBMRL sind durch die VNB grundsätzlich gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen, Art. 32 Abs. 1 S. 3 EltBMRL.³⁰⁵ Der von Art. 32 EltBMRL verwendete Begriff „marktgestützt“ dürfte dabei dem von Art. 13 EltBMVO verwendeten Begriff „marktbasierter“ entsprechen. Hierfür spricht auch ein Vergleich mit den englischen („market-based“) und französischen („fondées sur le marché“) Sprachfassungen, die in beiden Vorschriften jeweils denselben Begriff verwenden.

3. Ausnahmen von der marktbasierter Flexibilitätbeschaffung

Gemäß Art. 32 Abs. 1 S. 3 EltBMRL können die nationalen Regulierungsbehörden festlegen, dass die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen führen würde. Damit können die Regulierungsbehörden die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen i.S.v. Art. 32 EltBMRL vollständig ausschließen. Sie sind daneben aber offenbar auch berechtigt, nur die marktgestützte Beschaffung auszuschließen. Die Möglichkeit des Ausschlusses kann sich hierbei auf einzelne oder sämtliche vom VNB vorgesehenen

³⁰⁴ Vgl. zur Umsetzung von Art. 40 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL in deutsches Recht den Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen, BT-Drs. 19/ 21979, S. 13 ff.

³⁰⁵ Die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO verwendet den Begriff „marktbasierter“, der Vergleich mit der englischen („market-based“) und französischen („fondées sur le marché“) Sprachfassung zeigt hierzu keinen Unterschied; zu den Anforderungen an Transparenz und Diskriminierungsfreiheit siehe oben B.I.2.

Flexibilitätsleistungen beziehen. Kriterien zur Bestimmung der wirtschaftlichen Effizienz,³⁰⁶ einer schwerwiegenden Marktverzerrung oder der Entstehung von stärkeren Engpässen enthält die EltBMRL nicht.³⁰⁷

4. Verhältnis zu Art. 13 EltBMVO

Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL weisen Überschneidungen im Hinblick auf die Beschaffung von Engpassmanagementleistungen auf. Bezüglich der Notwendigkeit einer Festlegung durch die Regulierungsbehörde und der besonderen Vorgaben zur Spezifikation von Flexibilitätsleistungen weicht die EltBMRL inhaltlich ab. Art. 32 Abs. 1 S. 3 EltBMRL ermöglicht zudem den vollständigen Ausschluss der vom VNB vorgesehenen Beschaffung von Flexibilitätsleistungen, wohingegen Art. 13 EltBMVO nur einen Ausschluss des marktbasiereten Redispatch zulässt. Somit muss das Konkurrenzverhältnis der Normen geklärt werden.

Die Regelung des Redispatch nach Art. 13 EltBMVO gilt sowohl für ÜNB als auch für VNB. Festzuhalten ist daher zunächst, dass sich der Redispatch der ÜNB ausschließlich nach Art. 13 EltBMVO richtet, da Art. 32 EltBMRL nur auf VNB Anwendung findet. Außerdem sprechen die genannten Argumente (oben Teil 3 B.II.1.a.) dafür, dass auf den Redispatch der VNB gleichfalls nur Art. 13 EltBMVO Anwendung findet, soweit die Maßnahmen dem „Basisrepertoire“ des Engpassmanagements zugeordnet werden können.

Lediglich auf neuartige Flexibilitätsleistungen, die nicht dem „Basisrepertoire“ des Redispatch zugeordnet werden können, kann auch Art. 32 EltBMRL Anwendung finden, so dass beide Regelungen nebeneinander anwendbar sein könnten. Inwieweit neben dem „klassischen“ Redispatch, wie ihn §§ 13, 13a EnWG seit langem für ÜNB und zukünftig auch für VNB (näher unten C.I.2.) regeln, auch neuartige Flexibilitätsleistungen als Redispatch i.S.v. Art. 13 EltBMVO anzusehen sein könnten, ist bislang nicht geklärt. Hier bleibt abzuwarten, welche Flexibilitätsleistungen VNB zukünftig möglicherweise nach Art. 32 EltBMRL beschaffen wollen. Sollte es zu einer konkurrierenden Anwendung von Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL kommen, so dürften beide unionsrechtlichen Sekundärrechtsakte im Ausgangspunkt normhierarchisch als gleichrangig anzusehen sein. Es erscheint aber naheliegend, Art. 32 EltBMRL für VNB als *lex specialis* zu Art. 13 EltBMVO anzuerkennen. Hierfür sprechen dessen besondere Vorgaben für (neuartige) Flexibilitätsleistungen im Verteilernetz. Die spezielleren Vorgaben von Art. 32 EltBMRL haben damit Vorrang.

³⁰⁶ Vgl. Stellungnahme des Bundesrats zum Vorschlag einer Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL, BR-Drs. 178/17 (B), S. 9, die von steigenden Kosten durch Dienstleistungsverträge ausgeht.

³⁰⁷ Dembski/Wettingfeld ZNER 2020, 293, 298

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Auch für Einschränkungen der marktgestützten Beschaffung neuartiger Flexibilitätsleistungen gelten dann nur die Anforderungen des Art. 32 EltBMRL.

Bisher ist jedoch nicht abschließend geklärt, welche Flexibilitätsleistungen durch Art. 32 EltBMRL erfasst werden können und inwieweit diese zugleich als Redispatch i.S.v. Art. 2 Nr. 26 EltBMVO einzuordnen sein könnten. Auch die Frage, ob Art. 32 EltBMRL ggf. als *lex specialis* Vorrang zukäme, ist bislang nicht geklärt.

5. Zusammenfassung zu II.

Art. 32 EltBMRL verlangt die Schaffung eines nationalen Regelungsrahmens, der die Nutzung von Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement durch VNB fördert, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern. Flexibilitätsleistungen im Verteilernetz sind grundsätzlich marktgestützt zu beschaffen. Eine nicht marktgestützte Beschaffung ist möglich, wenn die Regulierungsbehörde festlegt, dass eine marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist oder zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder stärkeren Engpässen führen würde.

Soweit VNB „klassische“ Redispatchleistungen beschaffen, sprechen gute Gründe für die Annahme, dass hierauf allein Art. 13 EltBMVO Anwendung findet. Bislang nicht geklärt ist, welche Regelungen Anwendung finden, wenn VNB neuartige Flexibilitätsleistungen nach Art. 32 EltBMRL beschaffen wollen, die möglicherweise zugleich der Definition des Redispatch nach Art. 2 Nr. 26 EltBMVO unterfallen. Sollten derartige Situationen auftreten, spricht viel für die Einordnung des Art. 32 EltBMRL als *lex specialis*, die vorrangig anzuwenden ist.

III. Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement nach deutschem Recht

1. Nicht marktbasierter Redispatch nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG

Sofern die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber von Übertragungsnetzen und gemäß § 14 Abs. 1 EnWG auch Verteilernetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen, § 13 Abs. 1 S. 1 EnWG. Hierzu kann der Netzbetreiber einen Redispatch gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a Abs. 1 EnWG durchführen. Nach diesen Vorschriften sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, auf Anforderung eines ÜNB und erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist, die Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen. Die Regelung

findet nach herrschender Auffassung nur auf nicht bevorrechtigte Anlagen Anwendung, nicht hingegen auf bevorrechtigte EE-, Grubengas- oder hocheffiziente KWK-Anlagen. Ein gesetzliches Schuldverhältnis nach § 13a EnWG würde die besonderen Bestimmungen zum Vorrang von Strom aus EE, Grubengas oder hocheffizienter KWK (§§ 14, 15 EEG 2017, § 3 KWKG 2020) unterminieren.³⁰⁸

In der Praxis wird hauptsächlich eine Anpassung der Erzeugungsleistung von Kraftwerken vorgenommen. Im Falle strombedingter Netzengpässe wird hierbei die Erzeugungsleistung eines Kraftwerks „vor“ dem Netzengpass reduziert und die Erzeugungsleistung eines Kraftwerks „hinter“ dem Netzengpass erhöht. Neben diesem Redispatch der Erzeugung ist auch ein Redispatch von Last insoweit möglich, als Stromspeicher nach § 13 a Abs. 1 EnWG zur Anpassung ihres Wirkleistungsbezugs verpflichtet werden können.

Die Regelung zum Redispatch ist gemäß § 13a i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auf VNB entsprechend anwendbar. Bisher findet ein Redispatch durch VNB, u.a. aufgrund der 10 MW-Schwelle, soweit ersichtlich, aber nicht oder kaum statt.³⁰⁹

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus („NABEG 2.0“) wurde der Redispatch mit Wirkung zum 1.10.2021 neu geregelt.³¹⁰ Hierbei wird das Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2021 in § 13 Abs. 1 und 1a EnWG n.F. integriert. Für den Redispatch nach §§ 13, 13a EnWG n.F. können künftig zudem alle Anlagen mit einer Wirkleistung ab 100 kW sowie kleinere Anlagen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, herangezogen werden. Die Neuregelung soll Maßnahmen der Netzbetreiber zur Wahrung der Systemsicherheit reduzieren und – neben der Kostenreduzierung – auch eine erleichterte Netzführung ermöglichen.³¹¹ Die Regelungen des Redispatch 2.0 wurden bereits in Teil 1 unter B.III.2. näher dargestellt.

Bei dem Redispatch nach § 13a Abs. 1 EnWG n.F. handelt es sich nach der gesetzlichen Konzeption um eine marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG, wie zukünftig auch im Wortlaut des § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG n.F. ausdrücklich zum Ausdruck kommt. Der Anlagenbetreiber ist allerdings zur Befolgung von Anforderungen durch den Netzbetreiber verpflichtet, sofern die

³⁰⁸ Vgl. Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 51; Hartmann/Weise in Theobald/Kühling (Hrsg.), Energierecht Kommentar, 98. EL, § 13 EnWG Rn. 30.

³⁰⁹ Vgl. Consentec/BBH/ECOFYS, Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz, 2018, S. 119 ff.

³¹⁰ BGBl. 2019 I S. 706.

³¹¹ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus, BT-Drs. 19/7375, S. 52.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Erzeugungsanlage oder der Speicher eine Nennleistung ab 100 kW aufweist oder durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar ist. Anlagenbetreiber können aufgefordert werden, die Wirk- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen bzw. die Anpassung zu dulden. Die Vergütung erfolgt kostenbasiert. Es handelt sich damit zwar um eine „marktbezogene Maßnahme“ i.S.v. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG n.F., nicht aber um eine „marktbasierte Maßnahme“ i.S.v. Art. 13 EltBMVO.

2. Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG und AbLaV

Als marktbezogene Maßnahme kommt gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Nutzung vertraglich vereinbarter ab- oder zuschaltbarer Lasten in Betracht, wenn die Voraussetzungen nach § 13 Abs. 6 EnWG erfüllt sind. Ab- oder zuschaltbare Lasten sind durch die Übertragungsnetzbetreiber in einem transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren zu beschaffen, wobei die Anforderungen, die von den Anbietern der Lasten zu erfüllen sind, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind. Zur Ausschreibung haben die ÜNB gemäß § 13 Abs. 6 EnWG eine gemeinsame Internetplattform einzurichten.³¹² Individualvertragliche ausgehandelte Vereinbarungen oder andere Anbahnungsformen sind nicht zulässig.³¹³

Für abschaltbare Lasten hat die Bundesregierung von der Verordnungsermächtigung des § 13i Abs. 1 und Abs. 2 EnWG Gebrauch gemacht und die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) erlassen.³¹⁴ § 8 Abs. 1 AbLaV verpflichtet die ÜNB auf eine wöchentliche Ausschreibung von jeweils 750 MW an sofort abschaltbaren und schnell abschaltbaren Lasten. Aufgrund der sehr speziellen Anforderungen hat die AbLaV aber nur einen geringen Anwendungsbereich.³¹⁵ Für VNB ist die AbLaV nicht anwendbar, da § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG für Rechtsverordnungen, die aufgrund der Ermächtigung aus § 13i Abs. 1 oder 2 EnWG erlassen wurden, keine entsprechende Anwendung vorsieht.

Für zuschaltbare Lasten fehlt es an normativen Konkretisierungen. Die Bundesregierung hat von ihrer Ermächtigung gemäß § 13i Abs. 1 EnWG bisher keinen Gebrauch gemacht und durch Rechtsverordnung nichts Näheres zum Ausschreibungsverfahren für zuschaltbare Lasten bestimmt.

³¹² <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> (30.08.2020).

³¹³ König in BerlKommEnR Band 1, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 42, 51.

³¹⁴ Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV), BGBl. 2016 I, S. 1984.

³¹⁵ Brodowski in Elspas/Graßmann/Rasbach (Hrsg.), EnWG, 2018, AbLaV Rn. 16.

Die Vorgaben nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. der AbLaV werden durch das NABEG 2.0 nicht verändert.

3. Marktbasierte Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG

Die marktbasierte Beschaffung lastseitiger Flexibilität ist grundsätzlich auch außerhalb der AbLaV nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 EnWG möglich.³¹⁶ Hierbei müssen die oben dargestellten Anforderungen des § 13 Abs. 6 EnWG eingehalten werden. In der Praxis findet die Beschaffung ab- oder zuschaltbarer Lasten für das Engpassmanagement außerhalb der AbLaV, soweit ersichtlich, aber allenfalls in geringem Umfang statt. Lastseitige Flexibilität kann gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG auch durch VNB kontrahiert werden.³¹⁷

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass § 13 Abs. 6a EnWG eine zusätzliche Sonderregelung für ÜNB für die kombinierte Beschaffung von abschaltbarer elektrischer Erzeugungsleistung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zuschaltbarer Last aus elektrischer Wärmeerzeugung enthält. Diese Möglichkeit findet bislang noch keine Anwendung, soll aber in begrenztem Umfang in den nächsten Jahren umgesetzt werden. Auf VNB ist diese Regelung nicht anwendbar, vgl. § 13 Abs. 6a S. 5 EnWG.

C. Rechtliche Zulässigkeit eines Hybridmodells

I. Vereinbarkeit mit Unionsrecht

Nach dem oben beschriebenen Hybridmodell würde der Redispatch der Erzeugung nicht marktbasierend, der Redispatch von Lasten (mit Ausnahme von Stromspeichern) jedoch – zumindest im Ausgangspunkt – marktbasierend erfolgen. Im Folgenden ist zu untersuchen, ob ein solch hybrides Beschaffungsmodell für Flexibilitätsleistungen nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (1.) und der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (2.) rechtlich zulässig ist. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob eine unterschiedliche Beschaffung von Redispatch der Erzeugung und Redispatch der Laststeuerung mit dem allgemeinen Gleichheitssatz nach Art. 20 GRCh i. V. m. Art. 6 EUV vereinbar ist (3.).³¹⁸

³¹⁶ Sötebier in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg.), EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 35; die allgemeinen Regeln über ab- und zuschaltbare Lasten sind neben der AbLaV weiterhin anwendbar, Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage der AfD-Fraktion, BT-Drs. 19/9901, S. 2.

³¹⁷ Pfeifle in Elspas/Graßmann/Rasbach (Hrsg.), EnWG, 2018, § 14 Rn. 8; BNetzA, Diskussionspapier Flexibilität im Stromversorgungssystem, 2017, S. 31.

³¹⁸ Im Folgenden wird auf den Verweis auf Art. 6 EUV verzichtet.

1. Art. 13 EltBMVO

Der Redispatch muss gemäß Art. 13 Abs. 1 EltBMVO auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien erfolgen und allen Erzeugungstechnologien und allen Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung offenstehen. Gemäß Absatz 2 der Norm werden die für einen Redispatch in Frage kommenden Ressourcen unter Nutzung marktbasierter Mechanismen ausgewählt und finanziell vergütet. Absatz 3 der Norm schließlich sieht vor, dass der nicht marktbasierete Redispatch der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung nur zum Einsatz kommen darf, wenn mindestens eine der Voraussetzungen nach lit. a bis d (s.o. unter B.I.3.) vorliegt.

Diese Regelungen gelten gleichermaßen für den Redispatch der Erzeugung, der Laststeuerung und der Energiespeicherung. Zwar spricht Art. 13 Abs. 1 EltBMVO nur den Redispatch der Erzeugung und den Redispatch der Laststeuerung ausdrücklich an, während Art. 13 Abs. 3 EltBMVO zusätzlich den Redispatch der Energiespeicherung nennt. Da Absatz 3 jedoch eine Abweichung von Absatz 1 regelt, ist davon auszugehen, dass die zusätzliche Nennung des Redispatch der Energiespeicherung nur der Klarheit halber erfolgt, aber – je nachdem ob eine Einspeisung in das Netz oder eine Entnahme aus dem Netz erfolgt – auch von dem Redispatch der Erzeugung bzw. dem Redispatch der Laststeuerung umfasst ist. Dieses Verständnis entspricht zugleich der ausdrücklichen Nennung von Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung und Laststeuerung in Absatz 1 Satz 2 und Absatz 2 der Norm, wobei diese Regelungen den Absatz 1 konkretisieren.

Der Grundsatz marktbasierter Beschaffung von Redispatch wie auch die Voraussetzungen für eine Abweichung von diesem Grundsatz gelten für den Redispatch der Erzeugung, den Redispatch der Laststeuerung und den Redispatch der Energiespeicherung gleichermaßen. Eine ausdrückliche Aussage zur Zulässigkeit eines hybriden Beschaffungsmodells enthält Art. 13 EltBMVO nicht. Es ist daher im Einzelnen zu prüfen, ob eine solche Ausgestaltung mit den konkreten Anforderungen der Norm und ihrem Normzweck vereinbar ist.

Für die Zwecke dieser Prüfung wird zugrunde gelegt, dass die Anforderungen zumindest eines der Tatbestände des Art. 13 Abs. 3 lit. a bis d erfüllt sind. Nur in diesem Fall ist es überhaupt zulässig, für den Redispatch der Erzeugung und der Stromspeicherung eine nicht marktbasierete Beschaffung vorzusehen. Wird die Zulässigkeit der nicht marktbasiereten Komponente des Hybridmodells unterstellt, so ist entscheidend, ob Art. 13 EltBMVO der – zumindest im Ausgangspunkt – marktbasiereten Beschaffung des Redispatch der Laststeuerung (einschließlich des

Redispatch der Energiespeicherung, soweit es sich nicht um Stromspeicherung handelt) entgegensteht.

