

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Batteriespeichieranlagen im Multi-Purpose-Betrieb: Energiewirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen

im Auftrag der EWE AG
im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes
green2store (Förderkennzeichen 0325521A)

Abschlussbericht

Hartmut Weyer, Franziska Lietz,
Christoph Nadler und Christian Hochholzer

Band 38



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 38

Das EFZN ist eine wissenschaftliche
Einrichtung der



in Kooperation mit den Universitäten





Abschlussbericht

Batteriespeichieranlagen im Multi-Purpose-Betrieb: Energiewirtschaftsrechtliche Rahmenbedingungen

im Auftrag der EWE AG

im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes
green2store (Förderkennzeichen 0325521A)



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Prof. Dr. iur. Hartmut Weyer
Ass. iur. Franziska Lietz, LL.M.
Ass. iur. Christoph Nadler, LL.M.
Dipl. iur. Christian Hochholzer

**Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen**
Am Stollen 19A
38640 Goslar
Deutschland

Goslar, im Januar 2016

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:





Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2016

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2016
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, 2016

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-9274-0
eISBN 978-3-7369-8274-1



Vorwort

Der vorliegende Abschlussbericht wurde im Auftrag der EWE AG im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projektes Green2store erstellt.

Im Projekt Green2Store wird ein neues Konzept zur Vermarktung von Batteriespeichern außerhalb ihres primären Nutzungszwecks entwickelt. Dieses basiert auf der Zusammenfassung von dezentralen Batteriespeichern in einer sog. Speichercloud, deren Kapazität nach Freigabe durch die sog. Primärnutzer der Speicher von dem sog. Cloudbetreiber als Dienstleister an verschiedene Dritte (sog. Sekundärnutzer) vermarktet werden soll. Der vorliegende Abschlussbericht zu dem Projekt ist im Januar 2016 fertiggestellt worden.

Da die rechtlichen Rahmenbedingungen der Stromspeicherung vielfach noch nicht abschließend geklärt sind und die Stromspeicherung zugleich einen Forschungsschwerpunkt des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen darstellt, werden die Projektergebnisse nunmehr im Rahmen der EFZN-Schriftenreihe der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Prof. Dr. Hartmut Weyer
Franziska Lietz
Christoph Nadler
Christian Hochholzer

Goslar, im Juni 2016



Gliederung

Executive Summary	17
Bestehender und zukünftiger Rechtsrahmen für die Stromspeicherung (AP 1.1).....	17
Kostenbelastungen bei der Einspeicherung von Strom im Cloudmodell (AP 1.2 I.-IV.).....	17
Stromkennzeichnung bei der Zwischenspeicherung von Strom (AP 1.2 V.)	18
Betrieb eigener Stromspeicher durch den VNB (AP 2.1)	18
Nutzung von Stromspeichern Dritter durch den VNB (AP 2.2)	19
Einflussnahme auf den Stromspeicherbetrieb Dritter durch den VNB (AP 2.3)	19
Verhältnis von Stromspeicherung und Einspeisemanagement (AP 3.1).....	20
Geltendmachung der Speicherkosten in den Netzentgelten (AP 3.2)	20
Netzbetriebsbedingte Einschränkung der Speichernutzung durch andere Marktteilnehmer (AP 4.1)	21
Speichereinsatz durch Direktvermarkter „im Netz“ (AP 4.2).....	22
Rückgabe beladener Speicher durch Sekundärnutzer (AP 4.3)	23
Teil 1: Einführung	25
A. Untersuchungsrahmen	25
B. Bearbeiter	25
C. Zugrundeliegendes Cloudmodell.....	25
I. Funktionen der beteiligten Akteure	26
II. Einsatz der Speicher	26
1. Einsatz in Primärnutzung.....	26
2. Einsatz in Sekundärnutzung	27
III. Trennung zwischen Primär- und Sekundärnutzung	27
Teil 2: Rechtswissenschaftliche Untersuchung	29
AP 1: Allgemeiner Rechtsrahmen für die Stromspeicherung.....	29
AP 1.1: Begriff und Einordnung von Stromspeichern und Gasspeichern im Energierecht	29
I. Ausdrückliche gesetzliche Regelungen für die Stromspeicherung.....	29
1. Regelungen des EnWG	29
a) Regelungen für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“	29
b) Regelungen für „Anlagen zur Speicherung von Energie“	30
2. Regelungen des EEG	31
3. Sonstige Vorschriften	31
II. Gegenüberstellung mit dem geltenden Rechtsrahmen für die Gasspeicherung.....	32
1. Definitionen und rechtliche Einordnung	32
a) Speicheranlage i.S.v. § 3 Nr. 31 EnWG	32
b) Gasversorgungsnetz i.S.v. § 3 Nr. 20 EnWG	32



2.	Regelungen für Speicheranlagen bzw. Gasversorgungsnetze.....	33
a)	Entflechtung	33
b)	Drittzugang	33
c)	Weitere Regelungen.....	34
3.	Regelungen für „Anlagen zur Speicherung von Energie“	34
III.	Verhältnis der Stromspeicherung zu Stromverbrauch und Stromerzeugung.....	35
1.	Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher	35
a)	Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG	35
b)	Letztverbraucher i.S.v. § 5 Nr. 24 EEG.....	36
c)	Letztverbraucher i.S.v. § 2 Nr. 17 KWKG	36
d)	Weiterentwicklung	36
2.	Einordnung von Stromspeichern als Erzeugungsanlagen	37
IV.	Verhältnis der Stromspeicherung zum Stromnetzbetrieb	38
1.	Stromspeicher, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind	38
2.	Weitergehende Zuordnung von Stromspeichern zum Stromnetz?	39
V.	Sinnhaftigkeit einer gesetzlichen Definition des Begriffs „Stromspeicher“	39
1.	Definitionsansätze	40
a)	VDE/FNN.....	40
b)	BDEW	40
c)	California Public Utilities Code	41
d)	Literatur	42
e)	Aktuelle politische Diskussion	43
2.	Bewertung	43
AP 1.2:	Begünstigungen/Belastungen der Stromspeicherung in Batteriespeichern	46
I.	Staatliche oder staatlich regulierte Belastungen bei Strombezug durch Batteriespeicher ..	46
1.	Netzentgelte sowie Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung	47
a)	Netzentgelte	47
b)	Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung.....	49
2.	Konzessionsabgaben	49
3.	KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen.....	52
4.	EEG-Umlage	54
5.	Stromsteuer.....	54
6.	Umsatzsteuer	56
II.	Befreiungs- und Reduzierungstatbestände.....	57



1.	Stromspeicherspezifische Befreiungstatbestände	57
a)	Netzentgelte	57
b)	Auswirkungen der Netzentgeltbefreiung auf die Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Konzessionsabgaben, KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen	58
c)	EEG-Umlage	61
d)	Stromsteuer	62
2.	Eigenverbrauchsspezifische Befreiungs- oder Reduzierungstatbestände	63
a)	EEG-Umlagebefreiung bzw. -reduzierung	63
b)	Stromsteuerbefreiung	65
3.	Reduzierungstatbestände für netzdienliches Verhalten	66
a)	§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	66
b)	§ 14a EnWG	67
4.	EE-spezifische Befreiungstatbestände	67
III.	Vereinnahmung von Entgelten für die dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte)	68
IV.	Anwendung auf das Cloudmodell	70
1.	Belastungen bei der Primärnutzung	70
a)	Haushaltsspeicher	70
b)	Arealspeicher	71
c)	Campusspeicher	73
d)	Ortsnetzspeicher	74
2.	Belastungen bei der Sekundärnutzung	75
3.	Schuldner der anfallenden Belastungen	77
a)	Netzentgelte	77
b)	Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und diesbezügliche Abrechnung	78
c)	Konzessionsabgaben	78
d)	KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen (d.h. Offshore-Haftungsumlage, § 19 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage)	78
e)	EEG-Umlage	78
f)	Stromsteuer	80
g)	Umsatzsteuer	80
4.	Zusammenspiel von Primär- und Sekundärnutzung	80
5.	Entgelte für dezentrale Einspeisung	81
6.	Möglichkeiten zur Optimierung der Stromkosten im Cloudmodell und ggf. Anpassungsvorschläge	82



a)	Getrennte/Gemeinsame Grund- und Leistungspreise	82
b)	Behandlung „wie zwei Speicher“	82
c)	Vertragliche Beeinflussung der Letztverbrauchereigenschaft?	83
d)	Sonderkonstellation rein virtuelle Speicherung	84
V.	EE-Förderung und Stromkennzeichnung bei Speicherung	84
1.	Speicherung im System der festen Einspeisevergütung	84
a)	Speicherung „vor dem Netz“	84
b)	Speicherung „im Netz“	84
2.	Speicherung im System der geförderten Direktvermarktung	85
a)	Speicherung „vor dem Netz“	85
b)	Speicherung „im Netz“	85
3.	Speicherung im System der sonstigen Direktvermarktung	85
a)	Speicherung „vor dem Netz“	85
b)	Speicherung „im Netz“ für den Normalfall	86
c)	Speicherung „im Netz“ für den Fall der optionalen Kopplung	86
4.	Zwischenergebnis	87
VI.	Ergebnis	87
	AP 2: Batteriespeicher und Verteilernetzbetrieb	90
	AP 2.1: Betrieb eigener Batteriespeicher durch den VNB	90
I.	Entflechtungsrechtliche Grundlagen	90
1.	Geregelte Entflechtungsarten	90
a)	Verwendung von Informationen	91
b)	Buchhalterische Entflechtung	91
c)	Rechtliche Entflechtung	92
d)	Operationelle Entflechtung	92
2.	Sinn und Zweck entflechtungsrechtlicher Vorschriften	92
3.	Aktuelle Tendenzen im Entflechtungsrecht	93
II.	Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Gasspeichern	93
1.	Entwicklung der Entflechtungsvorgaben für Speicheranlagenbetreiber	93
2.	Regelungen des EnWG zur Entflechtung von Speicheranlagenbetreibern	94
3.	Regelungen des EnWG zur Entflechtung von Gasversorgungsnetzbetreibern	95
a)	Speicheranlagenbetreiber als Gasversorgungsnetzbetreiber	95
b)	Betrieb von Speicheranlagen als vom Leitungsnetzbetrieb zu entflechtende Tätigkeit	96
4.	Gasspeicher, die nicht Entflechtungsanforderungen für Speicheranlagen unterfallen	96
a)	Einsatz für Zwecke des Netzbetriebs	96



b)	Einsatz für Zwecke der Gewinnung	98
c)	Einsatz für Zwecke des Handels oder Vertriebs	99
III.	Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Batteriespeichern	100
1.	Informationelle Entflechtung nach § 6a Abs. 1 EnWG, buchhalterische Entflechtung nach § 6b EnWG	100
2.	Rechtliche und operationelle Entflechtung nach §§ 7, 7a EnWG und informationelle Entflechtung nach § 6a Abs. 2 EnWG	100
a)	Ausgangsüberlegungen	100
b)	Stromspeicherbetrieb als Tätigkeit im Bereich „Erzeugung“	101
c)	Stromspeicherbetrieb als Tätigkeit im Bereich „Vertrieb“	101
d)	Stromspeicherbetrieb als sonstige energiewirtschaftliche Tätigkeit	102
3.	Einschränkung der Entflechtungsanforderungen aufgrund Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb.....	102
a)	Stromspeicherbetrieb als Aufgabe des VNB	102
b)	Ausschließliche Nutzung des Stromspeichers für Zwecke des Netzbetriebs	104
c)	Marktbezogene Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Einsatz für Netzbetriebszwecke	104
d)	Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität	105
e)	Grenzen durch spezielle Vorschriften zur Aufgabenwahrnehmung durch den VNB ..	107
f)	Zwischenergebnis	107
IV.	Anwendung auf das Cloudmodell	108
1.	Einsatzzwecke des Ortsnetzspeichers im Cloudmodell.....	108
a)	Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung.....	108
b)	Statische Spannungshaltung	108
c)	Blindleistungsmanagement.....	109
d)	Verbesserung der Power Quality	109
e)	Vermeidung von Einspeisemanagement bzw. Netzausbau	110
f)	Bereitstellung von Verlustenergie.....	110
2.	Wahrnehmung von Aufgaben des Netzbetriebs	110
a)	Netzsicherheit und -zuverlässigkeit.....	110
b)	Netzleistungsfähigkeit	113
c)	Zwischenergebnis	115
3.	Weitere Voraussetzungen einer Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb	115
a)	Ausübung marktbezogener Aktivitäten	115
b)	Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität	116



4.	Optimierungsmöglichkeiten	116
a)	Einsatz des Stromspeichers zur Verhinderung / Reduzierung von Einspeisemanagement	116
b)	Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität	116
a)	Contracting	117
V.	Betrieb des ArealSpeichers durch den Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes	117
VI.	Entwicklungsperspektiven.....	118
VII.	Ergebnis	119
AP 2.2: Nutzung von Batteriespeichern Dritter durch den VNB.....		121
I.	Entflechtungsrechtliche Anforderungen an VNB bei Nutzung v. Batteriespeichern Dritter.....	121
1.	Grundsatz	121
2.	Nutzung des Speichers eines verbundenen Unternehmens	122
II.	Zugriffsmöglichkeiten des VNB auf Speicherkapazitäten Dritter	123
III.	Ergebnis	123
AP 2.3: Einflussmöglichkeiten des VNB auf Errichtung und Nutzung von Batteriespeichern durch Dritte		124
I.	Rückwirkungen des Batteriespeichereinsatzes Dritter auf den VNB	124
II.	Einflussmöglichkeiten des VNB auf den Speichereinsatz Dritter	124
1.	§ 13 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG	124
2.	§ 14a EnWG	126
3.	§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	126
III.	Einflussmöglichkeiten des VNB auf den Speichereinsatz Dritter bei EE- u. KWK-Anlagen	127
1.	§ 13 Abs. 2a i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG	127
2.	§ 14 EEG.....	128
3.	§ 11 Abs. 3 EEG	128
IV.	Marktanreizprogramm für Speicher.....	130
V.	Einflussmöglichkeiten des VNB auf die örtliche Belegenheit von Batteriespeichern bzw. des Netzanschlusspunktes	131
1.	Baukostenzuschüsse für Stromspeicher.....	131
2.	EE-Stromspeicher	133
3.	KWK-Stromspeicher	133
VI.	Vertragliche Einräumung weitergehender Einflussnahmerechte aufgrund finanzieller Förderung des Speicherbaus durch den VNB.....	134
1.	Zulässigkeit einer Speicherförderung durch Netzbetreiber	134
a)	Wahrnehmung von Netzbetreiberaufgaben	134

b) Nichtdiskriminierung	135
c) Spezialgesetzliche Einschränkungen	135
2. Kostenanerkennung	136
VII. Weiterentwicklung des Rechtsrahmens.....	136
VIII. Ergebnis	137
AP 3: Einzelfragen zum Batteriespeichereinsatz durch den VNB	139
AP 3.1: Verhältnis von Stromspeicherung und EEG-Einspeisemanagement.....	139
I. Sinn und Zweck einer Einspeicherung im Falle von Netzengpässen	139
II. Differenzierung zwischen Speicherung „vor dem Netz“ oder „im Netz“	139
III. Allgemeine Voraussetzungen von Einspeisemanagement und Härtefallentschädigung....	140
1. Einspeisemanagement für Erzeugungsanlagen.....	140
2. Härtefallentschädigung für Erzeugungsanlagen	141
3. Verhältnis von EEG-Einspeisemanagement zur Netzausbaupflicht nach dem EEG	141
4. Anwendbarkeit auf Stromspeicher	142
IV. Verhältnis von Einspeisemanagement und Stromspeicherung	142
1. Gesetzliche Regelungen zum Verhältnis von Einspeisemanagement und Stromspeicherung	142
2. Zwischenspeicherung „vor dem Netz“	143
a) Entschädigung wegen Abregelung der Erzeugungsanlage.....	143
b) Entschädigung wegen Abregelung des Stromspeichers.....	149
3. Speicher „im Netz“, aber vor dem Netzengpass	150
a) Zulässigkeit einer „Speicherung im Netz“	150
b) Finanzielle Situation des VNB.....	151
V. Ergebnis	152
AP 3.2: Kostenanerkennung in der Anreizregulierung	154
I. Einordnung der Kosten der Stromspeicherung als Netzkosten	154
1. Betrieb oder Nutzung eines Stromspeichers als Aufgabe des Netzbetriebs.....	154
a) Nutzung für Zwecke der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit.....	154
b) Nutzung für Zwecke der Netzleistungsfähigkeit (Vermeidung oder Reduzierung von Einspeisemanagement)	154
2. Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität	155
a) Anteilige Zuordnung zu den Netzkosten	155
b) Vollständige Zuordnung zu den Netzkosten unter kostenmindernder Berücksichtigung der Vermarktungserlöse.....	155
II. Zeitpunkt der Kostenberücksichtigung	156

1.	Jährliche Anpassung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile	156
2.	Anpassung über Erweiterungsfaktor	157
III.	Einschränkungen der Kostenanerkennung unter Effizienzgesichtspunkten?	157
1.	Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV	157
2.	Zusätzliche Effizienzprüfung gemäß § 21a Abs. 4 i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG	159
IV.	Zusatzfrage: Umgang mit Speicherverlusten	159
V.	Ergebnis	160
AP 4: Stromspeichernutzung durch Lieferanten, Stromhändler, Direktvermarkter u.a.....		162
AP 4.1	Netzbetriebsbedingte Einschränkung der Speichernutzung durch andere Marktteilnehmer	162
I.	Netzbetriebsbedingte Anforderungen an die Speichernutzung	162
II.	Verhältnis von Netzbetreiberinteressen und Interessen anderer Marktteilnehmer	162
1.	Grundgedanke	162
2.	Einschränkungen im Interesse der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit	163
3.	Einschränkungen unter dem Gesichtspunkt der Netzleistungsfähigkeit	164
III.	Ergebnis	166
AP 4.2 Speichereinsatz durch Direktvermarkter „im Netz“		168
I.	Vorliegen der Voraussetzungen einer geförderten Direktvermarktung	168
1.	Grundzüge des Marktprämienmodells im EEG 2014	168
2.	Sinn und Zweck und Historie	169
3.	Gesetzliche Anforderungen für den Erhalt der Marktprämie	169
a)	Strom aus einer Anlage, in der ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden	170
b)	Fernsteuerbarkeit der Anlage i.S.v. § 36 Abs. 1 EEG, vgl. § 35 S. 1 Nr. 2 EEG	171
c)	Tatsächliche Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung	171
d)	Überlassung des Rechts an den Netzbetreiber, den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ zu kennzeichnen, vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG	171
e)	Veräußerung an und Abnahme durch Dritten	171
f)	Pflicht zur Bilanzierung in reinem EEG-Marktprämienbilanzkreis	172
g)	Keine Inanspruchnahme von vermiedenen Netzentgelten	173
h)	Kein Eigenverbrauch in unmittelbarer Anlagennähe ohne Netzdurchleitung	173
4.	Zwischenergebnis	174
II.	Berechnung der Marktprämie	174
1.	Speicherverluste	174
2.	Energieträgerspezifische Marktwerte	175
III.	Ergebnis	175



AP 4.3 Rückgabe beladener Speicher durch Sekundärnutzer im Cloudmodell	176
I. Ausgangsüberlegungen	176
II. Nutzung des gespeicherten Stroms durch den Cloudbetreiber für eigene Zwecke	176
III. Veräußerung des gespeicherten Stroms durch den Cloudbetreiber an Dritte	177
IV. Rückgabe des beladenen Speichers an den Primärnutzer	178
V. Ergebnis	179
Anhang: Quellenverzeichnis	181
Literaturnachweise	181
Sonstige Quellen	187



Executive Summary

Das im Projekt erprobte Cloudmodell dient dazu, Stromspeicher verschiedenen Typs in einer sog. Speichercloud zusammenzufassen. Soweit die Speicher nicht von den originären Betreibern selbst genutzt werden (Primärnutzung), werden diese Dritten entgeltlich zur Nutzung zur Verfügung gestellt (Sekundärnutzung). Hierzu sind die Anlagen über IT-Systeme verbunden, die es ermöglichen, dass sie entweder vom jeweiligen Primärnutzer oder bei entsprechender Schaltung eigenständig und ohne Zugriffsmöglichkeit des Primärnutzers für die vorab festgelegte Zeitspanne vom Cloudbetreiber gesteuert werden.

Bestehender und zukünftiger Rechtsrahmen für die Stromspeicherung (AP 1.1)

Für die Stromspeicherung existieren im deutschen Energierecht eine Reihe von Spezialregelungen, die vornehmlich die Belastungssituation adressieren. Zudem sind weitere Regelungen, die für Energieanlagen oder für Letztverbraucher (im Sinne der Rechtsprechung des BGH) gelten, auf Stromspeicher anwendbar. Die Anwendbarkeit von Vorschriften für Stromerzeugungsanlagen kann dagegen nicht pauschal angenommen werden und hängt vom jeweiligen Einzelfall ab. Die Vorschriften für Speicheranlagen i.S.d. EnWG gelten schließlich nur für Gasspeicher und sind aufgrund der Unterschiede der Strom- und der Gasversorgung in Deutschland auch nicht generell auf Stromspeicher übertragbar. Die Schaffung einer gesetzlichen Definition des „Stromspeichers“ erscheint sinnvoll, wenn sie sich auf die Beschreibung der Mindestanforderungen beschränkt. Eine Definitionsnorm ist nach der Auffassung der Verfasser aber nicht dazu geeignet, die Streitfragen zur Anwendbarkeit einzelner Normen (z.B. Belastungs- oder Befreiungstatbestände) zu lösen.

Kostenbelastungen bei der Einspeicherung von Strom im Cloudmodell (AP 1.2 I.-IV.)

Die Kostenbelastung bei der Einspeicherung von Strom in der Primärnutzung stellt sich bei den vier Speichertypen (Batteriehausspeicher, Arealpeicher im geschlossenen Verteilernetz, Campusspeicher innerhalb einer Kundenanlage, vom VNB betriebener Ortsnetzspeicher) jeweils unterschiedlich dar. Teilweise können sich auch weitere Differenzierungen in Abhängigkeit von Umständen ergeben, die bei der Beschreibung der vier Speichertypen nicht allgemein vorgegeben sind. Für die Einspeicherung in den Haushaltsspeicher sind grundsätzlich Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, EEG-Umlage (reduziert, ggf. gänzlicher Wegfall bei Kleinanlagen) und Umsatzsteuer zu zahlen. Bei der Einspeicherung in den Arealpeicher fallen grundsätzlich Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, KWKG-Umlage und EEG-Umlage (reduziert, ggf. gänzlicher Wegfall bei Kleinanlagen) an, möglicherweise auch netzbezogene Umlagen. Die Primärnutzung des Campusspeichers begründet die Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten (ggf. reduziert nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV), Entgelten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Konzessionsabgaben (ggf. Befreiung nach § 2 Abs. 4 KAV), KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen, EEG-Umlage sowie Umsatzsteuer. Bei Einspeicherung in den Ortsnetzspeicher durch den VNB dürfte – vorbehaltlich der generellen Zulässigkeit des Betriebes eines Ortsnetzspeichers – lediglich die bei einem Stromkauf durch den Netzbetreiber anfallende Umsatzsteuer zu entrichten sein. Die Belastungen in Primärnutzung sind grundsätzlich von den Primärnutzern bzw. deren Lieferanten zu tragen.

Eine Differenzierung der Belastungssituation nach den verschiedenen Speichertypen ist im Falle der Sekundärnutzung grundsätzlich nicht erforderlich, da die maßgeblichen Parameter im Wesentlichen identisch sind. In Sekundärnutzung ist anzunehmen, dass Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sowie die KWKG-Umlage, möglicherweise auch die netzbezogenen Umlagen zu zahlen sind. Der Cloudbetreiber zahlt zudem Umsatzsteuer auf diese Leistungen. Allerdings bestehen Unsicherheiten der Beurteilung aufgrund der Neuartigkeit dieses Speichermodells. Dies gilt zum einen in Bezug auf die Verneinung der Letztverbraucher-Eigenschaft nach § 3 Nr. 25 EnWG für den einspeichernden Verbraucher; dies ist nach hiesigem Verständnis der Cloudbetreiber, der den einzuspeichernden Strom nicht i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG kauft. Zum anderen bestehen hinsichtlich der EEG-

Umlage insoweit Zweifel, als eine Befreiung voraussetzt, dass eine getrennte Betrachtung von Primär- und Sekundärnutzung „wie zwei Speicher“ möglich ist; Gleiches könnte auch für die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG gelten.

In Sekundärnutzung sind Netzentgelte i.e.S. (soweit ausnahmsweise anfallend), Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, KWKG-Umlage und möglicherweise netzbezogene Umlagen sowie die darauf entfallende Umsatzsteuer durch den Cloudbetreiber als Partei des Netznutzungsvertrages zu zahlen. Von wem die EEG-Umlage zu entrichten ist, scheint bislang nicht eindeutig geklärt: Diese könnte vom Cloudbetreiber als Letztverbraucher oder alternativ vom Sekundärnutzer, falls dieser als Lieferant des Cloudbetreibers anzusehen sein sollte, zu zahlen sein. In wirtschaftlicher Hinsicht dürften sich aber kaum Unterschiede ergeben, da der Cloudbetreiber im ersten Fall die wirtschaftliche Belastung durch die EEG-Umlage regelmäßig an den Sekundärnutzer weitergeben wird.

Da die untersuchten Belastungen in Sekundärnutzung durch das Eingreifen weitreichender Befreiungen im Hinblick auf Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer sowie durch das Fehlen eines Letztverbrauchers i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG (relevant für Konzessionsabgaben und möglicherweise netzbezogene Umlagen) bereits stark eingeschränkt sind, ist der Raum für Optimierungen beschränkt. Von Vorteil wäre die Sicherstellung der getrennten Behandlung von Primärnutzung und Sekundärnutzung „wie zwei Speicher“, um das Eingreifen der Befreiungen von EEG-Umlage und ggf. auch Netzentgelten abzusichern. Hierfür wäre auch die Übergabe von beladenen Speichern von einer Nutzungsform in die andere zu vermeiden. Eine getrennte oder kombinierte Betrachtung der Nutzungsformen könnte auch Unterschiede im Hinblick auf die – wenn überhaupt anfallenden – Netzentgelte bedeuten, d.h. ob der Leistungspreis gemeinsam oder gesondert berechnet wird; nach den Feststellungen im Vorgängerprojekt sind hier jedoch kaum nennenswerte Vorteile zu erwarten. Schließlich kann die Belastungssituation durch verstärkte Durchführung einer rein virtuellen Speicherung ohne die physische Ein- und Ausspeicherung von Strommengen optimiert werden. In diesem Fall würden auch die KWKG-Umlage und die netzbezogenen Umlagen nicht anfallen.

Stromkennzeichnung bei der Zwischenspeicherung von Strom (AP 1.2 V.)

Die Nutzung von Herkunftsnachweisen für Strom wird durch die Zwischenspeicherung „im Netz“ im Ergebnis grundsätzlich nicht beeinträchtigt. Dies gilt sowohl bei Förderung des Stroms durch feste Einspeisevergütung als auch bei geförderter oder sonstiger Direktvermarktung. Lediglich im Fall der sonstigen Direktvermarktung mit optionaler Kopplung nach § 8 Abs. 3 HkNDV ist offen, ob die ausgestellten Herkunftsnachweise nach Zwischenspeicherung weiterhin verwendet werden können; jedenfalls könnten sie nur noch für die Strommenge unter Abzug der Speicherverluste verwendet werden.

Betrieb eigener Stromspeicher durch den VNB (AP 2.1)

Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb bestehen beim Ortsnetzspeicher dann nicht, wenn der Stromspeicher ausschließlich der Wahrnehmung von Netzbetreiberaufgaben dient. Bei auch nur teilweiser Speichernutzung für andere Zwecke greifen die Entflechtungsanforderungen dagegen ein.

Grundsätzlich kann der Betrieb eines Ortsnetzspeichers, wie im Cloudmodell vorgesehen, dem Netzbetrieb zugeordnet werden, soweit die der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit dienenden Einsatzzwecke „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“, „statische Spannungshaltung“, „Blindleistungsmanagement“, „Power Quality“ und „Bereitstellung von (zuvor am Markt beschaffter) Verlustenergie“ betroffen sind. Der der Verbesserung der Netzleistungsfähigkeit dienende Einsatzzweck „Vermeidung oder Reduzierung von Einspeisemanagement“ kann jedenfalls in eingeschränktem Umfang als Aufgabe des Netzbetreibers angesehen werden; problematisch sind aufgrund der erforderlichen umfangreichen Handlungen am Strommarkt jedoch der hiermit verbundene Erwerb und die spätere Weiterveräußerung von direkt vermarkteter Elektrizität. Diese Bedenken lassen sich reduzieren, wenn Kauf und Verkauf der Elektrizität Dritten überlassen werden.

Eine Vermarktung „überschüssiger“, d.h. nicht für die o.g. Netzbetriebszwecke erforderlicher Speicherkapazität dient im Ausgangspunkt nicht dem Netzbetrieb. Eine Zuordnung zum Netzbetrieb lässt sich evtl. über den Aspekt der Kostenreduzierung für den Netzbetrieb oder die Vermeidung von Ineffizienzen begründen. Offen ist jedoch, ob Entflechtungszwecke, insbesondere die korrekte Kostenverteilung zwischen Netzbetrieb und Speicherbetrieb, dennoch zumindest eine buchhalterische Entflechtung erfordern.

Tendenzen zur Einführung eigenständiger Entflechtungsanforderungen – wie bereits für Gasspeicher erfolgt – sind derzeit nicht erkennbar. Auch eine Einschränkung der Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb in Anlehnung an die Rechtslage für Gasspeicher ist für die nähere Zukunft nicht absehbar.

Nutzung von Stromspeichern Dritter durch den VNB (AP 2.2)

Die Nutzung von Batteriespeichern Dritter durch den VNB wirft geringere entflechtungsrechtliche Bedenken auf als der Betrieb eigener Speicher. Insbesondere ist eine Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB nicht erforderlich, während der dritte Speicherbetreiber seinerseits den Speicher nicht ausschließlich für Zwecke des Netzbetriebs einsetzen muss. Grundsätzlich entfallen auch die Bedenken hinsichtlich einer etwaigen Diskriminierung dritter Speicherbetreiber bei Netzanschluss und Netznutzung sowie hinsichtlich einer etwaigen Quersubventionierung der Speichernutzer zu Lasten der Netznutzer. Weniger eindeutig ist dies allerdings im Falle einer Ausschreibung des Speicherbaus oder der Speichernutzung durch den VNB.

Die Nutzung von Speicherkapazitäten Dritter durch den VNB bedarf grundsätzlich einer vertraglichen Vereinbarung. Hierin kann auch ein vorrangiges Nutzungsrecht des VNB geregelt werden. Dies kann sich allerdings preismindernd auf die Vermarktung von Nutzungsrechten an dritte Speichernutzer auswirken.

Einflussnahme auf den Stromspeicherbetrieb Dritter durch den VNB (AP 2.3)

Ein VNB hat Einflussmöglichkeiten auf Errichtung und Betrieb von Batteriespeichern auch dann, wenn er diese nicht selbst betreibt oder nutzt. Der gesetzliche Rahmen stellt eine größere Zahl von Regelungen bereit, auf deren Grundlage der VNB Einfluss nehmen kann, wobei sich Einschränkungen im Falle von EE- oder KWK-Stromspeichern ergeben, um dem Einspeisevorrang für EE- und KWK-Strom Rechnung zu tragen. Die gesetzlich geregelten Einflussnahmemöglichkeiten dienen insbesondere der Gewährleistung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit, teilweise aber auch der Netzleistungsfähigkeit.

Die gesetzlich vorgesehenen Einflussnahmemöglichkeiten beruhen überwiegend auf freiwilligen Vereinbarungen zwischen VNB und Anlagenbetreiber, vgl. bspw. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG, § 14a EnWG oder § 11 Abs. 3 EEG. Der VNB wird hierfür in der Regel eine Gegenleistung erbringen müssen, sei es in Form besonderer Zahlungen, sei es in Form reduzierter Netzentgelte. Für den Inhalt von Vereinbarungen in Bezug auf EE-Speicher nach § 11 Abs. 3 EEG bestehen zudem enge Grenzen, die nicht zur Disposition der Vertragspartner stehen; außerdem erscheinen solche Vereinbarungen wenig attraktiv angesichts der engen Grenzen für die Geltendmachung der Kosten in den Netzentgelten. In Ausnahmefällen sind Zwangsvereinbarungen gegen angemessene Vergütung zulässig (§ 13 Abs. 1a i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG) oder Notfallmaßnahmen ohne vertragliche Grundlage (§ 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG). Einschränkungen hinsichtlich der Speicherfahrweise sieht auch das Marktanreizprogramm für Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen als Voraussetzung der staatlichen Förderung vor.

Auf die örtliche Belegenheit von Stromspeichern kann über das Instrument der Baukostenzuschüsse Einfluss genommen werden. Ob die derzeitige Berechnungsweise der Baukostenzuschüsse geeignet ist, um eine Steuerung im Interesse von Netzsicherheit und Netzleistungsfähigkeit zu erreichen, wäre

näher zu prüfen. Für EEG-Anlagen ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen generell unzulässig, was auch bei EE-Speichern i.S.d. § 5 Nr. 1 2. Halbs. EEG gelten dürfte. Allerdings besteht über die Ablehnung eines Netzanschlusses im Falle eines technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunktes eine gewisse Steuerungsmöglichkeit. Ob Baukostenzuschüsse für KWK-Stromspeicher verlangt werden dürfen, erscheint offen. Eine dem § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG entsprechende Ausweitung des Anlagenbegriffs enthält das KWKG nicht. Aus diesem Grund ist auch nicht abschließend geklärt, ob die Vorgaben des EEG zur Auswahl des Anschlusspunktes von EE-Anlagen, die grundsätzlich auch im Rahmen des KWKG Anwendung finden, für KWK-Stromspeicher gelten.

Verhältnis von Stromspeicherung und Einspeisemanagement (AP 3.1)

Eine Speicherung „vor dem Netz“ ist sowohl dann, wenn der Anlagenbetreiber die Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, als auch dann, wenn der in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet wird, zulässig. Sie kann Entschädigungsansprüche des Anlagenbetreibers nach § 15 EEG begründen, wenn die Einspeicherung zur Vermeidung von Maßnahmen des Einspeisemanagements dient. Bedenken gegen einen solchen Entschädigungsanspruch bestehen allerdings dann, wenn die Einspeicherung aufgrund (bloßer) betrieblicher, nicht automatisiert durchgeführter Maßnahmen des Anlagenbetreibers erfolgt. Zudem steht dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung grundsätzlich nur für die Strommengen zu, die in Folge der Zwischenspeicherung nicht wieder in das Netz eingespeist werden können, d.h. die Speicherverluste, sowie ggf. für etwaige weitere Nachteile aufgrund der verzögerten Netzeinspeisung. Aus wirtschaftlicher Sicht dürfte die Zwischenspeicherung für den Anlagenbetreiber daher nicht attraktiv sein. Für eine zusätzliche Förderung, die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein könnte, fehlt eine gesetzliche Grundlage.

Eine Zwischenspeicherung von Strom, der im System der Einspeisevergütung vermarktet wird, durch den VNB „im Netz“ und vor einem Netzengpass dürfte die Pflicht zur unverzüglichen Weitergabe des Stromes an den ÜNB jedenfalls so lange wahren, wie eine solche Weitergabe aufgrund eines bestehenden Netzengpasses nicht möglich ist. In wirtschaftlicher Hinsicht scheint naheliegend, dass der ÜNB dem VNB grundsätzlich die gesamte an den Anlagenbetreiber gezahlte EEG-Förderung erstatten muss, d.h. ohne Abzug hinsichtlich etwaiger Speicherverluste. Die zwischengespeicherte Strommenge ist vom VNB an den ÜNB weiterzugeben, ohne dass der VNB hierfür weitere finanzielle Vorteile erlangt.

Wird der Strom im System der Direktvermarktung vermarktet, so bedarf es einer vertraglichen Vereinbarung zwischen VNB und Anlagenbetreiber als Grundlage für eine Zwischenspeicherung durch den VNB „im Netz“. Der wieder ausgespeicherte Strom kann anschließend durch den VNB vermarktet werden (vorbehaltlich der entflechtungsrechtlichen Zulässigkeit, dazu oben AP 2.1 und 2.2). Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Anlagenbetreiber im Gegenzug verlangen wird, dass der VNB die Kosten für die Ersatzbeschaffung der von ihm an seine Kunden zu liefernden Strommengen übernimmt. Zusätzliche finanzielle Anreize, um die wirtschaftliche Attraktivität der Zwischenspeicherung für den VNB zu erhöhen, bedürften entsprechender Gesetzesänderungen.

Geltendmachung der Speicherkosten in den Netzentgelten (AP 3.2)

Die Kosten der Stromspeicherung können den Netzkosten zugeordnet werden, soweit sie den Speichereinsatz für Zwecke der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit betreffen. Im Falle des Speichereinsatzes für Zwecke der Netzleistungsfähigkeit ist die Zuordnung zu den Netzkosten jedenfalls dann gerechtfertigt, wenn eine dauerhafte Erweiterung der Netzkapazität aufgrund nur vorübergehenden Ausbaubedarfs nicht gerechtfertigt ist. Auch darüber hinaus kann der Speichereinsatz zur Erweiterung der Einspeisekapazität in das Netz den Netzkosten zugeordnet werden, könnte aber besonderen Einschränkungen unter Effizienzgesichtspunkten unterliegen.

Im Falle des Stromspeicherbetriebs durch einen VNB ist nicht abschließend geklärt, ob dieser die Speicherkosten nur anteilig oder aber vollständig – unter Abzug der Erlöse einer Speichervermark-

tung – in den Netzentgelten geltend machen kann. Grundsätzlich entspricht die anteilige Zuordnung zu den Netzkosten der Ausrichtung der Netzkosten an dem Einsatz für Netzbetriebszwecke, da der Speicher bei Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität gerade nicht für den Netzbetrieb eingesetzt wird. Eine vollständige Zuordnung zu den Netzkosten ließe sich möglicherweise begründen, wenn der Speicher aufgrund betrieblicher Anforderungen in jedem Fall vom VNB betrieben würde, so dass die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität nur der Minderung der Netzkosten dient. Zum anderen wäre evtl. denkbar, dass eine vollständige Zuordnung zum Netzbetrieb aufgrund der fehlenden Flexibilität und drohender Ineffizienzen bei Festlegung eines fixen Netzbetriebsanteils anerkannt würde. Bei vollständiger Zuordnung zu den Netzkosten wäre sicherzustellen, dass die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität zu wettbewerbskonformen und nichtdiskriminierenden Preisen und Konditionen erfolgt. Ungeklärt ist, ob und ggf. in welcher Form darüber hinaus eine aus regulierungsrechtlicher Sicht korrekte Kostenverteilung zwischen Netznutzern und Speichernutzern gewährleistet werden muss.

Werden die Kosten des Stromspeichers eines VNB grundsätzlich als Netzkosten anerkannt, kommt es für die Frage, zu welchem Zeitpunkt diese in den Netzentgelten geltend gemacht werden können, darauf an, ob es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile handelt oder nicht. Im Ergebnis können die Kosten des Stromspeichers grundsätzlich nur auf der Hochspannungsebene als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet und damit jährlich angepasst werden; ansetzbar sind Plankosten, so dass es zu keinem Zeitversatz kommt. In allen anderen Fällen handelt es sich bei den Speicherkosten grundsätzlich um beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese können jedoch in der Regel über einen Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden, wenn sich aufgrund von Erweiterungsinvestitionen die Gesamtkosten des VNB nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5% erhöhen. In diesem Fall ist eine Berücksichtigung im Idealfall mit einem Zeitversatz von nur einem halben Jahr möglich.

Einschränkungen der Kostenanerkennung können sich aus dem Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung ergeben. Insoweit ist entscheidend, wie sich die Kosten der Maßnahmen zur Stromspeicherung im Verhältnis zu alternativen Maßnahmen des VNB darstellen und inwieweit die jeweiligen Kosten im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Auch unabhängig von den tatsächlichen Kosten dürften sich Maßnahmen zur Stromspeicherung im Effizienzvergleich regelmäßig nachteilig für den VNB im Vergleich zu der Durchführung von Maßnahmen des Einspeisemanagements ohne Einspeicherung des abzuregelnden Stroms auswirken, da die (anerkennungsfähigen) Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nicht in den Effizienzvergleich eingehen. Nicht völlig ausgeschlossen werden kann zudem, dass die BNetzA die Kostenanerkennung der Stromspeicherung aufgrund einer zusätzlichen Effizienzprüfung ganz oder teilweise versagt.

Netzbetriebsbedingte Einschränkung der Speichernutzung durch andere Marktteilnehmer (AP 4.1)

Anforderungen des VNB an den Speicherbetrieb können dazu dienen, die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit wie auch die Netzleistungsfähigkeit sicherzustellen. Eine Speichernutzung, die Netzsicherheit, Netz Zuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit beeinträchtigt, rechtfertigt primär jedoch keine Einschränkungen durch den Netzbetreiber, sondern begründet gemäß § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG dessen Verpflichtung zu entsprechenden Anpassungsmaßnahmen bei Netzbetrieb und Netzkapazität (Netzausbau).

Soweit allerdings Gefahren für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit anderweitig nicht zu beheben sind, sind Einschränkungen der Speichernutzung durch den VNB möglich. Hierfür bestehen entsprechende gesetzliche Grundlagen, die in der Regel entgeltliche vertragliche Vereinbarungen mit dem Speichernutzer voraussetzen. Nur unter den besonderen Voraussetzungen des § 13 Abs. 1a i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG besteht eine Verpflichtung von Speicherbetreibern zum Abschluss vertraglicher Vereinbarun-

gen über die Anpassung der Wirk- oder Blindleistungseinspeisung. Ausnahmsweise sind auch Notfallmaßnahmen des VNB nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG gegen den Willen der betroffenen Marktteilnehmer zulässig. Einschränkungen der Nutzung von EE-Speichern unterliegen besonderen Grenzen im Hinblick auf den Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien. Sofern die Gefahren für die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit auf eine unzureichende Netzleistungsfähigkeit zurückzuführen sind, erlauben die genannten Vorschriften grundsätzlich keine dauerhaften Eingriffe des VNB in die Speichernutzung; vielmehr sind sie durch Erfüllung seiner Netzausbaupflicht zu beheben.

Einschränkungen der Speichernutzung unter dem Gesichtspunkt der Netzleistungsfähigkeit sind nach dem derzeitigen gesetzlichen Rahmen grundsätzlich nicht mit der Netzausbaupflicht des VNB vereinbar. Dies gilt auch dann, wenn die Einschränkungen der Speichernutzung auf eine bessere Netzauslastung und damit eine effizientere Netznutzung zielen. Einschränkungen ergeben sich allerdings im Hinblick auf die Dauerhaftigkeit des Transportbedarfs („bedarfsgerechter“ Netzausbau) sowie bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit des Netzausbaus. Einschränkungen der Netzausbaupflicht aufgrund vertraglicher Vereinbarungen zwischen VNB und Speichernutzer sind gesetzlich nur in wenigen Fällen gegen Gewährung eines reduzierten Netzentgeltes vorgesehen, doch erscheinen weitergehende vertragliche Vereinbarungen nicht von vornherein ausgeschlossen. Allerdings ist die Netzausbaupflicht hinsichtlich der Stromeinspeisung aus EE und KWK besonders streng gefasst. Eine längerfristige Einschränkung ist für erneuerbare Energien allenfalls nach § 11 Abs. 3 EEG in engen Grenzen zulässig, wobei der grundsätzliche Vorrang der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien nicht in Frage gestellt werden darf; weitergehende vertragliche Einschränkungen des Einspeisevorrangs sind nicht zulässig. Eine Lockerung könnte sich zukünftig aufgrund der geplanten Spitzenkappung für Strom aus Onshore-Windenergie und Solarenergie ergeben. Insgesamt bestehen damit Ansatzpunkte für verstärkte Einschränkungen der Speichernutzung im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit des Stromverteilernetzes, die im Bereich der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK aber eine gesetzliche Grundlage erfordern dürften, außerhalb dieses Bereiches zumindest die Zustimmung des Speichernutzers.

Speichereinsatz durch Direktvermarkter „im Netz“ (AP 4.2)

Während die Möglichkeit zur Vereinnahmung der Marktprämie bei Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien „vor dem Netz“ aufgrund ausdrücklicher gesetzlicher Anordnung (abzgl. Speicherverluste) erhalten bleibt, vgl. § 19 Abs. 4 EEG, fehlt es für den Fall der Speicherung „im Netz“ an einer ausdrücklichen gesetzlichen Regelung.

Im Ausgangspunkt sind die tatbestandlichen Anforderungen für die Beanspruchung der Marktprämie auch bei Speicherung „im Netz“ zwar grundsätzlich gegeben, doch bestehen mehrere Zweifelsfragen. Zunächst handelt es sich bei dem Speicher „im Netz“ nicht um eine EE-Anlage, da er nicht ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien beladen wird; doch dürfte die Eigenschaft der Erzeugungsanlage als EE-Anlage ausreichen. Bei zwischenzeitlichem Letztverbrauch des eingespeisten Stroms durch Einspeicherung ist an sich die gesetzlich verlangte tatsächliche Abnahme durch Dritte nicht gegeben; nach dem Normzweck erscheint aber eine bilanzielle Betrachtung denkbar, so dass auch diese Voraussetzung einem Anspruch auf Marktprämie nicht entgegenstehen würde. Schließlich ist in der untersuchten Konstellation eine Bilanzierung in einem reinem EEG-Marktprämien-Bilanzkreis nur vor Speicherung gewährleistet; eine entsprechende Anforderung auch an den ausgespeicherten Strom erscheint zu Transparenzzwecken und Zwecken der statistischen Evaluierung allerdings nicht erforderlich, so dass auch dieses Tatbestandsmerkmal als gegeben angesehen werden könnte. Für Speicherverluste kann allerdings auch bei einer Speicherung „im Netz“ durch den Anlagenbetreiber (bzw. einen Direktvermarktungsunternehmer) die Marktprämie nicht beansprucht werden.