Art. 13 Abs. 1 EitBMVO verlangt zunächst, dass der Redispatch auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien erfolgt. Diese Anforderung ist innerhalb des Redispatch der Laststeuerung erfüllt, da das Hybridmodell die Auswahl nach den Kosten der Maßnahme und eine Begrenzung durch die Kosten der günstigsten alternativen nicht marktbasierter Maßnahme vorsieht. Fraglich könnte lediglich die Diskriminierungsfreiheit erscheinen, soweit der Redispatch der Erzeugung und der Stromspeicherung nicht marktbasierend erfolgt, während der Redispatch der (sonstigen) Laststeuerung im Ansatz marktbasierend erfolgt. Hierauf ist im Zusammenhang mit dem Gleichheitssatz ausführlich einzugehen (unten C.I.4.).

Da die Ausnahme von der marktbasierter Beschaffung nach Art. 13 Abs. 3 EitBMVO gleichermaßen für den Redispatch der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung gilt, ist fraglich, ob diese Ausnahme auf den Redispatch der Erzeugung und der Stromspeicherung begrenzt werden darf. Insoweit ist jedoch festzustellen, dass diese Regelung auch bei Vorliegen eines der Ausnahmetatbestände nach ihrem Wortlaut nicht dazu zwingt, einen nicht marktbasierter Redispatch vorzunehmen, sondern diesen lediglich zulässt („darf nur zum Einsatz kommen“). Dies könnte auch eine teilweise Abweichung vom marktbasierter Redispatch zulassen. Für dieses Verständnis spricht auch, dass insbesondere die Nachteile eines begrenzten Wettbewerbs zwischen Flexibilitätsoptionen (lit. c) und die Gefahren strategischen Bietverhaltens (lit. d) in unterschiedlichen Konstellationen und für unterschiedliche Anlagen differenziert beurteilt werden können. Dies kommt etwa in Betracht, wenn ein nicht marktbasierter (kostenbasierter) Redispatch aufgrund der Schwierigkeiten bei der Beurteilung der Kostenlage für bestimmte Anlagen (insbesondere Lasten) in der Praxis nicht durchführbar ist oder, wenn mögliche Gefahren eines marktbasierter Redispatch durch unterschiedliche Gegenmaßnahmen (z.B. Nutzung kostenbasierter Redispatch-Maßnahmen als Preisobergrenze) begrenzt werden können. Insoweit liegt nahe, dass auch eine partielle Abweichung vom marktbasierter Redispatch zulässig ist. Zudem kommt eine wenigstens teilweise Anwendung des marktbasierter Redispatch dem Regel-Ausnahmeverhältnis der Vorschrift jedenfalls näher als ein vollständiger Rückgriff auf den nicht marktbasierter Redispatch.³¹⁹

Darüber hinaus zielt der Normzweck der Ausnahmemöglichkeiten des Art. 13 Abs. 3 lit. c und d EitBMVO jedenfalls auch darauf, überhöhte Kosten zu vermeiden, die sich

³¹⁹ Vgl. zur Elektrizitätsbinnenmarkt-RL Dembski/Wettingfeld ZNER 2020, 293, 298.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

bei unzureichendem Wettbewerb oder strategischem Bietverhalten einstellen könnten. Diese Bedenken werden aber bereits dadurch begrenzt, dass die Kosten der günstigsten alternativen, nicht marktbasierter Maßnahme als Obergrenze dienen. Hinsichtlich der Gefahr des „Inc-Dec-Gaming“ lässt sich darüber hinaus festhalten, dass diese im Hybridmodell generell sinkt, weil der Flexibilitätsanbieter dadurch ein höheres Risiko läuft, dass auf alternative nicht marktbasierbare Flexibilitäten zurückgegriffen werden kann.³²⁰ Schließlich wird in der Literatur in Betracht gezogen, dass die Gaming-Anreize für Verbraucher möglicherweise geringer sind als für Erzeuger und Speicher.³²¹

Für die Vereinbarkeit des Hybridmodells mit Art. 13 EltBMVO spricht weiterhin, dass gemäß Art. 13 Abs. 1 und 2 EltBMVO alle Erzeugungstechnologien und alle Arten der Energiespeicherung und Laststeuerung einbezogen werden sollen. Ebenso stellen die Erwägungsgründe der VO klar, dass alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, für die Elektrizitätsmärkte erschlossen werden sollen.³²² Da eine kostenbasierte Vergütung für den Redispatch der Laststeuerung in der Regel aber nicht oder nur unter großen Schwierigkeiten ermittelt werden kann, liegt nahe, insoweit auf eine – zumindest im Ausgangspunkt – marktbasierbare Beschaffung zurückzugreifen, wenn die Bedenken hinsichtlich wirksamen Wettbewerbs und strategischen Gebotsverhaltens überwunden werden können. Damit wird dem Normzweck der Regelung Rechnung getragen.

Schließlich ist zu bedenken, dass der abwärts gerichtete Redispatch von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung gemäß Art. 13 Abs. 5 lit. a und b EltBMVO minimiert werden soll. Insbesondere darf nicht marktbasierter abwärts gerichteter Redispatch von EE-Erzeugungsanlagen nach Art. 13 Abs. 6 lit. a nur dann angewandt werden, wenn es keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden. Ähnlich darf für Elektrizität, die mittels hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, nicht marktbasierter abwärts gerichteter Redispatch nur dann angewandt werden, wenn es abgesehen von abwärts gerichtetem Redispatch bei EE-Erzeugungsanlagen keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden. Die Beschaffung von Redispatch der

³²⁰ Vgl. auch EPEX SPOT, Marktbasierbare Flexibilitätsoptionen, Stand 1.5.2020, S. 5.

³²¹ Vgl. Brunekreef et. al, Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitätsmärkten- und anderen Energiemärkten“, 2020, S. 8, 29.

³²² Vgl. Erwägungsgründe 7, 22, 23, 25, 30 und 39 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

Laststeuerung trägt zur Erreichung dieser Ziele bei, soweit dadurch der abwärts gerichtete Redispatch von EE- oder KWK-Erzeugungsanlagen verringert werden kann.

Im Ergebnis steht Art. 13 EltBMVO dem hier untersuchten hybriden Beschaffungsmodell daher nicht entgegen.

2. Art. 32 EltBMRL

Art. 32 EltBMRL trifft besondere Bestimmungen für die Beschaffung von Flexibilität durch VNB. Hierbei gilt ähnlich dem Art. 13 EltBMVO der Grundsatz marktgestützter Beschaffung von Flexibilitätsleistungen und greifen ähnliche Ausnahmen von dem Grundsatz marktbasierter Beschaffung, wobei der Regulierungsbehörde besondere Entscheidungsbefugnisse zugewiesen sind. Folgt man dem oben dargelegten Verständnis, so findet die Vorschrift allerdings ohnehin nur auf neuartige Maßnahmen des Engpassmanagements Anwendung, die der Effizienzsteigerung im Verteilernetz dienen.³²³

Angesichts der ähnlichen Ausgestaltung greifen grundsätzlich entsprechende Überlegungen wie im Falle des Art. 13 EltBMVO ein. Insbesondere dient auch die EltBMRL der Erschließung flexibler Leistungen von unter anderem Energiespeicherbetreibern und Lastmanagern.³²⁴ Zudem entspricht auch hier eine wenigstens teilweise Anwendung marktgestützter Beschaffungsmechanismen für Flexibilität dem Regel-Ausnahme-Verhältnis und dem Normzweck von Art. 32 Abs. 1 EltBMRL.³²⁵ Darüber hinaus sieht Art. 32 EltBMRL ausdrücklich vor, dass die Mitgliedstaaten den erforderlichen Regelungsrahmen schaffen, durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern. Dies unterstützt zusätzlich das Verständnis, dass die Beschaffung von Laststeuerung durch – zumindest im Ausgangspunkt – marktbasierete Maßnahmen mit der Vorschrift vereinbar ist.

3. Vereinbarkeit mit dem unionsrechtlichen allgemeinen Gleichheitssatz (Art. 20 GRCh)

Art. 20 GRCh regelt: „Alle Personen sind vor dem Gesetz gleich.“ Der unionsrechtliche Gleichheitssatz verlangt, dass gleichgelagerte Sachverhalte gleich und unterschiedlich

³²³ Siehe oben B.II.2 und 3.

³²⁴ Erwägungsgründe 6, 9, 10, 13, 39, 42, 55 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL.

³²⁵ Vgl. zu Art. 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL Dembski/Wettingfeld ZNER 2020, 293, 298.

gelagerte Sachverhalte unterschiedlich behandelt werden.³²⁶ Speziell für das Engpassmanagement finden sich nahestehende Regelungen in Art. 13 Abs. 1 S. 1 EltBMVO und Art. 32 Abs. 1 S. 3 EltBMRL, wonach die Beschaffung von Redispatch bzw. Flexibilität „diskriminierungsfrei“ zu erfolgen hat. Soweit das Hybridmodell daher vergleichbare Sachverhalte (unten a.) unterschiedlich behandelt (unten b.), bedarf es dafür einer sachlichen Begründung (unten c.).

a. Vergleichbarkeit der Sachverhalte

Die Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Gleichheitssatzes setzt zunächst voraus, dass die Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement aus Erzeugungsanlagen und Stromspeicheranlagen einerseits und Verbrauchsanlagen andererseits vergleichbare Sachverhalte darstellen. Die Vergleichbarkeit von Sachverhalten ist unter anderem im Lichte des Ziels und Zwecks einer Unionsmaßnahme zu beurteilen.³²⁷ Die Vergleichbarkeit von Produkten wird insbesondere dann bejaht, wenn sie austauschbar sind bzw. zwischen ihnen Wettbewerb besteht.³²⁸

Der Redispatch der Erzeugung, der Energiespeicherung und der Laststeuerung stellen jeweils Flexibilitätsleistungen dar. Die eingesetzten Anlagen und deren Funktionsweise unterscheiden sich zwar, jedoch passen Anlagen jeweils ihre Erzeugung bzw. ihren Bezug von Elektrizität auf ein externes Signal hin an. Sie können damit Netzengpässe entlasten bzw. den erforderlichen energetischen Ausgleich bereitstellen und insoweit jeweils für dasselbe Ziel im Rahmen des Engpassmanagements eingesetzt werden. Diese Flexibilitätsleistungen sind daher auch aus Sicht der Netzbetreiber austauschbar.

Die Regeln des Unionsrechts für die Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement unterscheiden dementsprechend nicht nach der Art der Flexibilitätsleistung. Vielmehr sollen alle, insbesondere auch lastseitige Flexibilitätsleistungen für das Engpassmanagement erschlossen werden. Dies zeigt etwa auch die Gleichsetzung durch den europäischen Ordnungsgeber in der Definition des Art. 2 Nr. 26 EltBMVO. Danach bezeichnet „Redispatch“ eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren

³²⁶ St. Rspr. seit EuGH v. 17.7.1963, Rs. 13/63, Italien / Kommission, ECLI:EU:C:1963:20; Sachs in Stern (Hrsg.), GRCh, 2016, Art. 20 Rn. 16 m.w.N.

³²⁷ EuGH v. 11.7.2013, C-439/11, Ziegler / Kommission, ECLI:EU:C:2013:513, Rn. 167; EuGH v. 16.12.2008, C-127/07, Arcelor Atlantique, ECLI:EU:C:2008:728, Rn. 25 f.

³²⁸ EuGH v. 7.7.1976, C-7/76, IRCA / Amministrazione delle finanze dello Stato, ECLI:EU:C:1976:108, Rn. 33; EuGH v. 25.10.1978, C-103/77, Royal Scholten-Honig / Intervention Board for Agricultural Produce, ECLI:EU:C:1978:186, Rn. 28.

Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen.

Die Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement aus Erzeugungsanlagen und Stromspeicheranlagen einerseits und aus Verbrauchsanlagen andererseits stellen daher vergleichbare Sachverhalte dar.

b. Unterschiedliche Behandlung

Die Beschaffung von Flexibilität aus Erzeugungsanlagen und Stromspeicheranlagen einerseits und Verbrauchsanlagen andererseits wird im Hybridmodell unterschiedlich behandelt. Der Redispatch von Erzeugungsanlagen sowie Stromspeicheranlagen erfolgt großenteils kostenbasiert auf Anforderung des Netzbetreibers, vgl. § 13a EnWG. Demgegenüber erfolgt der Redispatch der Laststeuerung großenteils auf Grundlage der Gebote der Flexibilitätsanbieter, also freiwillig und nicht kostenbasiert. Es handelt sich damit im Ausgangspunkt um eine marktbasierete Beschaffung. Zwar wird der Beschaffungspreis für lastseitige Flexibilität durch die Kosten der günstigsten alternativen, nicht marktbasiereten Flexibilität begrenzt. Es handelt sich damit jedoch nicht um eine kostenbasierte Beschaffung wie nach § 13a EnWG, da nicht auf die Kosten der lastseitigen Flexibilitätsbereitstellung abgestellt wird. Zudem besteht jedenfalls keine Pflicht zur Erbringung lastseitiger Flexibilitätsleistungen (mit Ausnahme des Strombezugs von Stromspeichern).

c. Sachliche Rechtfertigung

Die unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Flexibilitätsleistungen ist nach dem Gleichheitssatz nur zulässig, wenn sie sachlich gerechtfertigt werden kann, wenn also begründet werden kann, dass es sich zwar um vergleichbare, aber letztlich unterschiedlich gelagerte Sachverhalte handelt.

Eine Rechtfertigung für eine unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte wird regelmäßig dann angenommen, wenn sie auf einer gesetzlichen Grundlage fußt, vgl. Art. 52 Abs. 1 GRCh.³²⁹ Der EuGH lässt daneben aber auch eine Rechtfertigung zu, sofern sie „auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruht, d.h. wenn sie im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird, und wenn diese

³²⁹ EuGH v. 22.5.2014, C-356/12, Glatzel/Freistaat Bayern, ECLI:EU:C:2014:350, Rn. 42; EuGH v. 10.5.2011, C-147/08, Römer ECLI:EU:C:2011:286, Rn. 59; EuGH v. 29.4.2015, C-528/13, Léger, ECLI:EU:C:2015:288, Rn. 48 ff.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

unterschiedliche Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel steht“.³³⁰

Lastseitige Flexibilität (mit Ausnahme von Stromspeichern) soll insbesondere deshalb marktbasierend beschafft werden, weil eine kostenbasierte Vergütung in der Regel nicht oder nur unter großen Schwierigkeiten ermittelt werden kann.³³¹ Die Einsatzzwecke dieser Anlagen sind sehr heterogen, so dass die Opportunitätskosten sich stark unterscheiden. Zudem können sie über die Zeit stark schwanken. Um lastseitige Flexibilität – entsprechend den Zielen des Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL – für das Engpassmanagement einsetzen zu können, bleibt daher im Ausgangspunkt nur die Möglichkeit einer marktbasierenden Beschaffung.

Daneben ist zu berücksichtigen, dass die Auswirkungen der Laststeuerung für die betroffenen Verbraucher in der Regel schwerwiegender sind als bei einem Eingriff in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen oder Stromspeichern. Dies gilt sowohl für gewerbliche und industrielle als auch private Verbraucher. Eine verbindliche Anweisung zur Anpassung des Bezugs von Elektrizität hat insbesondere für Gewerbe- und Industriekunden nur schwer abzusehende ökonomische Folgen. Sofern Haushaltskunden zur Flexibilitätserbringung herangezogen würden, wäre dies stets mit einem Eingriff in die private Lebensführung verbunden. Auch aus Gründen der Verhältnismäßigkeit liegt es daher nahe, Verbrauchsanlagen nur auf freiwilliger Basis in Anspruch zu nehmen.

Im Ergebnis bestehen daher sachliche Gründe für die Ungleichbehandlung von Erzeugungsanlagen und Stromspeicheranlagen einerseits und Verbrauchsanlagen andererseits im Hybridmodell. Die Ungleichbehandlung bei der Flexibilitätsbeschaffung beruht auch auf einem objektiven Kriterium im Sinne der genannten EuGH-Rechtsprechung, das im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel des Hybridmodells steht. Insbesondere dient die Regelung der Erschließung zusätzlicher Flexibilitätsquellen auf der Verbrauchsseite.

Darüber hinaus muss die Rechtfertigung nach der Rechtsprechung des EuGH auf einem angemessenen Kriterium beruhen, d.h. die unterschiedliche Behandlung muss in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel stehen. Angesichts der nur ergänzenden Berücksichtigung von Verbrauchsanlagen, wenn diese günstiger sind als die günstigste alternative, nicht marktbasierende

³³⁰ EuGH v. 16.12.2008, C-127/07, ArcelorAtlantique, ECLI:EU:C:2008:728, Rn. 47.

³³¹ Vgl. auch FfE, Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/cells FlexPlattform, 20.05.2020, S. 10; Hirth et. al. ET 6/2019, 52, 53.

Maßnahme, ist grundsätzlich von einem angemessenen Verhältnis der Ungleichbehandlung zu dem verfolgten Ziel – der verstärkten Einbeziehung von Verbrauchsanlagen in das Engpassmanagement – auszugehen. Darüber hinaus ist auch keine alternative Lösung für die Einbeziehung lastseitiger Flexibilität erkennbar, die eine deutlich geringere Ungleichbehandlung verursachen würde. In Betracht gezogen werden könnte hier insbesondere die Beschaffung von lastseitiger Flexibilität über ein Zugriffsrecht der Netzbetreiber nach dem Modell des § 14a EnWG. Damit würde den Netzbetreibern ein längerfristiges Steuerungsrecht der Verbrauchsanlagen gegen Reduzierung der Netzentgelte eingeräumt. Ein solches Modell erscheint unter Gleichheitsgesichtspunkten aber nicht so eindeutig vorzugswürdig zur Einbindung von Lasten, dass es eine sachliche Rechtfertigung für das hier untersuchte Hybridmodell ausschließen würde. Insbesondere würde auch hier eine unterschiedliche Behandlung von Erzeugungsanlagen und Stromspeicheranlagen einerseits und Verbrauchsanlagen andererseits erfolgen. Zudem könnte eine Differenzierung nach Netzebenen erforderlich werden (insbesondere Beschränkung auf die Niederspannungsebene), die zu zusätzlicher Komplexität führen würde. Außerdem ist schwer zu kalkulieren, welche Netzentgeltreduzierung angemessen wäre. Die Ausgestaltung eines solchen Modells bereitet daher erhebliche Schwierigkeiten.³³²

Im Ergebnis ist daher eine sachliche Rechtfertigung für die unterschiedliche Behandlung erzeugungsseitiger und lastseitiger Flexibilität im Rahmen des hier untersuchten Hybridmodells zu bejahen.

II. Vereinbarkeit mit deutschem Recht

1. § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a (und ggf. § 14) EnWG

Der Regelung des Redispatch nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a (und ggf. § 14) EnWG lässt sich nicht entnehmen, dass damit eine marktbasiertere Beschaffung lastseitiger Flexibilität ausgeschlossen werden sollte. Die Regelung zum kostenbasierten verpflichtenden Redispatch nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a EnWG, für VNB i.V.m. § 14 EnWG, ist zwar bewusst auf Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen beschränkt. Es gibt aber keine Hinweise darauf, dass hierdurch der Rückgriff auf Verbrauchsanlagen für Zwecke des Engpassmanagements ausgeschlossen werden sollte. Vielmehr zeigen gerade § 13 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 6 EnWG, die AbLaV sowie § 13 Abs. 6a EnWG, dass der Gesetzgeber Lasten zumindest unter bestimmten Voraussetzungen in das Engpassmanagement einbeziehen will.

³³² Vgl. EY/BET, Gutachten zur Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, 2018, S. 103 ff.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

Zudem regelt der vorrangige und unmittelbar anwendbare Art. 13 Abs. 1 S. 2 EltBMVO ausdrücklich, dass der Redispatch auch allen Arten der Laststeuerung offenstehen muss. Ähnliches ergibt sich auch aus Art. 32 Abs. 1 S. 2 EltBMRL. Die Regelung des kostenbasierten Redispatch nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 13a (für VNB i.V.m. § 14 EnWG) entfaltet daher keine Sperrwirkung für eine marktbasiertere Beschaffung von lastseitiger Flexibilität.

2. § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 EnWG und AbLaV

§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 EnWG und der AbLaV enthält eine Sonderregelung für die Beschaffung abschaltbarer Lasten, die auch für das Engpassmanagement eingesetzt werden können. Die Regelung ist an enge Voraussetzungen geknüpft. U.a. findet sie keine Anwendung auf zuschaltbare Lasten und steht VNB nicht zur Verfügung. Hierdurch wird eine weitergehende Beschaffung von Lasten für das Engpassmanagement aber keineswegs ausgeschlossen. Dies ergibt sich insbesondere aus der allgemeinen Regelung des § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 EnWG, die die Nutzung von Lasten für das Engpassmanagement grundsätzlich vorsieht. Auch die §§ 7 und 8 SINTEG-V legen, indem sie zusätzliche Regelungen zur Erstattung wirtschaftlicher Nachteile für Letztverbraucher und für Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger treffen, die Zulässigkeit von Maßnahmen des Engpassmanagements gegenüber solchen Anlagen zugrunde.

Wiederum sind zudem Art. 13 Abs. 1 S. 2 EltBMVO und Art. 32 Abs. 1 S. 2 EltBMRL zu berücksichtigen, denen zufolge der Redispatch bzw. die Nutzung von Flexibilität alle Arten der Laststeuerung einbeziehen muss. Eine Beschränkung solcher Maßnahmen auf ÜNB oder der Ausschluss zuschaltbarer Lasten erscheinen damit nicht vereinbar. Auch die sonstigen Anforderungen der AbLaV an abschaltbare Lasten können vor dem Hintergrund dieser unionsrechtlichen Vorgaben nicht als abschließende Regelungen für die Einbeziehung von Lasten in das Engpassmanagement verstanden werden.

Erwogen werden kann lediglich, ob im Anwendungsbereich der AbLaV die dortigen Mechanismen vorrangig für die Beschaffung lastseitiger Flexibilität genutzt werden müssen. Diese Auffassung wird in der Literatur vertreten.³³³ Dies betrifft aber zum einen nur ÜNB. Für VNB entfaltet die AbLaV auch nach der genannten einschränkenden Auffassung keine Sperrwirkung. Zum anderen wird auch nach dieser einschränkenden Auffassung für ÜNB die Möglichkeit marktbasierter Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 EnWG jedenfalls außerhalb des

³³³ Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 153.

Anwendungsbereichs der AbLaV anerkannt, also etwa wenn Lasten nicht die Mindestnennleistung von 5 MW erreichen (§ 2 Nr. 7 AbLaV i.V.m. § 13i Abs. 2 S. 4 EnWG), wenn die Verpflichtung zur Kontrahierung von 1.500 MW (§§ 8 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 2 AbLaV) erfüllt wurde oder für zuschaltbare Lasten.³³⁴ Dies entspricht dem vom Verordnungsgeber benannten Zweck der AbLaV. Die AbLaV soll danach Anreize für ÜNB schaffen, abschaltbare Lasten zur Vermeidung oder Beseitigung von Störungen der Versorgungssicherheit einzusetzen.³³⁵ Weder durch §§ 13 Abs. 6, 13i Abs. 1 und 2 EnWG noch durch §§ 8, 11 AbLaV werden die ÜNB in der Möglichkeit beschränkt, über die Ausschreibungen nach der AbLaV hinaus weitere Lasten im Rahmen des § 13 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 6 EnWG zu beschaffen. Auch ein Vorrang der Beschaffung abschaltbarer Lasten nach AbLaV ist insoweit, abgesehen von der gesetzlich verankerten Beschaffungspflicht, nicht erkennbar. Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass auch die Sonderregelung des § 13 Abs. 6a EnWG für die kombinierte Beschaffung von abschaltbarer KWK-Erzeugungsleistung und zuschaltbarer Last aus elektrischer Wärmeerzeugung keine Sperrwirkung gegenüber der marktbasierter Beschaffung lastseitiger Flexibilität durch ÜNB entfaltet.³³⁶

3. § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 (und ggf. § 14) EnWG

Nach den vorstehenden Ausführungen ist davon auszugehen, dass das deutsche Recht der Einbeziehung von Lasten in das Engpassmanagement grundsätzlich nicht entgegensteht. Insbesondere ist auch eine marktbasierter Beschaffung von lastseitiger Flexibilität grundsätzlich durch § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 6 EnWG, für VNB i.V.m. § 14 EnWG, gedeckt. Hierauf wurde auch bereits in Teil 1 unter D.II.1.c. näher eingegangen.

Die Beschaffung lastseitiger Flexibilität durch VNB stößt allerdings auf Schwierigkeiten hinsichtlich der Anforderung des § 13 Abs. 6 i.V.m. § 14 EnWG, wonach zu- und abschaltbare Lasten über eine gemeinsame Internetplattform aller VNB beschafft werden müssen. Dass der Gesetzgeber diese Anforderung auch für VNB als anwendbar ansieht, ergibt sich im Umkehrschluss aus § 119 Abs. 2 Nr. 3 EnWG und § 5 SINTEG-V. Die Anforderung müsste auch im Hybridmodell für die Beschaffung von lastseitiger Flexibilität für das Engpassmanagement erfüllt werden. In der Praxis erscheint dies angesichts der Zahl von ca. 900 VNB im Strombereich

³³⁴ Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 153.

³³⁵ Begründung zur AbLaV 2013, BT-Drs. 17/11671, S. 10; Begründung der AbLaV 2016, BT-Drs. 18/8561, S. 17 f.

³³⁶ So auch Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 153.

Teil 3: Hybridmodell zur Beschaffung von Flexibilität für das Engpassmanagement

kaum durchführbar.³³⁷ Auch eine sachliche Rechtfertigung für diese Einschränkung erscheint zweifelhaft, da die Netzbetreiber in sehr unterschiedlichem Maße durch Netzengpässe betroffen sind und daher voraussichtlich vielfach keine Notwendigkeit für die Beschaffung von lastseitiger Flexibilität für das Engpassmanagement sehen werden. Die Vereinbarkeit dieser Einschränkung mit Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL erscheint daher sehr zweifelhaft. Es liegt aufgrund des vorrangigen Unionsrechts daher nahe, dass lastseitige Flexibilität im Hybridmodell auch ohne Einrichtung einer entsprechenden Internetplattform aller VNB Strom beschafft werden kann.

4. Allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 3 Abs. 1 GG

Soweit das Unionsrecht dem nationalen Gesetzgeber Spielräume bei der Ausgestaltung des Rechtsrahmens lässt, findet der allgemeine Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 GG Anwendung. Bedenken gegen das Hybridmodell sind auch insoweit aber nicht ersichtlich. Hierzu kann auf die Darstellung zum unionsrechtlichen Gleichheitssatz verwiesen werden (oben C.I.4.).

D. Ergebnis

Das oben beschriebene Hybridmodell zur Beschaffung von Redispatch der Erzeugung und Redispatch der Laststeuerung begegnet keinen durchgreifenden Bedenken nach Unionsrecht oder deutschem Recht.

Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL schließen ein hybrides Beschaffungsmodell für Flexibilität nicht aus. Vielmehr entspricht die im Ausgangspunkt marktbasierete Beschaffung lastseitiger Flexibilität den Zielen dieser Vorschriften besser als der weitgehende Verzicht auf die Nutzung lastbasierter Flexibilität. Das Hybridmodell ist auch mit dem unionsrechtlichen Gleichheitssatz und dem Erfordernis diskriminierungsfreier Beschaffung nach Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL vereinbar, da die unterschiedliche Beschaffung von Flexibilität aus Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen einerseits und Verbrauchsanlagen andererseits sachlich gerechtfertigt werden kann.

Bedenken gegen das Hybridmodell ergeben sich auch nicht aus deutschen Rechtsvorschriften. Weder die Regelung des kostenbasierten verpflichtenden Redispatch der Erzeugung und Stromspeicherung nach §§ 13, 13a EnWG (ggf. i.V.m. § 14 EnWG) noch die Regelungen zur Beschaffung lastseitiger Flexibilität nach § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 6 (ggf. i.V.m. § 14) EnWG und der AbLaV entfalten eine Sperrwirkung, die

³³⁷ So auch Ländner, Demand Response, 2020, S. 207.



der im Ansatz marktbasierter Beschaffung lastseitiger Flexibilität im Rahmen des Hybridmodells entgegenstehen könnte. Soweit § 13 Abs. 6 i.V.m. § 14 EnWG für die Beschaffung lastseitiger Flexibilität durch VNB eine gemeinsame Internetplattform aller VNB vorschreibt, was die praktische Umsetzung stark erschweren würde, erscheint diese Anforderung nicht mit den Vorgaben des Unionsrechts nach Art. 13 EltBMVO und Art. 32 EltBMRL vereinbar. Schließlich steht auch der allgemeine Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 GG, soweit er aufgrund nationaler Gestaltungsspielräume überhaupt anwendbar bleibt, dem Hybridmodell nicht entgegen, da auch insoweit eine sachliche Rechtfertigung für die unterschiedliche Behandlung besteht.

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

In enger Zusammenarbeit mit EWE NETZ wurde im enera-Projekt auch das Instrument der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG aus rechtswissenschaftlicher Perspektive untersucht.³³⁸ Hintergrund war die beabsichtigte Einführung einer automatisierten Regelung von Erzeugungsanlagen bei Netzengpässen, eines sog. Netzreglers.

A. Das Instrument der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG

Netzbetreiber sind nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Die hieraus resultierende Netzausbaupflicht wird in § 12 Abs. 3 EnWG, für VNB i.V.m. § 14 Abs.1 EnWG, dahingehend präzisiert, dass Netzbetreiber dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen. Im Falle der Einspeisung aus EE- oder Grubengasanlagen wird die Netzausbaupflicht nochmals speziell geregelt und tendenziell verschärft, vgl. § 12 EEG 2017 bzw. EEG 2021.³³⁹ Entsprechendes gilt nach § 3 Abs. 1 KWKG 2020 i.V.m. § 8 Abs. 4 und § 12 EEG 2017 bzw. EEG 2021 für hocheffiziente KWK-Anlagen.

Die Grenzen der Netzausbaupflicht, die sich aus den Begriffen „bedarfsgerecht“ und „wirtschaftlich zumutbar“ ergeben, werden u.a. durch die Regelung zur sog. Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG gesetzlich konkretisiert. Das Instrument der Spitzenkappung lässt eine gewisse Unterdimensionierung der Stromnetze zu. Es findet gemäß § 12 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 auch im Falle der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien entsprechende Anwendung. Danach können Netzbetreiber den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden darf. Hierdurch soll ein volkswirtschaftlich nicht mehr sinnvoller Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ vermieden werden, sodass Stromnetze nicht für eine Einspeisung der vollen

³³⁸ Auf die unionsrechtlichen Vorgaben aus Art. 13 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und Rates vom 5.7.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt wird im Folgenden nicht eingegangen.

³³⁹ Die vorliegende Untersuchung wurde unter Geltung des EEG 2017 erstellt, auf Neuregelung durch das EEG 2021 wird lediglich punktuell hingewiesen.

Erzeugungsleistung der angeschlossenen Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ausgelegt sein müssen, die nur an wenigen Stunden im Jahr tatsächlich gegeben ist.³⁴⁰ Der genaue Inhalt dieser Planungsoption der Netzbetreiber ist noch nicht abschließend geklärt.

Die Spitzenkappung ist von ÜNB mit Regelzonenverantwortung bei der Netzplanung im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans zwingend anwenden, vgl. § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG. Im Übrigen haben Netzbetreiber gemäß § 11 Abs. 2 EnWG ein Wahlrecht, ob sie ihrer Netzplanung die Spitzenkappung zugrunde legen. Entscheiden sie sich für eine Spitzenkappung, so müssen sie dies auf ihrer Internetseite veröffentlichen, den vorgelagerten Netzbetreiber, den ÜNB sowie die Regulierungsbehörden unverzüglich informieren und die Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar dokumentieren.

Sofern aufgrund der Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung zu bestimmten Zeiten nicht der gesamte erzeugte Strom transportiert werden kann, muss der Netzbetreiber Maßnahmen des Engpassmanagements ergreifen. Die betriebliche Umsetzung erfolgt derzeit durch Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 bzw. EEG 2021. Sofern ein Netzbetreiber nach § 15 Abs. 2 S. 1 EEG 2017 Kosten für die Reduzierung der Einspeisung von mehr als 3 % der jährlichen Stromerzeugung einer EE-, Grubengas- oder KWK-Anlage bei den Netzkosten geltend macht, muss er den Regulierungsbehörden Umfang und Ursachen der Einspeisereduzierung mitteilen und im Fall einer Spitzenkappung die entsprechende Dokumentation vorlegen, vgl. § 11 Abs. 2 S. 5 EnWG. Auch hinsichtlich des Einspeisemanagements im Falle einer Spitzenkappung ergeben sich Fragen nach der Auswahl der zu regelnden Anlagen, die nicht abschließend geklärt sind.

In der Folge werden Fragen der planerischen Spitzenkappung wie auch des dadurch ggf. erforderlich werdenden Einspeisemanagements näher untersucht. Zunächst wird auf die Anforderungen an die technische Ausstattung von Erzeugungsanlagen eingegangen und geprüft, ob Anlagen ausgehend von ihrer technischen Ausstattung im Rahmen des Einspeisemanagements vorrangig bzw. nachrangig geregelt werden dürfen (B.). Sodann wird die planerische Anwendung der Spitzenkappung von 3% der Jahreserzeugungsleistung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen näher betrachtet (C.). Schließlich wird die Auswahl der konkret zu steuernden Anlagen bei gleicher (D.) bzw. unterschiedlicher (E.) Sensitivität für den Netzengpass untersucht.

³⁴⁰ BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem, 3.4.2017, S. 14.

B. Technische Ausstattung der Erzeugungsanlagen

Die betriebliche Umsetzung des aufgrund Spitzenkappung ggf. erforderlichen Engpassmanagements erfolgt durch Maßnahmen des Einspeisemanagements. Netzbetreiber sind nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 berechtigt, ausnahmsweise – unter bestimmten Voraussetzungen – an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, S. 2 Nr. 1 oder Abs. 2 Nr. 1 oder 2 Buchstabe a EEG 2017 ausgestattet sind, zu regeln, also deren Einspeisung von Elektrizität in das Netz zu reduzieren oder vollständig zu unterbinden. Zunächst wird untersucht, welche gesetzlichen Anforderungen nach § 9 EEG 2017 an die technische Ausstattung der Anlagen bestehen und ob Anlagen ggf. technisch nachgerüstet werden müssen (I.). Anschließend wird geprüft, ob eine bestimmte technische Ausstattung der Anlage eine vorrangige oder nachrangige Regelung durch den Netzbetreiber rechtfertigen kann (II.).

I. Anforderungen an die technische Ausstattung

Im Folgenden wird dargestellt, welche gesetzlichen Vorgaben nach § 9 EEG 2017³⁴¹ in Hinblick auf die technische Ausstattung der Erzeugungsanlagen bestehen. Hierbei wird zwischen Anlagen, die ab dem 1.1.2017 in Betrieb genommen wurden („Neuanlagen“), und früher in Betrieb genommene Anlagen („Bestandsanlagen“) unterschieden.

1. Neuanlagen

Die Anforderungen an die technische Ausstattung von Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW, die ab dem 1.1.2017 in Betrieb genommen worden sind („Neuanlagen“), ergeben sich aus § 9 Abs. 1 EEG 2017. Teilweise gelten diese Anforderungen nach § 9 Abs. 2 EEG 2017 auch für kleinere Solaranlagen mit bis zu 100 kW Leistung.

a. Fernsteuerbarkeit

Zunächst müssen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW gemäß § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2017 mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Der Begriff der technischen Einrichtung ist gesetzlich nicht definiert, umfasst aber jede hard- oder

³⁴¹ Zu den technischen Anforderungen nach § 9 EEG 2021 siehe BT-Drs. 19/23482, S. 101 ff., sowie zu den Übergangsbestimmungen nach § 100 Abs. 4 EEG 2021 S. 140 f.

softwaregestützte Vorrichtung, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, die Einspeisung aus der Anlage zu reduzieren.³⁴² Eine Anlage ist fernsteuerbar, wenn die Einspeisung der Anlage jederzeit zumindest stufenweise heruntergefahren werden kann.³⁴³ Die bloße Möglichkeit, eine Anlage ferngesteuert ab- und anzuschalten, reicht nicht aus. Auch die ferngesteuerte Möglichkeit des mehrfachen Ab- und Anschaltens der Anlage wird vom BGH nicht als ausreichend angesehen, weil sie die Aufgabe des Netzbetreibers zusätzlich erschwert, die Anlagen zu regeln und dadurch die Netzsicherheit zu gewährleisten.³⁴⁴ Zur Erleichterung durch gemeinsame Regelung mehrerer Anlagen vgl. unten c.