Rückgabe beladener Speicher durch Sekundärnutzer (AP 4.3)

Soll der Strom nach der Rückgabe des Stromspeichers durch den Sekundärnutzer im Speicher verbleiben, so bestehen grundsätzlich drei Möglichkeiten, wie mit den gespeicherten Mengen verfahren werden kann:

- Nutzung des gespeicherten Stroms für eigene Zwecke des Cloudbetreibers, insbesondere Ausgleich der Speicherverluste bei Wiederausspeicherung von Strom aus anderen Speichern,
- Veräußerung des eingespeicherten Stroms an Dritte,
- Rückgabe des beladenen Speichers an den Primärnutzer.

Nutzt der Cloudbetreiber den eingespeicherten Strom für eigene Zwecke, so ist davon auszugehen, dass er diesen grundsätzlich vom Sekundärnutzer erwirbt und damit Umsatzsteuer, aber keine weiteren Belastungen anfallen. Nach der hier vertretenen Auffassung führt zudem eine spätere Übernahme der eingespeicherten Strommengen durch den Cloudbetreiber nicht zu einer Änderung der Beurteilung der Belastungssituation bei Einspeicherung durch den Sekundärnutzer. Insbesondere führt dies nicht dazu, dass der Cloudbetreiber als Letztverbraucher angesehen werden müsste.

Möchte der Cloudbetreiber die eingespeicherten Strommengen ganz oder teilweise weiter veräußern, so kann dies eine (zusätzliche) Pflicht zur Entflechtung vom Verteilernetzbetrieb (auch geschlossenes Verteilernetz, wie im Falle des ArealSpeichers) erfordern. Im Hinblick auf die Belastungssituation bei Einspeicherung durch den Sekundärnutzer ergeben sich nach der hier vertretenen Auffassung ebenfalls keine Änderungen gegenüber der in AP 1.2 dargestellten Situation.

Wird der beladene Speicher an den Primärnutzer zurückgegeben, so bestehen zusätzliche Risiken, dass bei der Einspeicherung in Sekundärnutzung die Befreiungsregelungen im Hinblick auf EEG-Umlage und ggf. auch Netzentgelte nicht eingreifen könnten, da nicht die gesamte Strommenge wieder in das Netz ausgespeichert wird. Zudem wird die klare Trennung zwischen Primärnutzung und Sekundärnutzung etwa auch in messtechnischer Hinsicht in Frage gestellt.



Teil 1: Einführung

A. Untersuchungsrahmen

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Rahmenprojekt „green2store“ wird ein neues Vermarktungskonzept für verschiedene Typen von Stromspeichern entwickelt. Dieses basiert auf der Zusammenfassung von Stromspeichern in einer sog. Speichercloud, deren Kapazität nach Freigabe durch die sog. Primärnutzer der Speicher von einem Dienstleister, dem sog. Cloudbetreiber, an verschiedene Dritte (sog. Sekundärnutzer) vermarktet werden soll.

Schwerpunkte der Untersuchung bilden die Kostenbelastung bei der Einspeicherung (vgl. AP 1.2), die Zulässigkeit und Grenzen eines Stromspeichereinsatzes durch den VNB (vgl. AP 2.1 und 2.2), Möglichkeiten des VNB zur Einflussnahme auf den Stromspeicherbetrieb durch Dritte (vgl. AP 2.3), das Verhältnis von Stromspeicherung und Einspeisemanagement (vgl. AP 3.1), den Eingang von Kosten der Stromspeicherung in die Netzentgelte (vgl. AP 3.2) sowie der Einsatz von Stromspeichern durch Direktvermarktungsunternehmen (vgl. AP 4.2). Ein eigener Untersuchungsabschnitt betrifft zudem die rechtlichen Besonderheiten der im Cloudmodell geplanten Erbringung negativer Regelenergie mithilfe der Cloudspeicher, bei der der Sekundärnutzer den Speicher beladen zurückgeben kann (AP 4.3).

B. Bearbeiter

Die vorliegende Studie wurde am Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) erstellt, einem gemeinsamen wissenschaftlichen Zentrum von TU Braunschweig, TU Clausthal, Georg-August-Universität Göttingen, Leibniz Universität Hannover und Carl von Ossietzky Universität Oldenburg im Bereich der Energieforschung.

Bearbeiter waren:

Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer, Direktor des Instituts für deutsches und internationales Berg- und Energierecht der TU Clausthal und Koordinator des Forschungsbereichs Energierecht am EFZN

Ass. jur. Franziska Lietz, LL.M., wissenschaftliche Mitarbeiterin und Projektentwicklerin des Forschungsbereichs Energierecht am EFZN

Ass. jur. Christoph Nadler, LL.M, wissenschaftlicher Mitarbeiter am EFZN

Dipl.-Jur. Christian Hochholzer, wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht der TU Clausthal.

C. Zugrundeliegendes Cloudmodell

In dem vom BMWi geförderten Projekt „green2store“ wird ein neuartiges Konzept der Speichernutzung entwickelt, das als „Cloudmodell“ bezeichnet wird. Dieses basiert auf der zusammengefassten Steuerung und Vermarktung von Stromspeichern durch einen sog. Cloudbetreiber in einer „Speichercloud“. Wenn und soweit die projektgegenständlichen Stromspeicher nicht von den originären Betreibern selbst genutzt werden (Primärnutzung), werden diese Dritten zur Nutzung zur Verfügung gestellt (Sekundärnutzung). Für eine solche Zusammenschaltung in einer Speichercloud sind die Anlagen über IT-Systeme verbunden, sodass deren Steuerung bei einer Freischaltung durch die Primärnutzer für den Zeitraum der Sekundärnutzung vollständig und eigenverantwortlich vom Cloudbetreiber durchgeführt wird.

I. Funktionen der beteiligten Akteure

An der Durchführung des Cloudmodells sind folgende Akteure unmittelbar beteiligt: Die sog. Primärnutzer (Eigentümer/Betreiber von Haushaltsspeichern, Eigentümer/Betreiber von Areal Speichern, Eigentümer/Betreiber von Campusspeichern und Verteilernetzbetreiber als Eigentümer/Betreiber von Ortsnetzspeichern), der Cloudbetreiber sowie die Sekundärnutzer.

Die Primärnutzer besitzen die tatsächliche Verfügungsgewalt über die Speicher. Je nachdem, um welchen Anlagentyp es sich handelt, setzen die Primärnutzer ihre eigene Anlage in Primärnutzung unterschiedlich ein. Sie entscheiden, ob und ggf. für welche Zeiträume sie den Speicher zur Sekundärnutzung freigeben.

Dem Cloudbetreiber kommt die Aufgabe zu, die vom Primärnutzer zur Verfügung gestellten Speicherkapazitäten zu vermarkten und die sekundäre Speichernutzung zu organisieren. Der Cloudbetreiber erwirbt oder veräußert selbst grundsätzlich keine Strommengen zum Zweck der Speicherung. Der Cloudbetreiber erwirbt allerdings selbst Strommengen insoweit, wie diese erforderlich sind, um entstehende Speicherverluste und sonstige Differenzmengen, die im Rahmen der Sekundärnutzung entstehen, auszugleichen.

Die Sekundärnutzer buchen Speicherkapazität direkt bei dem Cloudbetreiber und schließen hierzu mit diesem einen Vertrag ab. Die Kapazität ist im Buchungsvertrag keinem physischen Speicher, sondern der Speichercloud als „virtuellem Großspeicher“ zugeordnet. Die einzuspeichernden Strommengen kaufen die Sekundärnutzer dabei selbst bei Dritten ein und vermarkten diese nach der Speicherung auch selbst. Alternativ bieten die Sekundärnutzer die gebuchte Speicherkapazität als negative Regenergie an.

II. Einsatz der Speicher

1. Einsatz in Primärnutzung

Betrachtet werden vier Speichertypen: Haushaltsspeicher, Areal Speicher, Campusspeicher und Ortsnetzspeicher.

Die Primärnutzer der Haushaltsspeicher speichern in eigenen Anlagen erzeugten Photovoltaikstrom im Hinblick auf einen späteren Eigenverbrauch. In diesem Fall wird in Primärnutzung kein Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung gespeichert. Ebenso wird in Primärnutzung kein Strom aus dem Stromspeicher in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist.

Areal Speicher werden in Wohnkomplexen zur Eigenverbrauchsoptimierung innerhalb eines geschlossenen Verteilernetzes durch Aufnahme überschüssiger Mengen aus einem auf dem Betriebsgelände betriebenen BHKW und einer Photovoltaik-Anlage genutzt. Dabei erfolgt kein Bezug von Speicherstrom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung.

Campusspeicher werden auf Industriegeländen innerhalb von Kundenanlagen genutzt und dienen dem sog. „Peak Shaving“, d.h. zum Zweck der Abmilderung von Lastspitzen, durch die sich der Leistungspreis der Netzentgelte erhöhen kann. In den Campusspeicher wird daher Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung eingespeichert.

Der Ortsnetzspeicher soll in Primärnutzung vom Verteilernetzbetreiber zu Netzbetriebszwecken genutzt werden und bezieht somit ausschließlich Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. Als Einsatzzwecke für den Ortsnetzspeicher sind die Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung, statische Spannungshaltung, Bilanzkreismanagement, Gewährleistung der Power Quality, Vermeidung von Einspeisemanagement sowie Bereithaltung von (zuvor am Markt eingekaufter) Verlustenergie beabsichtigt.

2. Einsatz in Sekundärnutzung

Der Sekundärnutzer übernimmt stets einen leeren Speicher. Hierbei sind zwei Nutzungsvarianten möglich: die Buchung gleicher Ein- und Ausspeisekapazitäten oder die reine Kapazitätsbuchung, um negative Regelernergie anbieten zu können. Der Speicher wird in Sekundärnutzung stets mit Strom aus dem Netz beladen.

Im ersten Nutzungsfall bucht der Sekundärnutzer bei dem Cloudbetreiber ein „Pärchen“ in Form einer (jeweils gleich großen) Ein- und Ausspeisekapazität. In diesem Fall müssen nicht zwingend in jedem Fall physische Ein- und Ausspeiservorgänge erfolgen, in Betracht kommt bei dieser Buchungsvariante auch die virtuelle Ein- und Ausspeisung, wenn die gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten bei mehreren gegenläufigen Kapazitätsbuchungen zumindest teilweise deckungsgleich sind.

Die andere Variante ist die Buchung von Kapazität, um diese als negative Regelernergie anzubieten. In diesem Fall muss die Kapazität während des gesamten Buchungszeitraumes für den Sekundärnutzer vorgehalten werden, eine Einspeicherung von Strom erfolgt jedoch nur, wenn die vom Sekundärnutzer am Markt angebotene Regelleistung tatsächlich abgerufen wird.

III. Trennung zwischen Primär- und Sekundärnutzung

Eine Trennung zwischen Primär- und Sekundärnutzung soll durch den Einsatz von Zählern mit (mindestens) zwei Zählwerken ermöglicht werden. Dabei erfolgt eine zeitliche Trennung von Primär- und Sekundärnutzung und damit verbunden der jeweiligen Mengen, wobei Zeitscheiben von jeweils einer Viertelstunde zugrunde gelegt werden.

Der Speicher wird vom Primärnutzer über die Nutzung eines IT-Systems für den Zugriff durch den Cloudbetreiber für eine feste Zeitspanne freigeschaltet, die nachträglich nicht mehr verkürzt werden kann. Zudem kann der Primärnutzer innerhalb dieser Zeit in keiner Weise auf den Speicherbetrieb Einfluss nehmen. Der Cloudbetreiber kann zugleich nur dann auf den Speicher zugreifen, wenn dieser vom Primärnutzer freigegeben wurde und sich damit im Sekundärnutzungsmodus befindet.

Die Speicher sollen in der Cloud in einem eigenen Bilanzkreis geführt werden, in dem allein die in der Sekundärnutzung ein- und ausgespeicherten Mengen sowie die vom Cloudbetreiber zum Ausgleich von Speicherverlusten und etwaigen Differenzen ge- oder verkauften Mengen bilanziert werden. Streng davon getrennt gehalten werden soll die Bilanzierung der in Primärnutzung ein- oder ausgespeicherten Mengen.



Teil 2: Rechtswissenschaftliche Untersuchung

AP 1: Allgemeiner Rechtsrahmen für die Stromspeicherung

AP 1.1: Begriff und Einordnung von Stromspeichern und Gasspeichern im Energierecht

I. Ausdrückliche gesetzliche Regelungen für die Stromspeicherung

Regelungen, die den Begriff der Stromspeicherung bzw. entsprechende Synonyme verwenden, finden sich bislang nur vereinzelt im Gesetz. Diese Stromspeicher-spezifischen Regelungen werden in der Folge dargestellt.

1. Regelungen des EnWG

a) Regelungen für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“

Das EnWG enthält einige wenige Sondervorschriften speziell für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“. Eine Definition des Begriffs der „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ erfolgt jedoch – anders als für „Speicheranlagen“ nach § 3 Nr. 31 EnWG, d.h. Gasspeicher – nicht. Auch die dem EnWG zugrunde liegende Strombinnenmarkt-Richtlinie der EU (Richtlinie 2009/72/EG) enthält – anders als Art. 2 Nr. 9 der Gasbinnenmarkt-Richtlinie (Richtlinie 2009/73/EG) für Gasspeicher – keine diesbezügliche Definition.¹ Erfasst werden jedenfalls Anlagen, die elektrische Energie beziehen und – nach Zwischenspeicherung, die häufig die Umwandlung in eine andere Energieform (mechanisch, chemisch, thermisch) umfasst, – zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben. Teilweise wird der Begriff allerdings auch weiter verstanden und auf alle Anlagen ausgedehnt, in die elektrische Energie eingespeist, ggf. nach Umwandlung in eine andere Energieform gespeichert und aus denen später wieder elektrische Energie oder eine andere Energieform ausgespeichert wird.² Dieses erweiterte Begriffsverständnis passt nach hiesiger Auffassung allerdings nicht zu dem Begriff „Strom“-Speicherung, da dieser dem Wortsinn nach voraussetzt, dass Strom (also elektrische Energie) am Ende des Speichervorgangs wieder zur Verfügung steht. Das erweiterte Begriffsverständnis würde demgegenüber eine Variante der „Energie“-Speicherung (nämlich unter Verwendung der Ausgangsenergie Strom) darstellen.

Aus § 13 Abs. 1a EnWG ergibt sich die Verpflichtung von Betreibern von „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“, auf Verlangen des Netzbetreibers die Wirk- und Blindleistungseinspeisung anzupassen. § 17 Abs. 1 EnWG nennt als Anspruchsberechtigte eines Netzanschlussanspruches auch „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“. Nach § 19 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, Bedingungen für den Netzanschluss unter anderem von „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ festzulegen und im Internet zu veröffentlichen. Hierbei enthält § 31 Abs. 3 S. 4 EnWG eine Fristenregelung für das besondere Missbrauchsverfahren vor der Regulierungsbehörde, soweit es um die Überprüfung der Entgelte für den Netzanschluss u.a. von „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ geht.

Auch § 118 Abs. 6 EnWG, zentrale Norm für die Netzentgeltspflicht bzw. -befreiung von Stromspeichern, bezieht sich auf „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ (näher unten AP 1.2 II.1.a)).

¹ Erwähnung finden Stromspeicheranlagen inzwischen aber als eigene Infrastrukturkategorie gemäß Anhang II der EU-Infrastrukturverordnung (VO (EU) Nr. 347/2013 v. 17.04.2013), die vielfach auch als TEN-E-VO bezeichnet wird.

² Jansen/Stappert, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 30 Rn. 2; ähnlich Gerstner, in: Kment, § 17 Rn. 29.

b) Regelungen für „Anlagen zur Speicherung von Energie“

Weitere Vorschriften des EnWG beziehen sich allgemeiner auf „Anlagen zur Speicherung von Energie“, nicht notwendig also „elektrischer“ Energie. Im EnWG sind „Anlagen zur Speicherung von Energie“ zunächst in § 3 Nr. 15 EnWG unter dem Oberbegriff der „Energieanlagen“ genannt. Anders als bei der Definition des Begriffs der „Speicheranlagen“ in § 3 Nr. 31 EnWG ist keine Beschränkung auf die Speicherung von Gas vorgesehen, so dass der Begriff auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie erfasst.³ Auch sonstige Hinweise auf einen Ausschluss von Stromspeichern sind nicht ersichtlich. Damit können sämtliche Vorschriften des EnWG, die sich auf „Energieanlagen“ beziehen, auch für Stromspeicher Bedeutung gewinnen. Alle Vorschriften, die sich auf „Speicheranlagen“ beziehen, gelten dagegen ausschließlich für die Speicherung von Gas, vgl. bspw. § 3 Nr. 9, Nr. 20, Nr. 31 EnWG.

Die Regelungen für die technischen Anforderungen an Energieanlagen nach § 49 EnWG greifen damit grundsätzlich auch für Stromspeicher ein. Nach § 49 Abs. 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. „Vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften“ sind dabei „die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten“. Deren Einhaltung wird gesetzlich vermutet, wenn die technischen Regeln des VDE bzw. des DVGW eingehalten worden sind. Dies gilt nach dem Wortlaut des § 49 Abs. 2 EnWG allerdings nur für Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität oder Gas, nicht aber zu deren Speicherung. Hier stellt sich damit die Frage, ob Strom- und Gasspeicher als Energieanlagen von dieser Regelung ausgenommen sein sollen.⁴ Richtigerweise dürfte jedoch von einem redaktionellen Versehen des Gesetzgebers auszugehen sein. § 49 Abs. 1 und 2 EnWG ist praktisch wortgleich mit § 16 Abs. 1 und 2 EnWG 1998. Da der Begriff der „Energieanlage“ nach der Definition des § 2 Abs. 2 EnWG 1998 auf Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung oder Abgabe von Energie beschränkt war, bestand im EnWG 1998 ein Gleichlauf von Absatz 1 und Absatz 2 der Vorschrift. Mit der EnWG-Novelle 2005 wurde dann zwar die Definition der „Energieanlage“ nach § 3 Nr. 15 EnWG um die „Speicherung“ erweitert, eine Anpassung des § 49 Abs. 2 EnWG hingegen nicht vorgenommen. Hinweise auf eine bewusste Aufgabe des Gleichlaufs von Absatz 1 und Absatz 2 des § 49 EnWG 2005 sind jedoch nicht ersichtlich. Für die Einbeziehung der Speicherung in § 49 Abs. 2 EnWG spricht im übrigen auch eine richtlinienkonforme Auslegung bzw. Analogie, da Art. 8 S. 1 GasRL nationale technische Regelungen insbesondere auch für Gasspeicheranlagen verlangt und § 49 Abs. 2 EnWG daher entsprechend ausdehnend ausgelegt oder analog angewendet werden muss. Dann dürfte Gleiches aber auch für Stromspeicher gelten, da auch die Legaldefinition des § 3 Nr. 15 EnWG nicht zwischen Strom- und Gasspeichern unterscheidet, zumal Art. 5 S. 1 EltRL zwar Stromspeicher nicht explizit anspricht, wohl aber allgemein „Anlagen direkt angeschlossener Kunden“. Dementsprechend regelt § 17 EnWG auch ausdrücklich technische Anschlussbedingungen sowohl für Gas- wie für Stromspeicher.

Den Begriff der Energieanlagen verwendet zudem noch der § 7a Abs. 4 S. 5 EnWG betreffend Anforderungen an die operationelle Entflechtung. Daraus ergeben sich Einschränkungen für Weisungen an Mitarbeiter von Energieversorgungsunternehmen in Bezug auf bauliche Maßnahmen an Energieanlagen. Diese Einschränkung gilt damit auch für Stromspeicher. Des Weiteren wurde durch das Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme (IT-Sicherheitsgesetz – ITSiG⁵) § 11 EnWG um einen Absatz 1b ergänzt, nach dessen Satz 1 Energieanlagen, die durch eine auf Grundlage von § 10 Abs. 1 des Gesetzes über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI-Gesetz – BSiG⁶) zu erlassenden Rechtsverordnung als sogenannte „kritische Infrastruktur“ bestimmt

³ So wohl auch Riese et al., S. 41. Demgegenüber scheint Salje, EnWG, § 3 Rn. 88 und § 49 Rn. 14, nur Gasspeicher einzubeziehen.

⁴ So ohne weitere Begründung Görisch, in: Kment, § 49 Rn. 9. Für Stromspeicher angesichts seiner Beschränkung des Begriffs der Energieanlagen auf Gasspeicher i.E. wohl auch Salje, § 3 Rn. 88, § 49 Rn. 14.

⁵ Gesetz vom 17. Juli 2015 (BGBl. I 2015, S. 1324).

⁶ Gesetz vom 14. August 2009 (BGBl. I 2009, S. 2812), zuletzt geändert durch Gesetz vom 17. Juli 2015 (BGBl. I 2, S. 1324).

wurden, mit einem angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme auszustatten sind. Als kritische Infrastrukturen könnten damit auch Stromspeicher benannt werden.

2. Regelungen des EEG

Im EEG finden abweichend von der Terminologie des EnWG andere Begriffe Anwendung, die die Stromspeicherung betreffen. So ist die Rede von „Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie [...] aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“, vgl. § 5 Nr. 1 2. Halbs.; von „Zwischenspeichern“, vgl. § 19 Abs. 4 S. 1 sowie von „Zwischenspeicherung“ in einem „elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher“, vgl. § 60 Abs. 3 S. 1 EEG.

Im Rahmen der Anlagendefinition nach § 5 Nr. 1 2. Halbs. EEG wird die Eigenschaft als Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas fingiert für solche „Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“.⁷ Aus dieser Regelung wird ersichtlich, dass jedenfalls die Rückverstromungseinrichtungen von Stromspeichern dem Anlagenbegriff des EEG über die sog. Anlagenfiktion unterfallen sollen. Damit finden u.a. die Regelungen zum Netzanchluss nach §§ 8 ff. EEG und zum Anlagenregister nach § 6 EEG Anwendung.

Auch in § 19 EEG, der zentralen Regelung für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, findet sich in § 19 Abs. 4 EEG die Ausdehnung der Förderansprüche auf Fälle „wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist“. Speziell die Stromspeicherung mittels Speichergas ist mit § 47 Abs. 2 Nr. 1, Abs. 6 EEG auch in den Vorschriften zum Biogasabtausch erfasst, sodass eine Durchleitung durch das Erdgasnetz ohne Förderverlust möglich ist.

In der Zentralvorschrift bezüglich der Pflicht zur Zahlung von EEG-Umlage in § 60 EEG ist mit dessen Abs. 3 eine Ausnahmeregelungen geschaffen worden für „Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird“. Für diesen muss unter bestimmten Umständen keine EEG-Umlage gezahlt werden, vgl. im Einzelnen unten AP 1.2 II.1.b), so dass eine doppelte Belastung mit EEG-Umlage vermieden wird. Nach § 60 Abs. 3 S. 2 EEG gilt zudem eine spezielle Regelung für die Erzeugung von Speichergas i.S.d. § 5 Nr. 29 EEG, die auch die Stromspeicherung mittels der Power-to-Gas-Technologie berücksichtigt. Hierbei bezieht sich die Definition des „Speichergases“ in § 5 Nr. 29 EEG auf den „Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien“.

3. Sonstige Vorschriften

Weitere Vorschriften, die die Stromspeicherung betreffen, finden sich in untergesetzlichen Vorschriften.

In § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV sind Pumpspeicherkraftwerke als von der Stromsteuerpflicht befreite Erzeugungsanlagen i.S.d. § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG genannt.

In der ResKV finden sich Regelungen, die neben Erzeugungsanlagen auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie erfassen und Eingriffsbefugnisse des Netzbetreibers in den Anlagenbetrieb schaffen, vgl. § 1 Abs. 1 S. 1 ResKV.

⁷ Salje, EEG 2014, § 5 Rn. 10; Hennig/von Bredow/Valentin, in: Frenz/Müggenborg et al., § 5 Rn. 21 ff.

In § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnEV⁸ ist vorgesehen, dass bei der Berechnung des Endenergiebedarfs von Gebäuden Strom aus erneuerbaren Energien, der in unmittelbarer Nähe zum Gebäude erzeugt wurde, auch „nach vorübergehender Speicherung“ bedarfsmindernd berücksichtigt werden darf.

II. Gegenüberstellung mit dem geltenden Rechtsrahmen für die Gasspeicherung

1. Definitionen und rechtliche Einordnung

a) Speicheranlage i.S.v. § 3 Nr. 31 EnWG

Der Rechtsrahmen für Anlagen zur Speicherung von Gas unterscheidet sich von demjenigen für Anlagen zur Speicherung von Elektrizität bereits darin, dass mit § 3 Nr. 31 („Speicheranlagen“) und § 3 Nr. 9 EnWG („Betreiber von Speicheranlagen“) gesetzliche Definitionen in Bezug auf die Gasspeicherung geschaffen wurden. Diese Definitionen gründen auf den Vorgaben des europäischen Rechts, das bereits mit Art. 2 Nr. 9 und Nr. 10 GasRL 1998 diesbezügliche Definitionen enthielt. Derzeit finden sich Definitionen für „Speicheranlagen“ in Art. 2 Nr. 9 und für „Betreiber einer Speicheranlage“ in Art. 2 Nr. 10 GasRL 2009.

Gemäß § 3 Nr. 31 EnWG handelt es sich bei einer Speicheranlage um „eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas, einschließlich des zu Speicherzwecken genutzten Teils von LNG-Anlagen, jedoch mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird, ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“.

Über die Definition des § 3 Nr. 31 EnWG (weitgehend entsprechend Art. 2 Nr. 9 Gas RL 2009) können Gasspeicher in Abhängigkeit von der konkreten Nutzung in dreifacher Weise eingeordnet werden: entweder als selbständige Gasspeicheranlage („Speicheranlage“ i.S.v. § 3 Nr. 31 EnWG) oder als Teil einer Gewinnungstätigkeit oder als Teil eines Gasleitungsnetzes (GasRL: eines Fernleitungsnetzes). Möglich ist ggf. auch eine teilweise Zuordnung der Anlage zu unterschiedlichen Bereichen, vgl. § 3 Nr. 31 EnWG („Teil, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird“).

In Abhängigkeit von dieser Einordnung können auf Gasspeicher die Vorschriften für „Speicheranlagen“, die Vorschriften für die Gasgewinnung oder die Vorschriften für Gasleitungsnetze Anwendung finden.

b) Gasversorgungsnetz i.S.v. § 3 Nr. 20 EnWG

Speicheranlagen können nach § 3 Nr. 20 EnWG zudem unter den Oberbegriff der „Gasversorgungsnetze“ fallen. Zu den Gasversorgungsnetzen i.S.v. § 3 Nr. 20 EnWG gehören Fernleitungsnetze, Gasverteilernetze, LNG-Anlagen und solche Speicheranlagen „die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden“. § 3 Nr. 20 EnWG erfasst damit nicht nur Gasspeicher, die bereits nach dem letzten Teilsatz des § 3 Nr. 31 EnWG dem Leitungsnetz zugordnet und schon aus diesem Grunde Teil des „Gasversorgungsnetzes“ sind, aber keine „Speicheranlagen“ i.S.v. § 3 Nr. 31 EnWG darstellen. Vielmehr erklärt § 3 Nr. 20 EnWG darüber hinaus auch „Speicheranlagen“ i.S.v. § 3 Nr. 31 EnWG zum Teil des „Gasversorgungsnetzes“, wenn sie die o.g. Voraussetzungen (insbesondere „Erforderlichkeit“ für den Zugang zu Fernleitung, Verteilung oder LNG-Anlagen) erfüllen. Ausgenommen werden von der Vorschrift allerdings „solche Netzteile oder Teile von Einrichtungen, die für örtliche Produktionstätigkeiten verwendet werden“. Dies entspricht dem bereits in § 3 Nr. 31 EnWG zum Ausdruck kommenden Ansatz, dass solche Netzteile und

⁸ Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) vom 24. Juli 2007 (BGBl. I 2007, S. 1529), zuletzt geändert durch Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789).

Teile von Einrichtungen (einschließlich Gasspeichern) der Gewinnung, nicht aber dem „Gasversorgungsnetz“ zuzuordnen sind.

Im Ergebnis definiert § 3 Nr. 20 EnWG einen Begriff des „Gasversorgungsnetzes“, der über den Begriff des „Leitungsnetzes“ hinausgeht. Man muss insoweit zwischen einem engen Verständnis des Gasversorgungsnetzes (nur Leitungsnetz) und einem weiten Begriff des Gasversorgungsnetzes (der auch bestimmte LNG-Anlagen und Speicheranlagen umfasst) unterscheiden. § 3 Nr. 20 EnWG definiert diesen weiten Begriff des „Gasversorgungsnetzes“.⁹ Vergleichbare Regelungen für das „Elektrizitätsversorgungsnetz“ sind weder im EnWG noch im europäischen Recht vorgesehen.

In Abhängigkeit von der konkreten Einordnung können auf Gasspeicher die Vorschriften für „Gasversorgungsnetze“ daher auch dann Anwendung finden, wenn diese Gasspeicher nicht bereits als Teil des Gasleitungsnetzes einzuordnen sind.

2. Regelungen für Speicheranlagen bzw. Gasversorgungsnetze

a) Entflechtung

Das EnWG sieht für Speicheranlagen i.S.d. § 3 Nr. 31 bzw. deren Betreiber i.S.d. § 3 Nr. 9 EnWG spezielle Entflechtungsregelungen vor, vgl. §§ 6a, 6b, 7b EnWG. Spezialvorschriften für die Entflechtung von Gasspeichern finden sich ebenso auch im europäischen Recht, vgl. insbesondere Art. 15, 16, 29, 31 GasRL 2009.

Hierbei wird insbesondere auf europäischer Ebene davon ausgegangen, dass die Vorschriften zur Entflechtung von Gasspeichern die Regelungen zum Speicherzugang Dritter (unten 3.) flankieren und unterstützen sollen, vgl. Erwägungsgrund 24 GasRL 2009. Nach Auffassung der EU-Kommission kommt eine rechtliche oder operationelle Entflechtung von Gasspeichern daher auch nur dann in Betracht, wenn der Gasspeicherbetreiber auch Drittzugang zu der Speicheranlage gewähren muss.¹⁰

Spezielle Entflechtungsvorschriften für Stromspeicher sind dagegen weder im deutschen noch im europäischen Recht geregelt.

Die für Gasspeicher geltenden speziellen Entflechtungsvorschriften werden in AP 2 näher dargestellt.

b) Drittzugang

Seit einer Neuregelung im Jahr 2003 unterstellte § 6a Abs. 1 i.V.m. § 2 Abs. 3 S. 2 EnWG 2003 „Anlagen zur Speicherung, soweit sie in technischer Hinsicht für den wirksamen Netzzugang erforderlich sind“ zusammen mit den Gasleitungsnetzen dem verhandelten Zugang.¹¹ Auf Grundlage der europäischen Vorschriften, zunächst Art. 19 Abs. 1 GasRL 2003, heute Art. 33 GasRL 2009, haben Betreiber von Speicheranlagen gemäß § 28 Abs. 1 S. 1 und 3 EnWG anderen Unternehmen den Zugang zu ihren Speicheranlagen und Hilfsdiensten zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen im Wege des verhandelten Zugangs zu gewähren. Ein Anspruch auf Drittzugang besteht nach § 28 Abs. 1 S. 1 EnWG allerdings nur, „sofern der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich“ ist. Dies wurde mit § 28 Abs. 1 S. 2 EnWG konkretisiert auf „Untergrundspeicher, mit Ausnahme von unterirdischen Röhrenspeichern“. Der Drittzugang kann nach § 28 Abs. 2 EnWG im Einzelfall von dem Betreiber der Speicheranlage verweigert werden.

Grundsätzlich wäre denkbar, dass Ansprüche auf Zugang zu Speicheranlagen neben §§ 26, 28 EnWG auch auf § 20 EnWG gestützt werden könnten. Diese Vorschrift regelt allgemein den Zugangsan-

⁹ Vgl. Weyer, in: FS Salje, S. 461 f.

¹⁰ Commission Staff Working Paper, Third-Party Access to Storage Facilities, S. 7.

¹¹ Däuper, in: Danner/Theobald, § 28 EnWG Rn. 11.

spruch zu den Energieversorgungsnetzen, zu denen insbesondere die Gasversorgungsnetze zählen. Wie ausgeführt gehören Speicheranlagen zu den „Gasversorgungsnetzen“ i.S.d. § 3 Nr. 20 EnWG, wenn sie „für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind“ und einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von diesen betrieben werden (oben II.1.b)). Vereinzelt werden daher auch Zugangsansprüche zu Speicheranlagen nach § 20 EnWG bejaht.¹² Demgegenüber erscheint es überzeugender, die §§ 26, 28 EnWG als abschließende Regelung für den Zugang zu Speicheranlagen anzusehen.¹³ Nur dies entspricht der gesetzlichen Vorgabe des § 26 EnWG, dass der Speicherzugang „abweichend von den §§ 20 bis 24“ auf vertraglicher Grundlage nach § 28 EnWG erfolgt. Ein Speicherzugang nach § 20 Abs. 1 EnWG würde zudem die Geltung der Vorschriften für die Entgeltregulierung nach §§ 21a bzw. 23a EnWG implizieren, was ebenfalls der Schaffung spezifischer Speicherzugangsvorschriften und der gesetzgeberischen Entscheidung für einen verhandelten Netzzugang zu Speicheranlagen widersprechen würde. Im Ergebnis finden für den Speicherzugang allein die §§ 26, 28 EnWG Anwendung, nicht aber § 20 EnWG.

Derartige spezifische Zugangsansprüche zu Stromspeichern enthält das EnWG derzeit nicht. Fraglich ist allerdings, ob Dritte möglicherweise nach §§ 19, 20 GWB den Zugang zu Stromspeichern beanspruchen können, wenn der Stromspeicherbetreiber als marktbeherrschendes oder marktstarkes Unternehmen einzuordnen ist. Dies wäre nach § 111 Abs. 1 und 2 EnWG nur ausgeschlossen, wenn dem EnWG eine abschließende Regelung über den Drittzugang zu Stromspeichern zu entnehmen wäre. Dies wurde, soweit bekannt, noch nicht diskutiert.

c) Weitere Regelungen

Daneben bestehen für Gasspeicherbetreiber weitere gesetzliche Spezialregelungen. Dies sind z.B. Verpflichtungen im Hinblick auf die anzubietenden Speicherprodukte sowie die Speicherentgelte gemäß der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (FernleitungszugangsVO).^{14,15} Nach § 28 Abs. 3 EnWG bestehen für Speicheranlagenbetreiber, unabhängig von der „Erforderlichkeit“ der Anlage nach § 28 Abs. 1 EnWG, zudem bestimmte Veröffentlichungs- und Konsultationspflichten für die Betreiber sämtlicher Speicheranlagen. Dies dient der Umsetzung von Art. 19 Abs. 4 und Art. 1 UAbs. 3 VO (EG) Nr. 715/2009, nach der bestimmte Veröffentlichungspflichten auch ohne die Verpflichtung zur Drittzugangsgewährung bestehen.¹⁶ Darüber hinaus können Speicheranlagenbetreiber zum Ausbau ihrer Speicherkapazitäten verpflichtet sein, vgl. Art. 13 Abs. 1 Buchst. a) GasRL 2009. Eine vollumfängliche Ausbaupflicht entsprechend den Ausbaupflichten für Leitungsnetzbetreiber ist allerdings schon deshalb zweifelhaft, weil Gasspeicher häufig kein natürliches Monopol darstellen.¹⁷ Zudem sind die Möglichkeiten zum Speicherausbau teilweise aufgrund natürlicher Gegebenheiten nicht gegeben.

3. Regelungen für „Anlagen zur Speicherung von Energie“

Wie bereits im Hinblick auf Stromspeicher ausgeführt, knüpfen eine Reihe gesetzlicher Vorschriften an den Begriff der „Energieanlagen“ und damit mittelbar (vgl. § 3 Nr. 15 EnWG) an den Begriff der „Anlagen zur Speicherung von Energie“ an. Hierunter fallen jedenfalls auch Anlagen zur Speicher von Gas. Damit können sämtliche Vorschriften des EnWG, die sich auf „Energieanlagen“ beziehen, auch für Gasspeicher Bedeutung gewinnen. Die obigen Ausführungen zu § 49 Abs. 1 und Abs. 2 EnWG gelten insoweit entsprechend für Gasspeicher (oben I.1.b)). Ebenso finden § 7a Abs. 4 S. 5 EnWG

¹² Fischerauer, S. 144, 146; so wohl auch Däuper, in: Danner/Theobald § 28 EnWG Rn. 16 ff.

¹³ Olbricht in PK, § 26 Rn. 6; Britz/Herzmann, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 20 Rn. 7; Barkbknecht, in: BerlKomEnR, § 28 EnWG Rn. 1 f.; Siegel, in: Kment, § 28 Rn. 2.

¹⁴ Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

¹⁵ Im Einzelnen Heise, in: PK, § 28 Rn. 18; Barkbknecht, S. 63 ff.

¹⁶ Vgl. Weyer, in: FS Salje, S. 467.

¹⁷ Weyer, in: FS Salje, S. 468.

betreffend Anforderungen an die operationelle Entflechtung und § 11 Abs. 1b EnWG betreffend den Schutz kritischer Infrastrukturen Anwendung.

III. Verhältnis der Stromspeicherung zu Stromverbrauch und Stromerzeugung

1. Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher

a) Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG

Nachdem zunächst davon ausgegangen worden war, dass der Strombezug von Pumpspeichern nicht netzentgeltspflichtig sei, nimmt der BGH seit einer Grundsatzentscheidung im Jahr 2009 nunmehr in ständiger Rechtsprechung eine Netzentgeltspflicht von Pumpspeichern an.¹⁸ Diese wird mit deren Letztverbraucher-Eigenschaft i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG begründet. Hierbei erfolgt jedoch keine eindeutige Äußerung dazu, über welches konkrete Tatbestandsmerkmal welcher gesetzlichen Vorschrift die Gerichte annehmen, dass (ausschließlich) die Eigenschaft als Letztverbraucher als Begründung für die Netzentgeltspflicht heranzuziehen ist.¹⁹

Letztverbraucher sind in § 3 Nr. 25 EnWG definiert als

„Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“.

Die Einführung dieser Legaldefinition im EnWG 2005 diene der Umsetzung der Definition des europarechtlichen „Endverbraucher“-Begriffs nach Art. 2 Nr. 9 EltRL 2003 bzw. Art. 2 Nr. 27 GasRL 2003 („Kunden, die Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen“).²⁰

Nach Auffassung des BGH ist die Eigenschaft von Stromspeichern als Letztverbraucher zum einen aus der Entscheidung des Gesetzgebers abzuleiten, der im Jahr 2009 mit § 118 Abs. 7 a.F. EnWG in Reaktion auf die Rechtsprechung des OLG Düsseldorf²¹ einen Netzentgeltbefreiungstatbestand für Stromspeicherbetreiber eingeführt hatte. Zum anderen stellt der BGH auf die technischen Vorgänge innerhalb des Pumpspeichers ab. Hier werde beim Pumpbetrieb der aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz bezogene Strom in eine andere Energieform umgewandelt, was in technischer Hinsicht den Verbrauch des Stromes bedeute. Dieser Ansatz erscheint auch auf andere Stromspeichertechnologien wie insbesondere Batteriespeicher übertragbar.²² Dem steht auch die Rechtsprechung des BFH nicht entgegen, wonach bei dem Aufladen einer Batterie „durch die bloße Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom [...] weder ein Verbrauch von Strom noch eine Herstellung von Strom“ stattfindet.²³ Denn dies besagt nichts über die Umwandlung elektrischer Energie in chemische Energie. Die Letztverbraucher-Eigenschaft dürfte nur in den Fällen zu verneinen sein, in denen eine Umwandlung der elektrischen Energie in eine andere Energieform nicht erfolgt, z.B. bei Kondensatoren.

Mit dem zweiten Tatbestandsmerkmal des § 3 Nr. 25 EnWG neben dem „Verbrauchen“, dem „Kaufen“, setzte sich der BGH in seinen Entscheidungen nicht auseinander, da dieses jeweils unproblematisch vorlag. Der Begriff des „Kaufens“ im zivilrechtlichen Sinne setzt die Einigung zwischen mindestens zwei Personen voraus, mithin eine marktliche Transaktion.²⁴ Bei fehlendem „Kaufen“ von Energie ist nach dem Wortlaut des § 3 Nr. 25 EnWG die Definition des Letztverbrauchers damit nicht erfüllt. Da die Definition des Letztverbrauchers im EnWG ausweislich der Gesetzesbegründung der Um-

¹⁸ BGH RdE 2010, 223, BGH RdE 2013, 169 und 171; ebenso OLG Düsseldorf, ZNER 2008, 380.

¹⁹ Vgl. im Einzelnen Lietz, EWeRK 2014, 96, 98.

²⁰ Vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 49, linke Spalte.

²¹ OLG Düsseldorf, ZNER 2008, 380.

²² Britz, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 118 Rn. 4; Stappert/Groß, in: PK, § 118 Rn. 9; von Oppen, ER 2014, 9, 11 f.; Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62, 63.

²³ BFH v. 19.06.2012, Az. VII R 33/10 (Orientierungssatz 4).

²⁴ Vgl. Lietz, EWeRK 2014, 98, 100; Heller, EWeRK 2013, 177, 180.

setzung des Begriffs des Endkunden aus Art. 2 Nr. 9 EltRL 2003 dient,²⁵ der ebenfalls die Merkmale „Verbrauchen“ und „Kaufen“ nennt, scheint eine Ausweitung der Definition über den Wortlaut hinaus nicht möglich.

Im Ergebnis ist nach derzeitiger Rechtslage davon auszugehen, dass Stromspeicher Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG sind, wenn sie elektrische Energie in andere Energieformen umwandeln und den einzuspeichernden Strom „kaufen“. Bei Einspeicherung selbst erzeugten Stroms in einen eigenen Speicher ist mangels Kaufvorganges dagegen die Letztverbrauchereigenschaft i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG zu verneinen.

b) Letztverbraucher i.S.v. § 5 Nr. 24 EEG

Bis zum Inkrafttreten des EEG 2014 enthielt das Recht der erneuerbaren Energien keine eigene Definition des Letztverbrauchers, so dass die Letztverbraucher-Definition des § 3 Nr. 25 EnWG herangezogen wurde.²⁶ Nunmehr ist der Letztverbraucher aber in § 5 Nr. 24 EEG 2014 eigenständig unter Verzicht auf das Merkmal des „Kaufens“ definiert als

„jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht“.

Da der BGH bei der Subsumtion der Pumpspeicher unter den Begriff des Letztverbrauches vornehmlich auf die Verbrauchs-Komponente abgestellt hat und das Kriterium des „Kaufens“ (nur) stillschweigend voraussetzte, sind seine Erwägungen zur Letztverbrauchereigenschaft grundsätzlich auch auf den neuen Letztverbraucher-Begriff des EEG übertragbar.

c) Letztverbraucher i.S.v. § 2 Nr. 17 KWKG

Das neue Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), das am 01.01.2016 in Kraft getreten ist, enthält nunmehr eine Definition des Letztverbraucherbegriffs in § 2 Nr. 17 KWKG, die identisch mit derjenigen des § 5 Nr. 24 EEG ist.²⁷ Auch das KWKG verzichtet damit auf das Merkmal des „Kaufens“. Wie im Falle des EEG ist davon auszugehen, dass die Erwägungen des BGH zur Letztverbrauchereigenschaft grundsätzlich auch auf den neuen Letztverbraucher-Begriff des KWKG übertragbar sind.

d) Weiterentwicklung

Die Frage der Letztverbrauchereigenschaft von Stromspeichern wird kontrovers diskutiert.²⁸ Dies gilt insbesondere für die Frage möglicher Doppelbelastungen von zwischengespeichertem Strom mit Letztverbraucherabgaben. Insoweit sieht der Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode eine Überprüfung vor.²⁹ Diesbezügliche gesetzgeberische Änderungsvorschläge seitens der Bundesregierung liegen bislang aber nicht vor. Einen Änderungsvorschlag des Bundesrates im Rahmen des kommenden Strommarktgesetzes hat die Bundesregierung zurückgewiesen. Insbesondere lehnt sie eine generelle Ausnahme für Energiespeicher, die zum Zwecke der Zwischenspeicherung Strom aus dem öffentlichen Netz entnehmen und wieder in das Netz zurückspeisen, von der Behandlung als Letztverbraucher ab, da dies den marktwirtschaftlichen Wettbewerb zwischen Flexibilitätsoptionen verzerren würde.³⁰

²⁵ Vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 49, linke Spalte.

²⁶ Vgl. OLG Frankfurt, Urt. v. 13.3.2012, 21 U 41/11, Rn. 31 (juris), ER 2012, 36; Altmann, in: Altmann/Oschmann/Theobald, § 37 Fn. 25.

²⁷ Gesetz zur Neuregelung des Kraftwärmekopplungsgesetzes, BGBl. 2015 I, S. 2498.