Diese Anforderung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung mittels technischer Einrichtung gilt gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017 auch für Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW. Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW können wählen, ob sie diese Anforderung erfüllen oder am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzen wollen.

Die technische Ausstattung weist in der Praxis Unterschiede auf. Üblich sind sowohl Tonfrequenz-Rundsteuereinheiten (TRE) als auch Fernwirkanlagen (FWA). Bei TRE ist die Einspeisung nicht stufenlos regelbar, möglich ist lediglich eine Einspeisereduzierung in Stufen (100%, 60%, 30%, 0%). Zudem können zwischen dem Steuerbefehl des Netzbetreibers und der Reaktion einer Anlage mit TRE mehrere Minuten vergehen. Sowohl Anlagen mit einer TRE als auch Anlagen mit FWA ermöglichen jedoch eine ferngesteuerte, zumindest stufenweise Reduzierung der Einspeiseleistung. Beide technischen Einrichtungen erfüllen insoweit die Voraussetzungen des § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2017.

b. Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung

Zusätzlich muss der Netzbetreiber bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können, § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 2

³⁴² OLG Brandenburg Urt. v. 15.10.2019, REE 2020, 19, 20.

³⁴³ BGH, Urt. v. 14.1.2020 – XIII ZR 5/19 Rn. 21, 25, 29 (juris) = RdE 2020, 305-309; Cosack in Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 9 Rn. 21; § 9 Abs. 1 EEG 2021 sieht für Neuanlagen nach einem Übergangszeitraum eine stufenlose Regelbarkeit für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW vor, sobald hierzu die technische Möglichkeit besteht. Für Bestandsanlagen ist die Möglichkeit einer stufenweisen Einspeisereduzierung bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems weiterhin ausreichend. Vgl. dazu ausführlich den Gesetzesentwurf der Bundesregierung eines EEG 2021, BT-Drs. 19/23482, S. 101 ff.

³⁴⁴ BGH, Urt. v. 14.1.2020 – XIII ZR 5/19 Rn. 21, 25, 33 (juris). Dies gilt auch weiterhin nach § 9 EEG 2021.

EEG 2017. Bei kleinerer Anlagenleistung besteht diese Pflicht nicht. Insbesondere erstreckt auch § 9 Abs. 2 EEG 2017 diese Anforderung nicht auf Betreiber kleinerer Solaranlagen.

Zur Erfüllung der Anforderung ist es ausreichend, wenn die Ist-Einspeisung viertelstundenscharf abgerufen werden kann.³⁴⁵ Sofern bei Anlagen mit TRE kein Abruf der Ist-Einspeisung möglich ist, müssen diese zur Erfüllung der Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 nachgerüstet werden. Sofern der Abruf der Ist-Einspeisung auch anders ermöglicht werden kann, muss nicht zwingend eine FWA nachgerüstet werden.

c. Individuelle Ansteuerbarkeit der Anlage

Grundsätzlich müssen die dargestellten Anforderungen an Fernsteuerbarkeit und Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung für jede einzelne Anlage mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW erfüllt sein. Eine Ausnahme regelt § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2017: Sofern mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen, über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, ist es ausreichend, wenn sie mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Netzbetreiber jederzeit die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen kann. Diese Regelung gilt auch für Solaranlagen mit bis zu 100 kW Leistung, soweit diese nach § 9 Abs. 2 EEG 2017 über eine technische Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung verfügen müssen.

Zu prüfen war auch, ob diesen Anforderungen genügt wird, wenn Anlagen eines Typs an einem Trafo gemeinsam gesteuert werden können. Es handelt sich in einem solchen Fall um Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen. Es scheint jedoch nicht zwingend, dass Anlagen an einem Trafo stets über denselben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind. Nur wenn dies der Fall ist, entspricht die gemeinsame Regelung und Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung den Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2017. Soweit hingegen die Fernsteuerbarkeit und Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung auch für Anlagen mit unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten nur gemeinsam möglich sein sollte, müssten sie mit technischen Einrichtungen nachgerüstet werden, die die jederzeitige Fernsteuerung und Auslesung der Ist-Einspeisung zumindest pro Netzverknüpfungspunkt ermöglichen.

³⁴⁵ Begründung der Bundesregierung eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2009), BT-Drs. 16/8148, S. 42. Nach § 9 Abs. 1 EEG 2021 muss die Ist-Einspeisung jederzeit abrufbar sein. Für Bestandsanlagen gilt übergangsweise Altrecht, § 100 Abs. 4 EEG 2021.

2. Bestandsanlagen

Für Anlagen, die vor den 1.1.2017 in Betrieb genommen worden sind („Bestandsanlagen“), gelten teilweise abweichende Anforderungen. Zu unterscheiden ist zwischen den Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 1 (unten a), des § 9 Abs. 2 (unten b)) und des § 9 Abs. 1 S. 2 (ggf. i.V.m. § 9 Abs. 2) EEG 2017 (unten c). Hierbei ist jeweils nach dem Datum der Inbetriebnahme der Anlage zu differenzieren. Die Ergebnisse werden am Ende zusammengefasst (unten d)).

a. Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017

Für Bestandsanlagen mit einer Leistung größer 100 kW ergeben sich teilweise abweichende Anforderungen nach § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Im Einzelnen ist zu differenzieren.

aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017

Es gilt § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017. § 100 Abs.1 EEG 2017 sieht insoweit keine Abweichung vor. Eine Nachrüstung dieser Bestandsanlagen dürfte nicht erforderlich sein, da die Vorgängervorschrift des § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 wortgleich war.

Für PV-Anlagen gilt aufgrund von § 100 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 ergänzend die Maßgabe, dass § 3 Abs. 1 EEG 2017 auf Anlagen, die vor dem 1.1.2017 in Betrieb genommen worden sind, erstmalig in der Jahresabrechnung für 2016 anzuwenden ist. Nach der Fassung des § 3 Abs. 1 EEG 2017 stellt bei PV-Anlagen jedes Modul eine Anlage dar. Der BGH hatte zur Vorgängernorm entschieden, dass die Gesamtheit der Module eine einheitliche Anlage bildet.³⁴⁶

bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012 und vor dem 1.8.2014

Für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014 gelten grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014, vgl. § 100 Abs. 2 S. 1 EEG 2017. Gemäß der Übergangsvorschrift des § 100 Abs. 1 EEG 2014 sind damit grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014 auch auf ältere Bestandsanlagen anwendbar. Insbesondere gilt damit § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2014, der wortgleich mit § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ist. Eine Nachrüstung dieser Bestandsanlagen dürfte nicht erforderlich sein, da die Vorgängervorschrift des § 6 Abs. 1 EEG 2012 inhaltsgleich war.

cc. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2009 und vor dem 1.1.2012

Wie vorstehend ausgeführt, gelten für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014 grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014, und zwar auch für ältere

³⁴⁶ BGH Urt. v. 4.11.2015, VIII ZR 244/14, juris Rn. 15 = RdE 2016, 121, 121.

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

Bestandsanlagen. Damit gilt insbesondere § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2014, der wortgleich mit § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ist, soweit keine abweichenden Übergangsregelungen bestehen. Für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2012 ergeben sich jedoch Übergangsregelungen aus § 100 Abs. 2 Nr. 10 Buchstabe b) EEG 2017. Grundsätzlich findet danach anstelle des § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 die Vorschrift des § 6 EEG 2009 Anwendung. § 6 Abs. 1 EEG 2009 bestimmte:

*„Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind verpflichtet,
1. Anlagen, deren Leistung 100 Kilowatt übersteigt, mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung
a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung
auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf, und
2. sicherzustellen, dass eine Windenergieanlage am Verknüpfungspunkt mit dem Netz
einzeln oder gemeinsam mit anderen Anlagen die Anforderungen der Verordnung nach § 64
Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 erfüllt.“*

Die Anforderungen des § 6 Nr. 1 EEG 2009 entsprachen damit im Wesentlichen denen des § 9 Abs. 1 EEG 2017. Allerdings waren abweichend von § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 bzw. EEG 2017 anstelle technischer Einrichtungen auch betriebliche Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und zur Abrufung der Ist-Einspeisung zugelassen. Eine Nachrüstpflicht besteht im Falle dieser Fortgeltung des § 6 Nr. 1 EEG 2009 nicht, der Gesetzgeber hat mit § 100 EEG 2017 für die Fortgeltung von Altrecht entschieden.³⁴⁷ Damit blieben betriebliche Einrichtungen anstelle technischer Einrichtungen zulässig.

Für Solaranlagen größer 100 kW mussten hingegen ab dem 1.7.2012 die technischen Vorgaben des § 6 Abs. 1 EEG 2012 (die keine betrieblichen Einrichtungen mehr zuließen) eingehalten werden, vgl. § 100 Abs. 2 Nr. 10 Buchstabe b) EEG 2017 i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012. Insoweit bestand eine Verpflichtung zur Nachrüstung technischer anstelle betrieblicher Einrichtungen.³⁴⁸

dd. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2009

Mangels anderweitiger Sonderregelung finden die vorstehend unter cc. beschriebenen Anforderungen, die für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2012 gelten, auch auf Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2009 Anwendung. Zwar bestanden bei Inbetriebnahme vor dem 1.1.2009 zunächst keine technischen Anforderungen i.S.d. § 6 Abs. 1 EEG 2009 bzw. EEG 2012 oder des § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 bzw. EEG 2017. Diese Anlagen mussten jedoch bereits nach § 66

³⁴⁷ Eingehend Schlack, REE 2018, 69, 70.

³⁴⁸ BGH, Urt. v. 14.1.2020 – XIII ZR 5/19 Rn. 20 (juris).

Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009 bis zum 1.1.2011 gemäß den Anforderungen des § 6 Abs. 1 EEG 2009 nachgerüstet werden.

b. Anforderungen des § 9 Abs. 2 EEG 2017

Für Solar-Bestandsanlagen mit einer Leistung bis zu 100 kW ergeben sich ebenfalls teilweise abweichende Anforderungen. Im Einzelnen ist auch hier zu differenzieren.

aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017

Es gilt § 9 Abs. 2 EEG 2017. § 100 Abs. 1 EEG 2017 sieht insoweit keine Abweichung vor. Eine Nachrüstung dieser Bestandsanlagen dürfte nicht erforderlich sein, da die Vorgängervorschrift des § 9 Abs. 2 EEG 2014 wortgleich war.

bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012 und vor dem 1.8.2014

Die Vorschriften des EEG 2014 gelten für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014 grundsätzlich fort, vgl. § 100 Abs. 2 S. 1 EEG 2017. Gemäß der Übergangsvorschrift des § 100 Abs. 1 EEG 2014 sind damit grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014 auch auf ältere Bestandsanlagen anwendbar. Insbesondere gilt damit § 9 Abs. 2 EEG 2014, der wortgleich mit § 9 Abs. 2 EEG 2017 ist. Eine Nachrüstung dieser Bestandsanlagen dürfte aber nicht erforderlich sein, da die Vorgängervorschrift des § 6 Abs. 2 EEG 2012 inhaltsgleich war.

cc. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2012

Die Vorschriften des EEG 2014 gelten für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014 grundsätzlich fort, vgl. § 100 Abs. 2 S. 1 EEG 2017. Gemäß der Übergangsvorschrift des § 100 Abs. 1 EEG 2014 sind damit grundsätzlich die Vorschriften des EEG 2014, also auch § 9 Abs. 2 EEG 2014, auch auf ältere Bestandsanlagen anwendbar. Eine Sonderregelung besteht jedoch in § 100 Abs. 2 Nr. 10 Buchstabe b) EEG 2017. Danach findet anstelle des § 9 EEG 2014 grundsätzlich die Vorschrift des § 6 EEG 2009 Anwendung, der noch keine dem § 9 Abs. 2 EEG 2017 vergleichbare Regelung enthielt.

Solaranlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 kW, die nach dem 31.12.2008 in Betrieb genommen worden sind, müssen allerdings gemäß § 100 Abs. 2 Nr. 10 Buchstabe b) EEG 2017 i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 ab dem 1.1.2014 die technischen Vorgaben nach § 6 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012 (entspricht § 9 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017) einhalten. Insoweit besteht eine Nachrüstpflcht.

Demgegenüber besteht keine Nachrüstpflcht für Bestandsanlagen bis zu 30 kW Leistung. Keine Nachrüstpflcht besteht außerdem für die Bestandsanlagen im

Leistungsband von mehr als 30 kW bis zu 100 kW, die vor dem 1.1.2009 in Betrieb genommen worden sind.

c. Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 2, ggf. i.V.m. § 9 Abs. 2 EEG 2017

Für alle Bestandsanlagen i.S.v. § 9 Abs. 1 S. 1 oder Abs. 2 EEG 2017 gelten die Erleichterungen des § 9 Abs. 1 S. 2 (ggf. i.V.m. § 9 Abs. 2 EEG 2017) oder vergleichbare Vorschriften, so dass insoweit keine abweichenden Anforderungen bestehen. Im Einzelnen ist auch hier zu differenzieren.

aa. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.8.2014 und vor dem 1.1.2017

§ 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2017, der Erleichterungen bei gemeinsamem Netzverknüpfungspunkt von mehreren Anlagen vorsieht, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen, gilt auch für Bestandsanlagen, die ab dem 1.8.2014 in Betrieb genommen worden sind. Das EEG 2017 sieht für diese Bestandsanlagen keine Übergangsregelungen vor, vgl. insbesondere § 100 Abs. 1 und § 104 Abs. 1 EEG 2017. Eine rückwirkende Anwendung auf diese Bestandsanlagen ist aber auch nicht erforderlich, da § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2014 eine wortgleiche Regelung enthielt.

bb. Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014

Für Anlagen, die vor dem 1.8.2014 in Betrieb genommen worden sind und mit einer technischen Einrichtung nach § 6 Abs. 1 oder Abs. 2 Nr. 1 und 2 Buchstabe a) EEG 2012 ausgestattet werden mussten, findet § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2014 rückwirkend Anwendung, vgl. § 104 Abs. 1 EEG 2017.³⁴⁹ Die rückwirkende Anwendung ist zwar erst ab dem 1.1.2009 vorgesehen. Da die genannten Anforderungen an eine technische Einrichtung zuvor aber noch nicht galten, sind damit alle Fälle erfasst.

§ 104 Abs. 1 EEG 2017 stellt klar, dass es auch vor der Kodifizierung von § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2014 ausreichte, wenn mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energie einsetzen und über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, über eine gemeinsame technische Einrichtung verfügen, mit der jederzeit die gesamte Einspeiseleitung fernsteuerbar reduziert und die gesamte Ist-Einspeisung abgerufen werden kann. Die Regelung wurde eingefügt, nachdem die Rechtsprechung – abweichend von der zuvor geübten Praxis – entschieden hatte, dass jede einzelne Anlage über eine eigene technische Einrichtung verfügen müsse.³⁵⁰ Damit sollten Rechtssicherheit in der Vergangenheit hergestellt und

³⁴⁹ Außer bei anhängigem oder rechtskräftig entschiedenem Rechtsstreit.

³⁵⁰ LG Berlin, Urt. v. 14.3.12 – 22 O 352/11; bestätigt durch KG, Beschl. v. 9.7.12 – 23 U 71/12 = RdE 2013, 95, 97.

Auseinandersetzungen über Rückforderungsansprüche für die Vergangenheit vermieden werden.³⁵¹

d. Ergebnisse zu den Bestandsanlagen

Die Anforderungen des § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 (oder entsprechender Normen aus früheren Fassungen des EEG) gelten für alle Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012. Sie gelten außerdem für Solaranlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2012. Für andere Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2012 sind dagegen anstelle technischer Einrichtungen auch betriebliche Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und zur Abrufung der Ist-Einspeisung zugelassen.

Die Anforderungen des § 9 Abs. 2 EEG 2017 (oder entsprechender Normen aus früheren Fassungen des EEG) gelten für alle Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012. Sie gelten außerdem für Solar-Bestandsanlagen im Leistungsband von mehr als 30 kW bis zu 100 kW, die vor dem 1.1.2012, aber nach dem 1.1.2009 in Betrieb genommen worden sind.

Die Erleichterungen des § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2017, ggf. i.V.m. § 9 Abs. 2 EEG 2017, (oder entsprechender Normen aus früheren Fassungen des EEG) gelten für alle Bestandsanlagen, die mit technischen Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit oder Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung ausgestattet werden mussten.

3. Kostentragung für die technische Ausstattung

Die Kostentragung für die technische Ausstattung, ggf. auch deren Nachrüstung, ist in § 9 EEG 2017 nicht ausdrücklich geregelt. Nach allgemeinen Grundsätzen folgt aus der gesetzlichen Verpflichtung zu einer bestimmten Anlagenausstattung auch die Kostentragungspflicht, sofern nichts Abweichendes geregelt ist. Die gesetzlichen Ausstattungspflichten hinsichtlich Fernsteuerbarkeit und Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung treffen gemäß § 9 EEG 2017 den Anlagenbetreiber, so dass ihn auch die Kosten für die erforderlichen technischen Einrichtungen treffen. Hierfür lässt sich außerdem anführen, dass es sich um eine Ausstattung handelt, die zwischen der Anlage und dem Netzverknüpfungspunkt einzubauen ist, sodass diese Kosten grundsätzlich dem Netzanschluss und damit dem Anlagenbetreiber zuzuordnen

³⁵¹ Begründung des Regierungsentwurfs zur grundlegenden Reform des EEG (EEG 2017), BT-Drs. 18/1304, S. 182 f.

sind.³⁵² Lediglich wenn die Einrichtungen in das Eigentum des Netzbetreibers übergehen sollten, trägt er gemäß § 12 Abs. 2 i.V.m. § 17 EEG 2017 grundsätzlich auch die Kosten.³⁵³

II. Vorrangige Regelung von Erzeugungsanlagen mit Fernwirkanlagen

Fraglich ist, ob die Ausstattung einer Erzeugungsanlage mit einer FWA eine vorrangige Steuerung durch den Netzbetreiber im Vergleich zu einer Erzeugungsanlage mit TRE rechtfertigen kann.

1. Gesetzliche Ausgangslage zur Abschaltreihenfolge

§ 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 berechtigt Netzbetreiber, ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene EE-, Grubengas- und KWK- Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, S. 2 Nr. 1 oder Abs. 2 Nr. 1 oder Nr. 2 Buchstabe a) EEG 2017 ausgestattet sind, zu regeln, wenn andernfalls ein Netzengpass entstünde.

Hinsichtlich der Reihenfolge der Regelung bei mehreren in Betracht kommenden Anlagen enthält § 14 Abs. 1 EEG 2017 einige Vorgaben. Erstens sieht § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 vor, dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt werden muss, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Zweitens sind Anlagen i.S.v. § 9 Abs. 2 EEG 2017, d.h. Solaranlagen mit bis zu 100 kW installierter Leistung, erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Drittens müssen die Netzbetreiber nach § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

Von der Möglichkeit gemäß § 85 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. a) und b) EEG 2017, eine verbindliche Reihenfolge oder verbindliche Kriterien für die Reihung durch den Netzbetreiber durch Festlegung zu bestimmen, hat die BNetzA bisher keinen Gebrauch gemacht. Ebenso wenig hat sie nach § 85 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. c) EEG 2017 festgelegt, welche Stromerzeugungsanlagen nach § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017

³⁵² Vgl. § 16 EEG 2017; Cosack in Frenz/Müggendorf/Cosack/Hennig/Schomerus (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 9 Rn. 86 f.; OLG Stuttgart, Urt. v. 23.10.2014 – 2 U 4/14, juris Rn. 67 = ZNER 2015, 55, 57; Kment, NVwZ 2016, 1438, 1440.

³⁵³ Vgl. hierzu BGH, Urt. v. 1.10.20008 - VIII ZR 21/07, Rn. 17 ff. (juris); OLG Celle, Urt. v. 2.11.2006 – 5 U 78/06, Rn. 38 (juris)= ZNER 2007, 72, 72; Rühr, Netzpraxis 9/2019, 60, 61.

auch bei Anwendung des Einspeisemanagements am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.

2. Größtmögliche Einspeisung aus EE und KWK als primäres Ziel

Innerhalb der Anlagen nach § 9 Abs. 1 EEG 2017 (Anlagen über 100 kW Leistung) müssen die Netzbetreiber nach § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Maßgeblich ist insoweit vor allem die Sensitivität der Anlagen zur Behebung des jeweiligen Netzengpasses. Grundsätzlich müssen daher Anlagen mit höherer Sensitivität vorrangig geregelt werden. Hierauf wird unten im Einzelnen eingegangen (Teil 4 unter D. und E.). Vorliegend werden nur Anlagen mit gleicher Sensitivität untersucht.

Eine vorrangige Steuerung von Erzeugungsanlagen mit FWA gegenüber solchen mit TRE könnte sich bei gleicher Sensitivität der Anlagen aus § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 ergeben. Im ersten Fall handelt es sich um stufenlos steuerbare Anlagen, während im zweiten Fall nur eine stufenweise Steuerung möglich ist (100%, 60% 30%, 0%). Gemäß dem Ziel, die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abzunehmen, liegt die Verpflichtung des Netzbetreibers nahe, vorrangig die Anlagen zu steuern, die sich im konkret erforderlichen Umfang regeln lassen, sofern andernfalls eine unnötig große Menge an EE-Strom abgeregelt werden müsste.³⁵⁴ Dies kann je nach den Umständen des Einzelfalls zu einer vorrangigen Inanspruchnahme der Anlagen mit FWA führen, um sicherzustellen, dass im Sinne des § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 insgesamt die größtmögliche Menge an EE- und KWK-Strom eingespeist wird.

3. Diskriminierungsfreiheit als Maßstab der weiteren Ausgestaltung

Der verantwortliche Netzbetreiber muss bei der Regelung von Erzeugungsanlagen, auch wenn er eine Spitzenkappung durchgeführt hat, diskriminierungsfrei vorgehen.³⁵⁵ Dies verlangt aber keine vollständige Gleichbehandlung aller Anlagen.³⁵⁶ Vielmehr kann eine stärkere Belastung von Anlagen mit Ausfallarbeit aus sachlichen Gründen gerechtfertigt sein. In diesem Fall liegt schon keine Diskriminierung dieser Anlagen vor.

³⁵⁴ Vgl. auch hinsichtlich eines vollständigen Abschaltens der Anlage BGH Urt. v. 14.1.2020 – XIII ZR 5/19 Rn. 33 (juris).

³⁵⁵ Vgl. auch Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 80.

³⁵⁶ Tüngler in Kment (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 11 Rn. 55.

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

Bei der Auswahl der zu regelnden Anlagen ist nach herrschender Meinung aufgrund des Normzwecks von dem „Gemeinlastprinzip“ auszugehen.³⁵⁷ Der Netzbetreiber soll die Ausfallarbeit danach grundsätzlich diskriminierungsfrei in etwa gleichmäßig auf alle Anlagen verteilen. Eine diskriminierungsfreie Verteilung der Ausfallarbeit kann aber auch bei unterschiedlicher Belastung der Anlagenbetreiber vorliegen, wenn hierfür ein sachlicher Grund besteht. Aufgrund des Entschädigungsanspruchs der von Einspeisemanagement betroffenen Anlagenbetreiber werden alle potenziell betroffenen EE-Anlagen wirtschaftlich im Wesentlichen gleichgestellt, so dass der Netzbetreiber seine Auswahl an denjenigen Parametern ausrichten kann, die für eine optimale Netzauslastung bei garantierter Stabilität relevant sind, ohne dass er die ökonomischen Interessen der Betreiber der an sein Netz angeschlossenen Anlagen beachten muss.³⁵⁸ Dies gilt insbesondere, nachdem die frühere Beschränkung der Entschädigung auf 95 % (vgl. im Einzelnen § 15 EEG 2017) gemäß Art. 13 Abs. 7 EltBMVO und § 15 EEG 2021 zugunsten einer vollständigen Entschädigung aufgegeben wurde. Bei der näheren Ausgestaltung der Abschaltreihenfolge kann dem Netzbetreiber im Übrigen ein Spielraum zukommen.³⁵⁹ In einem solchen Fall besteht nicht nur eine einzige zutreffende Verteilungsregel, sondern mehrere nichtdiskriminierende Möglichkeiten zur Verteilung der Ausfallarbeit. Weitere Überlegungen zur Abschaltreihenfolge finden sich unten Teil 4 unter D. und E.

Anlagen mit TRE beim Einspeisemanagement gar nicht oder nur nachrangig zu regeln, ist daher nur zulässig, wenn hierfür ein sachlicher Grund angegeben werden kann.

4. Vorrangige Regelung aus Gründen der Systemsicherheit

Ein sachlicher Grund für die vorrangige Regelung bestimmter Anlagen kann sich insbesondere aus Gründen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergeben. Dies bringen auch § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und § 85 Abs. 2 Nr. 2 Buchstabe c) EEG 2017 im Hinblick auf Abweichungen vom Einspeisevorrang zum Ausdruck. Es ist anerkannt, dass eine effektive Gefahrenabwehr mit einer absoluten Gleichverteilung der Ausfallarbeit nicht immer vereinbar ist.³⁶⁰ Dies entspricht der Verpflichtung des Netzbetreibers nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu

³⁵⁷ Frenz in Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus (Hrsg.) EEG, 5. Aufl. 2018, § 14 Rn. 29; Salje, EEG, 8. Aufl. 2018, § 14 Rn. 9; Lindner, Abschaltreihenfolge im Rahmen des Einspeisemanagements des EEG, 2014, S. 69 ff., 102.

³⁵⁸ In diesem Sinne BGH Urt. v. 11.02.2020 – XIII ZR 27/19 Rn. 39 (juris).

³⁵⁹ Vgl. auch Frenz in Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus (Hrsg.) EEG, 5. Aufl. 2018, § 14 Rn. 39.

³⁶⁰ Lehnert, ZUR 2015, 277, 279; Kment, NVwZ 2016, 1138, 1142; vgl. auch König BerLKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 EEG Rn. 55.

verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Ist die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört, so sind die Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG, für VNB i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG, berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen und hierzu erforderlichenfalls die Stromeinspeisungen anzupassen oder eine solche Anpassung zu verlangen. Zwar hat der Netzbetreiber hierbei grundsätzlich die Anforderungen des § 14 Abs. 1 EEG 2017 zu beachten. Soweit dies jedoch die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung verhindern würde, kann ausnahmsweise von diesen Anforderungen abgewichen werden, insbesondere wenn der Netzbetreiber auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen ist und keine technisch gleich wirksamen anderen Maßnahmen verfügbar machen kann, vgl. § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG.

Lassen sich bestimmte Anlagen schneller oder zuverlässiger regeln als andere Anlagen, kann hierin ein sachlicher Grund für eine vorrangige Regelung liegen. Entscheidend ist insoweit, ob aufgrund der schlechteren Regelungsmöglichkeit der anderen Anlagen eine Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht. Der Umstand für sich allein, dass eine Anlage mit FWA schneller oder zuverlässiger geregelt werden kann als eine Anlage mit TRE, erscheint für diese Feststellung allerdings nicht stets ausreichend. Eine solche Gefahr könnte aber z.B. zu bejahen sein, wenn zwischen Steuerungssignal und Wirksamkeit des Steuerbefehls mehrere Minuten vergehen oder die Reaktion der Anlage unsicher ist. Ob eine Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht, muss der Netzbetreiber prüfen.

Ähnliche Erwägungen gelten auch dann, wenn Anlagen (noch) nicht den Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 entsprechen. Zwar sind sie entsprechend nachzurüsten. Bis zu der erforderlichen Nachrüstung ist es aber ebenfalls sachlich gerechtfertigt, andere Anlagen vorrangig zu regeln, wenn andernfalls eine Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems entstehen könnte. Denkbar ist dies z.B., wenn bei noch nicht nachgerüsteten Anlagen die Ist-Einspeisung nicht abrufbar ist. Ob deshalb eine Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht, muss wiederum der Netzbetreiber prüfen. Der Netzbetreiber kann aber nicht von sich aus, abweichend von den gesetzlichen Vorgaben nach § 9 EEG 2017, auf eine Nachrüstung dieser Anlagen verzichten mit der Folge, dass diese dauerhaft nur nachrangig geregelt werden. Dies widerspräche den gesetzlichen Pflichten zur technischen Ausstattung der Anlagen und dem Grundgedanken des Gemeinlastprinzips.

C. Bedeutung der 3%-Grenze für die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG

Gemäß § 11 Abs. 2 EnWG können Netzbetreiber den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden darf. Fragen ergeben sich insbesondere daraus, dass die in der Netzplanung zugrunde gelegte Einspeisereduzierung bestimmter Anlagen von der im Rahmen des Einspeisemanagements tatsächlich durchgeführten Einspeisereduzierung abweichend kann. Es lässt sich weder ausschließen, dass das Einspeisemanagement bei bestimmten Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen zu einer größeren Einspeisereduzierung als 3% der Jahreserzeugung führt, noch, dass eine Einspeisereduzierung andere EE-Anlagen als Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen trifft. Dies gilt auch dann, wenn insgesamt weniger als 3% der Jahreserzeugung der unmittelbar an das Netz angeschlossenen Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen abgeregelt wird. In der Folge ist näher zu untersuchen, welche Bedeutung dieser 3 %-Grenze einerseits im Rahmen der Netzplanung (unten I.) und andererseits im Rahmen des Einspeisemanagements (unten II.) zukommt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Möglichkeit (vgl. oben Teil 4 unter B.II.) gelegt, dass die höhere Zuverlässigkeit der Steuerungstechnik von FWA dazu führen kann, dass so ausgestattete Erzeugungsanlagen stärker vom Einspeisemanagement betroffen sind als Anlagen mit TRE.

I. Berücksichtigung der 3%-Grenze in der Netzplanung

1. Anlagenbezogene Ausgestaltung der 3%-Grenze

§ 11 Abs. 2 EnWG sieht einen Reduktionsfaktor der Spitzenkappung in Höhe von 3% für die Netzplanung vor. Der 3%-Wert ist nach dem Wortlaut ausdrücklich anlagenbezogen ausgestaltet. Im Rahmen der Spitzenkappung dürfen Netzbetreiber für ihre Netzplanung danach eine Ausfallarbeit von 3 % der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie berücksichtigen. Dies entspricht auch der Begründung des Gesetzentwurfs zur Weiterentwicklung des Strommarkts.³⁶¹ Dieses Verständnis entspricht auch dem Gesetzeszweck. Der Gesetzgeber geht unter Hinweis auf die zugrunde liegende BMWi-Verteilernetzstudie davon aus, dass eine planerische

³⁶¹ Begründung des Gesetzentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 79, verweisend auf E-Bridge/IAEW/OFFIS, Verteilernetzstudie, 2014, S. 76 ff.

C. Bedeutung der 3%-Grenze für die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG

Berücksichtigung von max. 3% an Jahreserzeugungsleistung einer Anlage hinreichenden Spielraum für die Netzbetreiber zur Reduktion der Netzausbaukosten eröffnet und die volkswirtschaftlichen Folgekosten in einem angemessenen Verhältnis zu den ersparten Netzausbaukosten hält.³⁶²

2. Anwendung der 3%-Grenze in der Netzplanung

Zu untersuchen ist in der Folge, ob im Rahmen der Netzplanung pauschal pro Windenergieanlage an Land und pro Solaranlage eine Reduktion der elektrischen Arbeit um 3 % zugrunde gelegt werden darf oder ob auf die prognostizierte konkrete Inanspruchnahme der Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements abzustellen ist. Diese Entscheidung ist auch für die Frage von Bedeutung, ob die technische Ausstattung einer Erzeugungsanlage mit FWA oder mit TRE bei der Anwendung der Spitzenkappung in der Netzplanung zu berücksichtigen ist, weil sie zu einer unterschiedlichen Inanspruchnahme im Rahmen des Einspeisemanagements führen kann (dazu bereits Teil 4 unter B.II.). In der Folge wird zudem danach unterschieden, ob die nicht mit FWA ausgerüsteten Anlagen die Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 erfüllen (unten a.) oder aber technisch nachzurüsten sind (unten b.).

a. Anlagen, die die Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 erfüllen

Im Rahmen der Spitzenkappung „können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden darf“, § 11 Abs. 2 EnWG. Nicht klar ersichtlich ist aus dem Wortlaut, ob damit eine Reduktion im Rahmen der prognostizierten Durchführung des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 gemeint ist oder ob die Reduktion pauschal je Windenergieanlage an Land und je Solaranlage, losgelöst von der prognostizierten Durchführung des Einspeisemanagements, berücksichtigt werden darf. Daher bleibt nach dem Wortlaut offen, ob eine pauschale Reduktion von bis zu 3% der elektrischen Arbeit je Windenergieanlage an Land und je Solaranlage angenommen werden darf oder ob im Rahmen der Netzplanung die prognostizierte Inanspruchnahme der jeweiligen Anlage im Rahmen des Einspeisemanagements zugrunde zu legen ist und diese nicht mehr als 3% betragen darf.

Abweichungen zwischen einer pauschalen planerischen Reduktion pro Windenergieanlage an Land und Solaranlage und einer konkreten planerischen

³⁶² Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 79; E-Bridge/IAEW/OFFIS, Verteilernetzstudie, 2014, S. 76, 125.

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

Berücksichtigung unter Zugrundelegung der prognostizierten Inanspruchnahme der Anlagen für das Einspeisemanagement können sich in verschiedener Hinsicht ergeben. Erstens können im Rahmen des Einspeisemanagements auch andere Erzeugungsanlagen als Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen geregelt werden. Zweitens kann sich innerhalb der Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen eine Ungleichverteilung der Ausfallarbeit aufgrund der Vorrangregel des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 ergeben, wonach kleine Solaranlagen (bis 100 kW) stets nachrangig zu regeln sind (dazu auch unten Teil 4 unter E.III.). Drittens schließlich kann sich innerhalb der größeren Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (d.h. über 100 kW) eine Ungleichverteilung der Ausfallarbeit aufgrund vorrangiger Regelung bestimmter Anlagen ergeben, z.B. aufgrund unterschiedlicher Sensitivität für den Netzengpass (§ 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017) oder aus Gründen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Daher kann ein Ansatz, der eine pauschale planerische Reduktion pro Windenergieanlage an Land und pro Solaranlage um 3 % vorsieht, dazu führen, dass die tatsächliche Ausfallarbeit im Rahmen des Engpassmanagements bei bestimmten dieser Anlagen deutlich höher, bei anderen Anlagen aber deutlich geringer ausfällt als 3 %.

Eine Netzplanung auf Grundlage einer pauschalen Reduktion von bis zu 3% der elektrischen Arbeit je Windenergieanlage an Land und je Solaranlage erscheint aufgrund des anlagenbezogenen Grenzwerts von 3% der elektrischen Arbeit problematisch. Sie ist mit dem Ziel der Spitzenkappung schwer vereinbar, (nur) selten auftretende Einspeisespitzen abzuregeln, und konstanter einspeisende Anlagen (etwa konventionelle, KWK-, Biomasse-, Offshore-Windenergie- sowie Wasserkraftanlagen) deshalb bei der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung nicht zu berücksichtigen. Zugrunde liegt die Annahme, dass das volkswirtschaftliche Optimum für die Spitzenkappung bei einem anlagenscharfen Wert von maximal drei Prozent der Jahresenergie pro Windenergieanlage an Land und Solaranlage liegt.³⁶³ Dies spricht dafür, dass die Spitzenkappung so in der Netzplanung berücksichtigt werden soll, dass auch in der Umsetzung (d.h. im Einspeisemanagement) möglichst nur Einspeisespitzen in einem Umfang von bis zu 3 % je Windenergieanlage an Land und je Solaranlage abgeregelt werden. Diesem Verständnis entspricht es auch, dass gemäß § 11 Abs. 2 S. 5 EnWG der BNetzA und der zuständigen Landesregulierungsbehörde anzuzeigen ist, wenn für eine Anlage eine Ausfallarbeit von mehr als 3% der jährlichen Erzeugungsleistung entsteht, damit die Behörde

³⁶³ Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 79.

C. Bedeutung der 3%-Grenze für die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG prüfen kann, ob die Netzplanung nach § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG korrekt durchgeführt worden ist.³⁶⁴

Für ein solches Verständnis spricht weiterhin, dass die zugrunde liegende Verteilernetzstudie die Berücksichtigung von Biomasseanlagen in der Netzplanung ausdrücklich abgelehnt hatte, weil dies – bei Bewertung der abgeregelten Energie mit dem EEG-Vergütungssatz – zu signifikant höheren Kosten führen würde.³⁶⁵ Damit geht auch die Verteilernetzstudie offenbar davon aus, dass Biomasseanlagen grundsätzlich nicht in Umsetzung der Spitzenkappung abgeregelt werden, weil andernfalls das Ziel der Kostenbegrenzung nicht erreicht würde. Der Gesetzgeber wollte den Empfehlungen der Verteilernetzstudie ersichtlich folgen.³⁶⁶

Ausgehend von diesen Überlegungen erscheint denkbar, dass in der Netzplanung – soweit möglich – berücksichtigt werden muss, welche Anlagen in Umsetzung der Spitzenkappung voraussichtlich geregelt werden. Auf Grundlage dieser konkreten (und nicht pauschalen) Betrachtung dürfte die abgeregelte Strommenge je Windenergieanlage an Land und je Solaranlage nicht mehr als 3 % der prognostizierten elektrischen Jahresarbeit betragen und die übrigen Anlagen müssten grundsätzlich die gesamte elektrische Arbeit einspeisen können.