²⁸ Vgl. nur Salje, EEG 2014 § 60 Rn. 60; Thomas/Altmann, ZUR 2013, 579, 579; Krebs, RdE 2012, 19, 21; BDEW, Roadmap Smart Grids, S. 30; Pielow/Weiß/Groneberg, GewArch 2014, 270, 276; Bachmann/Erling, ET 2012, Heft 6, S. 97-101, 100.

²⁹ Vgl. Koalitionsvertrag 18. Legislaturperiode, S. 41.

³⁰ Vgl. Stellungnahme des Bundesrates, BT-Drs. 18/7317, Ziff. 2 und 6; Gegenäußerung der BReg, BT-Drs. 18/7317, zu Ziff. 2 und 6 (vgl. in der elektronischen Vorabfassung S. 159, 161, 177, 180).

Im Stromsteuerrecht ist zwischenzeitlich allerdings ein Erlass des Bundesministeriums der Finanzen ergangen, demzufolge zumindest stationäre Batteriespeicher, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind und den zur Zwischenspeicherung entnommenen Strom zeitlich verzögert wieder in das Versorgungsnetz einspeisen sollen, im Hinblick auf den Anfall von Stromsteuer „vorübergehend im Wege der Gesetzesauslegung bzw. der teleologischen Reduktion“ als Bestandteil des Versorgungsnetzes behandelt werden können.³¹ Nach dieser Sichtweise wird der Strom durch die Einspeicherung nicht dem Versorgungsnetz „entnommen“ im Sinne der Steuerentstehungsnorm des § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 oder Alt. 2 StromStG, so dass für die Einspeicherung keine Stromsteuer anfällt. Dieser Ansatz ist ohne eine gesetzliche Neuregelung problematisch, für die Praxis ist angesichts der ausdrücklichen Stellungnahme des BMF aber von dem Wegfall der Stromsteuerpflicht für die Einspeicherung auszugehen (näher AP 1.2). Auf die Netzentgeltspflicht bei Zwischenspeicherung ist ein solcher Ansatz allerdings ohne gesetzliche Neuregelung nicht übertragbar. Wie die ausdrückliche Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG für Fälle der Zwischenspeicherung verdeutlicht, sieht der Gesetzgeber des EnWG die Einspeicherung von Strom selbst bei späterer Wiedereinspeisung in das Stromnetz grundsätzlich als netzentgeltpflichtige Entnahme aus dem Stromnetz an.

2. Einordnung von Stromspeichern als Erzeugungsanlagen

Es wird diskutiert, ob Stromspeicher grundsätzlich auch die Eigenschaft von Erzeugungsanlagen besitzen können. Dies wird vielfach aus einem Umkehrschluss aus der BGH-Rechtsprechung, die Stromspeicher hinsichtlich ihres Strombezuges als Letztverbraucher einordnet, abgeleitet.³² Der BGH führt sogar ausdrücklich aus, „dass das Pumpspeicherkraftwerk Energie nicht im eigentlichen Sinne speichert, sondern über den Verbrauch von Elektrizität neuen Strom erzeugt“.³³ Dabei erfolgen jedoch keine Hinweise, welche rechtlichen Konsequenzen aus dieser Einordnung im Einzelnen folgen sollen.

Weder im EnWG noch im EEG oder im Stromsteuergesetz ist der Begriff der „Erzeugungsanlage“ legaldefiniert. Als Erzeugungsanlagen i.S.d. § 17 Abs. 1 EnWG werden in der Literatur grundsätzlich alle Anlagen zur Gewinnung von Energie jeglicher Art aus konventionellen oder regenerativen Quellen verstanden.³⁴ Lediglich § 1 Abs. 1 KraftNAV definiert Erzeugungsanlagen für die Zwecke dieser Verordnung (enger) als „Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie“.

Im Gesetz werden Stromspeicher teilweise neben Erzeugungsanlagen genannt, so z.B. in §§ 3 Nr. 15, 13 Abs. 1a, 17 Abs. 1 EnWG. Dies deutet daraufhin, dass der Gesetzgeber diese nicht generell gleichstellen wollte. Der Ausschuss für Wirtschaft und Technologie stellte in der Beschlussempfehlung zu der Ergänzung von § 17 Abs. 1 EnWG um Stromspeicher als Anspruchsberechtigte aus, dass die Gleichstellung von Stromspeichern mit Erzeugungsanlagen im Hinblick auf den Netzanschluss notwendig sei, da Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie mit Erzeugungsanlagen „in Maßen vergleichbar seien“.³⁵

Dagegen trägt § 13a EnWG bspw. die Überschrift „Stilllegung von Erzeugungsanlagen“, bezieht aber auch Stromspeicher mit ein, was als Hinweis für die Qualität von Stromspeichern als Erzeugungsanlagen gewertet wird.³⁶ Von der Definition des Energieversorgungsunternehmens im EnWG in § 3 Nr. 38 EnWG für den Strombereich wird nicht die Speicherung von Elektrizität genannt; im Gasbereich wird dagegen die Gasspeicherung ausdrücklich genannt, vgl. § 3 Nr. 20, Nr. 38 EnWG. Daraus wird teilwei-

³¹ BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

³² So auch von Oppen, ER 2014, 9; Sailer, in: Müller, 777, 794; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 361; von Hesler, REE 2015, 150, 153; Clearingstelle EEG, Empfehlung von 2. Juni 2015, 2014/31, Rn. 144; in Bezug auf die Erzeugereigenschaft nach § 1 Abs. 1 KraftNAV auch Weyer/Lindemann, in: Beck/Schmidt, S. 600.

³³ BGH v. 17.11.2009, EnVR 56/08, Rn. 16, RdE 2010, 223.

³⁴ Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 17 Rn. 15; Säcker/Boesche, in: BerKomEnR, § 17 EnWG Rn. 17.

³⁵ Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie vom 29.06.2011, DT-Drs. 17/6365, S. 33, Buchst. f) und g).

³⁶ Riese et al., S. 51.

se abgeleitet, dass Stromspeicher mangels anderer geeigneter Zuordnung unter den Oberbegriff der Erzeugungsanlagen gefasst werden sollten.³⁷ In ihrem Monitoringbericht zu § 51 EnWG³⁸ und ihrem Evaluierungsbericht nach § 33 ARegV³⁹ erfasst die Bundesnetzagentur Pumpspeicher bei der Berechnung der bestehenden Erzeugungskapazitäten.

Ausdrücklich werden Stromspeicher in Form von Pumpspeicherkraftwerken und Stromerzeugungsanlagen in § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i.V.m. § 12 StromStV gleichgestellt, indem die Pumpspeicherkraftwerke als Erzeugungsanlagen von der Stromsteuer befreit werden.⁴⁰ Der BFH ging dagegen in einer jüngeren Entscheidung davon aus, dass die Vorgänge in Batteriespeichern nicht als Erzeugung im stromsteuerrechtlichen Sinne zu werten seien.⁴¹

Die Frage, ob Stromspeicher im Einzelfall als Erzeugungsanlagen anzusehen sind, gewinnt gleich in mehreren Regelungen Bedeutung. Von Bedeutung ist die Frage für den Bereich des Entflechtungsrechts, vgl. AP 2; für den Begriff der (dezentralen) Erzeugungsanlage i.S.d. § 18 Abs. 1 StromNEV als Grundlage für die Vereinnahmung vermiedener Netzentgelte, vgl. nachf. AP 1.2 III. und IV.3.; für die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG, vgl. nachf. AP 1.2 II.1.c).

Im Ergebnis ist es nicht ausgeschlossen, Stromspeicher als Erzeugungsanlagen einzuordnen. Umgekehrt erscheint eine solche Einordnung aber nicht immer zwingend. Da bei den o.g. verschiedenen Vorschriften unterschiedliche gesetzgeberische Zwecke dominieren, ist auch eine unterschiedliche Einordnung denkbar. Die Beurteilung, ob Stromspeicher dem Begriff der Erzeugungsanlage unterfallen, ist daher im Zusammenhang mit den jeweiligen Normen näher zu untersuchen.

IV. Verhältnis der Stromspeicherung zum Stromnetzbetrieb

Zum Verhältnis von Stromspeicherung und Stromnetz finden sich weder im EnWG noch in sonstigen Gesetzen ausdrückliche Regelungen. Die Frage ist insbesondere relevant für die Prüfung, ob Netzbetreiber auch Stromspeicher betreiben dürfen.

1. Stromspeicher, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind

Im Gasbereich bestehen, wie oben bereits erwähnt, vgl. II.1., sowohl im EnWG als auch in der GasRL 2009 Regelungen, die das Verhältnis von Gasnetzen und Speicheranlagen regeln. So ist nach § 3 Nr. 31 EnWG, Art. 2 Nr. 9 GasRL 2009 eine Speicheranlage, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen (GasRL: Fernleitungsnetzbetreibern) bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist, vom Begriff der Speicheranlage ausgenommen. Daraus wird abgeleitet, dass diese Anlagen regulatorisch als Teil des jeweiligen Gasleitungsnetzes zu behandeln sind.⁴² Für die Stromspeicherung fehlt zwar eine entsprechende ausdrückliche Regelung. Doch greifen vergleichbare sachliche Überlegungen auch bei Stromleitungsnetzen ein. Daher ist naheliegend, dass mit derselben Logik auch ein Stromspeicher als Teil des Stromnetzes verstanden werden kann.⁴³ In diesem Fall sind keine durchgreifenden Bedenken gegen den Betrieb eines Stromspeichers durch den Netzbetreiber zu erkennen (näher unten AP 2.1 III.3.).

³⁷ So Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 366.

³⁸ BMWi, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG, S. 12.

³⁹ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, S. 55.

⁴⁰ So auch BGH v. 17.11.2009, EnVR 56/08, Rn. 14, RdE 2010, 223; BT-Drs. 14/40, S. 12, rechte Spalte.

⁴¹ BFH, Urt. v. 19.6.2012, Az. VII R 33/10.

⁴² Sänger/Rümler/Meier, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 335 f.; Weyer, in: FS Salje, 459, 466; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 85; Weyer/Lietz, in: EFZN, BMWi-Speicherstudie, S. 144; Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 243.

⁴³ So bspw. Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 243 ff.; Schwintowski, EWeRK 2014, 271, 272; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 85.

2. Weitergehende Zuordnung von Stromspeichern zum Stromnetz?

Im Gasbereich können Speicheranlagen zudem die Definition des Gasversorgungsnetzes i.S.v. § 3 Nr. 20 EnWG bzw. des „Netzes“ i.S.d. Art. 2 Nr. 13 GasRL 2009 erfüllen. Dazu muss es sich um Speicheranlagen handeln, „die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden“ (§ 3 Nr. 20 EnWG) bzw. „die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind“ und „einem Erdgasunternehmen gehören und/oder von ihm betrieben werden“ (Art. 2 Nr. 13 GasRL 2009). Wie bereits ausgeführt, handelt es sich hierbei allerdings um einen weiten Begriff des „Gasversorgungsnetzes“, der über das Gasleitungsnetz hinausgeht (oben II.). Eine vergleichbare weite Definition des Stromversorgungsnetzes enthält das EnWG nicht. Insoweit erscheint es nicht möglich, diesbezügliche Regelungen aus dem Gasbereich pauschal auf den Strombereich zu übertragen.

Nur vereinzelt finden sich weitere Überlegungen zu der Frage, ob Stromspeicher über die o.g. Fälle hinaus, in denen sie ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind (oben 1.), dem Stromnetz zugeordnet werden können. Vertreter der Bundesregierung gingen in einer schriftlichen Stellungnahme aus dem Jahr 2012 davon aus, dass für den Strombezug bei der Batteriespeicherung keine Stromsteuer anfalle, da Batteriespeicher keine Letztverbraucher, sondern einen Teil des Netzes darstellten.⁴⁴ Auch in einem Erlass des BMF aus dem Jahr 2014 wird die Sichtweise vertreten, dass zumindest stationäre Batteriespeicher, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind und den zur Zwischenspeicherung entnommenen Strom zeitlich verzögert wieder in das Versorgungsnetz einspeisen sollen, im Hinblick auf den Anfall von Stromsteuer „vorübergehend im Wege der Gesetzesauslegung bzw. der teleologischen Reduktion“ als Bestandteil des Versorgungsnetzes behandelt werden können.⁴⁵ Damit soll eine doppelte Stromsteuerbelastung bei Zwischenspeicherung von Strom vermieden werden.

Viele Vorschriften des EnWG scheinen sich bislang aber eher an solchen Formen der Stromspeicherung zu orientieren, bei denen die Betreiber von Stromnetzen und Stromspeichern personenverschieden sind und der Stromspeicher nicht dem Netz zuzuordnen ist. Dies ist z.B. aus dem Netzananschlussanspruch des Stromspeicherbetreibers nach § 17 Abs. 1 EnWG oder aus den Eingriffsbefugnissen des Netzbetreibers in den Betrieb von Stromspeichern nach § 13 Abs. 1a oder der ResKV ersichtlich. Auch die in § 118 Abs. 6 EnWG vorausgesetzte Netzentgeltspflicht setzt den Abschluss eines Netznutzungsvertrages zwischen Netzbetreiber und Stromspeicherbetreiber als Netznutzer voraus, sodass der Speicher nicht dem Netz zuzuordnen ist. Eine zwingende Aussage dazu, inwieweit Stromspeicher dem Stromnetz zugeordnet werden können, ergibt sich daraus freilich nicht. Die Bundesnetzagentur scheint allerdings in ihrem Positionspapier „Smart Grid und Smart Market“ davon auszugehen, dass Stromspeicher jedenfalls aus Gründen ihres wirtschaftlichen Betriebs in der Regel der Marktsphäre und nicht dem Netz zugeordnet werden sollten.⁴⁶

Die Frage, inwieweit Stromspeicher über die oben unter 1. genannte Möglichkeit hinaus dem Stromnetz zugeordnet werden können und daher keine Bedenken gegen den Speicherbetrieb durch einen Verteilernetzbetreiber bestehen, ist im AP 2 weiter zu vertiefen.

V. Sinnhaftigkeit einer gesetzlichen Definition des Begriffs „Stromspeicher“

Teilweise wird die Frage diskutiert, ob eine Legaldefinition des Begriffs „Stromspeicher“ (oder ähnlicher Begriffe wie z.B. „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“) insbesondere im EnWG und EEG sinnvoll ist und im Hinblick auf die verschiedenen im Zusammenhang mit der Stromspeicherung

⁴⁴ Antwort auf die schriftliche Frage Nr. 214 für den Monat September vom 25.9.2012, III B 6 V 8110/07/10004:054; 2012/0868136.

⁴⁵ BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

⁴⁶ BNetzA, Smart Grid und Smart Market, S. 31.

diskutierten Problemkreise Vorteile bringen kann.⁴⁷ In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage nach einer möglichen Definition des Begriffs „Energiespeicher“.

1. Definitionsansätze

a) VDE/FNN

Der VDE/FNN definiert den Begriff „Stromspeicher“ in einem Hinweis zu Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz als

„Anlage, die abhängig vom Betriebsmodus entweder elektrische Energie aus dem kundeneigenen Netz bzw. aus dem öffentlichen Netz beziehen oder einspeisen kann. Dies gilt unabhängig von der Art der technischen Umsetzung“.⁴⁸

Ein Batteriespeicher ist nach Auffassung des VDE/FNN ein „wiederaufladbarer Speicher für elektrische Energie auf Basis der Umwandlung chemischer Energie“.⁴⁹ Diese Definitionen zielen allerdings nicht konkret auf die gesetzlich verwendeten Begriffe.

b) BDEW

Der BDEW hat eigene Definitionsvorschläge in einem Papier vom 06. Juni 2014 veröffentlicht. Die dort vorgeschlagenen Definitionen der Begriffe „Energiespeicher“ und der Unterkategorie „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ spiegeln nach Aussage dieses Papiers den gegenwärtigen Stand der Diskussion in der Branche wider, ohne dass der Diskussionsprozess bislang abgeschlossen wäre.⁵⁰

In dem Papier wird zum einen ein Vorschlag für eine Begriffsdefinition des „Energiespeichers“ unter Berücksichtigung des Aspekts der Vermeidung von Letztverbraucherabgaben vorgestellt. Vorgeschlagen wird die Definition der „Energiespeicher“ als

„Anlagen, die Energie mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder thermischen Speicherung aufnehmen und einer zeitlich verzögerten Nutzung wieder zur Verfügung stellen“.

Hiervon sollen sowohl Stromspeicher als auch Wärmespeicher und Gasspeicher und „sektorenübergreifende“ Speicherkonzepte wie Power-to-Heat, Power-to-Gas und Power-to-Liquid erfasst werden.⁵¹ Eine (Rück-)Verstromung der gespeicherten Energie wird nicht vorausgesetzt. Ermöglicht werden soll eine Abgrenzung von zwischengespeicherter zu letztverbraucherter Energie, wobei unter Letztverbrauch die finale Abnahme der transportierten Energie verstanden wird.⁵²

Zum anderem wird vorgeschlagen, den Begriff „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ wie folgt zu definieren:

„Energiespeicher, die elektrische Energie aus einem Netz für die allgemeine Versorgung aufnehmen, diese zwischenspeichern und die ausgespeicherte elektrische Energie wieder in ein Netz für die allgemeine Versorgung einspeisen. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher gilt nicht als Letztverbrauch.“

⁴⁷ Vgl. Riese et al., S. 20.

⁴⁸ VDE/FNN, Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz, S. 11.

⁴⁹ VDE/FNN, Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz, S. 10.

⁵⁰ BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“, insbesondere S. 8.

⁵¹ BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“, S. 2 f.

⁵² BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“, S. 2.

Insoweit werden sowohl die Entnahme elektrischer Energie wie auch eine Rückverstromung und Wiedereinspeisung der gespeicherten Energie gefordert. „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ können z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher sein, insbesondere aber auch Power-to-Gas- oder Power-to-Liquid-Technologien, sofern eine Rückverstromung und Wiedereinspeisung stattfindet.⁵³ Eine allgemeine Definition von „Stromspeichern“ (nicht also nur „Stromspeichern im Stromversorgungssystem“), unabhängig von einer Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und der Wiedereinspeisung in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung, enthält der BDEW-Vorschlag nicht. Mit der Definition der „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ soll unmittelbar auch die Feststellung verbunden sein, dass Stromspeicher dem Begriff des Letztverbrauchers nicht (mehr) unterfallen bzw. die Einspeicherung in einen Stromspeicher keinen Letztverbrauch darstellt. Insbesondere sei die Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher bereits deswegen unzulässig, weil sie dem Energieerhaltungssatz widerspreche.⁵⁴ Die Befreiung der Stromspeicher von den Netzentgelten sei auch mit dem „systemtechnischen Nutzen für das Stromversorgungssystem“ zu begründen.⁵⁵ Nicht unter den Begriff des „Stromspeichers im Stromversorgungssystem“ sollen dagegen die sektorenübergreifenden Technologien fallen, sofern diese keinen Strom wieder in das Elektrizitätsversorgungsnetz abgeben. Für diese wird damit eine Letztverbrauchereigenschaft nicht ausgeschlossen.

Zudem solle auch die Begriffsverwendung im EEG an die Definition „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ angegliedert werden. Dieser Begriff sollte dann im Rahmen der Regelung zur EEG-Umlagebefreiung für Stromspeicher Anwendung finden. Hierbei sollte nach Auffassung des BDEW allerdings auf das Kriterium der ausschließlichen Stromentnahme zur Wiedereinspeisung in das Netz verzichtet werden.⁵⁶

Im Rahmen dieses Papiers des BDEW wird schließlich vorgeschlagen, die Definition der Gasspeicher in § 3 Nr. 31 EnWG zwar grundsätzlich beizubehalten, den Begriff „Speicheranlage“ aber zum Zweck der Einheitlichkeit in „Gasspeicher im Gasversorgungssystem“ zu ändern.

c) California Public Utilities Code

Eine gesetzliche Definition, die insbesondere auch Stromspeicher erfasst, enthält Sec. 2835 des California Public Utilities Code:

„2835. For purposes of this chapter, the following terms have the following meanings:

(a) (1) „Energy storage system“ means commercially available technology that is capable of absorbing energy, storing it for a period of time, and thereafter dispatching the energy. An „energy storage system“ may have any of the characteristics in paragraph (2), shall accomplish one of the purposes in paragraph (3), and shall meet at least one of the characteristics in paragraph (4).

(2) An „energy storage system“ may have any of the following characteristics:

(A) Be either centralized or distributed.

(B) Be either owned by a load-serving entity or local publicly owned electric utility, a customer of a load-serving entity or local publicly owned electric utility, or a third party, or is jointly owned by two or more of the above.

(3) An „energy storage system“ shall be cost effective and either reduce emissions of greenhouse gases, reduce demand for peak electrical generation, defer or substitute for an investment in genera-

⁵³ BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“, S. 3 f.

⁵⁴ BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“, S. 3.

⁵⁵ BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“, S. 6.

⁵⁶ BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“, S. 7.

tion, transmission, or distribution assets, or improve the reliable operation of the electrical transmission or distribution grid.

(4) An „energy storage system“ shall do one or more of the following:

(A) Use mechanical, chemical, or thermal processes to store energy that was generated at one time for use at a later time.

(B) Store thermal energy for direct use for heating or cooling at a later time in a manner that avoids the need to use electricity at that later time.

(C) Use mechanical, chemical, or thermal processes to store energy generated from renewable resources for use at a later time.

(D) Use mechanical, chemical, or thermal processes to store energy generated from mechanical processes that would otherwise be wasted for delivery at a later time.”⁵⁷

Ein Energiespeichersystem i.S. dieser Vorschriften kann insbesondere der Speicherung elektrischer Energie dienen, wie sec. 2835 (a) (3) verdeutlicht. Ausdrücklich angesprochen wird aber auch die Speicherung von Wärmeenergie in sec. 2835 (a) (4) (B). Auch andere Energieformen wie z.B. Biogas sind nicht ausgeschlossen. Vorausgesetzt wird im Ausgangspunkt allein die Aufnahme und zeitversetzte Wiederabgabe von Energie, vgl. sec. 2835 (a) (1) Satz 1. Es handelt sich damit nicht um eine Definition nur für Stromspeichersysteme (elektrische Energie), sondern im Ausgangspunkt um eine allgemeine Definition für Energiespeichersysteme.⁵⁸

Die Definition wird allerdings durch weitere Anforderungen an die Charakteristika und Zwecke des Energiespeichersystems eingeschränkt, vgl. sec. 2835 (a) (1) Satz 2 i.V.m. sec. 2835 (a) (2) bis (4). Teilweise stellt die Definition hierbei auf einen Zusammenhang mit dem Elektrizitätsversorgungssystem ab, etwa indem die Verringerung der Stromnachfrage zu Spitzenlastzeiten oder die Verbesserung der Zuverlässigkeit von Übertragungs- oder Verteilernetzen angesprochen wird, vgl. sec. 2835 (a) (3), oder die Nutzung von Wärmeenergie zu Heiz- oder Kühlzwecken, um den Strombedarf zu einem späteren Zeitpunkt zu senken, vgl. sec. 2835 (a) (4) (B). Ein solcher Zusammenhang mit dem Elektrizitätsversorgungssystem wird jedoch nicht notwendig vorausgesetzt. Vielmehr sind die Anforderungen nach sec. 2835 (a) (3) etwa auch erfüllt, wenn das Energiespeichersystem zur Verringerung der Treibhausgasemissionen beiträgt. Die Anforderungen nach sec. 2835 (a) (4) sind z.B. auch dann erfüllt, wenn allgemein Energie mittels mechanischer, chemischer oder thermischer Verfahren für den Verbrauch zu einem späteren Zeitpunkt gespeichert wird (Buchstabe (A)) oder wenn durch mechanische Prozesse erzeugte Energie, die andernfalls für eine spätere Lieferung verloren wäre, mittels mechanischer, chemischer oder thermischer Verfahren gespeichert wird (Buchstabe (D)).

Im Ergebnis beschränkt sich die Definition damit nicht auf Stromspeichersysteme i.S.d. Aufnahme und Wiederabgabe elektrischer Energie, sondern erfasst im Ausgangspunkt alle Energiespeichersysteme. Umgekehrt umfasst die Definition aber auch nicht alle Stromspeichersysteme (und erst recht nicht alle sonstigen Energiespeichersysteme), sondern enthält Einschränkungen hinsichtlich ihrer Zwecke und Charakteristika. Die Definition ist damit ersichtlich auf bestimmte Anwendungsfälle zugeschnitten, die mit dem California Public Utilities Act geregelt werden sollen.

d) Literatur

In der Literatur finden sich ebenfalls verschiedene Definitionsansätze für Strom- bzw. Energiespeicher. Nach *Sterner/Stadler* lässt sich ein Energiespeicher definieren als eine „energie technische Ein-

⁵⁷ Abrufbar unter: <http://www.leginfo.ca.gov/cgi-bin/displaycode?section=puc&group=02001-03000&file=2835-2839>.

⁵⁸ Zu eng daher das Verständnis von Riewe/Meyer, EWeRK 2015, 138, 143.

richtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: Einspeichern (Laden), Speichern und Auspeichern (Entladen).⁵⁹ Stromspeicher seien Anlagen bzw. Einrichtungen, die „direkt Elektroenergie elektrostatisch oder elektromagnetisch [speichern] oder Elektroenergie reversibel in eine beliebige andere physikalische Energieform [umwandeln]. Nach dem Entladen des Speichers steht wieder Elektroenergie mit einem gewissen Wirkungsgradverlust zur Verfügung.“⁶⁰ Diese an der physikalischen Funktionsweise orientierten Definitionen berücksichtigen keine weitergehenden juristisch-normativen Zweckbetrachtungen.

Sauer/Riewe schlagen vor, unter dem Begriff der „Speicheranlage für elektrische Energie“ im Sinne eines funktionalen Stromspeicherbegriffes Anlagen „zur Zwischenspeicherung elektrischer Energie“ zusammenzufassen, die „einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gehören“ und zu denen „z.B. Druckluft-, Pumpspeicher oder Batteriespeicheranlagen“ gehören.⁶¹ Hiervon ausgenommen sein sollen wiederum „Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“.⁶² Durch eine entsprechende Definition würde komplementär zum Begriff der Speicheranlage die Zwischenspeicherung anderer Energiearten, zu denen insbesondere die Zwischenspeicherung von Strom zählt, normativ erfasst.⁶³ In ähnlicher Weise wird vorgeschlagen, ausgehend von einer allgemeinen Definition der „Anlage zur Speicherung von Energie“ zwischen Gas- und Stromspeichern zu differenzieren, d.h. unter Beibehaltung der existierenden Definition für Gasspeicher eine entsprechende Regelung für die Speicherung von Strom zu schaffen.⁶⁴ Ziel wäre es, technologiespezifische Regelungen neben Vorschriften für sämtliche Speicherarten treffen zu können.⁶⁵

e) Aktuelle politische Diskussion

Der Bundesrat hat im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Strommarktgesetz aktuell vorgeschlagen, die Definition für Speicheranlagen in § 3 Nr. 9 EnWG über „Erdgas“ hinaus auszudehnen auf „Energie, insbesondere Erdgas, elektrische Energie oder Wasserstoff“. Die Bundesregierung lehnte den Vorschlag ab, da eine Gleichbehandlung von Gasspeichern und Stromspeichern sachlich und wirtschaftlich nicht gerechtfertigt sei.⁶⁶

2. Bewertung

Die dargestellten Definitionsvorschläge des BDEW zeigen, dass im Vordergrund der dortigen Diskussion nicht abstrakte Begriffsdefinitionen stehen, sondern die damit in Zusammenhang stehende Anwendbarkeit bestimmter Normen. Im Fokus stehen hierbei die Regelungen zur Belastung von Energie mit staatlichen oder staatlich regulierten Umlagen und Entgelten. So wird eine Befreiung einerseits nicht für alle Stromspeicher gefordert, sondern nur für „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“, was insbesondere eine Belastung des Eigenverbrauchs nicht ausschließt. Andererseits wird eine Befreiung teilweise nicht nur für „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“, sondern auch für andere Energiespeicher gefordert. Es erscheint vorzugswürdig, diese Diskussion über die Anwendbarkeit oder Nichtanwendbarkeit bestimmter Normen primär bei den jeweils einschlägigen Belastungs- oder Befreiungstatbeständen zu führen, nicht aber pauschal in die Begriffsdefinition von „Stromspei-

⁵⁹ Sterner/Stadler, *Energiespeicher*, S. 26; hierauf Bezug nehmend: Agora Energiewende, *Stromspeicher in der Energiewende*, S. 33.

⁶⁰ Sterner/Stadler, *Energiespeicher*, S. 28; vgl. auch Agora Energiewende, *Stromspeicher in der Energiewende*, S. 35; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 357; Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62.

⁶¹ Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 95.

⁶² Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 95; vgl. auch Schwintowski, EWeRK 2015, 81, 96 f.

⁶³ Vgl. Schwintowski, EWeRK 2015, 81, 96.

⁶⁴ Riewe/Meyer, EWeRK 2015, 138, 143 f.

⁶⁵ Riewe/Meyer, EWeRK 2015, 138, 144 f.

⁶⁶ Vgl. Stellungnahme des Bundesrates, BT-Drs. 18/7317, Ziff. 5; Gegenäußerung der BReg, BT-Drs. 18/7317, zu Ziff. 5 (vgl. in der elektronischen Vorabfassung S. 161, 180).

chern“, „Energiespeichern“ etc. zu verlagern. Die Schwierigkeiten einer auf die Anwendung bestimmter Normen bezogenen Definition zeigt i.E. auch die komplizierte Regelung nach sec. 2835 California Public Utilities Code.

Ungeachtet der begrenzten Aussagekraft von Definitionsnormen für die Anwendbarkeit bestimmter Regelungen, z.B. zur Belastung von Energie mit staatlichen oder staatlich regulierten Umlagen und Entgelten, könnten derartige Definitionsnormen allerdings ein wünschenswertes Mindestmaß an Klarheit für die Normanwendung schaffen. Sie könnten insbesondere klarstellen, inwieweit „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ (Stromspeicher) – anders als sonstige Energiespeicher – die Rückumwandlung der gespeicherten Energie in elektrische Energie voraussetzen, nicht also jegliche Form der Energiespeicherung erfassen.⁶⁷ Ebenso könnte – ähnlich § 3 Nr. 31 EnWG für Gasspeicher – eine Abgrenzung gegenüber dem Stromnetz und ggf. auch gegenüber der Stromerzeugung vorgenommen werden. Hierbei wäre genau zu prüfen, was als das gemeinsame Minimum aller Regelungen für Stromspeicher angesehen werden kann. Nach hiesigem Verständnis erscheint es bereits nach dem Wortlaut vorzugswürdig, das Erfordernis einer Rückumwandlung in elektrische Energie in die Definition aufzunehmen. Für andere Speicher, die elektrische Energie aufnehmen und umwandeln, aber nicht in elektrische Energie rückumwandeln, könnte im Einzelfall die entsprechende Anwendung einzelner Normen für Stromspeicher vorgesehen werden, soweit dies sachlich sinnvoll erscheint. Von der Definitionsnorm müssten sie dazu nicht umfasst werden.

Eine weitere Schwierigkeit bei der Legaldefinition des Begriffs des „Stromspeichers“ bzw. des „Energiespeichers“ stellt die Erfassung sektorenübergreifender Technologien dar. Hier ist zu bedenken, dass es sich teilweise um komplexe Prozesse handelt, die möglicherweise noch weitere rechtlich relevante technische Schritte beinhalten als Stromverbrauch und ggf. Stromerzeugung. Die Erfassung unter dem einheitlichen Begriff des „Stromspeichers“ bzw. „Energiespeichers“ könnte insoweit sinnvolle Differenzierungen behindern. Auch die Anlagenfiktion für Stromspeicher in § 5 Nr. 1 2. Halbs. EEG bezieht sich ausdrücklich nur auf den Teilvorgang der Wiedererzeugung von Strom. Außerdem sind Überschneidungen zwischen verschiedenen Regelungskomplexen denkbar: So kann die Power-to-Gas-to-Power-Technologie als Form der Stromspeicherung mit zwischengeschalteter Gasspeicherung aufgefasst werden. Insoweit müsste geklärt werden, ob nur die Regelungen für die eine oder die andere Speicherform (Stromspeicherung oder Gasspeicherung) zur Anwendung kommen sollen oder beide oder ggf. keine von beiden.

Die zusätzliche Aufnahme einer allgemeinen Definition für „Energiespeicher“ in das EnWG, wie sie in der Literatur teilweise vorgeschlagen wird, erscheint nicht zielführend. Eine solche Definition wäre bereits deshalb problematisch, weil das EnWG sich auf Regelungen zur „leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“ beschränkt, vgl. § 1 Abs. 1 EnWG. Regelungen für andere Formen von Energiespeichern sind dementsprechend auch außerhalb des EnWG zu finden, für Wärme- und Kältespeicher z.B. in §§ 22-25 KWKG (§§ 5b, 6b, 7b KWKG 2002) und § 14 Abs. 1 Nr. 4 EEWärmeG. Ebenso enthält § 2 Nr. 11 und 33 KWKG (§ 3 Nr. 18 und 19 KWKG 2002) eigene Definitionen für Wärme- und Kältespeicher. Eine allgemeine Definition für „Energiespeicher“ im EnWG würde damit erhebliche gesetzessystematische Schwierigkeiten aufwerfen und müsste zudem – wenn ihr eine Vereinheitlichungsfunktion zukommen soll – auch die Ziele anderer Gesetze neben dem EnWG berücksichtigen. Daher erscheint allenfalls erwägenswert, ob eine gemeinsame Definition für Strom- und Gasspeicher (im Rahmen der leitungsgebundenen Energieversorgung) in das EnWG aufgenommen werden sollte, wie jüngst offenbar auch vom Bundesrat angestrebt. Insoweit erscheint es jedoch einfacher, an den relevanten Stellen kumulativ auf Strom- und Gasspeicher Bezug zu nehmen, da nicht alle Regelungen gleichermaßen für Strom- und Gasspeicher passen.

⁶⁷ Weitergehend insoweit Jansen/Stappert, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 30 Rn. 2; Gerstner, in: Kment, § 17 Rn. 29; dazu schon oben I.1.a).

Von der Frage einer Begriffsdefinition zu trennen ist die weitergehende Diskussion über die Einführung eines speziellen Speichergesetzes, das neben Definitionen auch wesentliche Rechtsfragen der Stromspeicherung regeln könnte.⁶⁸ Ein solches Querschnittsgesetz würde allerdings der bislang bestehenden gesetzlichen Systematik widersprechen, die darauf beruht, dass z.B. steuerliche Sachverhalte, regulierungsrechtliche Sachverhalte und „EEG-Sachverhalte“ jeweils in eigenen Gesetzen thematisch zugeordnet sind. Eine Herauslösung der Vorschriften für Stromspeicher scheint systematisch nicht sinnvoll.⁶⁹

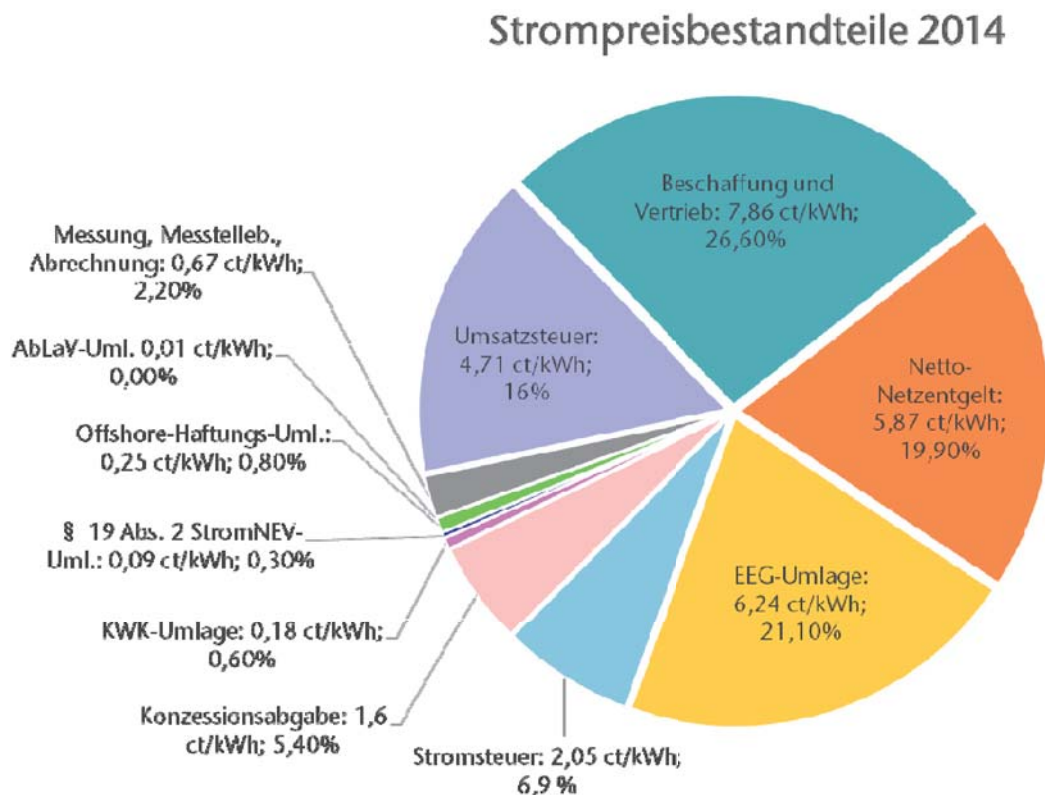
⁶⁸ Vgl. dazu ablehnend etwa Vortrag Sailer v. 08.06.2015 beim 21. Fachgespräch der Clearingstelle EEG, Folie 26; auch Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher, S. 108.

⁶⁹ So auch Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher, S. 108.

AP 1.2: Begünstigungen/Belastungen der Stromspeicherung in Batteriespeichern

I. Staatliche oder staatlich regulierte Belastungen bei Strombezug durch Batteriespeicher

Wie sich aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes für das Jahr 2014 ergibt, wurden folgende (teilweise gemittelte) Anteile am Strompreis für Haushaltskunden bei dem Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ermittelt:⁷⁰ Den Netzentgelten kommt ein Anteil von 19,9 % zuzüglich der Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung in Höhe von 2,2 % zu, der EEG-Umlage ein Anteil von 21,1 % und der Umsatzsteuer ein Anteil von 16 %. Es folgen die Stromsteuer mit einem Anteil von 6,9 % und die Konzessionsabgaben mit 5,4 %. Diese Positionen können daher als die wesentlichen Bestandteile des Strompreises angesehen werden. Weitere kleine Positionen stellen die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG mit 0,8 %, die KWKG-Umlage mit 0,6 % sowie die Umlage nach § 19 StromNEV mit 0,3 % dar. Für die jüngste Umlage nach § 18 AbLaV fällt der Anteil am Strombezugspreis bislang deutlich unter 0,1 % aus und beträgt im Jahr 2015 0,006 ct/kWh.⁷¹



Quelle: BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2014; Grafik: EFZN

Nachfolgend ist darzustellen, ob und inwieweit die dargestellten Belastungen auch bei der Einspeicherung von Elektrizität in Batteriespeicher anfallen. Dies ist für die einzelnen Belastungen jeweils gesondert unter Berücksichtigung von Gesetzeszweck und Regelungszusammenhang des jeweiligen

⁷⁰ Es wird das durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien zugrundegelegt, vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, S. 166.

⁷¹ http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_18.htm

Belastungstatbestandes zu prüfen. In diesem Zusammenhang ist dann auch darauf einzugehen, ob Stromspeicher als Letztverbraucher im Sinne der jeweiligen Vorschriften anzusehen sind und ob es hierauf für die Entstehung der Belastung ankommt.

1. Netzentgelte sowie Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

a) Netzentgelte

Wie bereits dargestellt, geht der BGH davon aus, dass es sich bei Pumpspeichern um Letztverbraucher i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG handelt. Der BGH stützt seine Auffassung zum einen auf einen Umkehrschluss zu der (im Zeitpunkt der Entscheidung noch in § 118 Abs. 7 a.F. EnWG) gesetzlich geregelten Netzentgeltbefreiung von Speichern, vgl. unten II.1.⁷² Zum anderen führt der BGH den Umstand an, dass nach § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV sowohl die Weiterverteilung als auch der Letztverbrauch entgeltspflichtig seien, woraus geschlossen werden könne, dass die Netzentgeltspflicht maßgeblich an die Nutzung der Energie anknüpfe.⁷³ Ist der Weiterverteilungstatbestand nicht einschlägig, so muss nach dieser Sichtweise im Falle der Stromspeicherung ein Letztverbrauch vorliegen. Hierfür spricht, dass der Strombezug eines Stromspeichers auch im Hinblick auf die Bilanzierung grundsätzlich demjenigen eines sonstigen Letztverbrauchers entspricht und dieser vom Grundsatz her offensichtlich eine Netznutzung darstellt.

Rechtsgrundlage für die Pflicht zur Zahlung eines Netzentgeltes ist gem. § 20 Abs. 1a S. 1 EnWG der Netznutzungsvertrag, der auch für Stromlieferungen bzw. -einspeicherungen in Batteriespeicher über das Netz grundsätzlich abgeschlossen werden muss. Der Netzbegriff des EnWG umfasst sowohl Netze der allgemeinen Versorgung (§ 3 Nr. 17 EnWG) als auch geschlossene Verteilernetze (§ 110 EnWG), nicht aber Kundenanlagen (§ 3 Nr. 24a und 24b EnWG) oder Direktleitungen, vgl. § 3 Nr. 16 EnWG. Zudem ergibt sich aus § 17 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 StromNEV, dass Netzentgelte grundsätzlich pro „Entnahmestelle“ abgerechnet werden. Entnahmestelle ist nach der Definition des § 2 Nr. 6 StromNEV „der Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch Letztverbraucher, Weiterverteiler oder die jeweils nachgelagerte Netz- oder Umspannebene“. Daraus kann abgeleitet werden, dass der Gesetzgeber davon ausging, dass grundsätzlich jede Entnahme an einer Entnahmestelle netzentgeltspflichtig ist. Dass hier Stromspeicher nicht explizit genannt sind, kann nicht so gedeutet werden, dass diese nicht erfasst werden sollten, vielmehr scheint der Gesetzgeber angenommen zu haben, dass mit den genannten Varianten alle möglichen Fälle der Entnahme an einer Entnahmestelle abgedeckt sind.

Die Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher wird in der Literatur vielfach kritisch gesehen.⁷⁴ Bedenken werden vor allem darauf gestützt, dass der Charakter der (bloßen) Zwischenspeicherung von Strom nicht hinreichend berücksichtigt werde.⁷⁵ Aufgrund der inzwischen mehrfach bestätigten höchstrichterlichen Rechtsprechung und der entsprechenden Gesetzgebung erscheint es jedoch wenig aussichtsreich, diese Einordnung nach derzeitiger Rechtslage in Frage zu stellen. Folgt man dieser Grundentscheidung, so kann die Einordnung als Letztverbraucher nach der herrschenden Auffassung auf sämtliche Stromspeichertechnologien und damit auch auf Batteriespeicher übertragen werden.⁷⁶

⁷² BGH, Beschluss vom 17.11.2009, Az.: EnVR 56/08, NVwZ-RR 2010, S. 431, 432.

⁷³ BGH, Beschluss vom 17.11.2009, Az.: EnVR 56/08, NVwZ-RR 2010, S. 431, 432..

⁷⁴ Krebs, RdE 2012, S. 19, 22; Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579, 579; BDEW Positionierung Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG; BDEW, Roadmap Smart Grids, S. 30.

⁷⁵ Salje, EEG 2014, § 60 Rn. 60; Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579; Krebs, RdE 2012, 19, 21; BDEW, Positionierung Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG; BDEW, Roadmap Smart Grids, S. 30.

⁷⁶ Heller, EWerK 2013, 177, 178 f.; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 360; von Oppen, ER 2014, 9, 11.

Der Letztverbraucherbegriff des § 3 Nr. 25 EnWG setzt allerdings voraus, dass natürliche oder juristische Personen Energie für den eigenen Verbrauch kaufen. Im Falle der Zwischenspeicherung ist aber nicht auszuschließen, dass der Speicherbetreiber den Strom nicht „kauft“, sondern nur für Dritte speichert. Wenn im konkreten Fall die beiden Komponenten des „Kaufens“ und des „eigenen Verbrauchs“ nicht in einer Person erfüllt sind, so fehlt es an einem Letztverbraucher i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG. Vor dem Hintergrund des gleichlautenden europarechtlichen Endkundenbegriffs nach Art. 2 Nr. 9 StromRL, der durch § 3 Nr. 25 EnWG umgesetzt wird, ist es auch nicht möglich, auf den Bestandteil des „Kaufens“ in § 3 Nr. 25 EnWG zu verzichten. Im Ergebnis steht das Tatbestandsmerkmal des „Kaufens“ von Strom für den „eigenen Verbrauch“ einer *generellen* Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher entgegen. Fehlt es im Einzelfall an dem Merkmal des „Kaufens“, so muss die Letztverbrauchereigenschaft i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG verneint werden. Dies betrifft sowohl den speziellen Fall des Cloudmodells, vgl. unten IV.2.a), als auch den Fall der Selbstversorgung, in denen selbst erzeugter, also nicht gekaufter, Strom über das Netz in den Speicher eingeleitet wird.