Im Ergebnis ergibt sich bei diesem Verständnis, dass eine absehbar häufigere Regelung von Anlagen mit FWA gegenüber Anlagen mit TRE (dazu oben B.II.) bereits in der Planung berücksichtigt werden müsste. Dadurch würde eine Überschreitung der 3%-Grenze bei Anlagen mit FWA bereits auf der Planungsebene zumindest weitgehend ausgeschlossen. War eine stärkere Regelung bestimmter Anlagen für die ursprüngliche Netzplanung noch nicht ersichtlich, ergibt sich diese aber anschließend aus der Betriebserfahrung, müsste die Netzplanung angepasst und das Netz im Anschluss ggf. ausgebaut werden.

Allerdings sind die gesetzlichen Vorgaben zur planerischen Spitzenkappung undeutlich. Daher sollte die Frage einer pauschalen oder aber konkreten Anwendung der 3 %-Grenze in der Netzplanung noch vertieft geprüft werden. Fraglich erscheint insbesondere, inwieweit es für die volkswirtschaftliche Effizienz von Bedeutung ist, wie sich die Ausfallarbeit zwischen den einzelnen Windenergieanlagen an Land und

³⁶⁴ Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 81.

³⁶⁵ E-Bridge/IAEW/OFFIS, Verteilernetzstudie, 2014, S. 81.

³⁶⁶ Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 54, 60, 78 ff.

Solaranlagen verteilt, solange deren Ausfallarbeit in Summe nicht mehr als 3 % ausmacht.

b. Anlagen, die die Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 (noch) nicht erfüllen

Für Anlagen, die den Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2017 nicht entsprechen, stellt sich die Frage nach ihrer Behandlung während der Übergangszeit bis zur erfolgten Nachrüstung. Hier erscheint es nach dem Normzweck des § 11 Abs. 2 EnWG (Vermeidung von wirtschaftlich ineffizientem Netzausbau) denkbar, diese Anlagen in der Netzplanung so zu behandeln, als seien sie schon nachgerüstet. In der Netzplanung bliebe also unberücksichtigt, dass diese Anlagen für eine Übergangszeit nur nachrangig oder gar nicht für das Einspeisemanagement herangezogen werden. Andernfalls könnte das Ziel, den Netzausbaubedarf im Rahmen der zulässigen Spitzenkappung zu reduzieren, insoweit nicht mehr verwirklicht werden, als der Netzausbau bereits vor der Anlagennachrüstung durchgeführt oder zumindest begonnen worden ist.

Soweit sich dadurch für eine Übergangszeit eine verstärkte Regelung von Erzeugungsanlagen mit FWA ergibt, weil die noch nicht nachgerüsteten Erzeugungsanlagen aus Gründen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nur nachrangig in Anspruch genommen werden, erscheint dies mit dem Normzweck des § 11 Abs. 2 EnWG vereinbar. Voraussetzung ist allerdings, dass eine zügige Nachrüstung erfolgt, da es nur durch die Übergangssituation gerechtfertigt werden kann, dass die nachrangige Regelung von Anlagen ohne FWA in der Netzplanung nicht berücksichtigt wird.

II. Berücksichtigung der 3%-Grenze beim Einspeisemanagement

1. Keine unmittelbare Anwendbarkeit der 3%-Grenze beim Einspeisemanagement

Die Vorschrift des § 11 Abs. 2 EnWG gilt ausdrücklich nur für die Netzplanung. Auch die Gesetzesbegründung stellt ausdrücklich klar, dass der operative Netzbetrieb von der Regelung des § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG nicht unmittelbar betroffen ist.³⁶⁷ Es ist daher nicht ausgeschlossen, dass im Rahmen des Einspeisemanagements, das infolge der Spitzenkappung oder aus anderen Gründen erforderlich wird, Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen in einem größeren Umfang als 3 % ihrer elektrischen Arbeit geregelt werden. Dieses Verständnis liegt auch § 11 Abs. 2 S. 5 EnWG zugrunde, wonach eine Mitteilungspflicht besteht, wenn für eine Anlage eine Ausfallarbeit von mehr als 3% der jährlichen Erzeugungsleistung entsteht. Nach der

³⁶⁷ Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 80.

C. Bedeutung der 3%-Grenze für die Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG

Gesetzesbegründung kann die Regulierungsbehörde dann prüfen, ob eine fehlerhafte Netzplanung vorliegt.³⁶⁸ Es wird also nicht notwendig von einer fehlerhaften Netzplanung nach § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG ausgegangen. Ebenso wenig ist eine Regelung von sonstigen Erzeugungsanlagen (konventionell, andere EE, KWK, Grubengas) infolge der Spitzenkappung ausgeschlossen. Folgt man dem dargelegten Verständnis zur Anwendung der 3%-Grenze in der Netzplanung, wonach auf die prognostizierte Inanspruchnahme der jeweiligen Anlage im Rahmen des Einspeisemanagements abzustellen ist (oben I.), so sollten derartige Situationen aber nicht allzu häufig auftreten.

2. Mittelbarer Einfluss der 3%-Grenze auf das Einspeisemanagement?

Fraglich ist, ob und ggf. inwieweit die 3%-Grenze für die Spitzenkappung mittelbar Einfluss auf die Abschaltreihenfolge im Einspeisemanagement gewinnen kann. Möglich sind jedenfalls gesetzliche Regelungen mit dem Ziel, den Gleichlauf von planerischer Spitzenkappung und Durchführung des Einspeisemanagements zu verbessern. So hatte sich die dem § 11 Abs. 2 EnWG zugrunde liegende BMWi-Verteilernetzstudie aufgrund der höheren Kosten gegen eine Berücksichtigung von Biomasseanlagen in der Spitzenkappung ausgesprochen.³⁶⁹ Die Neuregelung des Einspeisemanagements durch das NABEG 2.0 (§ 13 Abs. 1 S. 2 EnWG n.F.) sieht mit Wirkung ab dem 1.10.2021 zukünftig eine Modifikation der Abschaltreihenfolge vor, wonach von mehreren geeigneten Maßnahmen diejenigen auszuwählen sind, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Damit würden Biomasseanlagen im Einspeisemanagement regelmäßig erst nachrangig zu den in der Spitzenkappung berücksichtigten Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen geregelt werden, soweit sie nicht aufgrund wesentlich höherer Sensitivität ausnahmsweise geringere Kosten verursachen.

Ob die planerische Spitzenkappung auch unabhängig von einer konkreten gesetzlichen Regelung bei der Abschaltreihenfolge des Einspeisemanagements berücksichtigt werden kann, ist nicht abschließend geklärt. Die Gesetzesbegründung geht davon aus, dass die Leitfäden zur Abschaltreihenfolge der Anlagen beim Netzbetrieb unverändert bestehen bleiben.³⁷⁰ Dies legt nahe, dass die Abschaltreihenfolge durch die Spitzenkappung nicht verändert werden soll. Demgegenüber formulierte die zugrunde liegende Verteilernetzstudie vorsichtiger, dass die Abschaltreihenfolge nach ökonomischen Gesichtspunkten erfolgen sollte

³⁶⁸ Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 81.

³⁶⁹ E-Bridge/IAEW/OFFIS, Verteilernetzstudie, 2014, S. 81.

³⁷⁰ Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 80.

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

und auf den Grundsätzen des Leitfadens der BNetzA basieren könne, die im Hinblick auf ihre Umsetzbarkeit geprüft und ggf. weiterentwickelt werden müssten.³⁷¹ Damit wird offenbar eine Anpassung der Abschaltreihenfolge infolge der planerischen Spitzenkappung für möglich gehalten. Würden in größerem Umfang auch andere Erzeugungsanlagen als Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen geregelt, könnte dies auch den Empfehlungen der Studie zuwiderlaufen, wonach insbesondere Biomasseanlage aufgrund der höheren zu erwartenden Entschädigungen im Vergleich zu Windkraft- und PV-Anlagen für die Spitzenkappung nicht berücksichtigt werden sollten.³⁷² Denn diese höheren Kosten würden auch dann entstehen, wenn Biomasseanlagen zwar in der planerischen Spitzenkappung unberücksichtigt blieben, für das Einspeisemanagement aber herangezogen würden.

Der Gesetzgeber wollte den Empfehlungen der Verteilernetzstudie ersichtlich folgen.³⁷³ Daher erscheint die Belastbarkeit der genannten Aussage in der Gesetzesbegründung, wonach die Leitfäden zur Abschaltreihenfolge der Anlagen beim Netzbetrieb unverändert bestehen bleiben sollten, zweifelhaft. Auch der Grundsatz der Nichtdiskriminierung steht einer Berücksichtigung der planerischen Spitzenkappung bei der Bestimmung der Abschaltreihenfolge nicht notwendig entgegen, da die unterschiedliche Behandlung von Anlagen in der Netzplanung als sachlicher Grund für eine unterschiedliche Behandlung im Rahmen des Einspeisemanagements angesehen werden könnte. Im Ergebnis ist daher offen, ob und ggf. inwieweit die planerische Spitzenkappung als ein Kriterium bei der Bestimmung der Abschaltreihenfolge berücksichtigt werden darf.

Jedenfalls verfolgt das Einspeisemanagement primär das Ziel einer effektiven und effizienten Behebung von Netzengpässen, so dass die Abschaltreihenfolge vor allem an diesem Ziel auszurichten ist. Soweit die vorrangige Inanspruchnahme anderer Anlagen als Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen also etwa der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems dient, ist die Abschaltreihenfolge entsprechend auszugestalten, auch wenn damit andere Anlagen geregelt werden als in der planerischen Spitzenkappung zugrunde gelegt.

D. Auswahl der zu regelnden Anlage bei gleichen Sensitivitäten

Für das Einspeisemanagement müssen eine oder mehrere Anlagen ausgewählt werden, deren Einspeisung reduziert wird, um den Netzengpass zu entlasten. Im

³⁷¹ E-Bridge/IAEW/OFFIS, Verteilernetzstudie, 2014, S. 125.

³⁷² E-Bridge/IAEW/OFFIS, Verteilernetzstudie, 2014, S. 81.

³⁷³ Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BT-Drs. 18/7317, S. 54, 60, 78 ff.

Folgendes wird untersucht, nach welche Kriterien die Anlagenauswahl erfolgen kann, wenn mehrere verfügbare Anlagen die gleiche Sensitivität für den Netzengpass aufweisen.

I. Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit

§ 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 berechtigt den Netzbetreiber, ausnahmsweise EE-, KWK- und Grubengasanlagen, die unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossen sind, zu regeln, wenn andernfalls ein Netzengpass entstünde. Wie bereits ausgeführt (oben B.II.1.) enthält § 14 Abs. 1 EEG 2017 einige Vorgaben zur Abschaltreihenfolge. Erstens sieht § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 vor, dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt werden muss, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Zweitens sind Anlagen i.S.v. § 9 Abs. 2 EEG 2017, d.h. Solaranlagen mit bis zu 100 kW installierter Leistung, erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Drittens müssen die Netzbetreiber nach § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

Unter Berücksichtigung dieser Vorgaben – insbesondere größtmögliche Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen – hat der Netzbetreiber die Abschaltreihenfolge diskriminierungsfrei auszugestalten. Wie ebenfalls bereits ausgeführt (oben B.II.3.) soll der Netzbetreiber die Ausfallarbeit in etwa gleichmäßig auf alle Anlagen verteilen, doch kann eine diskriminierungsfreie Verteilung der Ausfallarbeit auch bei unterschiedlicher Belastung der Anlagenbetreiber vorliegen, wenn hierfür ein sachlicher Grund besteht. Bei der näheren Ausgestaltung kann dem Netzbetreiber ein Spielraum zukommen.

II. Mögliche Auswahlkriterien

Der BDEW hat einen Branchenleitfaden veröffentlicht, der weitere Kriterien für die Abschaltreihenfolge vorschlägt. Dieser BDEW-Praxisleitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern (Stand 31.10.2014) stellt weder einen verbindlichen Rechtsakt dar, noch gilt für ihn die Vermutung der Einhaltung anerkannter Regeln der Technik des § 49 Abs. 2 EnWG. Er kann daher keine von den gesetzlichen Regelungen abweichenden Vorgaben aufstellen. Insbesondere kann er keine Ausnahmen vom Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit begründen und ist nicht gleichrangig mit diesem. Die Auswahlentscheidung des Netzbetreibers muss vielmehr stets diskriminierungsfrei erfolgen, das Auswahlermessen also anhand objektiver und nachvollziehbarer Kriterien ausgeübt werden.

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

Die im BDEW-Leitfaden genannten Kriterien und die daraus abgeleitete Abschaltreihenfolge sind daher an den gesetzlichen Vorgaben und insbesondere dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit zu messen. Im Ergebnis können dem Leitfaden lediglich Überlegungen entnommen werden, wie eine diskriminierungsfreie Auswahl der zu regelnden Anlagen erfolgen könnte. Bei ihrer Anwendung ist aber jeweils zu prüfen, ob die Ergebnisse dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit und den sonstigen gesetzlichen Vorgaben entsprechen. Der BDEW-Leitfaden kann daher nicht als Grundlage für die Handlungsabfolgen der Netzbetreiber für jede erdenkliche Engpasssituation zum „Abarbeiten“ verstanden werden.³⁷⁴

Grundsätzlich erscheinen die im BDEW-Leitfaden vorgeschlagenen Kriterien und die daraus abgeleitete Abschaltreihenfolge mit den gesetzlichen Regelungen vereinbar und unter dem Gesichtspunkt der Nichtdiskriminierung sinnvoll. Beispielhaft lässt sich etwa festhalten, dass die Kriterien der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit teilweise bereits in § 13 EnWG und § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 sowie § 85 Abs. 2 Nr. 2 Buchstabe c) EEG 2017 angelegt sind und dem Normzweck nach § 1 Abs. 1 EnWG entsprechen. Ihre Berücksichtigung im Rahmen der Abschaltreihenfolge liegt daher nahe. Auch das Kriterium der Umweltverträglichkeit schlägt sich bereits teilweise in dem Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und hocheffizienter KWK sowie in der gesetzlichen Vorgabe nieder, die größtmögliche Menge an EE- und KWK-Strom einzuspeisen. Demnach kann ein sachlicher Grund z.B. gegeben sein, wenn Anlagen, die wenigstens teilweise erneuerbare Energien einsetzen, nachrangig zu anderen Anlagen geregelt werden. Das Kriterium der Kosteneffizienz des Maßnahmeneinsatzes erscheint gleichfalls sachlich gerechtfertigt und entspricht dem Normzweck nach § 1 Abs. 1 EnWG. Die BNetzA erachtet eine Reihung von Anlagen nach einem Quotienten aus netzdienlicher Wirkung und zu entrichtender Vergütung bei Redispatchmaßnahmen für zulässig.³⁷⁵ Die Festlegung wurde zwar durch BNetzA aufgehoben,³⁷⁶ weil das OLG Düsseldorf Teile davon beanstandet hatte.³⁷⁷ Die BNetzA geht aber davon aus, dass eine Anwendung der nicht durch das OLG Düsseldorf beanstandeten Teile der Festlegung weiterhin möglich ist. Zukünftig findet das Kriterium der Kosteneffizienz im Rahmen des § 13 EnWG n.F. mit Wirkung ab dem 1.10.2021 ausdrückliche Berücksichtigung. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Anwendung der Kriterien und Abschaltreihenfolge, wie sie im BDEW-Leitfaden vorgeschlagen werden, besteht allerdings nicht. Vielmehr verfügen die Netzbetreiber, wie ausgeführt, häufig über einen Gestaltungsspielraum.

³⁷⁴ So auch Lehnert, ZUR 2015, 277, 280.

³⁷⁵ Vgl. BNetzA, Festlegung v. 31.10.2012, BK6-11-098, S. 43, 46.

³⁷⁶ BNetzA v. 15.6.2015, BK6-11-098A.

³⁷⁷ OLG Düsseldorf VI-3 Kart 331/12 (V).

E. Auswahl der zu regelnden Anlage bei unterschiedlichen Sensitivitäten

Grundsätzlich sind auch KWK-Anlagen, die dem § 9 Abs. 1 EEG 2017 unterfallen (Biogas-KWK und hocheffiziente KWK), in das Einspeisemanagement einzubeziehen. Hinsichtlich der Abschaltreihenfolge enthält zunächst § 3 Abs. 2 S. 2 und 3 KWKG 2020 eine gesetzliche Regelung. Danach ist KWK-Strom, für den Zuschlagzahlungen nach § 8a oder eine finanzielle Förderung nach § 8b KWKG 2020 in Anspruch genommen werden, vorrangig zu Strom aus erneuerbaren Energien abzuregeln, sofern nicht eine Abweichung hiervon volkswirtschaftlich effizienter und zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems mindestens gleich geeignet ist. Bei der weiteren Ausgestaltung der Abschaltreihenfolge können KWK-Anlagen nachrangig zu regeln sein, wenn hierfür ein sachlicher Grund besteht. Ein sachlicher Grund kann sich insbesondere ergeben, wenn die Regelung der KWK-Anlage zu einer Beeinträchtigung der Wärmeversorgung führt.

E. Auswahl der zu regelnden Anlage bei unterschiedlichen Sensitivitäten

Stehen für das Einspeisemanagement mehrere EE- und KWK-Anlagen zur Verfügung, die eine unterschiedliche Sensitivität für den Netzengpass aufweisen, müssen Netzbetreiber grundsätzlich vorrangig die Anlagen mit der höchsten Sensitivität für den Netzengpass heranziehen. Dies entspricht der Pflicht der Netzbetreiber nach § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 sicherzustellen, dass insgesamt die größtmögliche Menge an EE- und KWK-Strom abgenommen wird. Im Folgenden wird untersucht, ob Abweichungen von diesem Grundsatz nach der Rechtslage des EEG 2017 in Betracht kommen.