Bei Nutzung eines Netzes scheint es jedoch problematisch, den Bezug des einzuspeichernden Stroms bereits mit der Begründung von den Netzentgelten freizustellen, es fehle ein Erwerb von Dritten und damit ein Letztverbrauch. Hier erfolgt eine Inanspruchnahme des Netzes in gleicher Weise wie in sonstigen Fällen, in denen von Dritten gekaufter Strom gespeichert wird. Entsprechendes gilt, wenn eigenerzeugter Strom über das Netz zu der eigenen Verbrauchsstelle geleitet wird, ohne dass ein „Kauf“ des Stroms vorliegt. Dies führt zu der Überlegung, dass das Kriterium des begrifflich an § 3 Nr. 25 EnWG orientierten Letztverbrauchs letztlich nicht vollumfänglich geeignet ist zur Beantwortung der Frage, inwieweit die Netznutzung zum Zweck der Einleitung von Strom in einen Stromspeicher mit Netzentgelten belastet ist. § 17 StromNEV knüpft die Netzentgeltspflicht nicht ausdrücklich an den Letztverbrauch, sondern spricht allgemein „von Netznutzern zu entrichtende Netzentgelte“ an und knüpft an die „Entnahme“ an.⁷⁷ Der vom BGH herangezogene § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV sieht eine Kostenzuordnung ausdrücklich auch zu „Weiterverteilern“ vor, nicht nur zu Letztverbrauchern. Insoweit entspricht es nach hiesigem Verständnis dem Ansatz der StromNEV, die Netzentgeltspflicht allgemein an die Entnahme von Energie aus einem Netz zu knüpfen. Neben Letztverbrauchern und Weiterverteilern können damit auch sonstige stromverbrauchende Einrichtungen netzentgeltspflichtig sein, ohne dass es auf den Kauf der elektrischen Energie ankäme.

Im Hinblick auf aktuelle Entwicklungen im Stromsteuerrecht könnte allerdings in Frage gestellt werden, ob im Falle der Zwischenspeicherung überhaupt eine „Entnahme“ aus dem Netz erfolgt. Nach einem Erlass des Bundesfinanzministeriums soll der Speicher für die Zwecke des Stromsteuerrechts nach Auffassung des BMF „im Wege der Gesetzesauslegung bzw. der teleologischen Reduktion als Bestandteil des Versorgungsnetzes“ angesehen werden.⁷⁸ Nach dieser Sichtweise wird der Strom durch die Einspeicherung nicht dem Versorgungsnetz „entnommen“ im Sinne der Steuerentstehungsnorm des § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 oder Alt. 2 StromStG, so dass für die Einspeicherung keine Stromsteuer anfällt (näher unten I.1.5.). Auf die Netzentgeltspflicht bei Zwischenspeicherung ist ein solcher Ansatz aber nicht übertragbar. Wie die ausdrückliche Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG für Fälle der Zwischenspeicherung verdeutlicht, sieht der Gesetzgeber des EnWG die Einspeicherung von Strom selbst bei späterer Wiedereinspeisung in das Stromnetz als netzentgeltpflichtige Entnahme aus dem Stromnetz an.

Netzentgelte fallen auch für die Nutzung geschlossener Verteilernetze i.S.d. § 110 Abs. 1 EnWG an, vgl. § 110 Abs. 4 EnWG.⁷⁹ Nicht erforderlich ist, dass es sich um Netze der allgemeinen Versorgung i.S.v. § 3 Nr. 17 EnWG handelt. Auf die Bestimmung der Netzentgelte in geschlossenen Verteilernetzen findet gemäß § 110 Abs. 1 EnWG jedoch weder das System der Entgeltgenehmigung nach § 23a

⁷⁷ Vgl. hierzu auch Lietz, EWeRK 2014, 96, 102.

⁷⁸ BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

⁷⁹ Kachel/Weise/Wagner, IR 2013, 2, 2; Theobald/Zenke/Dessau, in: Schneider/Theobald, § 15 Rn. 12.

EnWG noch das System der Anreizregulierung nach § 21a EnWG Anwendung, so dass der Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes größere Freiheit bei der Gestaltung seiner Netzentgelte hat.⁸⁰

Netzentgelte sind gesetzlich nicht vorgesehen, wenn der Strombezug des Stromspeichers ohne Netznutzung erfolgt, insbesondere bei dem Bezug über Direktleitungen oder Kundenanlagen.⁸¹

b) Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

Gem. § 17 Abs. 7 StromNEV sind neben den Netzentgelten (i.e.S.) auch Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung zu entrichten. Der Messstellenbetrieb umfasst den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen (§ 3 Nr. 26b EnWG), die Messung umfasst die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 3 Nr. 26c EnWG). Gegenüber den Netzentgelten haben die Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung insoweit einen Sondercharakter, als sie zwar in der Regel mit diesen in Rechnung gestellt werden, jedoch an verschiedenen Stellen im Gesetz gesondert genannt werden. Insbesondere erfolgt ihre Berechnung nach anderen Grundsätzen als bei den Netzentgelten (i.e.S.) nach § 17 Abs. 1 StromNEV, vgl. § 17 Abs. 7 StromNEV. Zudem können Messstellenbetrieb und Messung auch Dritten anstelle des Netzbetreibers übertragen werden, vgl. § 21b Abs. 2 und 3 EnWG. Dieser kann dann gesonderte Entgelte von seinem Messkunden erheben.

Nicht einheitlich gehandhabt wird die begriffliche Einordnung der vom Netzbetreiber vereinnahmten Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung als „Netzentgelte“ (oder „Netznutzungsentgelte“ bzw. „Netzzugangsentgelte“). In § 17 Abs. 7 StromNEV werden sie nicht als Entgelte für die Netznutzung bezeichnet. Dagegen erfasst § 17 Abs. 1 ARegV unter dem Begriff der „Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen“ auch die Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung. Denn da die Kosten für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung bei Festlegung der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden, soweit sie beim Netzbetreiber anfallen, bedarf es auch gesetzlicher Vorgaben für die Gestaltung der diesbezüglichen Entgelte. Dementsprechend sieht § 17 Abs. 1 S. 2 ARegV die entsprechende Anwendung des Teils 2 Abschnitte 2 und 3 StromNEV und damit auch des § 17 Abs. 7 StromNEV vor.⁸² In der vorliegenden Studie wird daher, soweit für das Verständnis sinnvoll, zwischen „Netzentgelten i.e.S.“ (d.h. ohne Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung) und „Netzentgelten i.w.S.“ unterschieden.

Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sind gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV für jede Entnahmestelle festzulegen. Ebenso wie im Falle der Netzentgelte (i.e.S.) sind sie daher nach hiesigem Verständnis auch dann zu entrichten, wenn der an der Entnahmestelle angeschlossene Kunde kein Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG ist. Daher ist grundsätzlich davon auszugehen, dass sie insbesondere bei jeder Entnahme aus dem Netz anfallen.

2. Konzessionsabgaben

Gem. § 48 Abs. 1 und 3 EnWG i.V.m. § 1 Abs. 2 KAV sind Konzessionsabgaben von Energieversorgungsunternehmen für die Verlegung von Leitungen im Gemeindegebiet an die Gemeinde als Inhaber von Wegerechten zu zahlen. Bei Konzessionsabgaben handelt es sich gem. § 48 Abs. 1 S. 1 EnWG (ähnlich auch § 1 Abs. 2 KAV) um „Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten.“ Konzessionsabgaben sind damit privatrechtliche Entgelte, die auf Grundlage des (eben-

⁸⁰ Küper, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 42.

⁸¹ Zur Unentgeltlichkeit der Nutzung von Kundenanlagen vgl. auch ausdrücklich § 3 Nr. 24a Buchst. d) und Nr. 24b Buchst. d) EnWG.

⁸² Vgl. auch Zeidler, in: Holznagel/Schütz, ARegV, § 17 Rn. 31.

falls privatrechtlichen) Konzessionsvertrages zu zahlen sind.⁸³ Gemäß § 2 Abs. 1 KAV sind sie in Cent je gelieferter Kilowattstunde (ct/kWh) zu vereinbaren. Schuldner der Konzessionsabgaben ist gemäß § 48 Abs. 3 EnWG dasjenige Energieversorgungsunternehmen, dem das Wegerecht nach § 46 EnWG eingeräumt worden ist, mithin der Vertragspartner der Gemeinde im Wegenutzungsvertrag.⁸⁴ Das konzessionsabgabepflichtige Energieversorgungsunternehmen (in der Regel ein Netzbetreiber) kann wiederum seine Belastung lieferscharf auf die einzelnen Netznutzer weiterwälzen, indem es die für die im Wege des Netzzugangs gelieferte Energie an die Gemeinde gezahlten Konzessionsabgaben dem Netzentgelt hinzurechnet, vgl. § 4 Abs. 1 KAV.⁸⁵

Konzessionsabgaben sind vom EVU an die Gemeinde sowohl bei dem Stromtransport über Netze der allgemeinen Versorgung als auch über geschlossene Verteilernetze oder Direktleitungen zu zahlen, soweit öffentliche Verkehrswege in Anspruch genommen werden und die Leitungen der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet dienen.⁸⁶ Sofern der Stromtransport zum Letztverbraucher über Leitungen erfolgt, die keine öffentlichen Verkehrswege in Anspruch nehmen (denkbar etwa bei geschlossenen Verteilernetzen oder Direktleitungen), muss der Betreiber dieser Leitungen keine Konzessionsabgaben an die Kommune entrichten. Jedoch sind von dem vorgelagerten EVU (Netzbetreiber) gemäß § 48 Abs. 1 S. 2 EnWG und § 2 Abs. 8 KAV Konzessionsabgaben für die Belieferung des Weiterverteilers zu leisten, der den Stromtransport zum Kunden ohne Nutzung öffentlicher Verkehrswege durchführt, sofern das vorgelagerte Netz öffentliche Verkehrswege nutzt.⁸⁷ Diese Belastung durch die Konzessionsabgabe wird von dem vorgelagerten EVU (Netzbetreiber) regelmäßig an den Weiterverteiler und von diesem an die von ihm belieferten Letztverbraucher weitergegeben werden.

Da es sich nach der dargestellten Auffassung auch bei dem Strombezug eines Batteriespeichers grundsätzlich um einen Letztverbrauch i.S.d. EnWG handelt, ist davon auszugehen, dass Konzessionsabgaben auch im Falle der Batteriespeicherung grundsätzlich zu zahlen sind.

Allerdings ist zu überprüfen, ob im Falle der Stromspeicherung eine „doppelte“ Zahlung der Konzessionsabgabe – zum einen bei Einspeicherung, zum anderen bei „endgültigem“ Verbrauch – dem Regelungszweck entspricht. Für die ähnliche Problematik bei der Stromsteuerpflicht hat das Bundesfinanzministerium in einem Erlass kürzlich zum Ausdruck gebracht, dass eine solche Doppelbesteuerung vermieden werden soll. Um dieses Ergebnis zu erreichen, könne der Speicher bis zu einer angekündigten gesetzlichen Neuregelung „im Wege der Gesetzesauslegung bzw. der teleologischen Reduktion als Bestandteil des Versorgungsnetzes“ angesehen werden,⁸⁸ so dass keine Stromentnahme aus dem Versorgungsnetz vorliege und damit keine Stromsteuer anfalle (dazu unten I.5.). Hinsichtlich der Konzessionsabgaben ist in ähnlicher Weise davon auszugehen, dass den Gemeinden zwar ein bestimmtes Entgelt für die Einräumung der Wegenutzungsrechte gesichert werden sollte. Eine „Verdoppelung“ des Konzessionsabgabenaufkommens bei zwischengeschalteter Stromspeicherung wurde aber nicht angestrebt und offenbar auch nicht bedacht. Auf Grundlage dieser Überlegungen könnte die Konzessionsabgabepflicht bei Zwischenspeicherung von Strom, der später wieder in das Netz eingespeist und konzessionsabgabepflichtig verbraucht wird, in Zweifel gezogen werden. Allerdings fehlt es für die Konzessionsabgaben an einer dem Stromsteuerrecht vergleichbaren offiziellen Aussage. Nach Wortlaut der Vorschriften und gängigem Verständnis des „Letztverbrauchers“ erscheint es daher weiterhin näherliegend, von der Konzessionsabgabepflicht bei Einspeicherung auszugehen. Für die Zukunft wäre allerdings jedenfalls eine gesetzliche Einschränkung der Konzessionsabgaben-

⁸³ BT-Drs. 13/7274, S. 21, rechte Spalte.

⁸⁴ Vgl. Kermel, in: BerlKomEnR, § 48 EnWG Rn. 40; Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 48 Rn. 25.

⁸⁵ Vgl. Albrecht, in: Schneider/Theobald, § 9 Rn. 210; Kermel, in: BerlKomEnR, § 48 EnWG Rn. 42.

⁸⁶ Vgl. auch Kermel in BerlKomEnR, § 48 EnWG Rn. 12 ff.

⁸⁷ Vgl. auch Kermel in BerlKomEnR, § 48 EnWG Rn. 28 ff.

⁸⁸ BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

pflicht wünschenswert. Diese müsste sich dann auch mit der Anschlussfrage nach der Konzessionsabgabepflicht für Speicherverluste befassen.

Anders als die Netzentgeltspflicht wird die Konzessionsabgabepflicht ausdrücklich an den Letztverbrauch geknüpft, vgl. § 48 Abs. 1 EnWG, § 1 Abs. 2 KAV⁸⁹. Insofern ist der Letztverbraucherbegriff des § 3 Nr. 25 EnWG einschlägig. Ähnlich wie im Falle der Netzentgeltspflicht (oben I.1.a)) ist aber zweifelhaft, ob die Konzessionsabgabepflicht bei fehlendem Kauf des Stroms entfällt. Die Konzessionsabgabe stellt ein Entgelt für die Wegenutzung dar, vgl. § 48 Abs. 1 S. 1 EnWG, und steht insoweit in keinem sachlichen Zusammenhang mit der Frage, ob die durch das Netz transportierte Energie gekauft oder aber z.B. selbst erzeugt oder nur für andere zwischengespeichert wird.

Nach seinem Wortlaut knüpft § 48 Abs. 1 S. 1 EnWG die Konzessionsabgabepflicht an die „Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen“. Diese Voraussetzung ist jedenfalls dann erfüllt, wenn über die betreffenden Leitungen – neben dem Stromspeicher – zumindest auch Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG versorgt werden, was regelmäßig der Fall sein dürfte. In diesen Fällen könnte erwogen werden, die Konzessionsabgabepflicht auch für sonstige Entnahmen aus dem Stromnetz zu bejahen, auch wenn es sich nicht um die Versorgung eines Letztverbrauchers i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG handelt. Doch legt § 2 KAV Obergrenzen der zulässigen Konzessionsabgabe (nur) für die Belieferung von „Tarifkunden“ und „Sonderkunden“ fest. Dabei definiert § 3 Nr. 24 EnWG den Begriff „Kunden“ als Großhändler, Letztverbraucher und Unternehmen, die Energie kaufen. Damit sind Konzessionsabgaben für Strommengen, die eingespeichert, aber vom Speicherbetreiber nicht gekauft werden, dem Wortlaut nach nicht vorgesehen.

In Betracht kommt allerdings eine analoge Anwendung der § 48 Abs. 1 EnWG, § 1 Abs. 2 KAV. Im Hinblick auf den Zweck der Regelung, die ein Entgelt für die Wegenutzung gewähren will, ist keine sachliche Begründung für eine Differenzierung danach ersichtlich, ob es sich um die Nutzung der Leitung für die Lieferung von Energie aufgrund eines Kaufs handelt oder aber um die anderweitige Entnahme von Energie, z.B. zur Zwischenspeicherung für einen Dritten. Auch die gesetzliche Verpflichtung des wegenutzungsberechtigten EVU (in der Regel eines Netzbetreibers) zur Zahlung der Konzessionsabgabe an die Gemeinde steht dem insoweit nicht entgegen, als die Belieferung des Verbrauchers über Leitungen erfolgt, die öffentliche Verkehrswege nutzen. Schwierigkeiten würde lediglich eine Erstreckung der Konzessionsabgabepflicht auf Selbstversorger bereiten, die keine derartigen Leitungen nutzen. Die Frage der Belastung von Verbrauchern, denen Energie (ohne Kauf) über Leitungen zugeführt wird, die öffentliche Verkehrswege nutzen, scheint vom Gesetzgeber nicht bedacht worden zu sein, so dass eine Regelungslücke vorliegt. Eine analoge Anwendung der § 48 Abs. 1 EnWG, § 1 Abs. 2 KAV würde zudem voraussetzen, dass es sich um eine „planwidrige“ Regelungslücke handelt. Hierfür könnte die Vergleichbarkeit hinsichtlich der Wegenutzung sprechen, ohne dass sachliche Gründe für die Beschränkung der Konzessionsabgabepflicht auf den Verbrauch gekaufter Strommengen ersichtlich sind. Die Rechtslage ist insoweit aber nicht abschließend geklärt.

Besonders zu betrachten ist die Konzessionsabgabepflicht bei Zwischenspeicherung von Strommengen ohne deren Kauf. Eine Analogie erscheint hier größtenteils nicht begründbar, weil die Belastung der Einspeicherung mit Konzessionsabgaben zu einer Doppelbelastung mit Konzessionsabgaben führt, die nicht dem Gesetzeszweck entspricht (siehe oben). Soweit hingegen eine Doppelbelastung nicht eintritt, weil die Lieferung des ausgespeicherten Stroms nicht über öffentliche Wege erfolgt und damit als solche nicht konzessionsabgabepflichtig ist, wäre eine Konzessionsabgabepflichtigkeit der Einspeicherung aufgrund analoger Anwendung des § 48 Abs. 1 EnWG, § 1 Abs. 2 KAV begründ-

⁸⁹ KAV – Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas – Konzessionsabgabenverordnung, vom 09.01.1992, BGBl. I 1992, S. 12, ber. S. 407, zuletzt geändert durch Verordnung vom 01.11.2006, BGBl. I 2006, S. 2477.

bar. Die Einspeicherung stünde insoweit der Lieferung an einen Weiterverteiler nahe, die nach § 48 Abs. 1 S. 2 EnWG, § 2 Abs. 8 KAV konzessionsabgabepflichtig ist.

3. KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen

Ebenfalls mit dem Strompreis werden in der Regel die sog. KWKG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die § 19 StromNEV-Umlage und die § 18 AbLaV-Umlage entrichtet.

Zuschlags- und Ausgleichszahlungen nach dem KWKG sind zunächst von den Übertragungsnetzbetreibern zu tragen, die ihrerseits einen Anspruch auf Belastungsausgleich gegen die ihnen nachgelagerten Netzbetreiber haben, bis alle Netzbetreiber gleiche Belastungen tragen, vgl. § 28 KWKG (§ 9 Abs. 3 und 4 KWKG 2002). Gem. § 26 Abs. 1 S. 1 KWKG (§ 9 Abs. 7 S. 1 KWKG 2002) sind Netzbetreiber berechtigt, die Kosten aus dem bundesweiten KWKG-Belastungsausgleich „bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen“. Sie werden von ihren Netznutzern daher regelmäßig die KWKG-Umlage verlangen.

Nach § 3 Abs. 9 KWKG 2002 waren „Netzbetreiber“ „die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität“. Wer kein Netz der allgemeinen Versorgung betrieb, wurde damit nicht nach § 9 Abs. 4 KWKG 2002 zum Belastungsausgleich herangezogen. Dies betraf z.B. Betreiber geschlossener Verteilernetze, da diese nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes keine geschlossenen Verteilernetze darstellen,⁹⁰ Betreiber von Kundenanlagen oder von Direktleitungen. Erfolgte der Strombezug unmittelbar zwar aus einem geschlossenen Verteilernetz, mittelbar aber aus einem Netz der allgemeinen Versorgung, konnte der Betreiber des vorgelagerten Netzes der allgemeinen Versorgung die KWKG-Umlage jedoch gegenüber dem Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes in Ansatz bringen.⁹¹ Es lag nahe, dass dieser die gezahlte Umlage an die Letztverbraucher in seinem geschlossenen Verteilernetz weiterreicht. Soweit der Strom allerdings auch nicht mittelbar aus einem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wurde, war grundsätzlich auch keine KWKG-Umlage zu zahlen.⁹² Doch schien der BGH eine KWKG-Umlagepflicht im Falle einer nach dem KWKG förderungswürdigen Anlage auch im Falle der Eigenversorgung innerhalb eines geschlossenen Verteilernetzes zu bejahen.⁹³ Die Neufassung des KWKG enthält nunmehr eine neue Definition des „Netzbetreibers“, die auch die Betreiber geschlossener Verteilernetze ausdrücklich einbezieht, vgl. § 2 Nr. 21 KWKG. Damit sind auch diese seit dem 01.01.2016 zum KWKG-Belastungsausgleich heranzuziehen, weiterhin aber nicht die Betreiber von Kundenanlagen oder Direktleitungen. Aufgrund der Einbeziehung geschlossener Verteilernetze ist davon auszugehen, dass nunmehr auch KWKG-Umlage für solche im geschlossenen Verteilernetz gelieferten Strommengen zu entrichten ist, die nicht einmal mittelbar aus einem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen werden.

Offshore-Haftungsumlage, § 19-StromNEV-Umlage und § 18 AbLaV-Umlage können ebenfalls entsprechend dem Verfahren bei der KWKG-Umlage mit den Netzentgelten in Ansatz gebracht werden, vgl. §§ 17f Abs. 1 S. 2, 3 EnWG, 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV, 18 Abs. 1 S. 1 Teils. 2 AbLaV. Hinsichtlich der Entnahme aus einem Netz der allgemeinen Versorgung gilt Entsprechendes wie für die KWKG-Umlage.⁹⁴ Nach Neufassung des KWKG erfasst der Begriff des Netzbetreibers nach § 2 Nr. 21 KWKG ausdrücklich auch die Betreiber geschlossener Verteilernetze.

Alle hier betrachteten Umlagen sind damit durch die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung oder eines geschlossenen Verteilernetzes bedingt. Auf Grundlage der Rechtsprechung des BGH

⁹⁰ Vgl. BGH, Urteil vom 16.12.2014, Az.: EnZR 81/13, Rn. 23; so auch Topp, in: *BerlKomEnR*, § 3 EnWG Rn. 60; allgemein: Schex, in: *Kment*, § 3 Rn. 37; differenzierend Wolf, in: *BerlKomEnR*, § 110 EnWG Rn. 178.

⁹¹ BGH, Urteil vom 16.12.2014, Az.: EnZR 81/13, Rn. 20 ff.; Bühlhoff/Klapdor, *EnWZ* 2013, 297, 298.

⁹² Salje, in: *Hempel/Franke*, § 9 KWKG Rn. 111; Ortlieb/Staebe, Kap. 5, Rn. 72.

⁹³ BGH, Urteil vom 16.12.2014, Az.: EnZR 81/13, Rn. 28 (zu einem Objektnetz nach § 110 EnWG a.F.),

⁹⁴ Bühlhoff/Klapdor, *EnWZ* 2013, 297, 298; Ortlieb/Staebe, Kap. 5, Rn. 72.

und der herrschenden Auffassung kann zunächst grundsätzlich angenommen werden, dass auch bei dem Strombezug eines Batteriespeichers aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz die genannten Umlagen anfallen, nicht dagegen bei Strombezug ohne solche Netznutzung.

Allerdings stellt sich wiederum die Frage, ob die Umlagepflicht nur Letztverbraucher trifft und ob die Definition des § 3 Nr. 25 EnWG Anwendung findet, wonach der eingespeicherte Strom „gekauft“ worden sein muss. Die Regelung der KWKG-Umlage nach § 26 Abs. 1 KWKG (§ 9 Abs. 7 KWKG 2002) stellt auf die Berechnung von Netzentgelten ab, die nach dem hiesigen Verständnis nicht auf Letztverbraucher beschränkt ist, sondern an die Entnahme von Strom anknüpft. Allerdings ist die sachliche Grundlage für die Belastung mit der KWKG-Umlage weniger deutlich als im Falle der Netzentgelte und der Konzessionsabgaben, da die KWKG-Umlage der angemessenen Verteilung der Lasten aus der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung dient, die – anders als Netzentgelte und Konzessionsabgabe – in keinem unmittelbaren Zusammenhang mit der Netznutzung steht. Vielmehr knüpft § 28 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2 KWKG (§ 9 Abs. 4 i.V.m. Abs. 3 S. 1 KWKG 2002) die Belastung der Netzbetreiber an die von ihnen an Letztverbraucher gelieferten Strommengen. Zudem enthält § 26 Abs. 2 KWKG (§ 9 Abs. 7 S. 2 bis 5 KWKG 2002) Spezialregelungen für die Belastung von Letztverbrauchern mit der KWKG-Umlage. Im Ergebnis spricht daher mehr für die Annahme, dass die KWKG-Umlage nur Letztverbraucher trifft.⁹⁵ Dies entspricht auch der Rechtslage bei der EEG-Umlage.

Nimmt man an, dass die KWKG-Umlage nur Letztverbraucher trifft, so stellt sich die Frage, welche Definition des Letztverbraucher-Begriffs Anwendung findet. Bis zum Inkrafttreten des neuen KWKG am 01.01.2016 enthielt das KWKG keine eigene Definitionsnorm, so dass zwischen § 3 Nr. 25 EnWG (also „Kauf“ des Stroms zum Verbrauch erforderlich) und § 5 Nr. 24 EEG (Verbrauch von nicht „gekauftem“ Strom ausreichend) gewählt werden musste. Dabei sprach mehr für die Annahme, dass die Definition des § 3 Nr. 25 EnWG Anwendung finden sollte.⁹⁶ Seit dem 01.01.2016 regelt § 2 Nr. 17 KWKG den Begriff des Letztverbrauchers nunmehr aber ausdrücklich entsprechend § 5 Nr. 27 EEG, d.h. unter Verzicht auf das Merkmal des „Kaufens“.⁹⁷ Damit ist grundsätzlich jeder Stromverbrauch KWKG-umlagepflichtig, auch wenn der Strom nicht gekauft wird.

Die gesetzliche Regelung der netzbezogenen Umlagen verweist auf den Mechanismus der §§ 26, 28 und 30 KWKG (§ 9 Abs. 7 KWKG 2002). Daher liegt im Ausgangspunkt ein entsprechender Kreis der Umlagepflichtigen wie bei der KWKG-Umlage nahe. Allerdings ergeben sich bestimmte Abweichungen aufgrund der Formulierung der einzelnen Normen. So stellen § 17f Abs. 1 S. 2 EnWG (Offshore-Haftungsumlage) und § 19 Abs. 2 S. 4, 11 und 12 StromNEV (§ 19 StromNEV-Umlage) – anders als § 26 Abs. 1 KWKG (§ 9 Abs. 7 KWKG 2002) – ausdrücklich auf die Belastung von Letztverbrauchern ab. Insoweit ist deutlicher als bei der KWKG-Umlage, dass diese Umlagen nur für Letztverbraucher gelten. Systematische Gründe sprechen für ein entsprechendes Verständnis auch der AbLaV-Umlage. Hinsichtlich der anwendbaren Letztverbraucher-Definition war bis zur Neuregelung des KWKG für alle netzbezogenen Umlagen von § 3 Nr. 25 EnWG auszugehen, da diese Umlagen im EnWG oder in Rechtsverordnungen auf Grundlage des EnWG geregelt sind: Die Offshore-Haftungsumlage ist unmittelbar in § 17f EnWG geregelt. Rechtsgrundlage für die AbLaV ist 13 Abs. 4a S. 5 - 8 und Abs. 4b EnWG und Rechtsgrundlage für die StromNEV ist § 24 S. 1 Nr. 1 bis 3 i.V.m. S. 2 Nr. 1, 2, 4, 6 und 7 sowie S. 3 und 5 und § 29 Abs. 3 EnWG, vgl. jeweils die Eingangsformel dieser Rechtsverordnungen. Dies sprach noch klarer für die Anwendbarkeit der Letztverbraucher-Definition des § 3 Nr. 25 EnWG als im Falle des § 9 Abs. 7 KWKG 2002. Angesichts der Änderung des Letztverbraucherbegriffs durch § 2 Nr. 17 des neuen KWKG stellt sich allerdings die Frage, ob auch für die netzbezogenen Umlagen nunmehr durch den Verweis auf §§ 26, 28 und 30 KWKG der dortige Letztverbraucherbegriff heranzuziehen ist.

⁹⁵ So i.E. wohl auch Salje, in: Hempel/Franke, § 9 KWKG Rn. 111 ff.

⁹⁶ So i.E. auch Salje, in: Hempel/Franke, § 9 KWKG Rn.41 und 122.

⁹⁷ Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes v. 19.10.2015, BT-Drs. 18/6419.

Für eine einheitliche Anwendung des erweiterten Letztverbraucherbegriffs könnte die größere Parallelität der Berechnung sprechen. Andererseits enthalten die Regelungen der netzbezogenen Umlagen ohnehin Sondervorschriften zur Berechnung. Außerdem legen die Regelungen der netzbezogenen Umlagen die Belastung der Letztverbraucher selbständig fest und verweisen nur ergänzend auf die §§ 26, 28 und 30 KWKG. Die Rechtslage ist insoweit unklar.

4. EEG-Umlage

In § 60 Abs. 1 S. 1 EEG ist der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber gegen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher beliefern, auf Zahlung von EEG-Umlage geregelt. Über die EEG-Umlage werden die Kosten für die geförderte Direktvermarktung und für die Zahlung fester Einspeisevergütungen umgelegt, vgl. §§ 19 Abs. 1, 56 ff. EEG.

Nach § 5 Nr. 13 EEG handelt es sich bei den genannten Elektrizitätsversorgungsunternehmen um „jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert“. Letztverbraucher i.S. dieser Vorschrift sind in § 5 Nr. 24 EEG abweichend von § 3 Nr. 25 EnWG definiert als alle natürlichen und juristischen Personen, die Strom verbrauchen. Wie oben bereits dargestellt, vgl. AP 1.1 III.1.b), ist davon auszugehen, dass diese Definition auch den Strombezug von Batteriespeichern grundsätzlich erfasst, wenn man das Verbrauchselement durch den Umwandlungsprozess in chemische Energie im Batteriespeicher auf Grundlage der BGH-Rechtsprechung grundsätzlich als gegeben ansieht.

Umlagepflichtig ist nach § 60 Abs. 1 S. 1 EEG grundsätzlich das beliefernde EVU. Die erfassten Stromlieferanten geben die Belastung in der Regel auf Grundlage von Energielieferverträgen an die belieferten Letztverbraucher weiter (letzte Stufe des EEG-Ausgleichsmechanismus).⁹⁸ Unerheblich ist, ob die Letztverbraucher über ein Netz der allgemeinen Versorgung, über ein geschlossenes Verteilernetz, eine Kundenanlage oder eine Direktleitung beliefert werden. Aus § 61 EEG ergibt sich zudem, dass EEG-Umlage auch bei Eigenerzeugung sowie bei sonstigem Strombezug, vgl. § 61 Abs. 1 S. 3 EEG, anfällt, wobei es sich in beiden Fällen ebenfalls um einen Letztverbrauch nach § 5 Nr. 24 EEG handelt. Im Falle der Eigenerzeugung, bei der ein Kauf des Stroms nicht erfolgt, fällt damit dennoch EEG-Umlage an. § 61 Abs. 1 S. 3 EEG gilt insbesondere auch für den Strombezug von Letztverbrauchern an der Strombörse. In diesen Fällen besteht ein Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage jeweils gegenüber den Letztverbrauchern selbst.

5. Stromsteuer

Aus dem allgemeinen Steuerentstehungstatbestand des § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG ergibt sich, dass eine Pflicht zur Zahlung von Stromsteuer für durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommenen Strom besteht (Alt. 1) oder wenn der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt (Alt. 2). Ähnlich wie bei der EEG-Umlage ist Schuldner der Stromsteuer grundsätzlich der Stromlieferant, der diese Belastung in Alternative 1 auf Basis des Energieliefervertrags in der Regel an die Letztverbraucher weitergibt.⁹⁹ Gem. § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG entsteht die Stromsteuer zudem auch bei Eigenerzeugung mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch. In diesem Fall ist der Eigenerzeuger der Steuerschuldner.

Die Stromsteuerpflicht entsteht nach § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG, wenn der Strom aus dem „Versorgungsnetz“ entnommen wird. Im Ausgangspunkt soll zur Ausfüllung des Begriffes des „Versorgungsnetzes“ im Sinne des StromStG mangels eigener spezialgesetzlichen Definition auf die Definition des

⁹⁸ Vgl. zur insoweit wortgleichen Vorgängervorschrift § 37 EEG 2012: Altröck, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 37 Rn. 68 ff.

⁹⁹ Soyk, Kap. 16, Rn. 13.

Netzes der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG zurückgegriffen werden.¹⁰⁰ Doch wird der Begriff des „Versorgungsnetzes“ im StromStG vielfach weiter verstanden als der Begriff des „Netzes der allgemeinen Versorgung“.¹⁰¹ Nach verbreiteter Auffassung in der Literatur soll der Begriff des „Versorgungsnetzes“ in § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG auch Kraftwerksleitungen sowie Netze und Leitungen von Eigenerzeugern erfassen.¹⁰² Für eine grundsätzliche Erfassung von Entnahmen, die nicht aus einem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgen, spricht auch der Steuerbefreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG bei Entnahme aus einem ausschließlich mit EE-Strom gespeisten Netz „oder einer entsprechenden Leitung“. Ein weites Verständnis des Begriffs „Versorgungsnetz“ entspricht schließlich auch dem Umstand, dass selbst der ansonsten teilweise privilegierte Eigenverbrauch gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG vom Grundsatz her stromsteuerpflichtig und nur nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 oder Nr. 5 StromStG steuerbefreit ist. Damit sind auch Entnahmen aus geschlossenen Verteilernetzen, Kundenanlagen oder Direktleitungen grundsätzlich stromsteuerpflichtig.

Nach der Gesetzesbegründung zum StromStG soll der Begriff des Letztverbrauchers im Stromsteuerrecht aus Gründen der Einheitlichkeit der Terminologie des EnWG 1998 entsprechen.¹⁰³ Daher könnte auf Grundlage der BGH-Rechtsprechung davon auszugehen sein, dass es sich bei der Einleitung von Strom in einen Batteriespeicher grundsätzlich auch um Letztverbrauch i.S.d. StromStG und damit um einen stromsteuerpflichtigen Belieferungsvorgang i.S.d. § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG handelt.

Wird der entnommene Strom allerdings nicht gekauft, so fehlt es auch an der Entnahme durch einen Letztverbraucher und damit an einer Tatbestandsvoraussetzung des Stromsteuertatbestandes nach § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG. In diesem Fall könnte jedoch eine gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 StromStG steuerpflichtige Entnahme durch den Versorger zum Selbstverbrauch vorliegen. Dies wäre z.B. denkbar, wenn der Versorger (Lieferant) den Strom selbst zwischenspeichert. Fraglich ist die Stromsteuerpflicht allerdings, wenn Strom zwar verbraucht wird, dies aber weder durch den Versorger noch durch einen Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch geschieht. Das Stromsteuergesetz lässt allerdings das Ziel erkennen, möglichst alle Fälle des Stromverbrauchs zu erfassen, vgl. auch § 6 StromStG für die widerrechtliche Entnahme von Strom und § 7 StromStG für den Bezug von außerhalb des Steuergebiets. Durch das Tatbestandsmerkmal des Letztverbrauchers soll vor allem eine Abgrenzung gegenüber dem Versorger erfolgen, damit die Stromsteuer in mehrstufigen Lieferverhältnissen nicht mehrfach anfällt. Dementsprechend liegt nahe, dass der Begriff des Letztverbrauchers im Stromsteuerrecht weiter zu verstehen ist als nach § 3 Nr. 25 EnWG. In diesem Sinne wird derjenige als Letztverbraucher aufgefasst, dem von einem Versorger Strom „geleistet“ wird, bzw. dem der Versorger – i.d.R. aufgrund einer vertraglichen Beziehung – die Entnahme von Strom zum Verbrauch aus dem Versorgungsnetz gestattet.¹⁰⁴ Der Kauf des Stroms ist daher nicht zwingend erforderlich.

Die Speicherung von Strom aus dem Versorgungsnetz, der anschließend wieder eingespeist und an anderer Stelle „erneut“ verbraucht wird, könnte auf Grundlage der vorstehenden Überlegungen zu einer doppelten Belastung mit Stromsteuer führen. Voraussetzung einer solchen Doppelbelastung wäre, dass die Einspeicherung des Stroms i.S.v. § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 bzw. Alt. 2 StromStG als „Entnahme“ des Stroms aus dem Versorgungsnetz angesehen wird. Wie sich aus einem Erlass des Bun-

¹⁰⁰ Köthe, in: Friedrich/Meißner, § 5 StromStG Rn. 15; Schroer-Schallenberg, in: Bongartz et al., § 5 StromStG Rn. 8.

¹⁰¹ Vgl. zur teilweisen Inkongruenz der inhaltlichen Ausfüllung der Begriffe auch FG München, Urteil vom 29.01.2015, Az.: 14 K 2822/13, Rn. 31.

¹⁰² Schroer-Schallenberg, in: Bongartz et al., § 5 StromStG Rn. 9; Milewski, in: Möhlenkamp/Milewski, § 5 StromStG, Rn. 7; a.A. wohl Köthe, in: Friedrich/Meißner, § 5 StromStG Rn. 15.

¹⁰³ Vgl. BT-Drs 14/40, S. 11, linke Spalte. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass das EnWG im Jahr des Erlasses des StromStG 1996 noch keine entsprechende Legaldefinition des Letztverbrauchers enthielt, vgl. Sauer, EWeRK 2015, 176, 178. Die Definition des § 3 Nr. 25 EnWG entstammt erst dem EnWG 2005.

¹⁰⁴ FG Hamburg, Az. IV 327/01, ZfZ 2002, 208 f.; FG Rheinland-Pfalz v. 24.06.2004, Az. 6 K 1173/02 DStRE 2004, 1436 ff.; Rodi, in: Schneider/Theobald, § 22 Rn. 55; Soyk, Kap. 16 Rn. 8.

des Finanzministeriums vom 31.07.2014¹⁰⁵ ergibt, soll eine solche Doppelbesteuerung für die Zwischenspeicherung in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, jedoch vermieden werden. Um dieses Ergebnis zu erreichen, kann der Speicher nach Auffassung des BMF „im Wege der Gesetzesauslegung bzw. der teleologischen Reduktion als Bestandteil des Versorgungsnetzes“ angesehen werden.¹⁰⁶ Nach dieser Sichtweise wird der Strom durch die Einspeicherung nicht dem Versorgungsnetz „entnommen“ im Sinne der Steuerentstehungsnorm des § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 oder Alt. 2 StromStG, so dass für die Einspeicherung keine Stromsteuer anfällt. Eine solche Auslegung des Begriffs „Entnahme“ in § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG erscheint mit dem Wortlaut allerdings schwer vereinbar. Sie widerspricht auch dem Begriffsverständnis im Rahmen der Netzentgeltspflicht (oben AP 1.1 III.1. und AP 1.2 I.1.a)). Eher vertreten lässt sich eine teleologische Reduktion des Tatbestandes, da der Normzweck zwar auf eine Verteuerung des Energieverbrauchs aus ökologischen Gesichtspunkten (Effizienz- und Einsparanreize) abzielt,¹⁰⁷ hierbei aber wohl nur auf eine Preiserhöhung für die jeweilige Kilowattstunde. Die Auswirkungen einer Stromspeicherung wurden vom Gesetzgeber offenbar nicht bedacht, eine „doppelte“ Versteuerung bei Zwischenspeicherung wurde nicht angestrebt. Im Übrigen tritt eine Stromsteuerbelastung jedenfalls faktisch nicht ein, wenn die Finanzverwaltung auf die Besteuerung der Einspeicherung verzichtet.¹⁰⁸ Nicht vorausgesetzt wird in dem Erlass des BMF, dass der gesamte Speicherstrom später wieder in das Versorgungsnetz eingespeist wird. Damit erscheint auch eine anteilige Stromsteuerentlastung denkbar, wenn ein Teil des Stroms nicht wieder in das Versorgungsnetz eingespeist wird.

Für die Zukunft kündigt der Erlass des BMF eine gesetzliche Anpassung an, um klarzustellen, dass die Einspeicherung von Strom nicht stromsteuerpflichtig ist.

6. Umsatzsteuer

Die Umsatzsteuer, die eine sog. Mehrwertsteuer darstellt, da sie den Unterschiedsbetrag zwischen dem Erlös für eine Lieferung oder Leistung und den durch andere Unternehmer bewirkten Vorleistungen besteuert, bezieht sich gem. § 1 Abs. 1 Nr. 1 S. 1 UStG auf „die Lieferungen und sonstigen Leistungen, die ein Unternehmer im Inland gegen Entgelt im Rahmen seines Unternehmens ausführt“. Diese fällt grundsätzlich auch bei Lieferung von Strom an Dritte an.¹⁰⁹ Bloß innerbetriebliche Lieferungen und Leistungen lösen dagegen keine Umsatzsteuerpflicht aus.

Die Umsatzsteuerpflicht nach § 1 Abs. 1 Nr. 1 S. 1 UStG und § 3 Abs. 1 UStG setzt voraus, dass der Strom von einem Unternehmer an einen Dritten gegen Entgelt geliefert wird. Sofern dagegen ein Eigenversorgungs-Sachverhalt vorliegt, fehlt es an einer entgeltlichen Drittbeflieferung. Allerdings werden gemäß § 3 Abs. 1b S. 1 Nr. 1 UStG „Entnahmen von Gegenständen durch einen Unternehmer aus seinem Unternehmen für Zwecke, die außerhalb seines Unternehmens liegen,“ steuerbaren Lieferungen im Sinne von § 1 Abs. 1 Nr. 1 S. 1 UStG gleichgestellt. Auf diese Weise wird die auf die Lieferung des für das Unternehmen erworbenen Gegenstands entfallende bereits abgezogene Umsatzsteuer (vgl. § 15 Abs. 1 Nr. 1 UStG, sog. Vorsteuer) wieder ausgeglichen (vgl. auch § 3 Abs. 1b) S. 2 UStG).

Nach § 2 Abs. 1 S. 1 UStG ist als Unternehmer im Sinne des Umsatzsteuerrechts anzusehen, wer eine gewerbliche oder berufliche Tätigkeit selbständig ausübt. Es muss sich um eine „nachhaltige Tätigkeit zur Erzielung von Einnahmen“ handeln. Dies ist der Fall, sofern die Tätigkeit „auf Wiederholung angelegt ist und im Sinne einer geschäftsmäßigen Tätigkeit auf den Erwerb von Einnahmen ausgerichtet

¹⁰⁵ BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

¹⁰⁷ Vgl. Gesetzesbegründung zum Stromsteuergesetz 1998, BT-Drs. 14/10, S. 9.

¹⁰⁸ Vgl. BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

¹⁰⁹ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014, S. 164.

ist“.¹¹⁰ Im Falle der Erzeugung von Strom in Anlagen zur EE-Stromerzeugung bzw. KWK-Anlagen wird von einer nachhaltigen Tätigkeit zur Einnahmeerzielung ausgegangen, sofern der erzeugte Strom „ganz oder teilweise, regelmäßig und nicht nur gelegentlich in das allgemeine Stromnetz eingespeist“ wird.¹¹¹ In diesem Fall wird ein teilweiser privater Verbrauch des erzeugten Stroms als umsatzsteuerpflichtige Entnahme angesehen, wenn die Erzeugungsanlage (aus Gründen des Vorsteuerabzugs) dem gewerblichen Bereich zugeordnet wurde. Unter entsprechenden Bedingungen kann auch ein Stromspeicher dem gewerblichen Bereich zuzuordnen sein.

II. Befreiungs- und Reduzierungstatbestände

Für einige der oben genannten Belastungen sind gesetzliche Befreiungs- oder Reduzierungstatbestände geregelt, die teilweise ausdrücklich auf den Fall der Stromspeicherung Bezug nehmen, vgl. unten 1. Daneben kommt für bestimmte Strompreisbestandteile auch das Eingreifen sonstiger Befreiungsregelungen in Betracht, die nicht explizit einen Fall der Stromspeicherung voraussetzen. Diese knüpfen teilweise an Eigenverbrauch an (unten 2.), an netzdienliches Verhalten (unten 3.) oder an die spezifische Nutzung von EE-Strom (unten 4.).

1. Stromspeicherspezifische Befreiungstatbestände

a) Netzentgelte

§ 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG regelt die Befreiung von Stromspeichern von den Netzentgelten. Neue Stromspeicher werden danach für einen Zeitraum von 20 Jahren von den Netzentgelten befreit, wenn die folgenden Voraussetzungen vorliegen:

- Neuerrichtung des Stromspeichers nach dem 31.12.2008
- Inbetriebnahme des Stromspeichers nach dem 4.8.2011 binnen 15 Jahren
- Stromentnahme aus einem Transport- oder Verteilernetz
- tatsächliche elektrische, chemische, mechanische oder physikalische Speicherung
- zeitlich verzögerte Rückspeisung in dasselbe Netz.

Pumpspeicher werden nach § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG zusätzlich privilegiert, indem die Befreiung hier nicht nur für Neuanlagen, sondern auch für bestehende Pumpspeicherkraftwerke für einen Zeitraum von 10 Jahren eingreift, wenn eine Leistungserhöhung um mindestens 7,5 Prozent oder eine Kapazitätserhöhung um mindestens 5 Prozent nach dem 4.8.2011 erfolgt ist. Hierfür müssen sich Pumpspeicher jedoch netzdienlich verhalten, das heißt, der Höchstlastbeitrag der Anlage muss offensichtlich erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast auf der betreffenden Netz- oder Umspannebene abweichen, vgl. § 118 Abs. 6 S. 4 EnWG, da nur dann die mit dieser Regelung bezweckte Netzentlastung erzielt werden kann.¹¹² § 118 Abs. 6 S. 5 EnWG verweist für die verfahrensmäßigen Anforderungen an die Netzentgeltbefreiung auf die Sätze 3 bis 5 und 8 bis 10 des § 19 Abs. 2 StromNEV, die unter anderem die Genehmigung der Befreiung durch die Regulierungsbehörde vorsehen, der Verweis ist nach der Neufassung des § 19 Abs. 2 StromNEV jedoch nicht mehr im Hinblick auf alle Sätze tref-

¹¹⁰ Vgl. BFH, Urteil vom 13.12.1984, Az.: V R 32/74, BStBl. II. 1985 S. 173; Urteil vom 30.07.1986, Az.: V R 41/76, BStBl. II 1986 S. 874; Urteil vom 15.01.1987, Az.: V R 3/77, BStBl. II 1987 S. 512; Urteil vom 04.06.1987, Az.: V R 9/79, BStBl. II 1987 S. 653.

¹¹¹ Vgl. BFH, Urteil vom 18.12.2008, Az.: V R 80/07, BStBl. II 2011 S. 292; Urteil vom 12.12.2012, Az.: XI R 3/10, DStR 2013, 403; BMF, Umsatzsteuer-Anwendungserlass, Abschnitt 2.5 Abs. 1.

¹¹² Vgl. BT-Drs. 17/6072, 97.

fend, es wird daher angenommen, dass nunmehr die § 19 Abs. 2, S. 5, 11, 12, 17 und 18 StromNEV anzuwenden sind.¹¹³

Nach der Regierungsbegründung zum Gesetzesentwurf soll die Netzentgeltbefreiung für den gesamten bezogenen Strom gelten und damit auch Wirkungsgradverluste und Betriebsstrom umfassen.¹¹⁴

Bislang noch nicht eindeutig geklärt ist, ob die Befreiungsregelung ähnlich § 60 Abs. 3 EEG, vgl. unten I.2., die vollständige Wiedereinspeisung aller zur Ausspeisung zurückgewonnenen Strommengen voraussetzt oder auch bei nur teilweise Rückspeisung (z.B. bei Eigenverbrauch der restlichen ausgespeicherten Strommengen) eingreifen kann. Nach dem Wortlaut des § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG wird die Befreiung von den Netzentgelten für die Einspeicherung nur gewährt, „wenn die elektrische Energie zur Speicherung ... aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird“, nicht also bereits, „soweit“ die elektrische Energie wieder in dasselbe Netz zurückspeist wird. Der Wortlaut spricht damit die gesamte zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie ohne Einschränkung an. Andererseits weicht die Formulierung von § 60 Abs. 3 S. 1 EEG ab, der noch deutlicher ausdrücklich von der „ausschließlichen“ Wiedereinspeisung in das Netz spricht. Insoweit ist nicht völlig eindeutig, ob der Gesetzgeber bewusst die vollständige Wiedereinspeisung des zur Ausspeisung zurückgewonnenen Stroms verlangen wollte.

b) Auswirkungen der Netzentgeltbefreiung auf die Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Konzessionsabgaben, KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen

aa) Allgemeines

Diskutiert wird vielfach, ob das Eingreifen der Netzentgeltbefreiungsregelung des § 118 Abs. 6 EnWG Einfluss auf den Anfall der weiteren Strompreisbestandteile (Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Konzessionsabgaben, KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen) besitzt. Die Frage ist von Bedeutung, weil für diese Positionen keine gesonderten Befreiungstatbestände geregelt sind.¹¹⁵

Die Bundesnetzagentur geht jedenfalls im Hinblick auf die Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 StromNEV ausdrücklich davon aus, dass die anderen Strompreisbestandteile der Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Konzessionsabgaben, KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen nicht entfallen.¹¹⁶ In einer aktuellen Entscheidung der Beschlusskammer 4 legt die Behörde diese Sicht auch für die speicherspezifische Freistellung von den Netzentgelten gemäß § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG zu Grunde,¹¹⁷ zu § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG ist bislang keine Entscheidung veröffentlicht. Hingegen wird ein solches Entfallen bei der Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG nach Auffassungen in der Literatur für möglich gehalten.¹¹⁸ In einem ersten Schritt kann hierzu gefragt werden, ob der Begriff der Entgelte in § 118 Abs. 6 EnWG eng im Sinne des § 17 Abs. 1 StromNEV zu verste-

¹¹³ Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62, 64.

¹¹⁴ BT.-Drs. 17/10754, S. 33.

¹¹⁵ Vgl. bspw. Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62, 65 ff.; Heller, EWeRK 2013, 177, 179 ff.

¹¹⁶ BNetzA, Beschl. v. 11.12.2013, Az. BK4-13-739, S. 49; BNetzA, Leitfaden § 19 Abs. 2 StromNEV, S. 3 f.; vgl. zur Stromspeicherung auch Bourwieg, Vortrag im Rahmen des EWERK-Workshops „Moderne Batteriegroßspeicher – Technik – rechtliche Rahmenbedingungen“ am 10.01.2014 in Berlin, Einbindung von Speichern in das Netzrecht – die Perspektive der BNetzA; und Vortrag im Rahmen des ESPEN-Projektworkshops „Rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichern“ am 21.05.2014 in Aachen, Marktrolle, Entflechtung und Netzentgelte – die Netzsicht auf Speicher, Folie 9; ebenso wohl, wenn auch sehr knapp: Ökoinstitut, Optum AP 6, S. 14, abrufbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1339/2011-452-de.pdf> (zuletzt 19.2.2014).

¹¹⁷ BNetzA, Beschl. v. 9.3.2015, Az. BK4-14-003, S. 11 f.

¹¹⁸ Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62, 65 ff.; nur bzgl. Konzessionsabgaben und Umlagen: Heller, EWeRK 2013, 177, 179 ff.; Krebs, RdE 2015, 336, 339 ff.

hen ist, sodass nur Entgelte darunter fallen, die die unmittelbare Gegenleistung für den Netzzugang darstellen, ob er Netzentgelte i.w.S. erfassen soll, also einschließlich der Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, oder ob der Begriff hier, vor dem Hintergrund der angestrebten Entlastung von Stromspeichern, darüber hinaus auch die mit den Netzentgelten abgerechneten Positionen der Konzessionsabgabe, der KWKG-Umlage und der netzbezogenen Umlagen umfassen soll. Aufgrund der vielfältigen Bezüge zwischen § 118 Abs. 6 EnWG und der StromNEV, z.B. in Bezug auf die verfahrensmäßigen Anforderungen, scheint es zunächst naheliegend, dass auch der Netzentgeltbegriff der StromNEV gemeint ist. Ob dieser im engen oder im weiten (also einschließlich Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung) Sinne Anwendung finden soll, lässt sich aus dem Wortlaut aber nicht ableiten. Für eine weitere Stellungnahme ist in der Folge zwischen den einzelnen Strompreisbestandteilen zu differenzieren.

bb) Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung werden an einigen Stellen im Gesetz im Zusammenhang mit den Netzentgelten i.e.S. genannt, so z.B. im § 17 ARegV, teilweise aber auch klar von den Netzentgelten i.e.S. abgegrenzt, z.B. in § 17 Abs. 7 StromNEV. Aus dem gesetzlichen Wortlaut lässt sich demnach keine eindeutige Zuordnung ableiten.¹¹⁹

Diese Entgelte sind jedenfalls dann, wenn der Netzbetreiber die Aufgaben von Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung wahrnimmt, engstens mit dem Netzbetrieb verbunden. Damit erscheinen sie ebenso wie die Netzentgelte i.e.S. als Gegenleistung für die Netznutzung, sodass es nahe liegen könnte, dass sie mit diesen entfallen. Andererseits betrifft der Anfall von Entgelten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung gesonderte Leistungen, soweit für den Stromspeicher eine zusätzliche Messstelle betrieben, gemessen und abgerechnet werden muss. Darin unterscheiden sich diese Entgelte von den Netzentgelten i.e.S., die jeweils die Nutzung desselben Netzes betreffen, woraus teilweise der Gedanke der Doppelbelastung abgeleitet wird. Im Ergebnis ist eine Befreiung von diesen Entgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG daher jedenfalls nicht zwingend.

Eine Befreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG scheint von der Bundesnetzagentur abgelehnt zu werden; jedenfalls deutet der bereits angeführte Beschluss der Beschlusskammer 4 zu § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG in diese Richtung.¹²⁰ Zwar betrifft der Beschluss unmittelbar nur die Freistellung nach § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG, also bei Steigerung der Leistung oder Speichermenge bestehender Pumpspeicher, so dass die Frage der Übertragbarkeit auf die Befreiung nach Satz 1 dieser Vorschrift aufgeworfen ist. Den Gründen des Beschlusses ist aber zu entnehmen, dass die Beschlusskammer die Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung offenbar nicht zu den Netzentgelten im Sinne des § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG zählt, weshalb die Befreiung diese Belastungen nicht umfasse. Da § 118 Abs. 6 S. 1 und S. 2 EnWG der gemeinsame Zweck zu Grunde liegt, den Einsatz von Stromspeichern in bestimmten Fällen zu begünstigen, scheint es konsequent, dieses Rechtsauffassung nur einheitlich bezogen auf beide Freistellungstatbestände zu vertreten. Es ist jedenfalls nicht ersichtlich, dass die normative Differenzierung, die in den jeweiligen Regelungen zum Ausdruck kommt, auch den Umfang der entfallenden Belastungen betreffen sollte. Im Übrigen wird auch die (sachlich allerdings nicht völlig vergleichbare) Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV von der BNetzA nicht auf das Entgelt für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung erstreckt.¹²¹

¹¹⁹ A.A. Jansen/Stappert, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 30 Rn. 18, die allein auf § 17 Abs. 7 StromNEV abstellen und daher die Anwendbarkeit des § 118 Abs. 6 EnWG verneinen.

¹²⁰ Vgl. BNetzA, Beschl. v. 9.3.2015, Az. BK4-14-003, S. 11 f.

¹²¹ BNetzA, Festlegung v. 11.12.2013 zur Festlegung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV, Az. BK4-13-739, S. 49; BNetzA, Leitfaden § 19 Abs. 2 StromNEV, S. 3 f.

cc) Konzessionsabgaben

Ebenso bestehen aktuell keine gesetzlichen Regelungen, aus denen sich klar ergibt, ob Konzessionsabgaben mit Anwendung des § 118 Abs. 6 EnWG entfallen. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sind Konzessionsabgaben auch bei Eingreifen einer Netzentgeltbefreiung bzw. -reduzierung grundsätzlich weiterhin zu zahlen.¹²² Dagegen wird in der Literatur vielfach davon ausgegangen, dass Konzessionsabgaben bei Eingreifen des § 118 Abs. 6 EnWG entfallen; unter anderem, weil Konzessionsabgaben im Rahmen der Anreizregulierung als sog. „nicht beeinflussbare Kostenbestandteile“ eingeordnet werden, die gem. §§ 4 Abs. 3, 17 ARegV unmittelbar die Höhe der Netzentgelte beeinflussen und daher ebenfalls Bestandteile der Netzentgelte darstellen.¹²³

Nach der gesetzlichen Systematik erscheint eine Befreiung von den Konzessionsabgaben nach § 118 Abs. 6 EnWG zweifelhaft. § 118 Abs. 6 EnWG begründet allenfalls eine Befreiung des Verbrauchers von der Konzessionsabgabepflicht gegenüber dem Netzbetreiber, nicht aber eine Befreiung des Netzbetreibers von der Konzessionsabgabepflicht gegenüber der Gemeinde. Soll der Netzbetreiber die Konzessionsabgabe nicht endgültig selber tragen, so muss er diese daher als Netzkosten über die Netzentgelte an die Netznutzer weitergeben können. Konzessionsabgaben werden nach § 4 Abs. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV auch als Netzkosten anerkannt. Allerdings werden sie in der Regel in einem eigenen System nach eigenen Grundsätzen abnehmerscharf abgerechnet. Die Sozialisierung entgangener Konzessionsabgaben über die Netzentgelte führt zu einer Vermischung beider Systeme. Ob dies gesetzlich beabsichtigt war, erscheint problematisch.

Im Ergebnis wird die Befreiung von den Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG allerdings aus anderen Gründen häufig zu einer Befreiung von der Konzessionsabgabe führen. Denn regelmäßig werden Stromspeicherbetreiber (bei Kauf des Stroms) nach § 1 Abs. 4 KAV Sondervertragskunden sein. Damit entfällt die Konzessionsabgabe, wenn der Strombezugspreis einschließlich der Netzentgelte unter dem Grenzpreis nach § 2 Abs. 4 KAV liegt. Ein Unternehmen, das keine Netzentgelte zu zahlen hat, wird aber häufig unter dem Grenzpreis liegen und damit keine Konzessionsabgaben zahlen. Sofern der Stromspeicherbetreiber den Strom nicht kauft, sondern nur für Dritte zwischenspeichert, wurde oben ohnehin eine Konzessionsabgabepflicht verneint.

dd) KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen

Auch im Hinblick auf KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen scheint die Bundesnetzagentur davon auszugehen, dass diese bei Eingreifen des § 118 Abs. 6 EnWG nicht entfallen.¹²⁴ In der Literatur wird hingegen vor allem unter Rückgriff auf den Wortlaut des § 9 Abs. 7 KWKG 2002 argumentiert, dass die Umlagen jeweils nur bei der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten und daher nicht bei Geltung von § 118 Abs. 6 EnWG anfallen würden.¹²⁵ So wird in den Umlagen aufgrund des gesetzlichen Wortlautes teilweise ein „Annex“ der Netzentgelte gesehen, sodass diese ohne das Netzentgelt als „Vehikel“ nicht in Rechnung gestellt werden könnten.¹²⁶ Doch erscheint die Bezugnahme auf die Netzentgelte eher als Regelung zur Vereinfachung und Ausgestaltung des Abrechnungsverfahrens denn als Tatbestandsvoraussetzung für den Anfall der Umlagen. Zudem ergeben sich für die KWKG-

¹²² Vgl. BNetzA, Beschl. v. 9.3.2015, Az. BK-14-003, S. 11 f. zu § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG; vgl. zum Umfang der Befreiung nach § 19 Abs. 2 StromNEV auch BNetzA, Beschl. v. 11.12.2013, Az. BK4-13-739, S. 49.

¹²³ Vgl. Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher, S. 41; Lehnert/Vollprecht, S. 156.

¹²⁴ Vgl. BNetzA, Beschl. v. 9.3.2015, Az. BK-14-003, S. 11 f. zu § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG; vgl. zum Umfang der Befreiung nach § 19 Abs. 2 StromNEV auch BNetzA, Beschl. v. 11.12.2013, Az. BK4-13-739, S. 49.

¹²⁵ Vgl. Fraunhofer ISI et al., EEG-Erfahrungsbericht Vorhaben IV, S. 172 (nur für die KWK-Umlage); Heller, EWeRK 2013, 177, 179 f.; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 361 f.; mit Einschränkungen in Bezug auf die Konzessionsabgabe auch Sailer, ZNER 2012, 153, 156; Sailer ESPEN-Workshop am 21.5.2014 in Aachen „Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichern“, Kosten- und Abgabensituation von Batteriespeichern, Folie 12 f.

¹²⁶ Heller, EWeRK 2013, 177, 179 f.

Umlage ähnliche Überlegungen wie oben zur Konzessionsabgabe dargestellt: § 118 Abs. 6 EnWG begründet allenfalls eine Befreiung des Verbrauchers von der Zahlungspflicht gegenüber dem Netzbetreiber, nicht aber eine Befreiung des Netzbetreibers von der Zahlungspflicht gegenüber dem ÜNB. Soll der Netzbetreiber die Kosten der Umlage nicht endgültig selber tragen, so muss er diese daher als Netzkosten über die Netzentgelte an die Netznutzer weitergeben können. Die KWKG-Umlage wird nach § 4 Abs. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV auch als Netzkosten anerkannt. Allerdings wird sie in der Regel in einem eigenen System nach eigenen Grundsätzen abnehmerscharf abgerechnet. Ob die Sozialisierung entgangener KWKG-Umlagen über die Netzentgelte gesetzlich beabsichtigt war, erscheint problematisch. Ähnliches gilt für die netzbezogenen Umlagen.

Im Ergebnis liegt es daher näher, dass die genannten Umlagen auch bei Entfallen der Netzentgelte nach § 118 Abs. 6 EnWG zu zahlen sind.

c) EEG-Umlage

In bestimmten Konstellationen kann der einzuspeichernde Strom von der EEG-Umlage befreit sein. Die mit der sog. PV-Novelle im Jahr 2012 eingeführte entsprechende Befreiungsregelung in § 37 Abs. 4 S. 1 und S. 2 EEG 2012 enthielt zwei spezielle Befreiungstatbestände, die mit § 60 Abs. 3 S. 1 und S. 2 nahezu wortgleich in das EEG 2014 überführt wurden.

Gem. § 60 Abs. 3 S. 1 EEG entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Erfasst sind damit alle Arten bislang bekannter Speicher.¹²⁷ Bei dem „Netz“, in das der ausgespeicherte Strom wieder eingespeist werden muss, muss es sich um ein Netz der allgemeinen Versorgung handeln, vgl. § 5 Nr. 26 EEG. Anders als der Netzbegriff des § 3 Nr. 16 EnWG erfasst derjenige des § 5 Nr. 26 EEG damit keine geschlossenen Verteilernetze. Denn nach der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes stellen geschlossene Verteilernetze keine Netze der allgemeinen Versorgung dar.¹²⁸ Erst recht nicht ausreichend ist die Wiedereinspeisung in eine Kundenanlage oder eine Direktleitung.

Nach Wortlaut und Gesetzssystematik scheint sich diese Befreiung von der EEG-Umlage zwar nur auf die Lieferung von Strom an Letztverbraucher durch EVU nach § 60 Abs. 1 S. 1 EEG zu beziehen. Letztlich ist jedoch davon auszugehen, dass die Ausnahme auch in den Konstellationen des § 61 Abs. 1 EEG, d.h. Eigenversorgung und sonstiger Verbrauch nach § 61 Abs. 1 S. 3 EEG (z.B. Bezug von der Strombörse), zur Anwendung kommt. Dafür spricht insbesondere die Gesetzesbegründung zum EEG 2014, die zu der Entwurfsfassung von § 60 Abs. 3 S. 1 EEG n.F. ohne weitergehende Zusätze vermerkt, dass die Vorschrift gegenüber der Vorgängernorm des § 37 Abs. 4 EEG 2012 inhaltlich unverändert sei.¹²⁹ Diese Norm indes bezog sich systematisch auf die Vorläufernorm des § 61 Abs. 1 EEG in § 37 Abs. 2 S. 2 EEG 2012 betreffend die EEG-Umlage von sich selbst versorgenden Letztverbrauchern.

Auch der – insoweit missglückte – Wortlaut des § 60 Abs. 3 S. 1 EEG spricht für ein Redaktionsversehen dergestalt, dass die Regelung vom Gesetzgeber unbeabsichtigt keinen systematischen Bezug zu § 61 EEG erhielt: Denn verwiesen wird auf den Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage „nach den Absätzen 1 oder 2“. § 60 Abs. 2 EEG enthält jedoch, anders als vormals § 37 Abs. 2 EEG 2012, keinen Anspruch auf EEG-Umlage. Es ist also zu vermuten, dass die Norm unbesehen übernommen und hierbei übersehen wurde, dass durch die Einfügung in § 60 EEG der Bezug auf die Fälle der – nunmehr in § 61 EEG geregelten – Eigenversorgung verloren ging.

¹²⁷ Jansen/Stappert, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 30, Rn. 26.

¹²⁸ Vgl. BGH, Urteil vom 16.12.2014, Az.: EnZR 81/13, Rn. 23; so auch Topp, in: BerIKomEnR, § 3 EnWG Rn. 60; allgemein: Schex, in: Kment, § 3 Rn. 37. Differenzierend Wolf, in: BerIKomEnR, § 110 Rn. 178.

¹²⁹ BT-Drs. 18/1304, S. 152.

Nach dem EEG-Umlagebefreiungstatbestand des § 60 Abs. 3 S. 1 EEG soll die Befreiung in den Konstellationen des „Liefers“ und des „Leitens“ von Strom in den Speicher eingreifen. Nach der Begründung zum EEG 2012 soll sich der Begriff des „Liefers“ auf Belieferung eines Letztverbrauchers durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmens beziehen; „Leiten“ dagegen auf § 37 Abs. 3 S. 1 EEG 2012, also den Fall der Eigenversorgung.¹³⁰ Ergibt sich die Pflicht zur Zahlung von EEG-Umlage aus § 61 Abs. 1 S. 3 EEG, ist genaugenommen weder das eine noch das andere erfüllt. Allerdings ergeben sich nach der Gesetzesbegründung keine Hinweise, dass diese Konstellation bewusst nicht privilegiert werden sollte. Zudem erscheint dieser Fall auch in tatsächlicher Hinsicht nicht weniger förderungswürdig als die von der Gesetzesbegründung genannten Konstellationen, sodass eine Auslegung des § 60 Abs. 3 S. 1 EEG, nach der diese Fälle nicht von der Befreiung umfasst sind auch mit dem Gleichheitssatz in Konflikt kommen könnte. Es liegt daher nahe, dass diese Konstellation nur versehentlich nicht erfasst wurde. Somit erscheint ein über den Wortlaut der Gesetzesbegründung hinausgehendes weites Verständnis der Begriffe des „Liefers“ und „Leitens“ angebracht, nach der grundsätzlich jede mit EEG-Umlage belastete Beladung eines Stromspeicher auch nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG privilegiert sein kann.

Nach der herrschenden Auffassung muss sämtlicher in der Anlage gespeicherter Strom nach Ende des Speichervorganges und Rückverstromung wieder in das Netz eingespeist werden, um den gesetzlichen Tatbestand zu erfüllen. Darauf deutet auch die Gesetzesbegründung hin.¹³¹ Diese Beschränkung der Befreiungsregelung wird zwar aus energiepolitischen Gründen kritisiert, insbesondere da sie eine kombinierte Nutzung zur Optimierung der Eigenversorgung ausschließt. Eine Aufgabe dieses anlagenbezogenen Verständnisses¹³² und des Erfordernisses ausschließlicher Wiedereinspeisung¹³³ wäre jedoch Aufgabe des Gesetzgebers.

Sollte es entsprechend der hier vertretenen Auffassung möglich sein, einen physischen Speicher rechtlich in den Teil, der die Primär- und den Teil, der die Sekundärnutzung betrifft, „wie zwei Speicher“ zu behandeln, so würde hier der teilweise Eigenverbrauch von im Speicher gespeicherten Strommengen in Primärnutzung nicht dazu führen, dass die Befreiung von der EEG-Umlage für den gesamten Speicher entfällt. Wird allerdings in Sekundärnutzung eingespeicherter Strom nicht vollständig wieder entladen, sondern als „Rückgabe eines beladenen Speichers“ an den Primärnutzer zurückgegeben, so ist der Befreiungstatbestand des § 60 Abs. 3 S. 1 EEG mangels ausschließlicher Wiedereinspeisung aller gespeicherte Strommengen in das Netz nicht erfüllt. Dies betrifft den Fall, dass der Speicher genutzt wird, um die Vorhaltung negativer Regelleistung anzubieten, die in der Folge tatsächlich abgerufen wird (hierzu näher AP 4.3).

d) Stromsteuer

§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG regelt einen allgemeinen Befreiungstatbestand von der Stromsteuer für Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird. Mit dieser Regelung, die aufgrund Art. 14 Abs. 1 a) der Richtlinie 2003/96/EG in das StromStG eingefügt wurde,¹³⁴ wollte der Gesetzgeber bei der Verwendung von Strom zur Stromerzeugung eine unbillige, „nicht gerechtfertigte Doppelbesteuerung“ vermeiden.¹³⁵ Dieser Befreiungstatbestand könnte auf die Stromspeicherung Anwendung finden, wenn der für die Einspeicherung entnommene Strom „zur Stromerzeugung“ dient. Dieses Verständnis legt § 12 Abs. 1 Nr. 2 der Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV), der § 9 StromStG konkretisiert, für den Fall der Einleitung von Strom in Pumpspeicher zu Grunde. Für andere Stromspeicher sieht § 12 Abs. 1 StromStV die Anwendung des Befreiungstatbestands hingegen nicht vor.

¹³⁰ BT-Drs. 17/8877, S. 23, rechte Spalte; vgl. auch Schäfermeier, in: Reshöft/Schäfermeier, § 37 Rn. 42.

¹³¹ BT-Drs. 17/8877, S. 23, rechte Spalte.

¹³² Altrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 37 Rn. 56 f.; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 363; Thomas, ZNER 2011, 608, 609 f.; Cosack, in: Frenz/Müggenborg et al., § 60 Rn. 126.

¹³³ Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 363; Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579, 582 f.; Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher, S. 107.

¹³⁴ Möhlenkamp, in: Möhlenkamp/Milewski, § 9 StromStG Rn. 1.

¹³⁵ Gesetzesbegründung StromStG, BT-Drs. 14/40, S. 9, rechte Spalte; 12 f., rechte Spalte.

Noch ungeklärt ist bislang, ob es sich hierbei um eine abschließende Regelung oder lediglich um die Nennung eines Regelbeispiels handelt. Mit der herrschenden Auffassung ist davon auszugehen, dass eine Übertragung dieses Befreiungstatbestandes im Wege der Auslegung auf andere Speichertechnologien aufgrund des eindeutigen Wortlautes nicht möglich ist.¹³⁶ Denkbar wäre die Möglichkeit einer Analogie.¹³⁷ Vermehrt wird zudem aufgrund der resultierenden Rechtsunsicherheiten eine Klarstellung durch den Gesetzgeber gefordert¹³⁸ bzw. die Gleichbehandlung sämtlicher Stromspeichertechnologien in Bezug auf die Stromsteuer gefordert.¹³⁹ Im Ergebnis erscheint allerdings zweifelhaft, ob die Entnahme von Pumpstrom durch Pumpspeicherkraftwerke „zur Stromerzeugung“ erfolgt, da es sich nicht um einen Begleitprozess der Stromerzeugung handelt, sondern eine Stromerzeugung erst auf einer späteren Stufe (Rückverstromung) erfolgt. Dies zeigt sich auch darin, dass eingespeicherter Strom nach Umwandlung in andere Energieformen auch ohne Rückverstromung verwendet werden kann. Für Batteriespeicher hat der BFH die Anwendbarkeit des § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ausdrücklich verneint. Insbesondere hat er festgestellt, dass weder der Gemeinschaftsgesetzgeber noch der nationale Gesetzgeber das Aufladen einer Batterie als Erzeugung von Strom und einen Akkumulator als Stromerzeugungsanlage in den Blick genommen habe.¹⁴⁰

Wie oben ausgeführt, kann auf Grundlage eines Erlasses des Bundesministeriums der Finanzen für die Zwischenspeicherung von Strom in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, inzwischen allerdings davon ausgegangen werden, dass ohnehin keine Stromsteuerpflicht geltend gemacht wird (oben I.5.).¹⁴¹

2. Eigenverbrauchsspezifische Befreiungs- oder Reduzierungstatbestände

a) EEG-Umlagebefreiung bzw. -reduzierung

Aus § 61 EEG ergibt sich, dass EEG-Umlage grundsätzlich auch bei dem Verbrauch von selbst erzeugtem Strom anfällt. In diesem Fall besteht ein Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber den Letztverbrauchern selbst. Für Fälle der sog. Eigenversorgung i.S.d. § 5 Nr. 12 EEG sind verschiedene Möglichkeiten zur EEG-Umlagereduzierung oder -befreiung in § 61 EEG geregelt. Diese können auch für Stromspeicher Bedeutung gewinnen, sofern selbst erzeugter Strom eingespeichert (verbraucht) wird.¹⁴²

Maßgebliches Charakteristikum der Eigenversorgung ist die sog. Personenidentität. Im Hinblick auf die Vorgängerregelung des § 37 Abs. 3 EEG 2012 wurde hierzu gefordert, dass der Verbrauch des Stromes und der Betrieb der Stromerzeugungsanlage durch die gleiche Person erfolgt. Als Betreiber ist dabei jeweils anzusehen, wer bestimmenden Einfluss auf den Einsatz der Anlage hat und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs trägt.¹⁴³ Auch bezüglich der Neuregelung in § 61 i.V.m. § 5 Nr. 12 EEG kann angenommen werden, dass das Erfordernis der Personenidentität weiterhin Geltung beansprucht und die von der Rechtsprechung entwickelten Grundsätze heranzuziehen sind. Zudem setzt eine Umlagebefreiung oder -reduzierung die Zeitgleichheit von Eigenerzeugung und -verbrauch voraus. Bei der Berechnung der selbst erzeugten und verbrauchten Strommengen ist jeweils auf Viertelstundenintervalle abzustellen, vgl. § 61 Abs. 7 EEG. Eigenversorgung setzt gemäß § 5 Nr. 12 EEG

¹³⁶ Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 362; Fraunhofer ISI et al., EEG-Erfahrungsbericht, Vorhaben IV, S. 107. Vgl. auch BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

¹³⁷ Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 362; Fraunhofer ISI et al., EEG-Erfahrungsbericht, Vorhaben IV, S. 107.

¹³⁸ Fraunhofer ISI et al., EEG-Erfahrungsbericht, Vorhaben IV, S. 107.

¹³⁹ Sailer, in: Müller, 777, 794.

¹⁴⁰ BFH v. 19.06.2012, Az. VII R 33/10 (Orientierungssatz).

¹⁴¹ Vgl. BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

¹⁴² BNetzA, Leitfaden Eigenversorgung, Konsultationsfassung, S. 10; Clearingstelle EEG, Empfehlung von 2. Juni 2015, 2014/31, Rn. 23.

¹⁴³ Vgl. auch BGH RdE 2006, 157, BGH NVwZ-RR 2010, 315; vgl. zum Begriff des Anlagenbetreibers auch BT-Drs. 16/8248, S. 38; Ahnsehl, in: BerlKomEnR, § 37 EEG Rn. 82.

weiterhin voraus, dass der Strom nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird und im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird.

In Fällen der Eigenversorgung sieht § 61 Abs. 1 S. 1 und 2 EEG für bestimmte Neuanlagen eine reduzierte EEG-Umlage vor, die stufenweise von 30% auf 40% ab dem 01.01.2017 steigt. Voraussetzung ist, dass es sich um eine EE-Anlage i.S.v. § 5 Nr. 1 EEG oder um eine hocheffiziente KWK-Anlage handelt, die den in § 61 Abs. 1 S. 2 EEG genannten Anforderungen entspricht. Außerdem muss die Meldepflicht nach § 74 EEG bis zum 31.5. des jeweiligen Folgejahres erfüllt werden. Sind diese Voraussetzungen nicht erfüllt, ist hingegen die volle EEG-Umlage zu zahlen.

Nach § 61 Abs. 2 EEG sind Neuanlagen in bestimmten Fällen vollständig von der EEG-Umlage befreit. Von Bedeutung ist insbesondere § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG, der Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 10 kW für höchstens 10 MWh selbst erzeugten Stroms pro Kalenderjahr freistellt. Diese Vorschrift dürfte über § 5 Nr. 1 EEG auch auf Stromspeicher anwendbar sein. § 61 Abs. 3 und 4 EEG enthalten zudem Befreiungstatbestände für sog. „alte“ und „ältere Bestandsanlagen“, für die sich die Befreiung für die Eigenstromerzeugung weiterhin nach den Vorgaben des EEG 2012 bzw. EEG 2009 richtet und wesentlich weniger restriktiv ausgestaltet ist; auf diese wird hier nicht näher eingegangen.

Nach § 61 Abs. 2 Nr. 1 EEG entfällt der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage, soweit der Strom in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch).

Nach § 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG entfällt die EEG-Umlage, wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist.

Nach § 61 Abs. 2 Nr. 3 EEG entfällt die EEG-Umlage, wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine finanzielle Förderung in Anspruch nimmt. Fraglich ist, ob die Befreiung auch für die Speicherung von Strom eingreift: Nach dem Wortlaut der Vorschrift ist die Freistellung daran geknüpft, dass sich der Eigenversorger nach Maßgabe dieser Vorschrift „versorgt“. Entsprechend der Definition des § 5 Nr. 12 EEG 2014 könnte zu erwägen sein, dass der Begriff des „Versorgens“ auch die Einspeicherung als Letztverbrauch durch Speicher erfasst. Damit käme die Anwendung des § 61 Abs. 2 Nr. 3 EEG in Betracht, wenn der Verbraucher (Stromspeicher) vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien beladen wird und für überschüssigen Strom keine finanzielle Förderung in Anspruch genommen wird. Indes liegt der Vorschrift der Wille des Gesetzgebers zu Grunde, dass diejenigen Eigenverbraucher privilegiert werden, die „die Energiewende für sich gleichsam schon vollzogen [haben]“.¹⁴⁴ Diese Betrachtung lässt sich nicht ohne weiteres auf die Zwischenspeicherung von Strom übertragen, da hierbei die Art des Speicherverbrauchs kein Indikator für das Erreichen der Energiewendeziele ist. Vielmehr wird der finale Verbrauch auf einen späteren Zeitpunkt aufgeschoben; Maßstab, inwieweit das Ziel der weitestgehenden Versorgung aus Erneuerbaren Energien bezogen auf den einzelnen Stromverbraucher erreicht ist, kann jedoch nur dieser „endgültige“ Verbrauch des Stroms sein. Diesem Umstand würde eine Anwendung von § 61 Abs. 2 Nr. 3 EEG auf Stromspeicher nicht Rechnung tragen.

Nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG ist keine EEG-Umlage zu zahlen, wenn Strom in Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt erzeugt wird, für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchtem Stroms pro Kalenderjahr. Die Befreiung gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Diese sogenannte Kleinanlagenregelung stellt eine praktisch bedeutsame Befreiung von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage dar und dient unter anderem dem Zweck, in Fällen von Anlagen gerin-

¹⁴⁴ BT-Drs. 18/1304, S. 236.

ger Größe einen Verwaltungsaufwand zu vermeiden, der zum Umfang der erhobenen Beträge und damit auch zu dem Ziel der Beteiligung der Eigenverbraucher an den Kosten für die Finanzierung Erneuerbarer Energien außer Verhältnis stünde.¹⁴⁵ Die Regelung kann auch bei Zwischenspeicherung von Strom Anwendung gewinnen, da die Einspeicherung, wie dargestellt, als Letztverbrauch angesehen wird. Die Anforderungen an Personenidentität und Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch müssen in diesem Fall hinsichtlich des Betriebs der Erzeugungsanlage (z.B. PV-Anlage) und des Stromspeichers gegeben sein. Auch die Bundesnetzagentur geht im Entwurf ihres Leitfadens zur Eigenversorgung hiervon aus. Die Ausspeicherung ist als davon gesonderte (erneute) Stromerzeugung anzusehen; § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG kann daher ggf. zusätzlich auch im Verhältnis Speicherbetrieb und Letztverbrauch des ausgespeicherten Stroms eingreifen.¹⁴⁶ Dabei sind die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen (z.B. PV-Anlagen) und des Stromspeichers (in seiner Funktion als „Stromerzeugungsanlage“) selbst dann nicht zusammenzurechnen, wenn es sich um einen reinen EE-Stromspeicher i.S.d. § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG handelt, da keine „Gleichartigkeit“ der Stromherkunft i.S.d. § 31 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG gegeben ist.¹⁴⁷

b) Stromsteuerbefreiung

Grundsätzlich fällt Stromsteuer auch für den Verbrauch selbst erzeugten Stroms an, wie oben dargestellt. Allerdings ist in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG eine Befreiung von der Stromsteuer geregelt, wenn Strom verbraucht wird, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt und entweder von dem Betreiber der Anlage selbst als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang mit der Anlage entnommen wird, vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG, oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleitet wird, die ihn im räumlichen Zusammenhang mit der Anlage entnehmen, § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG. Diese letztgenannte Stromsteuerbefreiung wurde eingeführt, um die objektbezogene Stromerzeugung zugunsten des sog. Contractings zu fördern.¹⁴⁸ Bei Erfüllung der sonstigen Anforderungen können diese Befreiungstatbestände grundsätzlich auch bei der Stromspeicherung eingreifen. Hierbei können sie sowohl die Einspeicherung in den Stromspeicher als auch den Verbrauch des nach Stromspeicherung „wieder erzeugten“ Stroms betreffen. Zukünftig soll die Anwendung dieser Steuerbefreiung allerdings ausgeschlossen sein, wenn für den Strom eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird, vgl. § 9 Abs. 1a StromStG-Entwurf und § 19 Abs. 1a EEG-Entwurf gemäß dem Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes.¹⁴⁹ Die abweichende Auffassung des Bundesrates wurde von der Bundesregierung abgelehnt.¹⁵⁰

Während das Einhalten der 2-MW-Grenze allein aufgrund der technischen Parameter der genutzten Anlage zu überprüfen ist, bedarf das Erfordernis des „räumlichen Zusammenhangs“ der Auslegung. Das Verständnis dieses Begriffes wurde durch Erlass des Bundesministeriums der Finanzen vom 18. Oktober 2004 dahingehend konkretisiert, dass eine gebietsbezogene Interpretation unter Würdigung der konkreten Umstände (tatsächliche Entfernung, Anzahl der Entnahmestellen und deren Verteilung

¹⁴⁵ Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 238; Kachel/Charles, REE 2014, 197, 204.

¹⁴⁶ Clearingstelle EEG, Empfehlung von 2. Juni 2015, Az. 2014/31, Rn. 140 ff.; BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Konsultationsfassung, S. 52 f.

¹⁴⁷ Clearingstelle EEG, Empfehlung von 2. Juni 2015, Az. 2014/31, Rn. 145-150; BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Konsultationsfassung, S. 53; ebenso von Hesler, REE 2015, 150, 151.

¹⁴⁸ BT-Drs. 14/2044, S. 11.

¹⁴⁹ Das BMF geht sogar davon aus, dass eine Kumulation von § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG und EEG-Einspeisevergütung sowie geförderter Direktvermarktung bei Zwischenschaltung eines Direktvermarktungsunternehmers bereits nach dem EEG 2012 ausgeschlossen ist und hat die Finanzbehörden zu einer entsprechenden Handhabung ab dem 1.4.2015 angewiesen, vgl. Erlasse des BMF v. 23.3.2015, Gz. III B 6 – V 4250/05/10003, Dok. 2015/0042944 und v. 10.12.2015, Gz. III B 6 – V 4250/05/10003, Dok. 2015/1079721.

¹⁵⁰ Vgl. Stellungnahme des Bundesrates, BT-Drs. 18/7317, Ziff. 26; Gegenäußerung der BReg, BT-Drs. 18/7317, zu Ziff. 26 (vgl. in der elektronischen Vorabfassung S. 173 f., 187).

in der Fläche) zu Grunde zu legen ist.¹⁵¹ Eine entsprechende Betrachtung erachtet auch der Bundesfinanzhof als maßgeblich.¹⁵² So ist nach einer höchstrichterlichen Entscheidung von einem räumlichen Zusammenhang auszugehen im Falle einer Stromversorgung, die nach objektivem Gesamteindruck¹⁵³ nicht in einer ausufernden „Versorgung in der Fläche“ besteht, sondern sich beispielsweise auf in einer kleinen Gemeinde belegene kommunale Abnahmestellen bezieht.¹⁵⁴ Konkret war über eine Konstellation zu entscheiden, in der die Abnahmestellen innerhalb eines (um die Erzeugungsanlage gezogenen) Umkreises von 4,5 km belegen waren.¹⁵⁵ Der Rechtsprechung war aber auch die Schlussfolgerung zu entnehmen, dass die der räumlichen Distanz zukommende Bedeutung dadurch relativiert wird, dass der Gesetzeswortlaut den Begriff des „räumlichen Zusammenhangs“ enthält, während in der Entwurfsfassung der Vorschrift noch das Tatbestandsmerkmal der „räumlichen Nähe“ enthalten war.¹⁵⁶ Angesichts der dargelegten Grundsätze lässt sich eine starre Entfernung, ab der der geforderte räumliche Zusammenhang entfällt, nicht bestimmen.

Derzeit liegt ein Referentenentwurf des BMF vor, der eine Präzisierung des Begriffs des räumlichen Zusammenhanges vorsieht. Der vorgeschlagene neue § 12b Abs. 5 StromStV lautet: „Der räumliche Zusammenhang umfasst das Gebäude oder das Grundstück, in oder auf dem sich die Stromerzeugungseinheit befindet, unmittelbar anliegende Gebäude und Grundstücke sowie auf einem Stadt- oder Gemeindegebiet geographisch abgrenzbare Gewerbe- und Wohngebiete, auf denen sich die Stromerzeugungseinheiten befinden.“ Damit würde das Tatbestandsmerkmal unter Hinweis auf die Rechtssicherheit deutlich eingegrenzt.¹⁵⁷

Wie oben ausgeführt, kann auf Grundlage eines Erlasses des Bundesministeriums der Finanzen für die Zwischenspeicherung von Strom in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, inzwischen allerdings davon ausgegangen werden, dass ohnehin keine Stromsteuerpflicht geltend gemacht wird (oben I.5.).¹⁵⁸

3. Reduzierungstatbestände für netzdienliches Verhalten

a) § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV muss der Netzbetreiber dem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anbieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Dies ist dann möglich, wenn der maximale Energiebezug der Anlage außerhalb der Hochlastzeitfenster des Netzes liegt.¹⁵⁹ Die Netzentgeltreduzierung soll einer langfristig besseren Netzauslastung dienen. Nach der Verordnungsbegründung soll für den Netznutzer ein Anreiz gesetzt werden, „seine individuelle Maximallast in allgemein last-

¹⁵¹ Vgl. BMF, Erlass vom 18.10.2004, Az.: III A 1 – V 4250– 9/04, abgedr.: Versorgungswirtschaft 2005, 112; vgl. zur Rechtsprechung der Finanzgerichte auch Salje, RdE 2014, 149; vgl. auch Wundrack, in: Bongartz et al., § 9 StromStG Rn. 38.

¹⁵² BFH, Urteil vom 20.04.2004, Az.: VII R 44/03, abgedruckt in: RdE 2004, S. 263-266 (S. 263).

¹⁵³ Zu dessen Maßgeblichkeit vgl. auch BFH, Urteil vom 20.04.2004, Az.: VII R 57/03, abgedr. in: ZNER 2005, S. 70, 71.

¹⁵⁴ BFH, Urteil vom 20.04.2004, Az.: VII R 44/03, RdE 2004, S. 263, S. 266.

¹⁵⁵ BFH, Urteil vom 20.04.2004, Az.: VII R 44/03, RdE 2004, S. 263, S. 266.

¹⁵⁶ BFH, Urteil vom 20.04.2004, Az.: VII R 44/03, RdE 2004, S. 263, S. 265.

¹⁵⁷ BMF, Referentenentwurf v. 7.1.2016 einer Verordnung zur Umsetzung von unionsrechtlichen Veröffentlichungs-, Informations- und Transparenzpflichten für das Energiesteuer- und das Stromsteuergesetz sowie zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung, S. 15, 31, abrufbar unter: http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Gesetze/2016-01-07-Energiesteuer.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

¹⁵⁸ Vgl. BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957.

¹⁵⁹ Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher, S. 99.

schwache Zeiten zu verlagern und das Netz nicht zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast zusätzlich zu beanspruchen“.¹⁶⁰ Es wird angenommen, dass Stromspeicher, sollten diese nicht bereits nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG vollständig von den Netzentgelten befreit sein, hiervon ebenfalls erfasst sein können.¹⁶¹ Die Regelung findet in der Praxis insbesondere auch auf Pumpspeicherkraftwerke Anwendung. Sie ist ebenso auf Batteriespeicher anwendbar.

Wie oben bereits erwähnt, (vgl. II.1.b), geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass bei Eingreifen einer solchen Netzentgeltreduzierung Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung, KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen sowie Konzessionsabgaben nicht reduziert werden oder entfallen.¹⁶²

b) § 14a EnWG

Nach § 14a EnWG sind VNB verpflichtet, denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von „vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen“ gestattet wird. Die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG erfolgt nach der Gesetzesbegründung zum Zwecke der Netzentlastung und zur Vermeidung von Lastspitzen.¹⁶³ Die Vorschrift ist nur auf Verbrauchseinrichtungen im Bereich der Niederspannung anwendbar, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vgl. § 14a S. 1 EnWG.

Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen gelten gemäß § 14a Abs. 1 S. 2 EnWG ausdrücklich auch Elektromobile und damit deren Batteriespeicher. Die Anwendung auf stationäre Batteriespeicher ist hingegen nicht abschließend geklärt. Sie wird teilweise befürwortet,¹⁶⁴ teilweise aber auch abgelehnt.¹⁶⁵ Allerdings sind neu errichtete Stromspeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG ohnehin für 20 Jahre von der Netzentgeltspflicht vollständig befreit, so dass die Möglichkeit einer Netzentgeltreduktion nach § 14a EnWG insoweit ins Leere geht. Hieraus kann aber nicht ohne weiteres abgeleitet werden, dass stationäre Stromspeicher vom Anwendungsbereich des § 14a EnWG ausgeschlossen sind.¹⁶⁶ Problematisch ist allerdings, dass stationäre Stromspeicher zwar grundsätzlich (auch) als Letztverbraucher eingeordnet werden, dass sie daneben aber auch in das Netz einspeisen. Hinsichtlich der Einspeisung sieht § 14a EnWG – jedenfalls dem Wortlaut nach – keine Einflussnahmemöglichkeit vor, so dass eine netzschädliche Speicherfahrweise, entgegen der Zielrichtung des § 14a EnWG, möglicherweise nicht auszuschließen ist. In diesem Fall erschiene die Einbeziehung stationärer Batteriespeicher in § 14a EnWG nicht gerechtfertigt.