I. Grundsatz: Abnahme der größtmöglichen Strommenge aus EE und KWK

Im Rahmen des Einspeisemanagements hat der Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 sicherzustellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Dies hat in der Regel zur Folge, dass die EE- oder KWG-Anlagen mit der höchsten Sensitivität vorrangig geregelt werden müssen. Hinsichtlich der Genauigkeit der Sensitivitätsprüfung (z.B. mehr als die 3. Nachkommastellen) enthält das Gesetz keine ausdrücklichen Vorgaben. Nach dem Gesetzeszweck ist darauf abzustellen, ob sich noch ein spürbarer Einfluss auf die Menge des abgeregelten EE- und KWK-Stroms ergibt.

Die vorrangige Regelung von EE- oder KWK-Anlagen mit geringerer Sensitivität mit der Folge einer Abweichung von der gesetzlichen Vorgabe des § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 bedarf einer gesetzlichen Grundlage. Eine solche kann sich insbesondere aus dem gesetzlich anerkannten Gesichtspunkt der Sicherheit und Zuverlässigkeit des

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

Elektrizitätsversorgungssystemen ergeben (unten E.II.). Abweichende Vorgaben enthalten darüber hinaus § 9 Abs. 2 EEG 2017 (unten E.III.) und § 3 Abs. 2 S. 2 und 3 KWKG 2020 (unten E.IV.).

Bestehen keine derartigen Ausnahmen, müssen die Anlagen mit der höchsten Sensitivität vorrangig geregelt werden. Dies gilt auch dann, wenn dadurch eine sehr ungleichmäßige Verteilung der Ausfallarbeit auf einzelne EE- und KWK-Anlagen eintritt. Selbst wenn man die 3 %-Grenze der Spitzenkappung als zulässiges Differenzierungskriterium im Rahmen des Einspeisemanagements ansehen wollte (dies ist offen, vgl. oben C.II.2.), könnte ein solches Kriterium erst zur weiteren Differenzierung zwischen Anlagen gleicher Sensitivität Berücksichtigung finden. Eine Abweichung von der ausdrücklichen gesetzlichen Vorgabe des § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 erscheint nicht begründbar.

Für den Grundsatz der größtmöglichen Stromeinspeisung aus EE und KWK ist grundsätzlich auch unerheblich, ob es sich um geförderte Stromerzeugung handelt oder nicht. Der Einspeisevorrang gemäß § 11 Abs. 1 EEG 2017 besteht für den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien, unabhängig von einer etwaigen Förderung der Stromerzeugungsanlage und deren Dauer. Entsprechend ist der Einspeisevorrang im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 unabhängig von einer finanziellen Förderung der Anlage zu wahren, vgl. § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017. Dementsprechend ist schließlich auch der Entschädigungsanspruch nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 nicht auf Anlagen beschränkt, die eine finanzielle Förderung nach dem EEG erhalten. Insbesondere erfasst § 15 Abs. 1 EEG 2017 alle „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“. Wie § 3 Nr. 1 EEG 2017 verdeutlicht, ist mit dem Begriff der „Anlage“ keine Beschränkung auf solche Erzeugungsanlagen verbunden, die eine finanzielle Förderung nach dem EEG erhalten. Ein etwaiger Verlust der finanziellen Förderung wird daher – ebenso wie der Verlust von Veräußerungserlösen – im Rahmen der finanziellen Entschädigung nach § 15 EEG 2017 berücksichtigt. Entsprechendes gilt gemäß § 3 Abs. 1 und 2 KWKG 2020 grundsätzlich für KWK-Strom. Allerdings besteht insoweit eine Sonderregelung für KWK-Strom, der nach § 8a oder 8b KWKG 2020 finanziell gefördert wird (dazu unten E.V.).

II. Abweichende Abschaltreihenfolge aus Systemsicherheitsgründen

Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erlauben bei Netzengpässen ein Abweichen von den Vorgaben des § 14 Abs. 1 EEG 2017. Wie bereits ausgeführt (oben B.II.4.), entspricht dies der Verpflichtung des Netzbetreibers nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, ein sicheres,

E. Auswahl der zu regelnden Anlage bei unterschiedlichen Sensitivitäten

zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Ist die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört, so sind die Netzbetreiber nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG, für VNB i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG, berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen und hierzu erforderlichenfalls die Stromeinspeisungen anzupassen oder eine solche Anpassung zu verlangen. Zwar hat der Netzbetreiber hierbei grundsätzlich die Anforderungen des § 14 Abs. 1 EEG 2017 zu beachten. Soweit dies jedoch die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung verhindern würde, kann ausnahmsweise von diesen Anforderungen abgewichen werden, insbesondere wenn der Netzbetreiber auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen ist und keine technisch gleich wirksamen anderen Maßnahmen verfügbar machen kann, vgl. § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG.

Lässt die Regelung der Anlage mit der höchsten Sensitivität für den Engpass weitere Gefährdungen des Netzes erwarten, dürfen daher abweichend von § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 auch andere Maßnahmen ergriffen werden.³⁷⁸ In derartigen Fällen darf also von dem Grundsatz, dass die größtmögliche Strommenge aus EE- und KWK-Anlagen abgenommen werden muss, abgewichen werden. Ob eine Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems besteht, hat der Netzbetreiber zu prüfen.

Wie bereits ausgeführt kommt eine Ausnahme aus Gründen der Systemsicherheit auch dann in Betracht, wenn die Steuerungstechnik einer Anlage schneller oder zuverlässiger auf die Steuersignale des Netzbetreibers reagiert. Dies kann insbesondere dazu führen, dass Anlagen mit FWA auch dann vorrangig gegenüber Anlagen mit TRE zu regeln sind, wenn sie eine geringere Sensitivität für den Netzengpass aufweisen. Entscheidend ist insoweit, ob der Rückgriff auf die Anlage mit der höheren Sensitivität aufgrund der eingeschränkten Steuerungsfähigkeit, die sich aus der Verwendung einer TRE ergibt, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet. Dies gilt auch dann, wenn die technische Ausstattung einer Anlage den Anforderungen des § 9 Abs. 1 EEG 2019 nicht entspricht, doch darf der Netzbetreiber nicht auf die gesetzlich erforderliche Nachrüstung verzichten. Ob eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorliegt, hat der Netzbetreiber zu prüfen (vgl. bereits oben B.II.4. für Anlagen mit gleicher Sensitivität).

³⁷⁸ Vgl. auch Lehnert, ZUR 2015, 277, 279; Frenz in Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus (Hrsg.) EEG, 5. Aufl. 2018, § 14 Rn. 19-20.

III. Strikte Nachrangigkeit von Anlagen i.S.d. § 9 Abs. 2 EEG 2017?

Anlagen i.S.v. § 9 Abs. 2 EEG 2017 sind nach dem Wortlaut des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 nachrangig zu den sonstigen von § 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 erfassten Anlagen zu regeln, ohne dass deren Sensitivität für den Engpass berücksichtigt wird. Anlagen nach § 9 Abs. 2 EEG 2017 sind daher insbesondere nachrangig zu Anlagen nach § 9 Abs. 1 EEG 2017, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind, zu regeln. Nach dem Gesetzeswortlaut kommt dem Netzbetreiber auch kein Auswahlermessen zu („sind“ nachrangig zu regeln). Der Wortlaut des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 lässt daher eindeutig keine Einschränkung im Hinblick auf die Sensitivität der Anlagen zu. Für dieses Verständnis könnte auch die Erwägung sprechen, dass Kleinanlagen bis 100 kW installierter Leistung gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 9 Abs. 1 und 2 EEG 2017 mit Ausnahme der Solaranlagen bislang überhaupt nicht in das Einspeisemanagement einbezogen werden. Dies könnte nahelegen, dass auch kleine Solaranlagen nur ausnahmsweise – nachrangig zu den größeren Anlagen – geregelt werden sollen.

Fraglich ist, ob dennoch eine Abweichung von dieser Abschaltreihenfolge möglich ist, um verstärkt auch kleine Solaranlagen regeln zu können, die eine größere Sensitivität für den Engpass haben. Anhaltspunkte hierfür könnten sich aus den Gesetzesmaterialien ergeben. Denn die Gesetzesbegründung formulierte, abweichend vom jetzigen Gesetzeswortlaut, „sollen... nachrangig geregelt werden“.³⁷⁹ Der Begriff „sollen“ lässt nach üblichem juristischem Verständnis Abweichungen von der Vorrangregel zu.

Aufgrund des systematischen Zusammenhangs ist auch § 14 Abs. 1 S. 3 EEG zu prüfen, demzufolge die Netzbetreiber „im Übrigen“ sicherstellen müssen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Die Formulierung „im Übrigen“ könnte dahingehend verstanden werden, dass dieses Kriterium erst nach Anwendung der Regelung des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 zu Anwendung kommen soll, also nur innerhalb der jeweiligen Anlagengruppe (Anlagen nach § 9 Abs. 1 oder nach § 9 Abs. 2 EEG 2017). Dem Wortlaut nach könnte die Formulierung möglicherweise aber auch dahingehend verstanden werden, dass das Kriterium der größtmöglichen Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung ergänzend neben der Vorrangregel des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 Berücksichtigung finden soll. In diesem Sinne könnte möglicherweise auch die Gesetzesbegründung verstanden werden, wonach der Netzbetreiber „vorher“ (d.h. vor der Regelung von Anlagen nach

³⁷⁹ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 64.

E. Auswahl der zu regelnden Anlage bei unterschiedlichen Sensitivitäten

§ 9 Abs. 2 EEG 2017) mittels einer Sensitivitätsanalyse sicherstellen soll, dass die Anlagen geregelt werden, die den größten Einfluss auf die Verbesserung der Netzsituation haben, damit insgesamt möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energien abgenommen werden kann.³⁸⁰

Zweifel an einer uneingeschränkten Anwendung der Vorrangregel des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 wecken zudem die zugrundeliegenden Erwägungen und Wertungen des Gesetzgebers. Nach der Gesetzesbegründung sollen kleine Solaranlagen nachrangig geregelt werden, „auch weil hier keine Daten über die Ist-Einspeisung vorliegen“.³⁸¹ Dem Wortlaut nach greift die Vorrangregel des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 aber selbst dann ein, wenn Anlagen i.S.d. § 9 Abs. 2 EEG 2017 fernsteuerbar sind und die Ist-Einspeisung abrufbar ist. Die maßgeblichen Erwägungen des Gesetzgebers kommen in der Gesetzesbegründung daher offenbar nicht klar zum Ausdruck. Ein weiterer Grund für die Nachrangigkeit könnte in dem vergleichsweise hohen Aufwand im Verhältnis zu der geringen Einspeiseleistung der Anlagen liegen.³⁸² Dies verlangt aber keinen zwingenden Nachrang der Regelung von Kleinanlagen. Ausreichend wäre insoweit in Wahlrecht des Netzbetreibers, der dann die konkrete Netzsituation berücksichtigen könnte. Schließlich steht ein strikter Nachrang der Regelung kleiner Solaranlagen in einem wertungsmäßigen Widerspruch zu dem Grundgedanken größtmöglicher Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen, der nicht nur in § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 zum Ausdruck kommt, sondern auch in § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 und § 13 Abs. 3 EnWG.

Im Hinblick auf Normzweck und sachliche Begründung verbleiben daher Zweifel an einem strikten Nachrang der Regelung kleiner Solaranlagen. Diese sachlichen Gesichtspunkte gewinnen an Gewicht durch die Neuregelung des Einspeisemanagements im NABEG 2.0. Nach § 13 Abs. 1 S. 3 EnWG n.F., der ab 1.10.2021 gilt, besteht ausdrücklich kein strikter Nachrang der Regelung von Kleinanlagen (mehr). Die Vorschrift lautet:

„Maßnahmen gegenüber Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung unter 100 Kilowatt, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, dürfen die Betreiber von Übertragungsnetzen unabhängig von den Kosten nachrangig ergreifen.“

³⁸⁰ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 64.

³⁸¹ Begründung des Gesetzesentwurfs der Fraktionen CDU/CSU zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 64.

³⁸² So auch König in BerlKommEnR Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 EEG Rn. 44; vgl. auch Bericht des Wirtschaftsausschusses zum NABEG 2.0, BT-Drs. 19/9027, S. 11.

Teil 4: Spitzenkappung und Engpassmanagement

Damit hat der Netzbetreiber ein Wahlrecht, ob er solche Kleinanlagen nachrangig regeln will oder nicht. Hintergrund ist nach der Begründung des Wirtschaftsausschusses, dass der Aufwand für Maßnahmen gegenüber solchen kleinen Anlagen und der Nutzen für die Engpassentlastung außer Verhältnis stehen können.³⁸³ Die Gesetzesbegründung lässt aber nicht erkennen, ob in der Neuregelung eine Abweichung von § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 gesehen wird oder nicht.

Im Ergebnis spricht daher zwar der Wortlaut eindeutig für eine Interpretation des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017, wonach Anlagen i.S.d. § 9 Abs. 2 EEG 2017 stets nur nachrangig zu den sonstigen von § 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 erfassten Anlagen geregelt werden dürfen, auch wenn sie eine höhere Sensitivität für den Engpass aufweisen. Dies dürfte auch der Auffassung in der Kommentarliteratur entsprechen. Jedenfalls von einem Autor wird die uneingeschränkte Anwendbarkeit der Vorrangregel des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 eindeutig befürwortet.³⁸⁴ Die übrige Kommentarliteratur nimmt überwiegend nicht ausdrücklich zum Verhältnis der beiden Kriterien (§ 14 Abs. 1 S. 2 und S. 3 EEG 2017) Stellung. Die dortigen Ausführungen legen eine uneingeschränkte Anwendung der Vorrangregel des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 aber zumindest nahe.³⁸⁵ Eine einschränkende Interpretation des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017, wonach Abweichungen im Hinblick auf die Sensitivität der Anlagen möglich sind, erscheint aus den oben dargestellten Gründen nach juristischen Auslegungskriterien aber nicht ausgeschlossen.

IV. Regelung von hocheffizienten KWK-Anlagen

Gemäß § 3 Abs. 1 KWKG 2020 genießen auch hocheffiziente KWK-Anlagen einen Einspeisevorrang. EE- und KWK-Anlagen sind dabei grundsätzlich gleichgestellt, vgl. § 11 Abs. 1 S. 3 EEG 2017 und § 3 Abs. 2 S. 1 KWKG 2020. Für KWK-Anlagen, die für erzeugten Strom Zuschlagzahlungen nach § 8a oder eine finanzielle Förderung nach § 8b KWKG 2020 erhalten, ist die Abnahmepflicht des Netzbetreibers gemäß § 3 Abs. 2 S. 2 KWKG 2020 aber nachrangig zu der Abnahmepflicht für Strom aus EE-Anlagen ausgestaltet. Eine Ausnahme besteht gemäß § 3 Abs. 2 S. 3 KWKG 2020 nur dann, wenn dies volkswirtschaftlich effizienter und zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems mindestens gleich geeignet ist.

Demnach müssen hocheffiziente KWK-Anlagen grundsätzlich vorrangig zu EE-Anlagen geregelt werden, selbst wenn diese EE-Anlagen eine größere Sensitivität für den

³⁸³ Bericht des Wirtschaftsausschusses zum NABEG 2.0, BT-Drs. 19/9027, S. 11.

³⁸⁴ König in *BerlKommEnR* Band 6, 4. Aufl. 2018, § 14 EEG Rn. 44 ff., 53.

³⁸⁵ Vgl. Schellberg in *Greb/Boewe* (Hrsg.), EEG, 2018, § 14 Rn. 16; Salje, EEG, 8. Aufl. 2018, § 14 Rn. 5; Frenz in *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus* (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 14 Rn. 25 ff.

E. Auswahl der zu regelnden Anlage bei unterschiedlichen Sensitivitäten

Netzengpass aufweisen. Der Gesetzgeber möchte hierdurch nicht nur Treibhausgasemissionen, sondern auch die Brennstoffkosten für fossile Energieträger vermeiden. Diese KWK-Anlagen genießen aber weiterhin einen Einspeisevorrang gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen, da § 3 Abs. 2 S. 2 KWKG 2020 den Abnahmevorrang nur gegenüber EE-Anlagen einschränkt.³⁸⁶

Anders als bei der Vorrangregel des § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 besteht hier eine gesetzliche Abweichungsmöglichkeit nach § 3 Abs. 2 S. 3 KWKG 2020. EE-Anlagen dürfen danach vorrangig zu hocheffizienten KWK-Anlagen geregelt werden, wenn dies zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems mindestens gleich geeignet und volkswirtschaftlich effizienter ist. Diese Ausnahmeregelung knüpft allerdings nicht unmittelbar an die Sensitivität der Anlagen an, sondern (bei mindestens gleicher Eignung zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit) an die volkswirtschaftliche Effizienz. Insoweit ist zu prüfen, welche Auswirkungen die geringere Sensitivität der KWK-Anlagen auf die volkswirtschaftliche Effizienz hat. Wenn sich aufgrund der höheren Sensitivität der EE-Anlage auch eine höhere volkswirtschaftliche Effizienz ihrer Regelung ergibt, kann von der Vorrangregel des § 3 Abs. 2 S. 2 KWKG 2020 abgewichen werden. Bei dem Vergleich der volkswirtschaftlichen Effizienz sind insbesondere die volkswirtschaftlichen Vorteile einer höheren Sensitivität aufgrund der Abregelung einer geringeren Strommenge sowie etwaige volkswirtschaftliche Nachteile aufgrund höherer Treibhausgasemissionen und höherer Brennstoffkosten der KWK-Anlagen zu berücksichtigen.

³⁸⁶ Begründung des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, BT-Drs. 18/10209, S. 74; ebenso Assmann in Assmann/Pfeiffer (Hrsg.), KWKG, 2018, § 3 Rn. 51.

Ausblick

Viele der im enera-Projekt adressierten Fragen sind weiterhin Gegenstand der Forschung. Aus rechtlicher Sicht bleibt die Frage relevant, inwieweit Deutschland abweichend vom Grundsatz des marktbasierten Redispatch nach Art. 13 Abs. 2 S. 1 EltBMVO einen kostenbasierten Redispatch vorschreiben darf und welcher Raum, z.B. im Rahmen eines hybriden Beschaffungsmodells, für eine marktbasierete Beschaffung von Engpassmanagementleistungen bleibt. Im Rahmen fortschreitender Sektorenkopplung wird auch die Frage Bedeutung gewinnen, inwieweit die Erbringung von Engpassmanagement- und Systemdienstleistungen durch Betreiber anderer Energieinfrastrukturen entflechtungsrechtlich zulässig ist. Problematisch erscheinen auch die derzeitige Ausgestaltung der planerischen Spitzenkappung und ihre betrieblichen Konsequenzen im Rahmen des Engpassmanagements. Eine nähere Untersuchung vor dem Hintergrund der unionsrechtlichen Spitzenkappung nach Art. 13 Abs. 5 lit. a EltBMVO und der Neuerungen des Redispatch 2.0 bietet sich an.



Literaturverzeichnis

- Altrock, Martin/ Dalibor, Marcel Führen Maßnahmen des Netzausbaus zu einem Netzengpass im Sinne des EEG-Einspeisemanagements? ZNER 2020, S. 78-84
- Altrock, Martin/
Oschmann/ Theobald
(Hrsg.) Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 3. Aufl. München 2011
- Altrock, Martin/
Vollprecht, Jens Zur Entwicklung des Einspeisemanagements zwischen dem Vorrang Erneuerbarer Energien und dem Ausbau fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten, ZNER 2011, S. 231-243
- Assmann, Lukas/
Pfeiffer, Max (Hrsg.) Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Kommentar, München 2018
- Baumann, Toralf/ Gabler, Andreas/ Günther, Reinald Cornelius (Hrsg.) Erneuerbare-Energien-Gesetz, Handkommentar, Baden-Baden 2020
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept, Berlin 2015, https://www.bdew.de/media/documents/20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, Berlin 2017, <https://www.bdew.de>.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, Berlin 2017, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V./
Verband kommunaler Unternehmen e.V. Praxisleitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Ausgabe 3.0, Berlin Oktober 2014, https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20141031_BD-EW-VKU-Leitfaden-Massnahmen-Stromnetzbetreiber-3-0-Aenderungen.pdf
- Berliner Kommentar zum Energierecht Band 1 in zwei Halbbänden (EnWG), hrsg. von Säcker, Franz-Jürgen, 4. Aufl. Frankfurt a.M. 2019
- Band 3 (EEG), hrsg. von Säcker, Franz-Jürgen, 4. Aufl. Frankfurt a.M. 2018
- Band 6 (KWKG), hrsg. von Säcker, Franz-Jürgen, 4. Aufl. Frankfurt a.M. 2018

Literaturverzeichnis

- Bundesministerium für
Wirtschaft und Energie Aktionsplan Gebotszone gem. Art. 15 Verordnung (EU)
2019/943 – Bundesrepublik Deutschland, Berlin 2019,
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionspla
n-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- Bundesministerium für
Wirtschaft und Energie Aktionsplan Stromnetz, Berlin 2018,
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionspla
n-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=10)
- Bundesnetzagentur Flexibilität im Stromversorgungssystem, Bonn 2017,
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/
DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzent
wicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blo
b=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bundesnetzagentur Leitfaden Einspeisemanagement, Version 3.0, Bonn 2018,
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/
DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuer
bareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfade
n3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Bundesnetzagentur Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement-Abschaltrangfolge,
Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen
auf die Netzentgelte, Version 1.0, Bonn, Stand 29.3.2011,
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/
DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuer
bareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/Leitfaden
EEG_Version10_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Bundesnetzagentur Positionspapier Einspeisung Wasserstoff und SNG – Ergebnis
der Konsultation, Bonn,
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/
DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzzug
angUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_M
ethan/Konsultationsergebnisse.pdf?__blob=publicationFile&v=
1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/Konsultationsergebnisse.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bundesnetzagentur Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr
2020, Bonn 2021,
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/B
erichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=p
ublicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Bundesnetzagentur /
Bundeskartellamt Monitoringbericht 2018, Bonn 2019,
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/
Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf;jsessionid=1E
AF4085B20EB7C89BB5641FBF4A8B0?__blob=publicationFile
&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf;jsessionid=1EAF4085B20EB7C89BB5641FBF4A8B0?__blob=publicationFile&v=6)
- Bundesnetzagentur / Monitoringbericht 2019, Bonn 2020,

- Bundeskartellamt https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- Bundesnetzagentur /
Bundeskartellamt https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Boemke, Maximilian Die Regelungen des EEG 2017 im Überblick, NVwZ 2017, 1-7.
- Börries, Stefan/
Herrmann, André/ Ott,
Ralf/ Petters, Benjamin/
Höckner, Jonas Netzbetreiberkoordination im Kontext eines Flexibilitätsmarkts und der "gelben Ampelphase", emw 6/2018, 48-50
- Britz, Gabriele/
Hellermann, Johannes/
Hermes, Georg (Hrsg.) Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, 3. Aufl. München 2015
- Brunekreeft, Gert et. al. Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitätsmärkten- und anderen Energiemärkten“, Bremen 2020,
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/200319_JUB_Gaming_Kurzgutachten.pdf
- Brunekreeft, Gert et. al. Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-Flexmarkt, HEMF Working Paper 1/2020,
https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp2001_OEkonominischeUndRegulatorischeFragestellungenZumEnera-FlexMarkt.pdf
- Buchmüller, Christian/
Hennig, Bettina Zuschaltbare Lasten, Innovationsausschreibungen, Experimentierklauseln und vieles mehr: die Entstehung eines Rechtsrahmens für die Sektorkopplung? ZNER 2016, 384
- Connect Energy
Economics Endbericht Konzepte für Redispatchbeschaffung und Bewertungskriterien im Auftrag des BMWi, 2018,
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Consentec Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch, Berlin 7.10.2019,
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D6
- Consentec/ BBH/ Ecofys Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz, Berlin 2018,
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung->

	der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=12
Consentec/ Neon	Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem, 2018, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10
Dalibor, Marcel	Anmerkung zu OLG Brandenburg Urst. v. 20.6.2017 – 6 U 58/15, EnWZ 2017, 467-472
de Wyl, Christian/ Hartmann, Thies Christian	Schutz der Systemstabilität und die Haftung des Netzbetreibers bei Maßnahmen nach §§ 13, 14 EnWG, EnWZ 2013, 66-71
Dembski, Felix/ Wettingfeld, Marie-Luise	Speicher und die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL und der RED II in Deutschland, ZNER 2020, S. 293-300
Deutsche Energie- Agentur GmbH	Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität, Berlin 2019, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Dena-ANALYSE_Regulatorischer_Handlungsbedarf_zur_Erschliessung_und_Nutzung_netzdienlicher_Flexibilitaet.pdf
Amprion GmbH/ Tennet TSO GmbH/ Transnet BW GmbH/ 50 Hertz Transmission GmbH	Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter in Deutschland (PQ-Bedingungen, Stand 9.11.2018, https://regelleistung.net%2Fext%2Fdownload%2FPQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR&usg=AOvVawOftuF4IhaP2Y50e2v1y8aV (zit. als Deutsche ÜNB)
E-Bridge/ IAEW/ OFFIS	Verteilernetzstudie, Bonn 2014, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5
Elsas, Maximilian Emanuel/ Graßmann, Nils/ Rasdach, Winfried (Hrsg.)	Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, Berlin 2018
EPEX SPOT	Marktbasierte Flexibilitätsoptionen für eine effiziente Energiewende, 1.5.2020, https://www.epexspot.com
EWE AG	Erster Trade auf der Flexibilitätsplattform "enera Markt" erfolgreich durchgeführt, Pressemitteilung vom 5.2.2019, https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2019/02/erster-trade-auf-der-flexibilitaetsplattform-enera-markt-erfolgreich-durchgefuehrt-ewe-ag
EXPEX SPOT/ EWE AG/ EWE NETZ GmbH/	Using enera's experience to complement the upcoming redispatch regime with flexibility from load & other non-

- Tennet TSO GmbH regulated assets, Oktober 2020, <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-Improving-redispatch-thanks-to-flexibility-platform-experience.pdf>
- Ernst & Young GmbH/
BET Büro für
Energiewirtschaft und
technische Planung
GmbH Gutachten zur Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, Aachen 2018, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V. Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/cells FlexPlattform, München, 20.05.2020, <https://www.ffe.de/attachments/article/995/FfE%20Discussion%20Paper%202020-02%20-%20Strategisches%20Gebotsverhalten%20im%20Kontext%20der%20Csells%20FlexPlattform.pdf>
- Frenz, Walter/
Müggenborg, Hans-
Jürgen/ Cosack, Tilam/
Hennig, Bettina/
Schomerus, Thomas
(Hrsg.) Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 5. Aufl. Berlin 2018
- Gabler, Andreas Redispatch im Spannungsfeld zwischen nationalem und europäischem Recht: Konsequenzen für Anlagen im Sinne des EEG 2017 und des KWKG, REE 2019, S. 165-180
- Geiger, Stefan/Balland,
Emanuelle Entschädigungsanspruch bei Netzengpässen: zugleich Besprechung von BGH, Urteil vom 11.2.2020 - XIII ZR 27/19, REE 2020, S. 65-68
- Greb, Klaus/ Boewe,
Marius (Hrsg.) Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, München 2018
- Güneysu, Sindy Smart Grids und die Anforderungen des Einspeisemanagements: unter Berücksichtigung des neuen Energiekonzepts, RdE 2012, S. 47-53
- Häseler, Sönke Flexibilität für die Energiewende ,IR 2013, S. 258-262
- Herrmann, André/
Börries, Stefan/ Ott,
Ralf/ Steiner, Sonja/
Höckner, Jonas Enera: Flexibilitätsmärkte für die netzdienliche Nutzung, Netzpraxis 11-12/2018, S. 51-53
- Hilpert, Johannes Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, Berlin 2018
- Hirth, Lion/ Maurer, Strategisches Bieten in Flex-Märkten, ET 6/2019, S. 52-55

Christoph/ Schlecht,
Ingmar/ Tersteegen,
Bernd

Höckner, Jonas/
Voswinkel, Simon/
Weber, Christoph/
Kramer, Nikolaus/ Rinck,
Maximilian/ Hofer,
Steffen/ Börries, Stefan/
Hermann, André

Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das
Engpassmanagement, ET 7-8/2019, S. 14-17

Hoffmann, Burkhard/
Herz, Steffen

Einspeisemanagement nach EEG und Entschädigung des
Anlagenbetreibers, REE 2016, S. 65-74

Hülsmann/ Tröster

Netzengpässe im Verteilnetz beheben, Netzpraxis 6/2019,
S. 14-16

Kahles, Fabian/ Pause,
Markus

Die finalen Rechtsakte des EU-Winterpakets "Saubere Energie
für alle Europäer", (Teil 2): EU-Strombinnenmarkt, ER 2019,
S. 47-52

Kment, Martin

Regulierungsrechtliche Rahmenbedingungen für
Elektrizitätsnetzbetreiber und EEG-Anlagen, NVwZ 2016,
S. 1438-1443

Kment, Martin

Rechts vor links? Überlegungen zur Vereinfachung der
rechtlichen Vorfahrtsregeln im deutschen Stromnetz, ZNER
2011, S. 225-

Kment, Martin (Hrsg.)

Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, 2. Aufl. Baden-Baden
2019

Lamy, Christoph/ Rühr,
Christian

Ansprüche des Anlagenbetreibers im EEG 2017 - dargestellt am
Beispiel großer Windenergieanlagen an Land, EnWZ 2017,
S. 248-256

Lamy, Christoph/ Rühr,
Christian

Das EEG im Jahr 2017 - ein Rechtsprechungsrückblick, RdE
2018, S. 12-20

Ländner, Eva-Maria

Demand Response, Tübingen 2020

Lehnert, Wieland

Direktvermarktung und Netzintegration von Strom aus
erneuerbaren Energien im EEG 2014 : gesetzliche Vorgaben
und Rechtspraxis, ZUR 2015, S. 277-286

Lindner, Martin

Abschaltreihenfolge im Rahmen des Einspeisemanagements
des EEG, Baden-Baden 2014

Magdowski, Annika/
Kaltschmitt, Martin

Prognose der Day-Ahead Wind- und
Photovoltaikstromerzeugung – Einflussgrößen und
Zuverlässigkeit, ZfE 2017, S. 57-71

- Marjanovic, Ivan/
Henkel, Johannes/
Hasche, Bernhard/
Engelke, Nils/ Biermann,
Dirk/ Moser, Albert
Neue Strombinnenmarkt-Verordnung: Welche Optionen zum Management von Engpässe gibt es und was bedeuten sie? et 6/2019, S. 79-84
- Meese, Jan Mark
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen, Berlin 2018
- Meyer, Melanie/ Sène,
Elhadj Abdoulaye
Das europäische Strommarktdesign nach Verabschiedung des "Winterpakets", RdE 2019, S. 278-287
- Münchener Kommentar
zum Bürgerlichen
Gesetzbuch
Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, herausgegeben von Franz-Jürgen Säcker, Band 3, Recht der Schuldverhältnisse, 8. Aufl. München 2019
- Neon/Consentec
Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, Berlin 2019
- Nodes/ E-Bridge/ Pöyry
Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland, Berlin 2019,
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukunftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Öko Institut e.V.
Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen, Freiburg/Darmstadt 21.11.2016,
https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf
- Oschmann, Volker
Neues Recht für Erneuerbare Energien, NJW 2009, S. 263-268
- Pause, Markus/ Kahles,
Fabian
Die finalen Rechtsakte des EU-Winterpakets "Saubere Energie für alle Europäer", (Teil 1) : Governance für die Energieunion und Erneuerbare Energien, ER 2019, 9-17
- Pippe, Nicole/
Weißborn, Christoph
Die Neuregelung des Abweichungsverbots in § 7 Abs. 2 EEG 2017, REE 2017, S. 8-12
- PricewaterhouseCoopers
GmbH (Hrsg.)
Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, 3. Aufl. Berlin 2012
- Reshöft, Jan/
Schäfermeier, Andreas
(Hrsg.)
Erneuerbare-Energien-Gesetz, Handkommentar, 4. Aufl. München 2014
- Richter, Christoph
Auf den zweiten Blick sieht man (offenbar) besser ...?! – Anmerkung zu BGH XIII ZR 27/19, ER 2020, 197-199

Literaturverzeichnis

- Rieke, Inga/ Weise, Michael/ Hartmann, Thies Christian Entwurf einer VDE-AR zur Kaskade - eine rechtliche Einordnung, ER 2016, S. 78-85
- Rosin, Peter/ Pohlmann, Mario/ Metzenthin, Andreas/ Böwing, Andreas (Hrsg.) Praxiskommentar EnWG, Stand 10-2019, Berlin 2019
- Rühr, Christian Muss wirklich der Netzbetreiber die Kosten tragen?, Netzpraxis 9/2019, S. 60-61
- Säcker, Franz-Jürgen Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber bei zunehmender Erzeugung erneuerbarer Energien und der Digitalisierung der Energiemärkte, EnWZ 2016, S. 294-302
- Salje, Peter Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 5. Aufl. Köln 2009
- Salje, Peter Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 8. Aufl. Köln 2017
- Schäfer-Stradowsky, Simon/ Kalis, Michael Innovationsgrad des Energiewenderechts, EnWZ 2019, S. 104-109
- Schäfer-Stradowsky, Simon/ Timmermann, Daniel Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB durch die Digitalisierung der Energiewende, EnWZ 2018, S. 199-207
- Schlack, Ulrich Pflichterfüllung des EEG-Anlagenbetreibers als Tatbestandsmerkmal des Vergütungsanspruchs, REE 2018, S. 69-75
- Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.) Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. München 2013
- Schneller, Christian Die Systemverantwortung des Übertragungsnetzbetreibers im Wandel, in Gundel/Germelmann (Hrsg.), Die Europäisierung des Energierechts – 20 Jahre Energiebinnenmarkt, 2016, S. 151-164
- Scholtka, Boris/ Martin, Jule Das Winterpaket der Europäischen Kommission – „Saubere Energie für alle Europäer“ – Teil II: Elektrizitätsbinnenmarkt, ER 2017, S. 183-187
- Schumacher, Hanna Durchbrechung des Vorrangs für erneuerbare Energien? : Das Einspeisemanagement im Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Verhältnis zu den Regelungen des Energiewirtschaftsrechts, ZUR 2009, S. 522-530
- Schumacher, Hanna Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, ZUR 2012, S. 17-22

- Schuster, Henning/
Kaltschnee, Janis /
Nykamp, Stefan/
Maeding, Sandra Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwertbasiertem Engpassmanagement, ET 1-2/2019, S. 76-79
- Schwintowski, Hans-
Peter Der Anspruch auf Schadensersatz und Einspeisevergütung bei der Abschaltung von Anlagen Erneuerbarer Energien, EWERK 2012, S. 131-140
- Staudinger Staudinger, Julius von, Staudingers Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, Buch 2, Recht der Schuldverhältnisse, §§ 305-310, UKlaG, Berlin Neubearbeitung 2019
- Staudt, Philipp Transmission Congestion Management in Electricity Grids, Karlsruhe 2019
- Stecher, Michaela Zum Einfluss des EEG 2009 auf vertragliche Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber, ZNER 2009, S. 216-223
- Stiftung
Umweltenergierecht Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Würzburg/Karlsruhe Februar 2016, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf
- Streinz, Rudolph (Hrsg.) EUV/AEUV, Kommentar, 3. Aufl. München 2018
- Theobald, Christian/
Kühling, Jürgen (Hrsg.) Energierecht, Losebl., Stand: 109. EL, München 2021
- Verband der
Elektrotechnik Elektronik
Informationstechnik e. V Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen (AR-N 4140), Berlin 2017
- Vergoßen, Julia Das Einspeisemanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Baden-Baden 2012
- von Oppen, Margarethe Klimaschutzgesetz, Kohleausstieg und nationaler Emissionshandel, ER 2019, S. 3-11
- Wehle, Laura Der lange Weg des EU-"Winterpakets" - Teil 1 : bereits überwundene Hindernisse bei der EE-RL und der EEG-RL, RdE 2018, S. 407-414
- Weyer, Hartmut/
Iversen, Thore Grundzüge des Redispatch 2.0, RdE 2021, S. 1-12
- Weyer, Hartmut/
Iversen, Thore Regionale Flexibilitätsmärkte als Instrument des Engpassmanagements, RdE 2019, S. 485-492
- Weyer, Hartmut/ Lietz,
Franziska Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern - Teil I, ZNER 2014, S. 241-245



Literaturverzeichnis

- WindNODE Flexibilität, Markt und Regulierung, Berlin 2020,
[https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/FMR_](https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/FMR_ES.pdf)
ES.pdf
- Zenke, Ines/ Schäfer, Ralf (Hrsg.) Energiehandel in Europa, 4. Aufl. München 2017

Alle Internetquellen wurden am 06.08.2021 zuletzt aufgerufen.