Die weitere Ausgestaltung des Instruments des § 14a EnWG soll durch Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Nr. 9 EnWG (bzw. zukünftig nach dem Messstellenbetriebsgesetz) erfolgen. Deren Erlass steht jedoch noch aus.

4. EE-spezifische Befreiungstatbestände

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG entfällt die Stromsteuerpflicht für „Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird“. § 2 Nr. 7 StromStG definiert als Strom aus

¹⁶⁰ BR-Drs. 245/05, S. 40

¹⁶¹ BR-Drs. 343/11, 246; Von Oppen, ER 2014, 9, 14; Anwendbarkeit für Nachstromspeicherheizungen: Bartsch/Meyer/Pohlmann, BerlKomEnR, 2. Aufl. 2010, § 24 EnWG Anh. B, § 19 StromNEV, Rn. 3.

¹⁶² BNetzA, Beschl. v. 11.12.2013, Az. BK4-13-739, S. 49; BNetzA, Leitfaden § 19 Abs. 2 StromNEV, S. 3 f.

¹⁶³ BT-Drs. 17/6072, S. 73.

¹⁶⁴ Stellungnahme des Bundesrates, BT-Drs. 17/6248, S. 14 f.; Franz/Boesche, in: BerlKomEnR, § 14a EnWG Rn. 7.

¹⁶⁵ Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 14a Rn. 10; Missling, in: Danner/Theobald, § 14a EnWG Rn. 11; Heuter/Schoon, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 5 Rn. 52.

¹⁶⁶ Undeutlich die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6072, S. 74.

erneuerbaren Energieträgern Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird. Ausgenommen ist Strom aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung über zehn MW. Grundsätzlich kann diese Steuerbefreiung auch auf die Stromentnahme durch einen Stromspeicher Anwendung finden.

Steuerfrei ist die Entnahme des Stroms nur, sofern dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Hiernach schließt die Vermischung mit Strom aus konventioneller Erzeugung bzw. nicht EE-Strom die Steuerfreiheit grundsätzlich aus. Eine Erleichterung gilt jedoch für sogenannte Eigennetze: Vielfach würde ein alleiniger Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien in diesen Netzen zur Bedarfsdeckung nicht ausreichen.¹⁶⁷ Um den Anwendungsbereich des Befreiungstatbestandes nicht über Gebühr einzuschränken und eben jene Sachverhalte zu erfassen, die nach der Absicht des Gesetzgebers bzw. dem Normzweck der Vorschrift von der Steuer befreit werden sollten, wird in diesen Netzen ein Zusammentreffen mit herkömmlich erzeugtem Strom als unschädlich angesehen.¹⁶⁸ Eine gesetzliche Definition des Begriffs des Eigennetzes fehlt. Möglich wäre, die Begriffsbildung des EnWG zu Grunde zu legen und Kundenanlagen, Direktleitungen und geschlossene Verteilernetze als Eigennetze anzusehen. Dafür spricht, dass Eigennetze auch als „innerbetriebliche Netze“ bezeichnet werden.¹⁶⁹ Es ist davon auszugehen, dass beispielsweise private (Haushalts-)Netze zur Verbindung einer PV-Anlage mit Speicher und (Haushalts-)Verbrauchern als Kundenanlage unter den Begriff des Eigennetzes fallen, so dass in diesen Fällen der Steuerbefreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG auch bei Vermischung mit anderem Strom erfüllt ist.

Gemäß dem Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes soll die Anwendung dieser Steuerbefreiung zukünftig allerdings ausgeschlossen sein, wenn für den Strom eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird, vgl. § 9 Abs. 1a StromStG-Entwurf und § 19 Abs. 1a EEG-Entwurf (dazu schon oben II.2.b)).

III. Vereinnahmung von Entgelten für die dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte)

Die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten ein sog. Entgelt für die dezentrale Einspeisung oder „vermiedenes Netzentgelt“ nach § 18 Abs. 1 StromNEV vom Betreiber des Verteilernetzes, in welches sie einspeisen. Kein solches Entgelt wird allerdings gezahlt, wenn der eingespeiste Strom nach dem EEG gefördert (Marktprämie nach § 34 EEG, feste Einspeisevergütung nach den §§ 37, 38 EEG) oder nach §§ 6, 13 KWKG (§ 4 Abs. 1, Abs. 3 S. 2 KWKG 2002) vergütet wird, da in diesem Fällen die sog. vermiedenen Netzentgelte bereits in der Förderung enthalten sind, vgl. § 57 Abs. 3 EEG, §§ 6 Abs. 5, 13 Abs. 5 KWKG (§ 4 Abs. 3 KWKG 2002). Begründet wird die Zahlung von vermiedenen Netzentgelten mit der Reduzierung des Netzausbaubedarfes auf vorgelagerten Netzebenen.¹⁷⁰ Soweit Stromspeicher Strom in ein Verteilernetz einspeisen, könnten auch sie „dezentrale Erzeugungsanlagen“ i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV darstellen und somit einen Anspruch auf Zahlung vermiedener Netzentgelte haben.

Im Verordnungstext der StromNEV ist der Begriff der Erzeugungsanlage nicht definiert. Ob die Formulierung des § 13 Abs. 1a S. 1 EnWG („Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie“) in diesem Zusammenhang Geltung beanspruchen kann, erscheint unklar. Diese Vorschrift grenzt „Erzeugungsanlagen“ gegenüber „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ ab. Auf Grundlage der Recht-

¹⁶⁷ Möhlenkamp, in: Möhlenkamp / Milewski, § 9 StromStG Rn. 4.

¹⁶⁸ Vgl. BMF, Erlass vom 30.11.2001, Az.: III A 1 – V 4250 – 27/01, Ziffer 1; Möhlenkamp, in: Möhlenkamp / Milewski, § 9 StromStG Rn. 4.

¹⁶⁹ Vgl. BMF, Erlass vom 18.10.2004, Az.: III A 1 – V 4250– 9/04, abgedr.: Versorgungswirtschaft 2005, S. 112; Wundrack, in: Bongartz et al., § 9 StromStG Rn. 41.

¹⁷⁰ Empfehlung des Wirtschaftsausschusses zur Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), BR-Drs. 245/05, S. 39.

sprechung des BGH¹⁷¹, nach der jedenfalls Pumpspeicher als Letztverbraucher eingeordnet werden, weil beim Einspeichervorgang Strom verbraucht und vor der anschließende Wiedereinspeisung ins Netz wieder erzeugt wird, könnte es, wie oben bereits dargestellt, vgl. AP 1.1 III.2., jedoch in Betracht kommen, Stromspeicher als Erzeugungsanlagen anzusehen. Von Seiten der Bundesregierung wurde bislang offen gelassen, inwieweit Stromspeicher Erzeugungsanlagen im Sinne des § 18 StromNEV darstellen; grundsätzlich bestehe aber die Möglichkeit des Anspruchs auf vermiedene Netzentgelte unter den Voraussetzungen des § 18 Abs. 1 StromNEV.¹⁷² In der Literatur wird der Anspruch auf vermiedene Netzentgelte für aus Stromspeichern in das Netz eingespeisten Strom teilweise bejaht,¹⁷³ teilweise verneint.¹⁷⁴

Gegen eine Einordnung von Stromspeichern als dezentrale Erzeugungsanlagen i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV könnte allerdings sprechen, dass eine der ausgespeicherten Strommenge entsprechende bzw. aufgrund der Speicherverluste sogar größere Menge vor der Speicherung zuvor ggf. über das Netz in den Speicher eingeleitet wurde, und dabei das Netz bereits belastet hat. In diesem Fall scheint fraglich, ob die Gewährung vermiedener Netzentgelte durch den Normzweck der Reduzierung von Netzausbaubedarf auf vorgelagerten Netzebenen gedeckt ist. Umso problematischer ist dies, wenn für die Nutzung des Netzes bei der Einspeicherung aufgrund der Befreiung gemäß § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG keine Netzentgelte gezahlt wurden.

Die Berechtigung von Stromspeichern zur Vereinnahmung vermiedener Netzentgelte scheint mangels eindeutiger Formulierung des Gesetzestextes sowie gerichtlicher und regulierungsbehördlicher Entscheidungen bislang nicht abschließend geklärt und damit nicht sicher zu beantworten.¹⁷⁵ Grundsätzlich liegt sie jedenfalls dann nahe, wenn der eingespeicherte Strom ohne Netznutzung aus einer Erzeugungsanlage bezogen wurde. In diesem Fall bestehen nach dem Normzweck des § 18 Abs. 1 StromNEV keine Bedenken gegen die Gewährung vermiedener Netzentgelte, soweit die übrigen Voraussetzungen erfüllt sind (insbesondere keine EEG-Förderung). Wurde der eingespeicherte Strom hingegen über das Netz bezogen, so müssten zunächst die Auswirkungen für die Netznutzung näher untersucht werden.

Im Ergebnis scheint es nicht ausgeschlossen, dass Stromspeicher auch im Falle des Netzbezugs des eingespeicherten Stroms zumindest in bestimmten Fallgestaltungen als dezentrale Erzeugungsanlagen im Sinne des § 18 Abs. 1 StromNEV anzusehen sind und daher vermiedene Netzentgelte vereinnahmen können.

Die vermiedenen Netzentgelte sollen nach dem Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes allerdings zukünftig für Neuanlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2020 abgeschafft werden.¹⁷⁶ Bestehende Anlagen und solche konventionellen, EE- und KWK-Anlagen, die bis zum 31.12.2020 in Betrieb gehen, sollen Bestandsschutz erhalten.¹⁷⁷ Mittelfristig wird die Vereinnahmung von vermiedenen Netzentgelten für Neuanlagen damit voraussichtlich entfallen. Einem Vorschlag des Bundesra-

¹⁷¹ BGH, Beschluss vom 17.11.2009, Az.: EnVR 56/08, NVwZ-RR 2010, S. 431 (S. 432).

¹⁷² Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/10018 – Innovative Speichertechnologien als Eckpfeiler der Energiewende, BT-Drs. 17/10314, S. 12.

¹⁷³ Jansen/Stappert, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 30 Rn. 36; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 366.

¹⁷⁴ Von Oppen, ER 2014, 9, 16.

¹⁷⁵ So auch de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507, 513.

¹⁷⁶ Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) v. 06.11.15, BR-Drs. 542/15, S. 43, 159.

¹⁷⁷ Vgl. auch bereits BMWi, Weißbuch, S. 71.

tes, die vermiedenen Netzentgelte für Windenergie und solare Strahlungsenergie ohne Übergangsfrist abzuschaffen, stimmte die Bundesregierung nicht zu.¹⁷⁸

IV. Anwendung auf das Cloudmodell

Es ist fraglich, wie im Fall der Einspeicherung von Strommengen im Cloudmodell die oben genannten Belastungen jeweils anfallen. Nachfolgend sind die Belastungen in den verschiedenen zum Einsatz kommenden Speichertypen darzustellen. Dabei wird zunächst auf die Primärnutzung ohne Berücksichtigung einer etwaigen Sekundärnutzung eingegangen, anschließend auf die Sekundärnutzung nebst daraus resultierender etwaiger Rückwirkungen auf die Primärnutzung.

1. Belastungen bei der Primärnutzung

a) Haushaltsspeicher

Beim Haushaltsspeicher wird in der Primärnutzung selbst erzeugter Solarstrom in Zeiten geringen Bedarfs in den eigenen Speicher eingespeichert und bei größerem Bedarf oder wenn gerade kein Solarstrom erzeugt wird für den eigenen Haushaltsverbrauch aus dem Speicher entnommen. PV-Anlage und Stromspeicher sind in die hauseigene Kundenanlage integriert. Es wird ausschließlich selbst erzeugter EE-Strom gespeichert. Eine Einspeisung von Strom aus dem Speicher in das Netz findet nicht statt.

Die Belastung des eingespeicherten Stroms stellt sich folgendermaßen dar:

- Netzentgelte i.e.S.

Mangels Strombezugs des Speichers aus dem Netz fallen für den eingespeicherten Strom keine Netzentgelte an.

- Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

Soweit der Netzbetreiber für den Haushaltsspeicher Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung durchführt, fallen diese Entgelte grundsätzlich an. Eine Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG scheidet bereits deshalb aus, weil keine Einspeicherung aus dem Netz erfolgt.

- Konzessionsabgaben

Diese fallen nicht an, da kein Strom über öffentliche Wege bezogen wird.

- KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen

Diese Umlagen fallen nicht an, da der eingespeicherte Strom weder unmittelbar noch mittelbar aus einem Netz entnommen wird.

- EEG-Umlage

EEG-umlagepflichtig ist grundsätzlich auch der Eigenverbrauch durch einen Letztverbraucher i.S.v. § 5 Nr. 24 EEG, d.h. der Kauf des Stroms ist nicht erforderlich. Bei dem Verbrauch (Einspeicherung) von Strom aus einer PV-Anlage fällt nur die reduzierte EEG-Umlage nach § 61 Abs. 1 EEG an. Eine völlige Befreiung tritt für eine Menge bis 10 MWh ein, wenn es sich um eine Kleinanlage bis 10 kW Leistung nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG handelt.

Eine Umlagebefreiung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG für die Zwischenspeicherung greift nicht ein, da der wieder ausgespeicherte Strom nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

¹⁷⁸ Vgl. Stellungnahme des Bundesrates, BT-Drs. 18/7317, Ziff. 24; Gegenäußerung der BReg, BT-Drs. 18/7317, zu Ziff. 24 (vgl. in der elektronischen Vorabfassung S. 171 f., 186).

- **Stromsteuer**

Der Stromverbrauch in eigenen Anlagen ist grundsätzlich stromsteuerpflichtig, vgl. § 5 Abs. 1 S. 2 EEG. Für die Zwischenspeicherung in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, fällt nach neuerer Auffassung des BMF zwar keine Stromsteuer an. Der entsprechende Erlass des BMF bezieht sich jedoch nicht auf den Selbstverbrauch nach § 5 Abs. 1 S. 2 EEG.

Eine Befreiung von der Stromsteuer kann sich nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ergeben, da der Strom aus einem Eigennetz mit „ausschließlicher“ EE-Einspeisung entnommen wird. Bei Erzeugungsanlagen bis 2 MW Leistung kann schließlich auch der Befreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG eingreifen.

Zukünftig sollen nach dem Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes zwar die Befreiungstatbestände des § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG keine Anwendung mehr finden, wenn und soweit Anlagenbetreiber EEG-Förderung nach § 19 Abs. 1 EEG in Anspruch nehmen. Für den zwischengespeicherten und später selbst verbrauchten Strom wird jedoch keine EEG-Förderung in Anspruch genommen.

- **Umsatzsteuer**

Die Einspeicherung von Strom gilt als steuerpflichtige Entnahme im Sinne von § 3 Abs. 1b Nr. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 1 UStG, wenn der Strom durch einen Unternehmer aus seinem Unternehmen für Zwecke entnommen wird, die außerhalb des Unternehmens liegen. Dies ist im Falle eines Haushaltsspeichers regelmäßig anzunehmen (privater Verbrauch). Der Anlagenbetreiber ist auch hinsichtlich der Erzeugung und Speicherung des entnommenen Stroms Unternehmer, wenn er den in der eigenen Erzeugungsanlage erzeugten „Überschussstrom“ (Strom, der weder sofort noch nach Zwischenspeicherung selbst verbraucht wird) veräußert und die Anlage aus Gründen des Vorsteuerabzugs vollständig dem gewerblichen Bereich zugeordnet hat.

b) Arealpeicher

Der Areal-Speicher wird ebenso wie der Haushaltsspeicher genutzt, um den Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu reduzieren. Die Stromerzeugung ist im Vergleich größer dimensioniert und umfasst neben PV auch ein BHKW unter Einsatz konventioneller Energieträger. Der Speicher wird allein aus den Erzeugungsanlagen auf dem Areal geladen. Der Arealpeicher ist über ein geschlossenes Verteilernetz i.S.v. § 110 EnWG mit den Erzeugungsanlagen und den Verbrauchern verbunden. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Speicherbetreiber zugleich der Betreiber der Erzeugungsanlagen ist.

Die Belastung des eingespeicherten Stroms stellt sich folgendermaßen dar:

- **Netzentgelte i.e.S.**

Da der Strombezug des Speichers aus einem geschlossenen Verteilernetz erfolgt, fallen für den eingespeicherten Strom grundsätzlich Netzentgelte an (die allerdings nicht nach den Vorgaben der ARegV berechnet werden müssen). Es greift jedoch die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG ein, da der eingespeicherte Strom aus einem (geschlossenen) Verteilernetz entnommen und der ausgespeicherte Strom wieder in dasselbe (geschlossene) Verteilernetz zurückgespeist wird.

- **Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung**

Für den Arealpeicher fallen Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung an.

Die Anwendbarkeit der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG ist nicht abschließend geklärt. Die BNetzA scheint § 118 Abs. 6 EnWG nicht auf diese Entgelte zu erstrecken.

- Konzessionsabgaben

Konzessionsabgaben fallen jedenfalls dann nicht an, wenn das geschlossene Verteilernetz keine öffentlichen Wege nutzt. Aber selbst wenn das geschlossene Verteilernetz öffentliche Wege nutzt, fallen Konzessionsabgaben nicht an, da es sich um die Zwischenspeicherung von Strom durch Personen (Speicherbetreiber/Primärnutzer) handelt, die keine Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG sind (kein Kauf des Stroms, da selbst erzeugt).

- KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen

Diese Umlagen fielen nach vorherrschender Auffassung auf Grundlage der bisherigen Rechtslage nicht an, da der eingespeicherte Strom weder unmittelbar noch mittelbar aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird. Seit dem 01.01.2016 gilt jedoch der erweiterte Netzbetreiber-Begriff des § 2 Nr. 21 KWKG, der ausdrücklich auch die Betreiber geschlossener Verteilernetze einbezieht. Zugleich wurde auch der Letztverbraucher-Begriff entsprechend dem EEG erweitert und erfasst den Stromverbrauch unabhängig vom Kauf der Strommengen. Damit fällt für den Bezug des Areal-speichers nunmehr KWKG-Umlage an. Ob dies auch für die netzbezogenen Umlagen gilt, ist aus den oben genannten Gründen unklar.

- EEG-Umlage

EEG-umlagepflichtig ist grundsätzlich auch der Eigenverbrauch durch einen Letztverbraucher, der den Strom nicht kauft (§ 5 Nr. 24 EEG).

Bei dem Verbrauch (Einspeicherung) von Strom aus einer PV-Anlage fällt nur die reduzierte EEG-Umlage nach § 61 Abs. 1 EEG an. Eine völlige Befreiung tritt für eine Menge bis 10 MWh ein, wenn es sich um eine Kleinanlage bis 10 kW Leistung nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG handelt.

Für die Einspeicherung von Strom aus der KWK-Anlage fällt nur die reduzierte EEG-Umlage an, wenn es sich um eine hocheffiziente KWK-Anlage handelt, die die Anforderungen des § 61 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 EEG erfüllt. Andernfalls fällt die volle EEG-Umlage an. Die Anforderungen an eine Kleinanlage (bis 10 kW Leistung) dürften regelmäßig nicht erfüllt sein.

Eine Umlagebefreiung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG für die Zwischenspeicherung greift nicht ein, da der wieder ausgespeicherte Strom nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung, sondern in ein geschlossenes Verteilernetz eingespeist wird. Dies gilt jedenfalls dann, wenn mit der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes angenommen wird, dass ein geschlossenes Verteilernetz kein Netz der allgemeinen Versorgung darstellt.¹⁷⁹

- Stromsteuer

Der Stromverbrauch in eigenen Anlagen ist grundsätzlich stromsteuerpflichtig, vgl. § 5 Abs. 1 S. 2 EEG. Für die Zwischenspeicherung in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, fällt nach neuerer Auffassung des BMF zwar keine Stromsteuer an. Der entsprechende Erlass des BMF bezieht sich jedoch nicht auf den Selbstverbrauch nach § 5 Abs. 1 S. 2 EEG.

Doch dürfte der Befreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG eingreifen, da es sich um Erzeugungsanlagen bis 2 MW Leistung handelt. Dagegen dürfte eine Befreiung von der Stromsteuer nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ausscheiden, da das geschlossene Verteilernetz zu einem erheblichen Teil mit KWK-Strom gespeist wird.

Zukünftig soll nach dem Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes zwar der Befreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG keine Anwendung mehr finden, wenn und soweit Anlagenbetreiber EEG-Förderung nach § 19 Abs. 1 EEG in Anspruch nehmen. Für den zwischengespeicherten und später im Arealnetz verbrauchten PV-Strom wird jedoch keine EEG-Förderung in Anspruch genommen.

¹⁷⁹ Vgl. BGH, Urteil vom 16.12.2014, Az.: EnZR 81/13, Rn. 23; so auch Topp, in: BerKomEnR, § 3 EnWG Rn. 60; allgemein: Schex, in: Kment, § 3 Rn. 37. Differenzierend Wolf, in: BerKomEnR, § 110 EnWG Rn. 178.

Zu beachten ist außerdem die geplante Einschränkung des Merkmals des „räumlichen Zusammenhangs“ nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG durch § 12b Abs. 5 StromStV (neu); allerdings dürften die Voraussetzungen bei einem Arealpeicher weiterhin vorliegen.

- **Umsatzsteuer**

Die Einspeicherung von Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen ist ein unternehmensinterner Vorgang und daher keine umsatzsteuerpflichtige Entnahme, da der Strom nur für eigene unternehmerische Zwecke eingesetzt wird.

c) Campusspeicher

Der Campus-Speicher soll dem sog. Peak-Shaving dienen. Das bedeutet, dass Strom aus dem Speicher entnommen wird, um Abnahmespitzen aus dem Netz zu vermeiden. Der Speicher wird ausschließlich mit Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung geladen; eine (teilweise) Selbstversorgung mit in eigenen Erzeugungsanlagen erzeugtem Strom wie in den Fällen des Haushalts- sowie des Areal-speichers erfolgt hier nicht. Der gesamte eingespeicherte Strom wird nach Ausspeicherung in den Anlagen der Nutzer auf dem Campus-Gelände verbraucht. Der Stromspeicher ist in die campuseigene Kundenanlage integriert.

Die Belastung des eingespeicherten Stroms stellt sich folgendermaßen dar:

- **Netzentgelte i.e.S.**

Da der eingespeicherte Strom aus einem Netz in die Kundenanlage eingespeist wurde, wird der Lieferant in aller Regel die im Netz angefallenen Netzentgelte an den Speicherbetreiber weiterreichen. Eine Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG scheidet bereits deshalb aus, weil der ausgespeicherte Strom nicht wieder in das Netz eingespeist wird.

Denkbar wäre ggf. eine Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV bei Einspeicherung außerhalb der Höchstlastzeitfenster. Eine Netzentgeltreduzierung nach § 14a EnWG dürfte bereits deshalb ausscheiden, weil das Peak-Shaving mit einer Steuerung der Anlage durch den Netzbetreiber nicht vereinbar ist.

- **Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung**

Soweit der Netzbetreiber für den Campusspeicher Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung durchführt (z.B. im Hinblick auf die EEG-Umlagepflicht, vgl. § 61 Abs. 7 EEG), fallen diese Entgelte grundsätzlich an.

Eine Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG scheidet bereits deshalb aus, weil der ausgespeicherte Strom nicht wieder in das Netz eingespeist wird.

- **Konzessionsabgaben**

Für aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Einspeicherung bezogenen Strom fallen grundsätzlich Konzessionsabgaben an, da es sich bei dem Speicherbetreiber in Primärnutzung um einen Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG handelt. Eine generelle Befreiung von der Konzessionsabgabepflicht im Falle der Zwischenspeicherung kann derzeit nicht angenommen werden. Eine Befreiung könnte sich ggf. nach § 2 Abs. 4 KAV bei Unterschreitung des Grenzpreises ergeben.

- **KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen**

Für den eingespeicherten Strom sind grundsätzlich KWKG-Umlage sowie die netzbezogenen Umlagen zu zahlen, denn der Strom wird in diesem Fall durch einen Letztverbraucher jedenfalls mittelbar aus einem Netz entnommen.

- EEG-Umlage

Der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zum Zwecke der Einspeicherung bezogene Strom ist gemäß § 60 Abs. 1 S. 1 EEG mit EEG-Umlage belastet. Eine Reduzierung der Belastung nach § 61 EEG kommt nicht in Betracht, da diese nur bei Eigenversorgungssachverhalten eingreift.

Auch eine Umlagebefreiung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG für die Zwischenspeicherung greift nicht ein, da der wieder ausgespeicherte Strom nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

- Stromsteuer

Der Bezug der zwischengespeicherten Strommengen unterfällt dem Steuerentstehungsstatbestand der Letztverbraucherentnahme aus dem Versorgungsnetz, vgl. § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG.

Für die Zwischenspeicherung in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, fällt nach neuerer Auffassung des BMF jedoch keine Stromsteuer an. Nicht abschließend geklärt ist, ob die Einspeisung des ausgespeicherten Stroms in die Kundenanlage und der Verbrauch innerhalb der Kundenanlage die Anforderungen des BMF an eine Einbindung des Speichers in das Versorgungsnetz erfüllt. Da der Begriff des „Versorgungsnetzes“ jedoch auch Kundenanlagen umfassen kann und der eingespeicherte Strom aus einem vorgelagerten Netz bezogen wurde, erscheint die Anwendung des Erlasses des BMF auf den Campusspeicher naheliegend.

- Umsatzsteuer

Der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Einspeicherung ist umsatzsteuerpflichtig.

d) Ortsnetzspeicher

Bei dem vom Netzbetreiber betriebenen Ortsnetzspeicher stammt der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und wird auch nach der Speicherung wieder in das Netz der allgemeinen Versorgung abgegeben. Die Speicherung erfolgt für Netzbetriebszwecke, z.B. aus Gründen der Spannungshaltung.

Die Belastung des eingespeicherten Stroms stellt sich folgendermaßen dar:

- Netzentgelte i.e.S.

Bei reinem Einsatz für Netzbetriebszwecke ist der Stromspeicher als Netzbetriebsmittel anzusehen. Mangels Entnahme des Stroms aus dem Verteilernetz fallen für den eingespeicherten Strom daher keine Netzentgelte an. Im Übrigen würde andernfalls die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG eingreifen, da der eingespeicherte Strom aus einem Verteilernetz entnommen und der ausgespeicherte Strom wieder in dasselbe Verteilernetz zurückgespeist wird.

- Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

Mangels Entnahme des Stroms aus dem Verteilernetz und aufgrund der Einordnung etwaiger Messeinrichtungen als Netzbetriebsmittel fallen diese Entgelte für den eingespeicherten Strom nicht an.

- Konzessionsabgaben

Soweit der Netzbetreiber den einzuspeichernden Strom kauft, ist fraglich, ob Konzessionsabgaben anfallen. Es liegt nahe, dass auch § 48 Abs. 1 EnWG und § 1 Abs. 2 KAV die Entnahme des Stroms aus dem Verteilernetz voraussetzen, insoweit also die Belieferung von Kunden zum Gegenstand haben, die von dem Netzbetreiber verschieden sind. Bei diesem Verständnis fallen keine Konzessionsabgaben an.

- KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen

Soweit der Netzbetreiber den einzuspeichernden Strom kauft, ist ähnlich wie im Falle der Konzessionsabgabe fraglich, ob diese Umlagen anfallen. Es liegt nahe, dass § 9 Abs. 7 EnWG die grundsätzli-

che Möglichkeit einer Netzentgeltspflicht voraussetzt. Diese ist bei Einordnung des Stromspeichers als Netzbetriebsmittel nicht gegeben. Bei diesem Verständnis fallen die Umlagen nicht an.

- EEG-Umlage

Ähnlich wie im Falle der Konzessionsabgabe, der KWKG-Umlage und der netzbezogenen Umlagen liegt nahe, dass die EEG-Umlagepflicht den Stromverbrauch durch eine vom Netzbetreiber verschiedene Person voraussetzt. In diesem Sinne wird auch die Verlustenergie nicht mit EEG-Umlage belastet, vgl. § 60 Abs. 3 S. 3 EEG.

Andernfalls würde die Umlagebefreiung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG für die Zwischenspeicherung eingreifen, da der wieder ausgespeicherte Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

- Stromsteuer

Die Entstehung der Stromsteuer setzt eine Stromentnahme aus dem Versorgungsnetz voraus. Bei reinem Einsatz für Netzbetriebszwecke ist der Stromspeicher als Netzbetriebsmittel anzusehen, so dass keine Entnahme aus dem Versorgungsnetz vorliegt. Im Übrigen gilt für die Zwischenspeicherung in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, nach neuerer Auffassung des BMF ohnehin eine generelle Stromsteuerbefreiung.

- Umsatzsteuer

Soweit der Netzbetreiber den einzuspeichernden Strom kauft, liegt ein umsatzsteuerpflichtiger Strombezug vor.

2. Belastungen bei der Sekundärnutzung

In der Folge sind die Belastungen bei der Sekundärnutzung der verschiedenen Stromspeicher darzustellen. In der Sekundärnutzung stammt der eingespeicherte Strom stets – unmittelbar oder mittelbar – aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und wird nach Ausspeicherung – unmittelbar oder mittelbar – wieder in dieses eingeleitet. Strom aus den Erzeugungsanlagen des Primärnutzers wird nicht in den Speicher eingespeichert. Der Cloudbetreiber nutzt den Speicher auch stets nur für einen Zweck, nämlich die Einspeicherung von Strom für Dritte (die Sekundärnutzer). Er erwirbt den eingespeicherten Strom daher nicht, sondern führt lediglich für den Sekundärnutzer die Einspeicherung und Ausspeicherung durch. Hierbei entscheidet der Cloudbetreiber insbesondere, wie er den Speicherwunsch des Sekundärnutzers umsetzt, d.h. durch Einspeicherung in welchen Speicher bzw. ggf. auch durch bloßen Verzicht auf die Ausspeicherung aus einem Speicher. Bei der Ausspeicherung betrifft dies umgekehrt die Frage, aus welchem Speicher ausgespeichert wird oder ob ggf. nur auf die Einspeicherung in einen Speicher verzichtet wird.

Eine Differenzierung der Belastungssituation nach den verschiedenen Speichertypen ist im Falle der Sekundärnutzung grundsätzlich nicht erforderlich, da die maßgeblichen Parameter im Wesentlichen identisch sind. Lediglich im Zusammenhang mit den Netzentgelten ist danach zu differenzieren, ob der Speicher unmittelbar an ein Netz der allgemeinen Versorgung oder aber an ein geschlossenes Verteilernetz angeschlossen ist. Hinsichtlich des Ortsnetzspeichers wird für die folgende Prüfung unterstellt, dass dessen Vermarktung in Sekundärnutzung rechtlich zulässig ist.

Die oben dargestellten Belastungen werden nur hinsichtlich der Einspeicherung von Strom betrachtet. Sie fallen insoweit nicht an, als eine Einspeicherung überhaupt nicht stattfindet. Dies betrifft zum einen die mögliche Saldierung von zeitlich ein- und auszuspeichernden Strommengen, die eine reale Einspeicherung verzichtbar macht. Zum anderen werden auch die vom Cloudbetreiber zum Ausgleich von Speicherverlusten und Differenzmengen erworbenen Strommengen nicht eingespeichert, so dass Belastungen bei Einspeicherung von vornherein entfallen.

Die Belastung des eingespeicherten Stroms stellt sich folgendermaßen dar:

- Netzentgelte i.e.S.

Soweit der Strom unmittelbar aus einem Netz der allgemeinen Versorgung (Ortsnetzspeicher) oder mittelbar über eine Kundenanlage (Hausspeicher, Campusspeicher) eingespeichert wurde, stellt der Netzbetreiber des Netzes der allgemeinen Versorgung die für die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung anfallenden Netzentgelte dem Netznutzer in Rechnung (für die Nutzung der Kundenanlage fallen keine Netzentgelte an). Bei Einspeicherung über ein geschlossenes Verteilernetz stellt dessen Betreiber dem Netznutzer die Netzentgelte in Rechnung (Arealpeicher). Der Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes ist gemäß § 110 Abs. 1 und 4 EnWG allerdings nicht an die Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung gebunden.

Netzentgelte fallen gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV für die Entnahme von Strom durch Letztverbraucher oder Weiterverteiler an. Der einzuspeichernde Strom wird in Sekundärnutzung jedoch weder von einem Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG entnommen (kein Kauf) noch kann die Einspeicherung mit einer Weiterverteilung gleichgestellt werden. Wie § 17 StromNEV zeigt, sind Netzentgelte bei Netznutzung aber grundsätzlich für jede Entnahme zu zahlen. Die Bezugnahme des § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV (nur) auf Letztverbraucher und Weiterverteiler kann daher nicht als abschließend angesehen werden. Andernfalls würde insbesondere für die Netznutzung zum Transport selbst erzeugten Stroms von der Erzeugungsanlage zu der eigenen Verbrauchsstelle kein Netzentgelt anfallen. Daher ist davon auszugehen, dass Netzentgelte auch dann für die Entnahme von Strom aus dem Netz anfallen, wenn der Verbraucher den Strom nicht kauft. Vorliegend wird der Cloudbetreiber als Verbraucher des eingespeicherten Stroms und zahlungspflichtiger Netznutzer in der Sekundärnutzung angesehen.

Gemäß § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG ist die Einspeicherung im Falle neuer Stromspeicher jedoch für die Dauer von 20 Jahren von den Netzentgelten befreit. Denn der einzuspeichernde Strom wird aus einem Netz entnommen und der zur Ausspeicherung zurückgewonnene Strom wird vollständig wieder in dasselbe Netz eingespeist.

- Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

Soweit der Netzbetreiber für die Einspeicherung in den Stromspeicher Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung durchführt, fallen diese Entgelte grundsätzlich an.

Die Anwendbarkeit der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG ist nicht abschließend geklärt. Die BNetzA scheint § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG aber nicht auf diese Entgelte zu erstrecken.

- Konzessionsabgaben

Für den aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Einspeicherung bezogenen Strom fallen Konzessionsabgaben nach der oben dargestellten Auffassung nicht an, da es sich um die Zwischenspeicherung von Strom durch eine Person (Cloudbetreiber) handelt, die kein Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG ist (kein Kauf des Stroms).

Eine Befreiung könnte sich darüber hinaus ggf. nach § 2 Abs. 4 KAV bei Unterschreitung des Grenzpreises ergeben.

- KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen

Diese Umlagen fielen nach bisheriger Rechtslage nicht an, da der Cloudbetreiber kein Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG ist (kein Kauf des Stroms). Seit dem 01.01.2016 findet jedoch der erweiterte Letztverbraucherbegriff des § 2 Nr. 17 KWKG Anwendung, der keinen Kauf des Stroms voraussetzt. Da eine Befreiung von der KWKG-Umlagepflicht in Fällen der Zwischenspeicherung, anders als in § 60 Abs. 3 S. 1 EEG, im KWKG nicht vorgesehen ist, fällt nunmehr KWKG-Umlage an. Für die netzbezogenen Umlagen ist ungeklärt, ob es bei dem Letztverbraucherbegriff des § 3 Nr. 25 EnWG bleibt, so dass diese weiterhin nicht anfallen, oder ob auch hier der erweiterte Letztverbraucherbegriff des § 2 Nr. 17 KWKG anzuwenden ist.

- EEG-Umlage

Die Einspeicherung des aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogenen Stromes ist grundsätzlich EEG-umlagepflichtig nach § 60 Abs. 1 EEG (Lieferung durch ein EVU) oder § 61 Abs. 1 S. 3 EEG (Verbrauch von Strom, der nicht durch ein EVU geliefert wird).

Es greift jedoch die Umlagebefreiung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG für die Zwischenspeicherung ein, da der wieder ausgespeicherte Strom vollständig in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Dieser Befreiungstatbestand findet nicht nur im Falle der EEG-Umlagepflicht nach § 60 Abs. 1 EEG Anwendung, sondern auch bei EEG-Umlagepflicht nach § 61 Abs. 1 EEG, vgl. dazu bereits II.1.c).

- Stromsteuer

Der Strombezug für die Einspeicherung ist grundsätzlich eine stromsteuerpflichtige Entnahme aus dem Versorgungsnetz.

Für die Zwischenspeicherung in stationären Batteriespeichern, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind, fällt nach neuerer Auffassung des BMF jedoch keine Stromsteuer an. Diese generelle Stromsteuerbefreiung in Fällen der Zwischenspeicherung soll, soweit ersichtlich, auch zukünftig erhalten bleiben.

- Umsatzsteuer

Da der eingespeicherte Strom nicht gegen Entgelt an den Cloudbetreiber geliefert wird, fällt für die Einspeicherung keine Umsatzsteuer an. Dagegen sind für die Stromeinspeicherung erbrachte Leistungen grundsätzlich umsatzsteuerpflichtig. Die Umsatzsteuer ist jedoch nur auf die Entgelte zu entrichten, die im Zusammenhang mit der Einspeicherung anfallen. Dies sind in der Regel die Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sowie die KWKG-Umlage, möglicherweise auch die netzbezogenen Umlagen.

3. Schuldner der anfallenden Belastungen

Nachdem dargestellt wurde, welche Belastungen im Cloudmodell in Primär- und Sekundärnutzung anfallen, ist außerdem von Bedeutung, von wem die Belastungen jeweils zu entrichten sind. Dies ist nicht in allen Fällen abschließend geklärt.

a) Netzentgelte

Der Möglichkeit des Abschlusses von getrennten Netznutzungsverträgen für ein und dieselbe Abnahmestelle liegt eine neuartige Sichtweise zugrunde, vgl. auch bereits Darstellung im Vorgängerprojekt. Der Abschluss eines gesonderten Netznutzungsvertrags durch den Cloudbetreiber scheint rechtlich nicht ausgeschlossen. In der Konsequenz ist es möglich, dass für Primär- und Sekundärnutzung gesonderte Netznutzungsverträge abgeschlossen werden, und dass jeweils unterschiedliche Personen als Schuldner der Netzentgelte anzusehen sind.

Bislang erscheint hinsichtlich der Netzentgelte die folgende Aufteilung am überzeugendsten:

- Primärnutzung: Partei des Netznutzungsvertrages und damit Schuldner der Netzentgelte ist der Primärnutzer bzw. dessen Lieferant, je nachdem, wer den Netznutzungsvertrag/Lieferantenrahmenvertrag für die Primärnutzung abschließt (soweit überhaupt Nutzung eines Netzes der allgemeinen Versorgung oder eines geschlossenen Verteilernetzes). Der Lieferant wird die wirtschaftliche Belastung in der Regel an den Primärnutzer weitergeben.
- Sekundärnutzung: Vertragspartner des Netznutzungsvertrags für die Sekundärnutzung und damit auch der Schuldner der Netzentgelte ist der Cloudbetreiber.

b) Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und diesbezügliche Abrechnung

Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und diesbezügliche Abrechnung werden – bei Vornahme durch den Netzbetreiber im Rahmen seiner Grundzuständigkeit – sich grundsätzlich am Netznutzungsvertrag orientieren. Aber auch hier handelt es sich um eine neuartige Fragestellung. Doch erscheint wiederum naheliegend, dass unterschiedliche Personen in Primär- und Sekundärnutzung zahlungspflichtig sein können. Die Netzentgelte sind demnach von den folgenden Schuldnern zu tragen:

- Primärnutzung: Primärnutzer bzw. dessen Lieferant. Der Lieferant wird die wirtschaftliche Belastung in der Regel an den Primärnutzer weitergeben.
- Sekundärnutzung: Cloudbetreiber.

c) Konzessionsabgaben

- Primärnutzung, soweit überhaupt Strombezug unter Nutzung öffentlicher Verkehrswege für „Letztverbraucherleitungen“: Schuldner der Konzessionsabgaben ist der Leitungsbetreiber, dem Wegerechte nach § 46 Abs. 1 EnWG eingeräumt wurden, vgl. § 48 Abs. 3 EnWG. Dieser Leitungsbetreiber wird die Belastung in der Regel weitergeben.
 - Soweit der Primärnutzer unmittelbar an sein Netz angeschlossen ist, wird er die Konzessionsabgaben an den Primärnutzer bzw. dessen Lieferant weitergeben, je nachdem, wer den Netznutzungsvertrag/Lieferantenrahmenvertrag für die Primärnutzung abschließt. Sofern der Lieferant belastet wird, wird dieser die wirtschaftliche Belastung in der Regel wiederum an den Primärnutzer weitergeben.
 - Soweit der Primärnutzer nur mittelbar an das Netz des konzessionsabgabepflichtigen Leitungsbetreibers angeschlossen ist, wird dieser die Konzessionsabgabe an den Weiterverteiler, der den Strom ohne Nutzung öffentlicher Verkehrswege an den Primärnutzer weiterleitet, weitergeben. Der Weiterverteiler seinerseits wird die wirtschaftliche Belastung in der Regel an den Primärnutzer weitergeben.
- Sekundärnutzung: Hier besteht, wie oben unter II. dargestellt, keine Zahlungspflicht, da der Cloudbetreiber kein Letztverbraucher i.S.d. EnWG ist.

d) KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen (d.h. Offshore-Haftungsumlage, § 19 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage)

- Primärnutzung (soweit ein Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz erfolgt): Primärnutzer bzw. dessen Lieferant, je nachdem, wer den Netznutzungsvertrag/Lieferantenrahmenvertrag für die Primärnutzung abschließt. Sofern der Lieferant belastet wird, wird dieser die wirtschaftliche Belastung in der Regel an den Primärnutzer weitergeben.
- Sekundärnutzung: Nach bisheriger Rechtslage keine Zahlungspflicht, da kein Letztverbraucher i.S.d. EnWG. Seit dem 01.01.2016 ist der Cloudbetreiber jedenfalls für die KWKG-Umlage zahlungspflichtig. Für die netzbezogenen Umlagen ist ungeklärt, ob eine Zahlungspflicht besteht; sollte dies der Fall sein, trifft sie den Cloudbetreiber.

e) EEG-Umlage

Für den Begriff des Letztverbrauchers nach § 5 Nr. 24 EEG kommt es nicht auf den Kauf, sondern allein auf den Verbrauch des Stroms an. Letztverbraucher in Primärnutzung ist jedenfalls der Primär-

nutzer. Zahlungspflichtig ist daher bei Stromlieferung durch einen Dritten dieser Lieferant, vgl. § 60 Abs. 1 S. 1 EEG. Bei Eigenversorgung oder sonstigem Strombezug, z.B. über die Strombörse, ist hingegen der Primärnutzer selbst zahlungspflichtig, vgl. § 61 Abs. 1 EEG.

Weniger eindeutig ist die Bestimmung des Letztverbrauchers in Sekundärnutzung, da hier der Verbrauch zwar physikalisch durch den Cloudbetreiber durchgeführt wird, aber auf Veranlassung und im Interesse des Sekundärnutzers. Nach der Rechtsprechung des OLG und zuvor des LG Hamburg¹⁸⁰ soll es für die Letztverbrahereigenschaft maßgeblich sein, wer den Verbrauchsvorgang physisch in Gang setzt. Dies ist, wie bereits dargestellt, der Cloudbetreiber. Legt man diese Sicht zu Grunde, so ist der Cloudbetreiber nach dem EEG als Letztverbraucher anzusehen.

Für die Bestimmung des Schuldners der EEG-Umlage ist maßgeblich, ob der Cloudbetreiber durch die Einspeicherung i.S.d. § 60 Abs. 1 S. 1 EEG als Letztverbraucher von dem Sekundärnutzer mit Strom „beliefert“ wird. Umlageschuldner wäre in diesem Fall der Sekundärnutzer. Verneint man hingegen eine solche Belieferung des Cloudbetreibers durch den Sekundärnutzer, so entstände die Zahlungspflicht nach § 61 Abs. 1 S. 3 EEG, zahlungspflichtig wäre dann der Letztverbraucher, also der Cloudbetreiber. Bei § 61 Abs. 1 S. 3 EEG handelt es sich nach dem Willen des Gesetzgebers um einen Auffangtatbestand, der Stromverbräuche erfassen soll, die weder auf einer Lieferung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen beruhen noch einen Eigenversorgungssachverhalt darstellen.¹⁸¹

Der Begriff der Lieferung im Sinne der §§ 60, 61 EEG ist gesetzlich nicht definiert. Teilweise wird offenbar angenommen, dass bereits bei Personenverschiedenheit von Letztverbraucher und demjenigen, der den Stromfluss „verursacht“, der Stromfluss stets auf einem Liefervorgang beruhe.¹⁸² Maßgeblich wäre demnach nicht die konkrete Ausgestaltung des Verhältnisses der am Stromfluss Beteiligten; auch auf weitere sonstige Voraussetzungen käme es nicht an. Hiernach wäre im Cloudmodell eine „Lieferung“ des Stromes im Sinne des § 60 Abs. 1 S. 1 EEG wohl zu bejahen. Naheliegender scheint jedoch ein Verständnis des Begriffes „Lieferung“ in der Weise, dass hierdurch ein „Versorgungsvorgang“ bezeichnet wird, „bei dem den Kunden Elektrizität zur Verfügung gestellt wird“.¹⁸³ Dann jedoch scheint fraglich, ob es möglich ist, den Cloudbetreiber im Sinne dieser Begriffsbildung als „Kunden“ des Sekundärnutzers anzusehen; Letztgenannter stellt diesem den Strom gerade nicht durch einen Versorgungsvorgang zur Verfügung. Letztlich dürfte dieser Frage nur eingeschränkte Bedeutung zukommen, da sich im wirtschaftlichen Ergebnis voraussichtlich kaum Unterschiede ergeben. Denn der Cloudbetreiber wird bei eigener Zahlungspflicht die wirtschaftliche Belastung durch die EEG-Umlage in der Regel an den Sekundärnutzer weitergeben.

Soweit kein Befreiungstatbestand eingreift, wird daher die EEG-Umlage wie folgt geschuldet:

- Primärnutzung
 - EEG-umlagepflichtig ist das den Primärnutzer beliefernde EVU. Dieses wird die wirtschaftliche Belastung in der Regel an den Primärnutzer weitergeben
 - Der Primärnutzer ist unmittelbar umlagepflichtig bei sonstigem Strombezug (Eigenzeugung, Strombezug über die Strombörse)
- Sekundärnutzung: EEG-umlagepflichtig ist der Cloudbetreiber, da er Letztverbraucher i.S.d. EEG von Strom ist, der nicht von einem EVU geliefert wird. Der Cloudbetreiber wird die wirtschaftliche Belastung durch die EEG-Umlage in der Regel an den Sekundärnutzer weitergeben. Sollte stattdessen der Sekundärnutzer als Lieferant des Cloudbetreibers angesehen

¹⁸⁰ Vgl. OLG Hamburg, Urt. v. 12. August 2014, 9 U 119/13, ZUR 2014, 567; LG Hamburg v. 31. Juli 2013, 304 O 49/13 und v. 28. Oktober 2013, 304 O 66/13, REE 2014, 42-47, Rn. 26 (juris).

¹⁸¹ BT-Drs. 18/1891, S. 208 ; vgl. auch Ansehl, in: BerlKomEnR, § 61 EEG Rn. 40 ff.

¹⁸² Vgl. Von Oppen, ER 2014, 9, 12.

¹⁸³ Vgl. Ansehl, in: BerlKomEnR, § 60 EEG Rn. 26 ff.; Cosack, in: Frenz/Müggenborg, § 60 Rn. 29 (insb. Fn. 26) unter Hinweis auf Art. 2 Nr. 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 1997 – Abl. EG Nr. L 27 v. 30.01.1997, S. 20, 22. Vgl. auch Salje, EEG, 6. Auflage, 2012, § 37 Rn. 23.

werden, wäre grundsätzlich der Sekundärnutzer EEG-Umlagepflichtig und daher unmittelbar durch die EEG-Umlage belastet.

f) Stromsteuer

Soweit kein Befreiungstatbestand eingreift bzw. eine generelle Befreiung aufgrund finanzbehördlicher Praxis, wird die Stromsteuer wie folgt geschuldet:

- Primärnutzung:
 - Stromsteuerpflichtig nach § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1, Abs. 2 StromStG ist der Versorger, der Strom an den Primärnutzer leistet. Dieses wird die Belastung regelmäßig an den Primärnutzer weitergeben.
 - Stromsteuerpflichtig nach § 5 Abs. 1 S. 2, Abs. 2 StromStG ist im Falle des Selbstverbrauchs der Eigenerzeuger.
- Sekundärnutzung: Stromsteuer entfällt.

g) Umsatzsteuer

- Primärnutzung: Primärnutzer bei Belieferung durch EVU oder bei umsatzsteuerpflichtiger Entnahme
- Sekundärnutzung: Cloudbetreiber hinsichtlich der entgeltlich bezogenen Leistungen, d.h. insbesondere Messstellenbetrieb, Messung, und diesbezügliche Abrechnung sowie KWKG-Umlage und möglicherweise netzbezogene Umlagen.

4. Zusammenspiel von Primär- und Sekundärnutzung

a) Finanzielle Belastungen

Fraglich erscheint, inwieweit Primär- und Sekundärnutzung eines Speichers im Hinblick auf die finanziellen Belastungen bei Einspeicherung getrennt zu betrachten oder aber aufgrund der Nutzung desselben Speichers einheitlich zu behandeln sind. Von Bedeutung ist dies insbesondere für die Befreiungstatbestände des § 118 Abs. 6 EnWG (Netzentgelte) und § 60 Abs. 3 S. 1 EEG (EEG-Umlage), soweit diese jeweils eine ausschließliche Einspeisung des ausgespeicherten Stroms in ein bestimmtes Netz bzw. überhaupt in ein Netz der allgemeinen Versorgung voraussetzen.

Für die Möglichkeit, dass ein physischer Speicher rechtlich in „zwei gedachte Speicher“ aufgespalten werden kann, spricht vor allem, dass im Cloudmodell geplant ist, dass der Speicherbetrieb in Primär- und Sekundärnutzung zeitlich eindeutig getrennt ist, dass der Speicher in den zwei Nutzungszeiten jeweils andere Zählwerke nutzt und dass die technische Steuerung jeweils vollständig durch andere Personen (Primärnutzung: Primärnutzer; Sekundärnutzung: Cloudbetreiber) erfolgt. Daher wird vorliegend davon ausgegangen, dass eine rechtlich getrennte Behandlung des Stromspeichers in Primärnutzung und in Sekundärnutzung grundsätzlich möglich ist. Diese Frage muss bislang allerdings als ungeklärt angesehen werden, da Gesetzgeber, Behörden und Gerichte mangels praktischem Anlass hierzu bislang nicht ausdrücklich Stellung genommen haben und auch noch keine nähere Diskussion in der Literatur stattgefunden hat.

Legt man die grundsätzliche Trennung von Primär- und Sekundärnutzung zugrunde, so kommt es für die Befreiung von Netzentgelten und EEG-Umlage nach § 118 Abs. 6 EnWG bzw. § 60 Abs. 3 S. 1 EEG in Sekundärnutzung allein darauf an, wie der in Sekundärnutzung ausgespeicherte Strom verwendet wird. Der Eigenverbrauch in Primärnutzung ist damit irrelevant und steht einer Befreiung nicht entgegen.

Eine getrennte Betrachtung von Primär- und Sekundärnutzung erscheint allerdings dann kaum noch möglich, wenn im Falle der Speichernutzung zur Bereitstellung negativer Minutenreserve die Übergabe beladener Speicher aus der Sekundärnutzung in die Primärnutzung zugelassen wäre. In diesem Fall würde die klare Trennung zwischen Primär- und Sekundärnutzung aufgehoben und einer getrennten Betrachtung damit die Grundlage entzogen.

5. Entgelte für dezentrale Einspeisung

Wie unter III. dargestellt, erscheint es nicht ausgeschlossen, dass jedenfalls in bestimmten Konstellationen auch Stromspeicher als dezentrale Erzeugungsanlagen i.S.d. § 18 StromNEV angesehen werden können. In diesen Fällen stellt sich die Frage, von wem die Entgelte für die dezentrale Einspeisung im Cloudmodell beansprucht werden können.

Eine Definition des „Betreibers“ der dezentralen Erzeugungsanlage erfolgt in der StromNEV nicht. Hinweise darauf, wer als Betreiber anspruchsberechtigt ist, könnten aber aus den Begrifflichkeiten des EEG und KWKG entnommen werden, da auch in diesen Regelwerken auf vermiedene Netzentgelte Bezug genommen wird, vgl. § 57 Abs. 3 EEG, §§ 6 Abs. 5, 13 Abs. 5 KWKG (§ 4 Abs. 3 KWKG 2002) und § 13 Abs. 5 KWKG.

Anlagenbetreiber gem. § 5 Nr. 2 EEG ist „wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt“. Nach der Gesetzesbegründung zum gleichlautenden Anlagenbetreiberbegriff im EEG 2009 ist darauf abzustellen, wer die Kosten und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebes trägt und das Recht hat, die Anlage auf eigene Rechnung zu nutzen.¹⁸⁴ Maßgeblich soll es darauf ankommen, wer über den Anlageneinsatz bestimmt oder zumindest bestimmenden Einfluss hat.¹⁸⁵ Nicht als Anlagenbetreiber nach dem EEG sollen dagegen sog. Betriebsführer einzuordnen sein, die zwar die technische Gewalt über die Anlage inne haben und tatsächlich über den konkreten Einsatz der Anlage bestimmen, nicht aber die Kosten und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebes tragen und damit die Anlage nicht auf eigene, sondern auf fremde Rechnung betreiben; dies soll lediglich dann anders zu beurteilen sein, wenn das wirtschaftliche Risiko etwa aufgrund eines Betriebsüberlassungsvertrages ebenfalls auf den Betriebsführer übergegangen ist.¹⁸⁶ Die Bundesnetzagentur stellt in Anlehnung an die BGH-Rechtsprechung zum KWKG (dazu sogleich) darauf ab, wer die tatsächliche Sachherrschaft über die Anlage ausübt, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt.¹⁸⁷

Gem. § 2 Nr. 6 KWKG sind Betreiber von KWK-Anlagen „diejenigen, die den KWK-Strom erzeugen und das wirtschaftliche Risiko für den Betrieb der KWK-Anlagen tragen“. Dies kommt im Ergebnis dem bisherigen Verständnis auf Grundlage von § 2 Abs. 10 KWKG 2002 nahe. Danach waren Betreiber von KWK-Anlagen „diejenigen, die den Strom in eines der in Absatz 9 genannten Netze einspeisen oder für die Eigenversorgung bereitstellen. Die Betreibereigenschaft ist unabhängig von der Eigentümerstellung des Anlagenbetreibers.“ Der BGH war in einer Entscheidung aus dem Jahr 2008 davon ausgegangen, dass als Anlagenbetreiber i.S.d. KWKG „in Anlehnung an das Immissionschutzrecht derjenige zu verstehen [ist], der, ohne notwendigerweise Eigentümer zu sein, die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und sie auf eigene Rechnung nutzt, mithin das wirtschaftliche Risiko trägt.“ Dieses Verständnis wurde auch im Hinblick auf § 2 Nr. 10 KWKG zugrunde gelegt.¹⁸⁸

Danach sind maßgebliche Kriterien für die Eigenschaft des Betreibers einer Anlage die Tragung des wirtschaftlichen Risikos des Anlagenbetriebes sowie die tatsächliche Sachherrschaft und Entschei-

¹⁸⁴ BT-Drs. 16/8148, S. 38.

¹⁸⁵ Oschmann, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 3 Rn. 48.

¹⁸⁶ Oschmann, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 3 Rn. 51; Salje, EEG, § 3 Rn. 177 f.

¹⁸⁷ BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Konsultationsfassung, S. 19.

¹⁸⁸ Topp, in: BerlKomEnR, § 3 KWKG Rn. 63.

dungsgewalt über den Anlageneinsatz. Im Rahmen der Sekundärnutzung könnten diese Kriterien als durch den Cloudbetreiber erfüllt angesehen werden, wenn allein auf die Sekundärnutzung abgestellt wird und allein das wirtschaftliche Risiko der Sekundärnutzung und die Entscheidungsgewalt in Zeiten der Sekundärnutzung betrachtet wird. Für die Primärnutzung hingegen erfüllt der Primärnutzer und nicht der Cloudbetreiber diese Kriterien. Zwar soll nach dem Cloudmodell in Primärnutzung Strom überwiegend nicht in das Netz eingespeist, sondern lediglich nach der Speicherung in eigenen Anlagen der Primärnutzer verbraucht werden, so dass die Voraussetzungen des § 18 StromNEV ohnehin nicht erfüllt sind; auch der Ortsnetzspeicher als Netzbetriebsmittel kann nicht als dezentrale Erzeugungsanlage angesehen werden. Anderes gilt jedoch für den Arealspeicher.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Betreiber einer Anlage nur einheitlich bestimmt werden kann. In diesem Fall müsste der Primärnutzer als Betreiber angesehen werden, da er weiterhin die grundlegende Entscheidungsgewalt über den Speicherbetrieb ausübt, insbesondere auch die Freigabe für Sekundärnutzung, und das Gesamtrisiko der Investition in den Speicher trägt. In diesem Fall würden die vermiedenen Netzentgelte ihm zustehen; ggf. könnte eine Beteiligung des Cloudbetreibers an etwaigen Erträgen vertraglich vereinbart werden. Sollte der Betreiber im Falle des § 18 Abs. 1 StromNEV hingegen für Primär- und Sekundärnutzung getrennt festgestellt werden können, weil nur eine finanzielle Berechtigung in Rede steht, so wäre als Betreiber in Sekundärnutzung der Cloudbetreiber anzusehen. Im Ergebnis bestehen jedoch erhebliche Zweifel, ob Cloudbetreiber als Betreiber i.S.v. § 18 StromNEV angesehen werden und vermiedene Netzentgelte abrechnen können.

6. Möglichkeiten zur Optimierung der Stromkosten im Cloudmodell und ggf. Anpassungsvorschläge

Für die vertragliche Optimierung der Kostensituation im Cloudmodell kommen vorliegend verschiedene Ansätze in Betracht.

a) Getrennte/Gemeinsame Grund- und Leistungspreise

Je nachdem, ob man Primär- und Sekundärnutzung als ein oder zwei Speicher behandelt bzw. behandeln darf, können entweder ein einheitlicher oder mehrere getrennte Grund- bzw. Leistungspreise für die Netznutzung zu zahlen sein. Wie im Abschlussbericht zu Green2Store1 bereits festgestellt wurde, ist es nicht zwingend, dass ein einheitlicher Preis im Ergebnis immer günstiger ist.

b) Behandlung „wie zwei Speicher“

Wie unter IV.4.a) bereits dargestellt, scheint es günstiger, wenn Primär- und Sekundärnutzung als getrennte Vorgänge behandelt werden, damit die Befreiungstatbestände des § 118 Abs. 6 EnWG und § 60 Abs. 3 EEG möglichst ohne Probleme („gesamte Strommenge“) anwendbar sind. Eine vertragliche Optimierung kommt hier insoweit in Betracht, als eine möglichst eindeutige Trennung von Primär- und Sekundärnutzung erfolgen sollte, damit Eigenerzeugung bzw. Eigenverbrauch in Primärnutzung die dargestellten Anforderungen an die „Ausschließlichkeit“ nicht in Frage stellen. Umgesetzt werden müsste eine Trennung nach Art der Speichernutzung, die neben der (juristischen) Trennung von Primär- und Sekundärnutzung dazu führt, dass Primär- und Sekundärnutzung auch technisch-wirtschaftlich unabhängig betrachtet werden können. Wichtig erscheint insoweit insbesondere eine klare messtechnische Abgrenzung und die Übergabe unbelasteter Speicher von Primär- in Sekundärnutzung und umgekehrt (dazu oben IV.4.a)). Sollte das Angebot negativer Regelenergie und die Rückgabe belasteter Speicher aus der Sekundär- in die Primärnutzung überhaupt zugelassen werden, so wäre jedenfalls empfehlenswert, dass der Cloudbetreiber nur eine möglichst begrenzte Anzahl von Speichern hierfür einsetzt, um so das Risiko zu begrenzen.

Aufgrund des neuartigen Sachverhalts ist allerdings noch nicht bestätigt, ob und inwieweit eine solche getrennte Betrachtung der Sekundärnutzung (ohne Primärnutzung) rechtlich anerkannt wird.

Sollte diese nicht anerkannt werden, so sind hier derzeit aber auch keine weitergehenden vertraglichen Optimierungsmöglichkeiten ersichtlich.

c) Vertragliche Beeinflussung der Letztverbrauchereigenschaft?

Wie oben zu zeigen war, hängt der Anfall der verschiedenen Belastungen vielfach von der Eigenschaft desjenigen, der den Strom aus einem Netz oder einer Leitung entnimmt, als Letztverbraucher i.S.d. EnWG oder des EEG ab.

Vor allem in Konstellationen des sog. „Contractings“ wird daher bereits seit Jahren versucht, durch vertragliche Gestaltung eine Einordnung als Letztverbraucher zu vermeiden. Ein Ansatz ist es, statt der Lieferung von Strom an einen (Strom-)Letztverbraucher die Lieferung sog. „Nutzenergie“, z.B. Wärme, Kälte, Licht oder Dampf, zu vereinbaren. Derartige vertragliche Gestaltungen wurden in der Rechtsprechung allerdings nicht anerkannt.¹⁸⁹

Eine andere Variante ist es, eine vertragliche Ausgestaltung zu finden, nach der nicht von einem Letztverbrauch, sondern von einem nicht oder mit reduzierten Abgaben (dies betrifft vor allem die EEG-Umlage und Stromsteuer) belasteten sog. Eigenverbrauch auszugehen ist, z.B. durch die Pacht von „Kraftwerksscheiben“ oder ganzen Erzeugungsanlagen in Kombination mit Betriebsführungsverträgen o.ä. Früher wurde die Abgrenzung zwischen Eigenverbrauch und Letztverbrauch allein anhand der von der Rechtsprechung entwickelten Grundsätze bestimmt. Mit dem EEG 2014 wurde die „Eigenversorgung“ mit § 5 Nr. 12 allerdings erstmals auf Basis der von der Rechtsprechung zuvor ermittelten Kriterien definiert.¹⁹⁰ Ein maßgebliches Kriterium ist hierbei die Personenidentität von „Betreiber“ der Stromerzeugungsanlage und „Letztverbraucher“ der erzeugten Strommenge. Ein vom BMU im Jahr 2012 in Auftrag gegebenen Gutachten befand auf dieser Grundlage die Mehrzahl der untersuchten Contracting-Konstellationen nicht als Eigenverbrauch, sondern als EEG-umlagepflichtigen Letztverbrauch.¹⁹¹ Mit dem Grundkonzept und den angestrebten Entscheidungsbefugnissen im Cloudmodell erscheint es bereits im Ausgangspunkt unvereinbar, wenn die Rolle des Speicherbetreibers vom Cloudbetreiber auf die jeweiligen Sekundärnutzer übertragen würde. Zudem dürften ständig wechselnde Betreiber nicht mit dem gesetzlichen Betreiber-Begriff vereinbar sein.

Umgekehrt ist jedoch festzustellen, dass die Ausgestaltung des Cloudmodells bereits erhebliche Vorteile für die finanzielle Belastung der Einspeicherung in Sekundärnutzung mit sich bringt. Daher bleibt ohnehin nur geringer Bedarf für eine Optimierung. Denn zum einen handelt es sich bei der Sekundärnutzung – anders als regelmäßig bei der Primärnutzung von Speichern – um eine Zwischenspeicherung im Netz. Für diese bestehen Befreiungstatbestände hinsichtlich der Netzentgelte i.e.S. (§ 118 Abs. 6 EnWG) und der EEG-Umlage (§ 60 Abs. 3 EEG); hinsichtlich der Stromsteuer erkennt die Finanzverwaltung inzwischen auch ohne ausdrückliche gesetzliche Regelung eine Ausnahme von der Steuerpflicht an. Weitere Vorteile ergeben sich daraus, dass der Cloudbetreiber mangels Kaufs der einzuspeichernden Elektrizität nicht die Voraussetzungen eines Letztverbrauchers i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG erfüllt. Die Einspeicherung löst damit keine Konzessionsabgabepflicht aus, möglicherweise entfallen auch die netzbezogenen Umlagen. Keine Vorteile ergeben sich damit bislang lediglich hinsichtlich der Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sowie (neuerdings) hinsichtlich der KWKG-Umlage und ggf. der netzbezogenen Umlagen. Insoweit fällt auch Umsatzsteuer an.

¹⁸⁹ Vgl. nur OLG Hamburg, Urt. v. 12. August 2014, 9 U 119/13, ZUR 2014, 567; LG Hamburg v. 31. Juli 2013, 304 O 49/13 und v. 28. Oktober 2013, 304 O 66/13, REE 2014, 42-47, Rn. 26 (juris); OLG Düsseldorf v. 17.6.2015 – IV-3 Kart 190/14 (V).

¹⁹⁰ Vgl. Salje, EEG 2014, § 60 Rn. 21.

¹⁹¹ Mikešić/Thieme/Strauch, S. 7 ff.

d) Sonderkonstellation rein virtuelle Speicherung

Zusätzliche Vorteile ergeben sich für den Cloudbetreiber, wenn die jeweiligen Strommengen nicht tatsächlich ein- und ausgespeichert werden, sondern Strommengen über längere Zeiträume in den Speicher belassen werden und lediglich bestimmten Speichervorgängen zugeordnet werden können. In diesen Fällen muss der Cloudbetreiber den Cloudbetrieb so koordinieren, dass sich ganz oder teilweise deckende Ein- und Ausspeiseanfragen saldiert werden können.

In diesen Fällen kommt es weder zu einer Netznutzung noch zu einer Entnahme an einer Entnahmestelle, sodass der Anfall von Netzentgelten nicht begründbar ist. Mangels tatsächlichen „Verbrauchs“ von Elektrizität liegt auch weder ein Letztverbrauch nach EnWG noch nach EEG oder KWKG vor. Damit entfallen nicht nur Konzessionsabgaben, EEG-Umlage und Stromsteuer an. Vielmehr fallen auch die KWKG-Umlage und die netzbezogenen Umlagen nicht an.

V. EE-Förderung und Stromkennzeichnung bei Speicherung

1. Speicherung im System der festen Einspeisevergütung

a) Speicherung „vor dem Netz“

Liegen die Voraussetzungen der §§ 37 oder 38 EEG vor, so steht dem Anlagenbetreiber ein Anspruch auf feste Einspeisevergütung für den in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten EE-Strom zu. Dies gilt auch dann, wenn der EE-Strom vor der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung in einer Anlage i.S.v. § 19 Abs. 1 i.V.m. § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG zwischengespeichert worden ist (Speicherung „vor dem Netz“). Eine solche „Anlage“ ist eine Einrichtung, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnimmt und in elektrische Energie umwandelt. Der Förderanspruch besteht für die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird, vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 4 EEG.

Dem Anlagenbetreiber, der die feste Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, steht kein eigenes Kennzeichnungsrecht an dem erzeugten EE-Strom zu. Vielmehr hat er den Strom nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen, der ihn – einschließlich des Kennzeichnungsrechts als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ – an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergibt, vgl. § 56 Nr. 2 EEG. Letztlich erhalten EVU im Gegenzug zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 EEG das Recht, den Strom als „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ zu kennzeichnen, vgl. § 78 EEG. Die Zwischenspeicherung „vor dem Netz“ ist für das Kennzeichnungsrecht daher ohne Bedeutung. Allerdings verringert sich die kennzeichnungsfähige Menge um die Speicherverluste.

b) Speicherung „im Netz“

Fraglich ist, ob Strom, der nach dem System der festen Einspeisevergütung gefördert wird, nach der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung zwischengespeichert werden kann (Speicherung „im Netz“). Eine Zwischenspeicherung durch Netzbetreiber erscheint nach den Vorgaben zur Weitergabe und Vermarktung dieser Strommengen grundsätzlich ausgeschlossen. Der eingespeiste Strom ist nach §§ 56, 58 EEG vom aufnehmenden Netzbetreiber „unverzüglich“ an den vorgelagerten ÜNB weiterzugeben und von den ÜNB „unverzüglich“ untereinander auszugleichen. Dabei wird das Merkmal „unverzüglich“ i.S.v. § 121 Abs. 1 S. 1 BGB verstanden, also i.S.v. „ohne schuldhaftes Zögern“.¹⁹² Eine Zwischenspeicherung von Strom ist damit grundsätzlich nicht vereinbar. Die weiteren Vorgaben zur Vermarktung ergeben sich aus § 2 AusglMechV und § 1 AusglMechAV. Danach sind die

¹⁹² Vgl. zu § 56 EEG: Hendrich, in: BerlKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 56 EEG Rn. 7; zur wortgleichen Vorschrift des EEG 2012 Altröck, in: Altröck/ Oschmann/ Theobald, § 34 Rn. 29. Vgl. im Hinblick auf § 58 EEG die Gesetzesbegründung zu § 14 EEG 2004, BT-Drs. 15/2864, S. 48.

nach der jeweiligen Prognose vorhergesagten viertelstündlichen Einspeisungen in voller Höhe an der Strombörse zu veräußern. Eine Zwischenspeicherung scheint damit ausgeschlossen.

Nach der Veräußerung an der Strombörse kann der Erwerber die erworbenen Strommengen zwischenspeichern. Er erwirbt insoweit aber kein eigenes Kennzeichnungsrecht. Vielmehr steht das Kennzeichnungsrecht als „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“, wie ausgeführt, den EVU im Gegenzug zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 EEG zu und wird insoweit von den ursprünglichen EE-Strommengen getrennt weitergegeben. Die Zwischenspeicherung „im Netz“ hat daher keinen Einfluss mehr auf das Kennzeichnungsrecht. Etwaige Speicherverluste beeinflussen auch nicht die kennzeichnungsfähige Strommenge.

2. Speicherung im System der geförderten Direktvermarktung

a) Speicherung „vor dem Netz“

Liegen die Voraussetzungen der §§ 34 ff. EEG vor, so kann der Anlagenbetreiber den EE-Strom direkt vermarkten und hierfür vom Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen (geförderte Direktvermarktung). Ebenso wie im System der festen Einspeisevergütung gilt dies auch dann, wenn der EE-Strom vor der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung und der Abnahme durch Dritte in einer Anlage i.S.v. § 19 Abs. 1 i.V.m. § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG zwischengespeichert worden ist. Der Förderanspruch besteht wiederum nur für die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird, vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 4 EEG.

Dem Anlagenbetreiber, der die geförderte Direktvermarktung in Anspruch nimmt, steht kein eigenes Kennzeichnungsrecht zu. Vielmehr hat er dem Netzbetreiber das Recht zu überlassen, den geförderten Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ zu kennzeichnen, vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 4 EEG. Dieser gibt das Kennzeichnungsrecht als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiter. Letztlich erhalten wiederum die EVU im Gegenzug zur Zahlung der EEG-Umlage das Recht, den Strom als „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ zu kennzeichnen, vgl. § 78 EEG. Die Zwischenspeicherung „vor dem Netz“ ist daher auch im System der geförderten Direktvermarktung für das Kennzeichnungsrecht ohne Bedeutung. Die kennzeichnungsfähige Menge verringert sich aber wiederum auf die eingespeiste Menge nach Speicherverlusten.

b) Speicherung „im Netz“

Eine Zwischenspeicherung „im Netz“ durch den Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter ist im System der geförderten Direktvermarktung ebenso wenig ausgeschlossen wie eine Zwischenspeicherung durch den Erwerber.

Wie ausgeführt, steht das Kennzeichnungsrecht im Falle der geförderten Direktvermarktung letztlich den EVU im Gegenzug zur Zahlung der EEG-Umlage zu. Weder der Anlagenbetreiber/Direktvermarkter noch der Erwerber des direkt vermarkteten Stroms verfügen daher über ein eigenes Kennzeichnungsrecht. Vielmehr wird dieses von den ursprünglichen EE-Strommengen getrennt weitergegeben. Somit hat eine Zwischenspeicherung des direkt vermarkteten Stroms „im Netz“ keinen Einfluss auf das Kennzeichnungsrecht. Etwaige Speicherverluste beeinflussen auch nicht die kennzeichnungsfähige Strommenge.

3. Speicherung im System der sonstigen Direktvermarktung

a) Speicherung „vor dem Netz“

Der Anlagenbetreiber kann den erzeugten EE-Strom nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG auch ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung direkt vermarkten (sonstige Direktvermarktung). In diesem Fall

stellt das Umweltbundesamt als zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber nach § 79 EEG Herkunftsnachweise aus. Nach § 5 Nr. 20 EEG ist ein „Herkunftsnachweis“ ein „elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde“. Herkunftsnachweise können gemäß § 16 der Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung (HkNDV) auch übertragen werden.

Der Anlagenbetreiber, dem Herkunftsnachweise auszustellen sind, kann gemäß § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG auch der Betreiber eines Stromspeichers sein. Gleiches regelt auch § 6 i.V.m. § 2 Nr. 1 HkNDV, der ausdrücklich auf § 5 Nr. 1 EEG verweist. Die Zwischenspeicherung „vor dem Netz“ in einer Anlage nach § 5 Nr. 1 EEG schließt daher die Ausstellung von Herkunftsnachweisen nicht aus. Nach der Systematik des EEG ist aber davon auszugehen, dass Herkunftsnachweise nur für die tatsächlich in das Netz eingespeiste Strommenge ausgestellt werden können, also unter Abzug der Speicherverluste. Dementsprechend nimmt auch § 6 Abs. 1 Nr. 3 HkNDV, der die Voraussetzungen für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen weiter präzisiert, auf die „ins Netz eingespeiste Strommenge“ Bezug.

b) Speicherung „im Netz“ für den Normalfall

Eine Zwischenspeicherung „im Netz“ ist bei der sonstigen Direktvermarktung nicht ausgeschlossen. Fraglich ist, ob die Zwischenspeicherung zu einer Entwertung von Herkunftsnachweisen entsprechend der eingespeicherten Strommenge führt.

Gemäß § 17 Abs. 2 HkNDV erfolgt die Entwertung von Herkunftsnachweisen auf Antrag des Inhabers, wenn dieser die Herkunftsnachweise für an Letztverbraucher gelieferte Strommengen zum Zwecke der Stromkennzeichnung gemäß § 42 EnWG verwendet. Der Inhaber ist jedoch frei zu bestimmen, für welche Strommengen er die für ihn ausgestellten Herkunftsnachweise verwenden möchte. Dementsprechend führt die Zwischenspeicherung der direkt vermarkteten Strommenge „im Netz“ als solche nicht zur Entwertung von Herkunftsnachweisen. Auch ein Antrag des Inhabers auf Entwertung für die Speicherung ist nicht zu erwarten. Daher kann offen bleiben, ob die Zwischenspeicherung von Strommengen eine Lieferung an Letztverbraucher i.S. der HkNDV darstellen kann.

Besonderheiten gelten im Falle der sog. „optionalen Kopplung“, vgl. unten c).

c) Speicherung „im Netz“ für den Fall der optionalen Kopplung

§ 8 Abs. 3 HkNDV enthält eine Sonderregelung zur sog. optionalen Kopplung von EE-Strommengen und Herkunftsnachweisen. Danach kann der Anlagenbetreiber die zusätzliche Angabe im Herkunftsnachweis beantragen, dass er die Strommenge, die dem Herkunftsnachweis zugrunde liegt, an das darin bezeichnete EVU veräußert und geliefert hat, an das es auch den Herkunftsnachweis übertragen wird. Der Anlagenbetreiber ist in diesem Fall verpflichtet, den Strom, der diesen Herkunftsnachweisen zugrunde liegt, tatsächlich an das bezeichnete EVU zu liefern. Wird der Herkunftsnachweis anschließend von dem EVU an einen Dritten weiter übertragen, entfällt die zusätzliche Angabe.

Macht der Anlagenbetreiber von dieser Sonderregelung Gebrauch, so ist fraglich, ob eine Zwischenspeicherung der dem Herkunftsnachweis zu Grunde liegenden Strommenge zulässig ist. Hiergegen könnte sprechen, dass die gekennzeichnete EE-Strommenge durch die Zwischenspeicherung (in einem chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher) im physikalischen Sinn verbraucht worden ist. Der – nach Rückverstromung – wieder in das Netz eingespeiste Strom erfüllt seinerseits aber nicht die Voraussetzungen für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen, wenn für den Anlagenbegriff des § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG mit dem überwiegenden Verständnis auf den ausschließlichen physikalischen Bezug von EE-Strom abgestellt wird. Insoweit fehlt es an einer Anlage i.S.v. § 79 i.V.m. § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG bzw. § 6 i.V.m. § 2 Nr. 1 HkNDV und § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG, da der Strombezug des Speichers aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt und der Speicher

daher nicht ausschließlich zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnimmt und rückverstromt. Auch der Referentenentwurf einer Änderung der HkNDV sieht insoweit keine Änderung vor.¹⁹³

Entscheidend ist daher, ob eine bilanzielle Betrachtung zulässig ist, die ein- und ausgespeicherte Strommengen als deckungsgleich ansieht, so dass die Kopplung von Strommenge und Herkunftsnachweis i.S.d. § 8 Abs. 3 HkNDV gewahrt bleibt. Für eine solche Sichtweise könnte sprechen, dass der EE-Strom mit Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung ohnehin nicht mehr abgrenzbar vorhanden ist, ohne dass dies die Möglichkeit der optionalen Kopplung von EE-Strommenge und Herkunftsnachweis ausschließt. Andererseits enthält das EEG jedoch keine Sonderregelung, die eine Abweichung von § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG vorsieht. Anders als im Normalfall beruht die optionale Kopplung auch gerade auf der Vorstellung, dass der Strom, der diesen Herkunftsnachweisen zugrunde liegt, „tatsächlich“ an das bezeichnete EVU geliefert wird. Die Möglichkeit einer solchen bilanziellen Betrachtung muss daher als offen angesehen werden.

Sollte eine bilanzielle Betrachtung anerkannt werden, so würde die Verwendung der Herkunftsnachweise durch die Zwischenspeicherung nicht ausgeschlossen. Es wäre jedoch davon auszugehen, dass Herkunftsnachweise nach § 8 Abs. 3 HkNDV nur für die Strommenge nach Speicherverlusten verwendet werden könnten. Sofern der Anlagenbetreiber nicht von vornherein ein um die Speicherverluste verringerte Strommenge zu Grunde gelegt hat, müssten überschüssige Herkunftsnachweise entwertet werden. Eine ausdrückliche Regelung hierzu enthält die HkNDV nicht, was gleichfalls die Zulässigkeit einer bilanziellen Betrachtungsweise in Frage stellt. Denkbar wäre aber eine Auslegung des § 17 Abs. 6 HkNDV dahingehend, dass die Herkunftsnachweise infolge der Stromspeicherung (nunmehr) „auf Basis unrichtiger Strommengendaten ausgestellt“ wurden oder an einem „besonders schwerwiegenden und offensichtlichen Fehler leiden“. Der Inhaber hätte daher insoweit die Entwertung zu beantragen. Denkbar wäre auch eine analoge Anwendung des § 17 Abs. 6 HkNDV, da der Gesetzgeber die Möglichkeit der Stromspeicherung „im Netz“ offenbar nicht bedacht hatte.

4. Zwischenergebnis

Im Ergebnis beeinträchtigt die Zwischenspeicherung „im Netz“ die Verwendung von Herkunftsnachweisen grundsätzlich nicht. Dies gilt sowohl bei Förderung des Stroms durch feste Einspeisevergütung oder Marktprämie als auch bei sonstiger Direktvermarktung.

Lediglich im Fall der sonstigen Direktvermarktung mit optionaler Kopplung nach § 8 Abs. 3 HkNDV ist offen, ob diese Herkunftsnachweise nach Zwischenspeicherung weiterhin verwendet werden können. Jedenfalls könnten die Herkunftsnachweise nur noch für die Strommenge unter Abzug der Speicherverluste verwendet werden.

VI. Ergebnis

In AP 1.2 war darzustellen, welche Belastungen bei der Einspeicherung von Strom in Batteriespeicher grundsätzlich anfallen können (Netzentgelte i.e.S., Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Konzessionsabgaben, KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen, EEG-Umlage, Stromsteuer und Umsatzsteuer). Es sind zudem die Anforderungen der für die Einspeicherung in Betracht kommenden gesetzlichen Befreiungs- und Reduzierungstatbestände dargestellt worden.

Im Anschluss erfolgte eine Analyse der konkreten Belastungssituation bei der Stromspeicherung im Cloudmodell. In Primärnutzung konnte das Anfallen der folgenden Belastungen im Hinblick auf die eingespeicherten Strommengen ermittelt werden, wobei die Beurteilung teilweise nicht abschließend geklärt ist:

¹⁹³ Abrufbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/bilder/dateien/uba_-_novelle_hkndv_entwurf_und_synopse.pdf.

- Haushaltsspeicher: Es sind Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, EEG-Umlage (reduziert, ggf. gänzlicher Wegfall bei Kleinanlagen) und Umsatzsteuer zu zahlen.
- Arealspeicher: Es sind Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, KWKG-Umlage und EEG-Umlage (reduziert, ggf. gänzlicher Wegfall bei Kleinanlagen) zu zahlen, möglicherweise auch netzbezogene Umlagen.
- Campusspeicher: Es sind Netzentgelte i.e.S. (ggf. reduziert nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV), Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Konzessionsabgaben (ggf. Befreiung nach § 2 Abs. 4 KAV), KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen, EEG-Umlage und Umsatzsteuer zu zahlen.
- Ortsnetzspeicher: Vorbehaltlich der generellen Zulässigkeit des Betriebes eines Ortsnetzspeicher, vgl. AP 2.1, ist davon auszugehen, dass lediglich die bei einem Stromkauf durch den Netzbetreiber anfallende Umsatzsteuer zu zahlen ist.

Eine Differenzierung der Belastungssituation nach den verschiedenen Speichertypen ist im Falle der Sekundärnutzung grundsätzlich nicht erforderlich, da die maßgeblichen Parameter im Wesentlichen identisch sind. In Sekundärnutzung ist anzunehmen, dass Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung sowie die KWKG-Umlage, möglicherweise auch die netzbezogenen Umlagen zu zahlen sind. Der Cloudbetreiber zahlt zudem Umsatzsteuer auf diese Leistungen. Allerdings bestehen Unsicherheiten der Beurteilung aufgrund der Neuartigkeit dieses Speichermodells. Dies gilt zum einen in Bezug auf die Verneinung der Letztverbraucher-Eigenschaft nach § 3 Nr. 25 EnWG für den einspeichernden Verbraucher; dies ist nach hiesigem Verständnis der Cloudbetreiber, der den einzuspeichernden Strom nicht i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG kauft. Zum anderen bestehen hinsichtlich der EEG-Umlage insoweit Zweifel, als eine Befreiung voraussetzt, dass eine getrennte Betrachtung von Primär- und Sekundärnutzung „wie zwei Speicher“ möglich ist; Gleiches könnte auch für die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG gelten.

Soweit bestimmte Belastungen in Primärnutzung anfallen, ist hinsichtlich des Zahlungspflichtigen zu differenzieren: Netzentgelte i.e.S. und i.w.S., KWKG-Umlage und netzbezogene Umlagen sind von dem Vertragspartner des Netznutzungsvertrags (Primärnutzer oder dessen Lieferant) zu tragen; Gleiches gilt im Ergebnis für die Konzessionsabgabe, da der zahlungspflichtige Netzbetreiber diese regelmäßig über den Netznutzungsvertrag weitergeben wird. Die EEG-Umlage ist im Falle einer Lieferung des einzuspeichernden Stroms durch den Lieferanten zu zahlen, bei sonstigem Strombezug (Eigenversorgung, Strombörse) von dem Primärnutzer. Stromsteuer ist bei Leistung des einzuspeichernden Stroms durch den Versorger zu zahlen, bei Selbstversorgung durch den Primärnutzer.

In Sekundärnutzung sind Netzentgelte i.e.S. (soweit ausnahmsweise anfallend), Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, KWKG-Umlage und möglicherweise netzbezogene Umlagen sowie die darauf entfallende Umsatzsteuer durch den Cloudbetreiber als Partei des Netznutzungsvertrages zu zahlen. Von wem die EEG-Umlage zu entrichten ist, scheint bislang nicht eindeutig geklärt: Diese könnte vom Cloudbetreiber als Letztverbraucher oder alternativ vom Sekundärnutzer, falls dieser als Lieferant des Cloudbetreibers anzusehen sein sollte, zu zahlen sein. In wirtschaftlicher Hinsicht dürften sich aber kaum Unterschiede ergeben, da der Cloudbetreiber im ersten Fall die wirtschaftliche Belastung durch die EEG-Umlage regelmäßig an den Sekundärnutzer weitergeben wird.

Da die untersuchten Belastungen in Sekundärnutzung durch das Eingreifen weitreichender Befreiungen im Hinblick auf Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer sowie durch das Fehlen eines Letztverbrauchers i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG (relevant für Konzessionsabgaben und möglicherweise netzbezogene Umlagen) bereits stark eingeschränkt sind, ist der Raum für Optimierungen beschränkt. Von Vorteil wäre die Sicherstellung der getrennten Behandlung von Primärnutzung und Sekundärnutzung „wie zwei Speicher“, um das Eingreifen der Befreiungen von EEG-Umlage und ggf. auch Netzentgelten abzusichern. Hierfür wäre auch die Übergabe von beladenen Speichern von einer Nutzungsform in die andere zu vermeiden. Eine getrennte oder kombinierte Betrachtung der Nutzungsformen könnte auch Unterschiede im Hinblick auf die – wenn überhaupt anfallenden – Netzentgelte bedeu-

ten, d.h. ob der Leistungspreis gemeinsam oder gesondert berechnet wird, nach den Feststellungen im Vorgängerprojekt sind hier jedoch kaum nennenswerte Vorteile zu erwarten. Schließlich kann die Belastungssituation durch verstärkte Durchführung einer rein virtuellen Speicherung ohne die physische Ein- und Ausspeicherung von Strommengen optimiert werden. In diesem Fall würden auch die KWKG-Umlage und die netzbezogenen Umlagen nicht anfallen.

Finanzielle Vorteile der Stromspeicherung aufgrund der Vereinnahmung von Entgelten für dezentrale Einspeisung nach § 18 Abs. 1 StromNEV sind nicht abschließend geklärt. Wurde der eingespeicherte Strom über das Netz bezogen, wie im Falle der Sekundärnutzung, so müssten zunächst die Auswirkungen für die Netznutzung näher untersucht werden. Im Ergebnis erscheint es aber nicht ausgeschlossen, dass Stromspeicher auch im Falle des Netzbezugs des eingespeicherten Stroms zumindest in bestimmten Fallgestaltungen als dezentrale Erzeugungsanlagen im Sinne des § 18 Abs. 1 StromNEV anzusehen sind und daher vermiedene Netzentgelte vereinnahmen können. Allerdings sollen vermiedene Netzentgelte nach dem Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes für Neuanlagen mittelfristig entfallen.

Die Nutzung von Herkunftsnachweisen für Strom wird durch die Zwischenspeicherung „im Netz“ im Ergebnis grundsätzlich nicht beeinträchtigt. Dies gilt sowohl bei Förderung des Stroms durch feste Einspeisevergütung als auch bei geförderter oder sonstiger Direktvermarktung. Lediglich im Fall der sonstigen Direktvermarktung mit optionaler Kopplung nach § 8 Abs. 3 HkNDV ist offen, ob die ausgestellten Herkunftsnachweise nach Zwischenspeicherung weiterhin verwendet werden können; jedenfalls könnten sie nur noch für die Strommenge unter Abzug der Speicherverluste verwendet werden.

AP 2: Batteriespeicher und Verteilernetzbetrieb

AP 2.1: Betrieb eigener Batteriespeicher durch den VNB

Bislang befassen sich nur wenige Stimmen in der Literatur, sehr wenige Äußerungen der Regulierungsbehörden und keinerlei gerichtliche Entscheidungen mit Fragen der Entflechtung im Zusammenhang mit dem Betrieb von Batterie- oder sonstigen Stromspeichern.

Wie bereits in AP 1 angesprochen, enthält das EnWG zwar in den §§ 6a, 6b und 7b EnWG spezielle Entflechtungsvorschriften für Betreiber von (Gas-)Speicheranlagen, nicht aber für die Betreiber von Stromspeichern. In der Literatur wird deshalb vereinzelt vertreten, dass die Stromspeicherung nach geltendem Recht keinen Entflechtungsanforderungen unterliege.¹⁹⁴ Nach anderer Auffassung ergeben sich hingegen bereits aus den geltenden Vorschriften zur Entflechtung der Stromnetze Anforderungen, die auch die Entflechtung von Stromspeichern betreffen.¹⁹⁵

Insbesondere die Frage, ob Stromspeicher unter Umständen von Netzbetreibern eingesetzt oder genutzt werden dürfen und in diesen Fällen entflechtungsrechtlich dem Stromnetz zugerechnet werden können, wird in der Literatur bereits diskutiert. Vielfach wird ein solcher Betrieb nicht generell ausgeschlossen.¹⁹⁶ Die Bundesnetzagentur sieht in einem Positionspapier aus dem Jahr 2011 dagegen den Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber als rechtlich und wirtschaftlich problematisch an.¹⁹⁷

Im nachfolgenden Arbeitspaket soll untersucht werden, wie das Verhältnis von Batteriespeicherbetrieb und Verteilernetzbetrieb nach geltendem Recht gestaltet ist und ob die im Cloudmodell für den Einsatz des Ortsnetzspeichers in Aussicht genommenen Einsatzzwecke sich vor dem geltenden Rechtsrahmen realisieren lassen. Im Anschluss sollen bei Veranlassung mögliche Anpassungsvorschläge diskutiert und zukünftige Entwicklungen des Rechtsrahmens angesprochen werden.

I. Entflechtungsrechtliche Grundlagen

Auf Grundlage der europarechtlichen Vorgaben zuletzt der EltRL und GasRL 2009 wurde im EnWG die derzeit geltenden Entflechtungsregelungen geschaffen. Diese gelten teilweise, vgl. §§ 6a und 6b EnWG, sowohl für Verteiler- als auch Transportnetzbetreiber, teilweise aber auch nur für Verteilernetzbetreiber, vgl. §§ 7, 7a EnWG, oder nur für Transportnetzbetreiber, vgl. §§ 8 ff. EnWG. Bestimmte Regelungen gelten nach der sog. de-minimis-Regelung zudem nicht für kleinere Netzbetreiber, d.h. solche mit unter 100.000 angeschlossenen Kunden, vgl. §§ 7, 7a EnWG, da hier der Aufwand der rechtlichen und operationellen Entflechtung als unverhältnismäßig angesehen wird.¹⁹⁸

1. Geregelte Entflechtungsarten

Für die hier zu untersuchende Zulässigkeit des Stromspeicherbetriebs durch einen Verteilernetzbetreiber sind zunächst die für Stromverteilernetzbetreiber geltenden Entflechtungsvorschriften maßgeblich. In den Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG finden sich Regelungen zur Verwendung von Informationen (auch teilweise bezeichnet als „informationelle Entflechtung“¹⁹⁹ oder „informativische Entflechtung“²⁰⁰), zur buchhalterischen, rechtlichen und operationellen Entflechtung. Nicht relevant sind im vorliegenden Zusammenhang die teilweise abweichenden Entflechtungsanforderungen

¹⁹⁴ So Wieser, EurUP 2011, 176, 182.

¹⁹⁵ Weyer/Lietz, in: EFZN, BMWi-Speicherstudie, S. 139 ff.; Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241 und 356.

¹⁹⁶ Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 80; Weyer/Lietz, in: EFZN, BMWi-Speicherstudie, S. 139 ff.; Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241; Schwintowski, EWeRK 2014, 271, 272.

¹⁹⁷ BNetzA, Smart Grid und Smart Market, S. 31 f.

¹⁹⁸ BT-Drs. 15/3917, S. 52.

¹⁹⁹ BT-Drs. 17/6072, S. 57; Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 242.

²⁰⁰ De Wyl/Finke, in: Schneider/Theobald, § 4 Rn. 37.

gen an Transportnetzbetreiber (§§ 8 ff. EnWG) und Transportnetzeigentümer (§ 7b EnWG). Nicht unmittelbar anwendbar sind auch die Sonderregelungen für die Entflechtung der Betreiber von (Gas-)Speicheranlagen (§§ 6a, 6b, 7b EnWG), vgl. im Einzelnen II. Allerdings ist an späterer Stelle zu prüfen, ob die dortigen Rechtsgedanken (teilweise) auch auf die Entflechtung des Stromspeicherbetriebs zu übertragen sind (unten III.3.).

a) Verwendung von Informationen

Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen i.S.d. § 3 Nr. 38 EnWG, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speicheranlagenbetreiber und Betreiber von LNG-Anlagen haben gem. § 6a Abs. 1 EnWG sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit von wirtschaftlich sensiblen Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer jeweiligen Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt haben, gewahrt bleibt. Nach § 6a Abs. 2 S. 1 EnWG ist bei einer Offenlegung von Informationen über eigene Tätigkeiten, die Dritten wirtschaftliche Vorteile bringen können, sicherzustellen, dass die Offenlegung in nicht diskriminierender Weise erfolgt. Schließlich sind nach § 6a Abs. 2 S. 2 EnWG auch gegenüber anderen Teilen des Unternehmens wirtschaftlich sensible Informationen vertraulich zu behandeln.

In § 6a EnWG finden sich daher Regelungen für den Umgang mit zwei zu differenzierenden Arten von Informationen: Die in § 6a Abs. 1 EnWG getroffenen Vorgaben zielen auf die Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler „fremder“ Informationen („Netzkundeninformationen“) ab. § 6a Abs. 2 EnWG betrifft dagegen den diskriminierungsfreien Umgang mit wirtschaftlich relevanten „eigenen“ Informationen des Netzbetreibers („Netzinformationen“).²⁰¹ Hierbei dient die Pflicht nach § 6 Abs. 2 EnWG zu diskriminierungsfreier Offenlegung von „Netzinformationen“ in erster Linie der Sicherstellung eines unverfälschten Wettbewerbs zwischen den Netznutzern. Dagegen dient die Regelung des § 6 Abs. 1 EnWG zum vertraulichen Umgang mit Netzkundeninformationen nicht nur der Sicherung eines unverfälschten Wettbewerbs, sondern auch dem Schutz derjenigen, mit deren Daten umgegangen wird.²⁰²

b) Buchhalterische Entflechtung

Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen i.S.d. § 3 Nr. 38 EnWG sowie rechtlich selbständige Netzbetreiber und Speicheranlagenbetreiber haben nach § 6b Abs. 1 und 2 EnWG Jahresabschlüsse und Lageberichte nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften aufzustellen, prüfen zu lassen und offenzulegen. Nach § 6b Abs. 3 EnWG sind für die Tätigkeitsbereiche der Elektrizitätsübertragung, der Elektrizitätsverteilung, der Gasfernleitung, der Gasverteilung, der Gasspeicherung und des Betriebs von LNG-Anlagen jeweils getrennte Konten zu führen. Weitere gesonderte Konten sind für sonstige Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors, für sonstige Tätigkeiten innerhalb des Gassektors sowie für sonstige Tätigkeiten außerdem des Strom- und Gassektors vorgeschrieben.

Zweck der Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung ist vornehmlich, dass nur bei einer klaren Differenzierung zwischen den verschiedenen Tätigkeitsbereichen bei der Rechnungslegung eine korrekte Kostenzuordnung zum Netz hergestellt und damit eine Quersubventionierung und Diskriminierung zwischen Netzbetrieb und anderen Tätigkeitsfeldern effektiv erkannt und vermieden werden kann.²⁰³ Die eindeutige Zuordnung von Abrechnungspositionen zum Netzbetrieb ermöglicht zudem erst die Ermittlung der zulässigerweise auf die Netznutzer umlegbaren Kostenpositionen. Hiermit korrespondiert auch, dass die Beschränkung der buchhalterischen Entflechtung auf vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen aufgegeben und auch rechtlich selbstständige Netzbetreiber als Adressaten einbezogen wurden.

²⁰¹ De Wyl/Finke, in: Schneider/Theobald, § 4 Rn. 37.

²⁰² Vgl. Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 242 m.w.N. auch zu abweichenden Ansätzen.

²⁰³ BT-Drs. 15/3917, S. 55.

c) Rechtliche Entflechtung

Aus § 7 Abs. 1 EnWG ergibt sich, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen die Unabhängigkeit verbundener Verteilernetzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung hinsichtlich ihrer Rechtsform sicherzustellen haben. Folglich muss sich das Netz in den Händen einer anderen Gesellschaft als die Erzeugungs- und/oder Vertriebspartie befinden.²⁰⁴ Mit den Regelungen zur rechtlichen Entflechtung wird die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien und transparenten Netzbetriebs zur Erreichung eines wirksamen Wettbewerbs bezweckt.²⁰⁵

Nach der sog. de-minimis-Regelung sind Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden von dieser Verpflichtung ausgenommen, vgl. § 7 Abs. 2 S. 1 EnWG.

d) Operationelle Entflechtung

Mit den Regelungen zur operationellen Entflechtung in § 7a EnWG wurden verschiedene Vorgaben für Verteilernetzbetreiber geschaffen, die die Organisation, Entscheidungsgewalt und Ausübung des Netzgeschäfts betreffen und dem Zweck der Gewährleistung von Transparenz und Diskriminierungsfreiheit dienen.²⁰⁶ So dürfen bspw. Angestellte, vor allem solche mit Leitungsfunktionen, nicht in Überschneidungsbereichen von Netz und Vertrieb tätig sein, sondern es muss eine eindeutige Zuweisung zu einem Bereich erfolgen. Hintergrund dieser Regelungen ist vornehmlich, dass der rein formale Vollzug einer rechtlichen Entflechtung zur Herstellung und Gewährleistung eines wirksamen Wettbewerbs als nicht ausreichend angesehen wird.²⁰⁷

Auch hier gilt eine sog. de-minimis-Regelung, nach der Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden von den Verpflichtungen zur operationellen Entflechtung ausgenommen sind.

2. Sinn und Zweck entflechtungsrechtlicher Vorschriften

Die Entflechtungsregulierung gründet im Kern auf der Trennung des Netzbetriebs als Bewirtschaftung eines natürlichen Monopoles von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung mit dem Zweck der diskriminierungsfreien und transparenten Ausgestaltung des Netzbetriebs,²⁰⁸ vgl. § 6 Abs. 1 S. 1 und 2 EnWG, Erwägungsgründe 8 und 9 GasRL 2009. Der Netzbetrieb sollte damit vor allem von Tätigkeiten in „wettbewerblichen“ Bereichen getrennt, also entflochten werden, um die Privilegierung einer eigenen Erzeugungs- und Vertriebspartie zum Nachteil von Wettbewerbern zu verhindern.²⁰⁹

Dies macht bspw. die vielfache Anknüpfung der Entflechtungsvorschriften an vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen i.S.d. § 3 Nr. 28 EnWG deutlich, vgl. §§ 6 Abs. 1 S. 1, 7 Abs. 1, 7a Abs. 1, 10 Abs. 1 und 2 EnWG, aus der sich das gesetzgeberische Ziel ableiten lässt, die Unabhängigkeit der Geschäftsbereiche des Netzbetriebs von den anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung, die dem Wettbewerb zugänglich sind, sicherzustellen.²¹⁰ Zudem soll eine verdeckte Quersubventionierung zwischen Netzbetrieb und anderen Bereichen verhindert werden, vgl. auch § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG, um die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit der den Netznutzern in Rechnung gestellten Netzentgelte sicherzustellen.²¹¹ Über die hiermit adressierte Netzentgeltregulierung sollen in

²⁰⁴ Säcker/Schönborn, in: *BerlKomEnR*, § 7 EnWG Rn. 21.

²⁰⁵ Säcker/Schönborn, in: *BerlKomEnR*, § 7 EnWG Rn. 1.

²⁰⁶ De Wyl/Finke, in: *Schneider/Theobald*, § 4 Rn. 128.

²⁰⁷ Säcker/Schönborn, in: *BerlKomEnR*, § 7a EnWG Rn. 2.

²⁰⁸ BT-Drs. 17/6072, S. 54, linke Spalte; Storr, in: *Baur et al.*, Kap. 88, Rn. 1; Säcker/Schönborn, in: *BerlKomEnR*, § 6 EnWG, Rn. 3.

²⁰⁹ Storr, in: *Baur et al.*, Kap. 88, Rn. 1; vgl. auch BT-Drs. 17/6072, S. 54, linke Spalte.

²¹⁰ Vgl. auch BT-Drs. 15/3917, S. 51.

²¹¹ Vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 51; BT-Drs. 17/6072, S. 54.

den Mitgliedsstaaten zudem „Anreize für die notwendigen Investitionen“ in die Netzinfrastruktur geschaffen werden, vgl. Erwägungsgrund 9 GasRL 2009.

Wie oben bereits erwähnt, ergeben sich in Bezug auf einige der geregelten Entflechtungsvorschriften noch weitere, die Gewährleistung von Wettbewerb flankierende Gesetzeszwecke: Die Vorgaben zur informationellen Entflechtung nach § 6a Abs. 1 EnWG dienen auch dem Schutz der vertraulichen Daten von Netzkunden²¹² und die Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung nach § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG haben den Zweck der korrekten Kostenzuordnung zum Netzbetrieb in Abgrenzung zu anderen Tätigkeiten.²¹³

3. Aktuelle Tendenzen im Entflechtungsrecht

Mittlerweile, mehrere Jahre nach Inkrafttreten der Vorgaben des 3. Energiebinnenmarktpaketes, das mit seinen Regelungen der EltRL und GasRL 2009 vor allem strenge Vorgaben für den Transportnetzbetrieb vorsieht, werden sowohl auf Gemeinschaftsebene als auch in der Praxis der nationalen Regulierungsbehörden Tendenzen sichtbar, die Entflechtungsvorschriften stärker einzelfallbezogen und im konkreten Fall nur so streng wie nötig anzuwenden. Teilweise wird auch eine Einschränkung der Entflechtungsanforderungen in Erwägung gezogen. Dies ergibt sich beispielsweise aus aktuellen Zertifizierungsentscheidungen der Bundesnetzagentur,²¹⁴ verschiedenen gemeinschaftsrechtlichen Dokumenten und auch aus der allgemeinen rechtswissenschaftlichen Diskussion.²¹⁵

Die Kommission geht mittlerweile davon aus, dass bei der Prüfung der Entflechtungsanforderungen für Transportnetzbetreiber generell einzelfallabhängig geprüft werden müsse, ob eine konkrete Entflechtungsnotwendigkeit aufgrund bestehender Interessenkonflikte festgestellt werden könne.²¹⁶ Eine solche Entflechtungsnotwendigkeit soll bspw. umso weniger gegeben sein, je größer der räumliche Abstand zwischen den möglicherweise konfligierenden Tätigkeiten ist. Auch dann, wenn Erzeugungsaktivität einer festen Vergütung und damit nicht dem Marktpreis unterliege, reduziere sich die Möglichkeit eines Interessenkonfliktes und damit die Notwendigkeit einer Entflechtung.²¹⁷

II. Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Gasspeichern

1. Entwicklung der Entflechtungsvorgaben für Speicheranlagenbetreiber

Im EnWG 2005 fanden sich in Umsetzung der GasRL 2003 zunächst nur Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung und zur Verwendung von Informationen für Speicherbetreiber. Erst aufgrund der GasRL 2009, vgl. Art. 15 Abs. 1, wurden im EnWG auch Vorschriften für die rechtliche und operatio-

²¹² De Wyl/Finke, in: Schneider/Theobald, § 4 Rn. 44, ERGEG, Leitlinien für eine gute Umsetzung zur operativen und informatorischen Entflechtung von Verteilernetzbetreibern, S. 12; Storr, in: Baur et al., Kap. 88, Rn. 44; Eder, in: Danner/Theobald, § 9 EnWG (a.F.) Rn. 17 ff.; Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 241; a.A. Säcker/Schönborn, in: BerlKomEnR, § 6a EnWG Rn 6.

²¹³ Vermerk der GD Energie und Verkehr zur den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt vom 16.1.2004, Die Entflechtungsregulierung, S. 22; Gemeinsame Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen v. 1.3.2006, S. 28; vgl. bereits Weyer/Lietz, ZNER 2014, Teil 1 241, 242.

²¹⁴ Vgl. bspw. die Zertifizierung des Unternehmens GASCADE vom 5.2.2013, BK7- 12-13.

²¹⁵ Hampel, in: Hempel/Franke, Energieregulierung Spezial, Nr. III/2013, S. 9; European Commission, SWD(2013) 177 final, dated 8 May 2013, Commission Staff Working Document, Ownership Unbundling, The Commission's Practice in assessing the Presence of a Conflict of Interest including in case of Financial Investors, S. 4 ff.; Abegg / Brinkmann / Brunekreeft / Götz / Krancke / Müller / Schmidt, N&R 2015, Beilage 1 S. 1 ff., insbesondere S. 12 ff.; Brunekreeft, Bremen Energy Working Papers Nr. 15, 16, 18, 19; CEER Advice on Demand-Side Flexibility, S. 23, CEER, Status Review „Smart Regulation“, S. 37 ff.; Findeisen/ Koch, S. 1.

²¹⁶ Commission Staff Working Document, The Commission's Practice in assessing the Presence of a Conflict of Interest including in case of Financial Investors, S. 4 ff.

²¹⁷ Commission Staff Working Document, The Commission's Practice in assessing the Presence of a Conflict of Interest including in case of Financial Investors, S. 7.

nelle Entflechtung von Speicheranlagen geschaffen, wenn diese für einen effizienten Netzzugang technisch und wirtschaftlich erforderlich sind.

Zweck dieser allmählichen Ausdehnung der Entflechtungsvorschriften auf Speicheranlagenbetreiber war vor allem, dass der Gemeinschaftsgesetzgeber Defizite beim Speicherzugang erkannt hatte und beheben wollte, vgl. Erw. Gr. (24) GasRL 2009; das Zugangsregime sollte allerdings selbst nicht noch strengere Vorgaben erhalten, man entschied sich statt dessen dafür, durch eine deutlichere Trennung von Netz und Speicher die Einflussnahmemöglichkeiten und damit verbundene Diskriminierungsanreize der Netzbetreiber in Bezug auf Speicher einzudämmen.²¹⁸ Die EU-Kommission ging daher sogar davon aus, dass eine rechtliche und operationelle Entflechtung von Gasspeichern damit auch nur dann in Betracht kommt, wenn zu der Gasspeicheranlage auch gesetzliche Zugangsansprüche Dritter bestehen.²¹⁹

Die Regelungen zur Verwendung von Informationen und zur buchhalterischen Entflechtung von Speicheranlagenbetreibern finden sich heute in §§ 6a und 6b EnWG. Mit den § 7b EnWG i.V.m. §§ 7 Abs. 1 und 7a Abs. 1 bis 5 EnWG wurden die Vorgaben zur rechtlichen und operationellen Entflechtung umgesetzt. Ausnahmen von dem strengen Entflechtungsregime können sich ergeben, wenn Gasspeicher den in § 28a EnWG, Art. 36 GasRL 2009 genannten „neuen Infrastrukturen“ unterfallen.

Schließlich werden Speicheranlagen auch teilweise in den Vorschriften zur Entflechtung von Fernleitungsnetzbetreibern genannt, vgl. §§ 10a und c EnWG, die eine Entflechtung auch von Tätigkeiten im Bereich der Speicherung von Erdgas vorsehen.

2. Regelungen des EnWG zur Entflechtung von Speicheranlagenbetreibern

Die oben bereits dargestellten Entflechtungsarten der §§ 6a Abs. 1 und 2 (informationelle Entflechtung) und 6b Abs. 3 EnWG (buchhalterische Entflechtung), vgl. I.1. a) und b), gelten ihrem Wortlaut nach ausdrücklich auch für die Betreiber von Speicheranlagen. Diese Entflechtungsanforderungen greifen unabhängig davon ein, ob der Speicheranlagenbetreiber zu einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen gehört oder nicht.²²⁰

Über § 7b EnWG können zudem die Vorschriften für die rechtliche und operationelle Entflechtung nach den § 7 Abs. 1 und § 7a Abs. 1 bis 5 EnWG grundsätzlich auch für Speicheranlagenbetreiber Anwendung finden. Diese müssen allerdings Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens i.S.d. § 3 Nr. 38 EnWG sein. Zudem gelten die Vorschriften für die rechtliche und operationelle Entflechtung nur für Speicheranlagen, zu denen „der Zugang technisch und wirtschaftlich erforderlich ist für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung von Kunden“. § 7b EnWG selbst enthält keine Konkretisierung dieser letztgenannten Anforderung. Demgegenüber ist im Rahmen der Speicherzugangsregelung in § 28 Abs. 1 S. 2 EnWG bestimmt, dass der Zugang zu einer Speicheranlage als technisch oder wirtschaftlich erforderlich für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung von Kunden gilt, wenn es sich bei der Speicheranlage um einen Untergrundspeicher, mit Ausnahme unterirdischer Röhrenspeicher, handelt. Die Übertragbarkeit dieser Regelung auf § 7b EnWG könnte insoweit in Zweifel gezogen werden, als § 28 Abs. 1 S. 2 EnWG von einer „technischen oder wirtschaftlichen“ Erforderlichkeit spricht, § 7b dagegen von einer „technisch und wirtschaftlichen“ Erforderlichkeit.

²¹⁸ Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vom 19.09.2007, KOM (2007), 529 endg., S. 20 und S. 28, Erw.gr. (15) des Richtlinienentwurfes.

²¹⁹ Commission Staff Working Paper, Third-Party Access to Storage Facilities, S. 7.

²²⁰ Dies ist für § 6a EnWG nicht völlig unbestritten. Wie hier Fischerauer, S. 273 f.; Weyer, in: FS Salje, S. 459, 467; wohl auch Knauff, in: Kment, § 6a Rn. 3; Säcker/Schönborn, in: BerlKomEnR, § 6a EnWG Rn. 25. A.A. Schmutzer/Schoon/Stolzenburg, in: PK EnWG, § 6a EnWG Rn. 9, 58.

In den Regelungen der GasRL ist eine solche Differenzierung dagegen nicht anzutreffen. Vielmehr verweist die Regelung zur rechtlichen und operationellen Entflechtung (Art. 15 Abs. 1 UAbs. 2 GasRL 2009) unmittelbar auf die Regelung zum Drittzugang zu Speicheranlagen (§ 33 GasRL 2009). Auch die Wortwahl in beiden Vorschriften ist insoweit identisch, vgl. Art. 15 Abs. 1 UAbs. 2, Art. 33 Abs. 1 UAbs. 1 GasRL 2009 („technisch und/oder wirtschaftlich erforderlich“). Die Kommission hat diesbezüglich bestätigt, dass die Entscheidung über die technische und/oder wirtschaftliche Erforderlichkeit im Rahmen des Drittzugangs auch die Anwendbarkeit der Entflechtungsanforderungen nach Art. 15 Abs. 1 GasRL 2009 bestimmt.²²¹ Es scheint daher geboten, die Erforderlichkeitsbegriffe des Speicherzugangsanspruchs nach § 28 EnWG und der rechtlichen und operationellen Entflechtung nach § 7b EnWG gleich zu verstehen,²²² um eine von den europarechtlichen Vorgaben nicht gewollte Differenzierung zu vermeiden. Den Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung nach § 7b EnWG unterliegen daher alle Untergrundspeicher, die keine Röhrenspeicher sind.

Eine de minimis-Ausnahme, wie sie für die rechtliche und operationelle Entflechtung kleinerer Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden gilt, besteht für Betreiber von Speicheranlagen nicht. Insbesondere verweist § 7b EnWG nicht auf §§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG.

3. Regelungen des EnWG zur Entflechtung von Gasversorgungsnetzbetreibern

a) Speicheranlagenbetreiber als Gasversorgungsnetzbetreiber

Wie bereits ausgeführt (oben AP 1.1 unter II.1.b.) unterfallen Speicheranlagen, „die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden“, der Definition des „Gasversorgungsnetzes“ nach § 3 Nr. 20 EnWG. Dementsprechend ist zu prüfen, ob neben den unter b) genannten spezifischen Entflechtungsregelungen für „Betreiber von Speicheranlagen“ auch solche Entflechtungsvorschriften für Betreiber von Speicheranlagen gelten, die sich allgemein an „Betreiber von Gasversorgungsnetzen“ richten.

Ein solcher Ansatz würde bedeuten, dass Betreiber von Speicheranlagen nicht nur Adressaten der unter b) genannten Entflechtungsvorschriften sind, sondern auch Adressaten aller sonstigen Entflechtungsvorschriften sein können. Denn die Entflechtungsvorschriften benennen teilweise ausdrücklich die „Betreiber von Gasversorgungsnetzen“ als Adressaten (z.B. § 6 Abs. 1 S. 1, § 7a EnWG). Andere Entflechtungsvorschriften richten sich allgemeiner an „Netzbetreiber“ (z.B. § 6a, § 6b EnWG), was gemäß § 3 Nr. 27 und Nr. 4 EnWG die Betreiber von Gasversorgungsnetzen umfasst. Relevant könnten darüber hinaus alle Vorschriften für (vertikal integrierte) „Energieversorgungsunternehmen“ sein (z.B. § 6 Abs. 1 S. 1, § 6a, § 6b, § 7, § 7a EnWG), da hierunter insbesondere alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen und damit auch von Gasversorgungsnetzen fallen, vgl. § 3 Nr. 38, Nr. 18 und Nr. 16 EnWG. Die Anwendbarkeit der genannten Entflechtungsvorschriften ist teilweise allerdings von der Zugehörigkeit des Speicheranlagenbetreibers zu einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen i.S.v. § 3 Nr. 38 EnWG abhängig, d.h. einem Unternehmen, das neben der Funktion Erdgasspeicherung auch eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas wahrnimmt.

Eine so begründete Adressateneigenschaft von Speicheranlagenbetreibern würde hinsichtlich der informationellen und der buchhalterischen Entflechtung allerdings zu keinen weitergehenden Entflechtungsanforderungen führen als sie ohnehin für „Betreiber von Speicheranlagen“ explizit vorgesehen sind. Gleiches gilt im Wesentlichen für die rechtliche und operationelle Entflechtung. Zwar benennen die §§ 7 und 7a EnWG die „Betreiber von Speicheranlagen“ nicht selbst als Adressaten. Deren Adressatenstellung ergibt sich jedoch aus § 7b EnWG, der auf §§ 7 Abs. 1 und 7a Abs. 1 bis 5 EnWG verweist, soweit die Erforderlichkeit des Speicherzugangs für einen effizienten Netzzugang

²²¹ Commission Staff Working Paper v. 22.1.2010, Third-Party Access to Storage Facilities, S. 11.

²²² So i.E. auch Säcker/Schönborn, in: BerlKomEnR, § 7b EnWG Rn. 12; Weyer, in: FS Salje, S. 459, 466 f.

gegeben ist. Lediglich hinsichtlich der Anforderungen an das Kommunikationsverhalten und die Markenpolitik nach § 7a Abs. 6 EnWG, auf die § 7b EnWG nicht verweist, würden sich daher weitergehende Entflechtungsanforderungen ergeben. Andererseits würden dem Wortlaut nach die de minimis-Ausnahmen nach § 7 Abs. 2 und § 7a Abs. 7 EnWG Anwendung finden.

Vereinzelte wird in der Literatur tatsächlich in Erwägung gezogen, dass Betreiber von Speichereinrichtungen über die Definition des § 3 Nr. 20 EnWG auch den Entflechtungsvorschriften für Gasversorgungsnetze unterfallen.²²³ Ähnlich wie im Falle der Ansprüche auf Drittzugang (oben AP 1.1 unter II.2.b.) ist jedoch davon auszugehen, dass die Spezialregelungen für Betreiber von Speichereinrichtungen den allgemeinen Entflechtungsregelungen für Betreiber von Gasversorgungsnetzen vorgehen. Andernfalls würde insbesondere die gesetzgeberische Entscheidung des § 7b EnWG konterkariert, für Speichereinrichtungsbetreiber gerade keine speziellen Anforderungen an Kommunikationsverhalten und Markenpolitik zu stellen und keine de-minimis-Ausnahmen vorzusehen. Dies entspricht im Ergebnis auch der herrschenden Auffassung in der Literatur.²²⁴

b) Betrieb von Speichereinrichtungen als vom Leitungsnetzbetrieb zu entflechtende Tätigkeit

Nach dem vorstehend Gesagten sind Betreiber von Speichereinrichtungen keine Adressaten der Vorschriften für die Entflechtung der Gasversorgungsnetze. Davon zu unterscheiden ist die Feststellung, dass sich aus den Vorschriften für die Entflechtung der Gasversorgungsnetze Anforderungen an die Entflechtung der Gasverteilernetze im Verhältnis zu Gasspeichereinrichtungen ergeben können. Ebenso wie im Falle der Entflechtung der Stromverteilernetze ist der Netzbetrieb von anderen Aktivitäten zu trennen, zu denen teilweise auch der Betrieb von Speichereinrichtungen gehören kann. Damit können sich aus den Vorschriften für die Entflechtung der Verteilernetze Rückwirkungen auf den Betrieb von Strom- bzw. Gasspeichern ergeben. Dies ist unten für die Entflechtungsanforderungen an die Stromverteilernetzbetreiber näher darzustellen (unten III. und IV.).

4. Gasspeicher, die nicht Entflechtungsanforderungen für Speichereinrichtungen unterfallen

Die dargestellten Entflechtungsanforderungen für Betreiber von Speichereinrichtungen (oben II.) finden keine Anwendung auf Gasspeicher, die nicht unter die Definition der Speichereinrichtung nach § 3 Nr. 31 EnWG fallen. Insoweit ergeben sich Einschränkungen der Entflechtungsanforderungen, wenn Gasspeicher dem Leitungsnetzbetrieb (unten a)) oder der Gewinnung (unten b)) zuzuordnen sind. Dagegen unterliegen Gasspeicher, die für Zwecke des Handels oder Vertriebs genutzt werden, mit gewissen Einschränkungen den Entflechtungsanforderungen (unten c)).

a) Einsatz für Zwecke des Netzbetriebs

Wie bereits erwähnt, enthält die Definition der „Speichereinrichtung“ eine Sonderregelung für solche Gasspeicher, die ausschließlich für Zwecke des Netzbetreibers (GasRL: (nur) des Fernleitungsnetzbetreibers) eingesetzt werden: Gem. § 3 Nr. 31 EnWG fallen „Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“ nicht unter den Begriff der „Speichereinrichtung“. Daher finden die besonderen Vorschriften zur Drittzugangsgewährung nach den §§ 26, 28 EnWG und die oben dargestellten Entflechtungsregelungen für Speichereinrichtungen bereits ihrem Wortlaut nach keine Anwendung. Außerdem unterliegt der Betrieb solcher Gasspeicher keinen Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zu Gasleitungsnetzbetreibern, weil sie gerade Teil des Leitungsnetzes sind.²²⁵ Daraus ist konsequenterweise umgekehrt abzuleiten, dass diese Gasspeicher in die Entflechtungsvorgaben des zugehörigen Leitungsnetzes einzubeziehen sind, so dass alle

²²³ Überlegungen bei Pisal, S. 92.

²²⁴ Vgl. z.B. Säcker/Schönborn, in: BerlKomEnR, § 7b EnWG Rn. 19; Knauff, in: Kment, § 7b Rn. 4.

²²⁵ Weyer, in: FS Salje, S. 459, 466; Sängler/Rümler/Meyer, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 335 f.; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 85; so wohl auch Fischerauer, S. 268 f.

Entflechtungsvorgaben für das Leitungsnetz gelten, dem sie zugeordnet werden.²²⁶ Nahe liegt auch die weitere Folgerung, dass diese Gasspeicher gemeinsam mit dem zugehörigen Netz der Ausbaupflichtung und sonstigen Pflichten nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG unterliegen und dass auch die Kosten des Speicherbetriebes der Kostenregulierung nach § 21a EnWG i.V.m. der ARegV unterfallen.²²⁷

Derartige Gasspeicher müssen Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sein. Als Anwendungsfälle nennt die Europäische Kommission Anlagen, die der Aufrechterhaltung der Netzstabilität dienen, was insbesondere kleine, schnell reagierende oberirdische Gasspeicher betreffe.²²⁸ Auch der Verordnungsgeber hat dies in § 27 Abs. 1 S. 3 Nr. 2 GasNZV für die Bereitstellung interner Regelenergie bestätigt. In der Literatur werden darüber hinaus Anlagen genannt, die im Rahmen des Bilanzausgleichs und der Bereitstellung von netzbezogenen Ausgleichsleistungen genutzt werden.²²⁹ Ob diese auch dem § 27 Abs. 1 S. 3 Nr. 2 GasNZV unterfallen könnten, ist nicht klar ersichtlich. Demgegenüber schließt die Kommission die Aufgaben des Bilanzausgleichs ausdrücklich aus den nach Art. 2 Nr. 9 GasRL 2009 anzuerkennenden Aufgaben der Netzbetreiber aus. Sie verweist insbesondere auf Art. 13 Abs. 5 GasRL 2009 und Art. 21 Abs. 1 und 3 FernlZVO 2009, die die marktorientierte Beschaffung und Bepreisung von Ausgleichsenergie vorschreiben, was nur im Falle der Beschaffung am Markt gewährleistet werden könne und den Einsatz eigener Speicher von vornherein ausschließe.²³⁰ Noch weitergehend sieht die Kooperationsvereinbarung Gas 2015 (KoV VIII) der Gasnetzbetreiber in Deutschland in § 12 Abs. 1 Buchst. c) netzzugehörige Speicher als Instrumente an, um die interne Bestellung oder die Anmeldung einer Vorhalteleistung gemäß § 20 KoV VIII in vorgelagerten Netzen zu reduzieren. Dies scheint ebenfalls nicht mit dem Ansatz im Auslegungsvermerk der Kommission vereinbar.

Die Regelung des § 3 Nr. 31 EnWG / Art. 2 Nr. 9 GasRL 2009 wirft vielfache weitere Zweifelsfragen auf. Unklar erscheint zunächst, ob der Begriff „vorbehalten“ voraussetzt, dass der Netzbetreiber zwingend auf die Nutzung des Speichers angewiesen sein muss. Hierzu finden sich weder im Gesetz noch in den Gesetzesmaterialien eindeutige Hinweise.²³¹ Nach einer Auffassung in der Literatur sollen dem Leitungsnetz und nicht dem Speicheranlagenbegriff nur solche Gasspeicher unterfallen, deren Nutzung nicht hinweggedacht werden kann, ohne dass der Netzzugang entfällt (*Conditio-sine-qua-non*). Dies wird bei Gasspeichern im Verteilernetz als regelmäßig ausgeschlossen angesehen, so dass die Ausnahme nur für Gasspeicher im Fernleitungsnetz in Betracht komme.²³² Sieht man die Voraussetzung allerdings als derart streng an, besteht die Schwierigkeit, dass eine solche *Conditio-Notwendigkeit* je nach Struktur von angeschlossenen Kunden und Verbrauchseinrichtungen und abhängig von sonstigen Faktoren, wie dem Bedarf des Netzbetreibers an Speichermöglichkeiten, bzw. seinen Möglichkeiten diesen Bedarf in bestimmten Zeiten durch andere Maßnahmen, wie z.B. den verstärkten Einsatz des Netzpuffers oder der Speicherfähigkeit angrenzender Netze substituieren kann, sich damit verändern kann. Im Einzelfall kann es daher schwierig sein, zu ermitteln, ob ein Speicher diese Anforderung (im konkreten Moment) erfüllt bzw. dauerhaft erfüllt. Nach der hier vertretenen Auffassung ist daher grundsätzlich der tatsächliche Einsatz eines Gasspeichers durch den

²²⁶ Sänger/Rümler/Meier, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 335 f.; Weyer, in: FS Salje, 459, 466; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 85; Weyer/Lietz, in: EFZN, BMWi-Speicherstudie, S. 144; Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 243.

²²⁷ Weyer, in: FS Salje, 459, 466.

²²⁸ Commission Staff Working Paper, Third-Party Access to Storage Facilities, S. 4 f.; ähnlich auch Fischerauer, S. 141; Michaelis/Würzberg, in: Baur et al., Kap. 18, Rn. 61; Schex, in: Kment, § 3 Rn. 82.

²²⁹ Vgl. etwa Schuler/Tugendreich, ZNER 2008, 30, 35; Fischerauer, S. 141.

²³⁰ Commission Staff Working Paper, Third-Party Access to Storage Facilities, S. 5; vgl. auch Michaelis/Würzberg, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß, (1. Aufl.), Kap. 18, Rn. 63. Anders noch zu dem wortgleichen Art. 2 Nr. 9 GasRL 2003 Vermerk der GD Energie und Verkehr v. 16.01.2004, Zugang Dritter zu den Speicheranlagen.

²³¹ Vgl. auch Michaelis/Würzberg, in: Baur et al., Kap. 18, Rn. 60.

²³² Däuper, in: Danner/Theobald, § 28 EnWG Rn. 18 ff.; zustimmend Heise, in: PK EnWG, § 28 Rn. 10 f.

Netzbetreiber für Netzbetriebszwecke als ausreichend anzusehen.²³³ Allerdings muss es sich um Gasspeicher handeln, die technisch und großemäßig dafür gedacht und geeignet sind, Netzbetreiberaufgaben zu erfüllen, insbesondere hinsichtlich der Netzstabilität.²³⁴ Darüber hinaus muss der Gasspeicher „ausschließlich“ Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sein. Dem Wortlaut nach ist eine Zuordnung zum Netz daher im Falle einer gemischten Nutzung, bei der der Netzbetreiber den Gasspeicher auch Dritten für deren Zwecke zur Verfügung stellt, ausgeschlossen.²³⁵ Auch die Kommission geht nunmehr – anders als noch in ihrem Auslegungsvermerk zur wortgleichen Vorschrift des Art. 2 Nr. 9 GasRL 2003²³⁶ – davon aus, es gelte das Alles-oder-nichts-Prinzip.²³⁷ Allerdings sieht § 27 Abs. 1 S. 3 Nr. 2 GasNZV hinsichtlich der Inanspruchnahme interner Regelleistung auch den „Teil“ einer Speicheranlage, der ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist, als netzzugehörigen Speicher an.²³⁸ Dies kann angesichts des engeren Wortlauts der höherrangigen Vorschriften des § 3 Nr. 31 EnWG und Art. 2 Nr. 9 GasRL 2009 aber keine Zuordnung zum Leitungsnetz und damit die Einschränkung der Entflechtungsanforderungen begründen.

Fraglich ist schließlich, ob es der Zuordnung eines Gasspeichers zum Gasleitungsnetz entgegensteht, wenn der Gasspeicherbetreiber Gashandelsgeschäfte tätigt. Denn grundsätzlich ist der Bereich des Netzbetriebs vom Bereich des Handels und Vertriebs zu trennen. Mit bestimmten Netzbetreiberaufgaben ist jedoch die Vornahme von Handelsgeschäften zwingend verbunden, so dass sie die Zuordnung zum Netzbetrieb auch nicht ausschließen sollten. Diese Überlegung muss auch dann gelten, wenn zur Wahrnehmung der Netzbetreiberaufgaben ein Gasspeicher eingesetzt wird. Dementsprechend führt auch die Kommission zur Ausnahme vom Begriff der Speicheranlage aus: „In order to fulfill its tasks related to system stability, a TSO will typically need to buy and sell certain quantities of gas, and it will need to resort to certain facilities to store such gas.“²³⁹ Daraus ergibt sich, dass nach Auffassung der Kommission ein Gasspeicher von dem Netzbetreiber zum Zweck der Gewährleistung von Systemstabilität im Zusammenhang mit dem Kauf und Verkauf von Gas eingesetzt werden darf. Insoweit wird ein Tätigwerden des Netzbetreibers im Gasmarkt von der Kommission nicht beanstandet. Noch weitergehend leitet die Bundesnetzagentur in einer Zertifizierungsentscheidung aus der Ausnahme für netzzugehörige Gasspeicher nach § 3 Nr. 31 EnWG den allgemeinen Grundsatz ab, dass Netzbetreiber „solche Tätigkeiten, die den Wettbewerbsbereichen zugeordnet und damit grundsätzlich zu entflechten sind, dann ausführen dürfen, wenn dies zu eigenen Zwecken geschieht.“²⁴⁰

b) Einsatz für Zwecke der Gewinnung

§ 3 Nr. 31 EnWG / Art. 2 Nr. 9 GasRL 2009 enthalten zudem noch eine weitere Einschränkung, nach der vom Begriff der Speicheranlage (nur) Anlagen zur Speicherung von Gas umfasst sind, „mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird“. Derartige Anlagen dienen nach dem Verständnis der Kommission der Gewährleistung reibungsloser Produktionsabläufe, wenn sich Ungleichmäßigkeiten im spezifischen Produktionsprozess von Gasfeldern oder -fördergebieten ergeben. Die Ausnahme verfolge insoweit das allgemeine Ziel der EU, die heimische Produktion zu för-

²³³ So wohl auch Michaelis/Würzberg, in: Baur et al., Kap. 18, Rn. 63.: bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen „behilflich“ sein.

²³⁴ In diesem Sinne Commission Staff Working Paper, Third-Party Acces To Storage Facilities, S. 4 f.; Michaelis/Würzberg, in: Baur et al. Kap. 18, Rn. 61.

²³⁵ Hingegen lässt der Wortlaut der § 3 Nr. 31 EnWG bzw. Art. 2 Nr. 9 GasRL eine anteilige Zuordnung eines Gasspeichers zur Gewinnung zu.

²³⁶ Vermerk der GD Energie und Verkehr v. 16.01.2004: Zugang Dritter zu den Speicheranlagen.

²³⁷ Commission Staff Working Paper, Third-Party Acces To Storage Facilities, S. 4; zustimmend Michaelis/Würzberg, in: Baur et al., Kap. 18, Rn. 60.

²³⁸ Vgl. auch zu § 3 Nr. 31 EnWG Theobald, in: Danner/Theobald, § 3 EnWG, Rn. 241.

²³⁹ Commission Staff Working Paper, Third-Party Acces To Storage Facilities, S. 4.

²⁴⁰ BNetzA, Beschl. vom 5.2.2013, Az. BK7-12-031, S. 13 ff.

dern. Die Kommission weist allerdings ausdrücklich darauf hin, dass es in der Verantwortung des jeweiligen Mitgliedstaates liege, zu gewährleisten, dass diese Ausnahmemöglichkeit nicht missbraucht werde, um Gaserzeugern einen nicht gerechtfertigten bevorzugten Speicherzugang zu verschaffen.²⁴¹ Im Ergebnis sollen nach diesem Verständnis nur solche Gasspeicher oder Teile derselben der Definition der Speicheranlage entzogen sein, bei denen die Entflechtungs- und Drittzugangsanforderungen die Gasgewinnung erschweren würden. Demgegenüber verweist die Begründung zu der ähnlich gefassten Ausnahme nach § 3 Nr. 20 EnWG schlicht auf die Anwendbarkeit des BBergG hinsichtlich der Gewinnung von Erdgas und der Errichtung und des Betriebs von Erdgasuntergrundspeichern, ohne dass die dahinter stehende Rechtfertigung deutlich würde.²⁴²

Soweit die Ausnahme vom Begriff der Speicheranlage aufgrund Nutzung für eine Gewinnungstätigkeit eingreift, bestehen keine speicherspezifischen Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung und kein Anspruch auf Drittzugang.²⁴³ Da hier – anders als in der oben dargestellten Ausnahmeregelung bei einem Speichereinsatz für Zwecke des Netzbetriebs – ausdrücklich nur auf einen Teil der Anlage abgestellt wird, könnten Gasspeicher auf dieser Grundlage auch nur anteilig vom Begriff der Speicheranlage ausgenommen werden und mit dem übrigen Anteil unter den Speicheranlagenbegriff fallen.²⁴⁴

c) Einsatz für Zwecke des Handels oder Vertriebs

Die Definition der Speicheranlage nach § 3 Nr. 31 EnWG / Art. 2 Nr. 9 GasRL 2009 sieht keine generelle Ausnahme für solche Gasspeicher vor, die für Zwecke des Gashandels oder -vertriebs eingesetzt werden. Allerdings beschränken sich die Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung nach § 7b EnWG / Art. 15 Abs. 1 UAbs. 2 GasRL 2009 und die Zugangsanforderungen nach § 28 Abs. 1 EnWG / Art. 33 GasRL 2009 auf Speicheranlagen, die technisch und/oder wirtschaftlich für einen effizienten Netzzugang für die Versorgung der Kunden erforderlich sind. Gasspeicher, die für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Versorgung der Kunden nicht erforderlich sind, unterliegen daher nicht den Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung und an den Drittzugang zu Speicheranlagen.

Dies ist als bewusste Entscheidung des Gesetzgebers zu verstehen. Dieser will mit den besonderen Entflechtungsvorschriften und Drittzugangsrechten für Gasspeicher verhindern, dass einzelne Gasversorgungsunternehmen durch die Möglichkeit der Speichernutzung Wettbewerbsvorteile bei der Versorgung von Kunden erlangen. Die Rechtfertigung der Entflechtungsanforderungen wie auch des Drittzugangs liegt gerade in der maßgeblichen Bedeutung dieser Speicheranlagen für den Gashandel und -vertrieb.²⁴⁵ Diese Gasspeicher sollen als Infrastruktureinrichtungen allen Interessenten zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zur Verfügung stehen und deshalb von (anderen) wettbewerblichen Aktivitäten getrennt gehalten werden.²⁴⁶

²⁴¹ Commission Staff Working Paper, Third-Party Acces To Storage Facilities, S. 4. Vgl. auch Michaelis/Würzberg, in: Baur et al., Kap. 18, Rn. 64.

²⁴² BT-Drs. 15/3917, S. 49.

²⁴³ Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 243; Weyer, in: FS Salje, 2013, S. 459, 466; Sängler/Rümler/Meier, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 335 f.; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 85; so wohl auch Fischerauer, S. 268 f.

²⁴⁴ Commission Staff Working Paper, Third-Party Acces To Storage Facilities, S. 4; Michaelis/Würzberg, in: Baur et al., Kap. 18, Rn. 64.

²⁴⁵ Vgl. Däuper, in: Danner/Theobald, § 28 EnWG Rn. 4 f.; Begründung zu § 7b EnWG, BT-Drs. 17/6072, S. 81 f., wo zugleich auf die zunehmende Liquidität der virtuellen Handlungspunkte hingewiesen wird, so dass Speicherdienstleistungen für die Belieferung von Kunden nicht mehr von gleichermaßen entscheidender Bedeutung seien wie in der Vergangenheit.

²⁴⁶ Vgl. Fischerauer S. 265, 267 f.; Sängler/Rümler/Meier, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 337 ff. A.A. offenbar von Lewinski/Bews, N&R 2013, 243, 245, denen zufolge die Unabhängigkeit von den Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern gewährleistet werden soll.

III. Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Batteriespeichern

Wie ausgeführt, sehen weder EnWG noch EltRL 2009 spezifische Entflechtungsanforderungen für die Betreiber von Stromspeichern vor. Dies bedeutet jedoch nicht, dass keine entflechtungsrechtlichen Einschränkungen für den Betrieb von Stromspeichern durch einen VNB bestehen. Vielmehr ist zu prüfen, ob sich aus den für VNB geltenden Entflechtungsanforderungen auch Einschränkungen hinsichtlich des Betriebs von Stromspeichern durch VNB ergeben.²⁴⁷ Im vorliegenden Projektzusammenhang ist dies vor allem für den Betrieb von Ortsnetzspeichern durch einen VNB, aber auch für den Betrieb eines Arealspeichers durch den Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes relevant.

1. Informationelle Entflechtung nach § 6a Abs. 1 EnWG, buchhalterische Entflechtung nach § 6b EnWG

Der Netzbetrieb ist von allen anderen Aktivitäten informationell gemäß § 6a Abs. 1 EnWG und buchhalterisch gemäß § 6b EnWG zu entflechten. Dementsprechend hat der Netzbetreiber wirtschaftlich sensible Informationen Dritter auch gegenüber dem Speicherbetrieb vertraulich zu behandeln und hat er den Netzbetrieb vom Speicherbetrieb buchhalterisch zu trennen. Dies gilt unabhängig davon, ob der Speicherbetrieb als wettbewerblicher Tätigkeitsbereich einzuordnen ist. Es gilt auch unabhängig von der Größe des VNB, d.h. auch für VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden. Zu den VNB, die den Entflechtungsvorschriften grundsätzlich unterfallen, gehören auch die Betreiber geschlossener Verteilernetze wie im Falle des Arealspeichers.

Die Verpflichtung zur informationellen und buchhalterischen Entflechtung entfällt nur dann, wenn der Speicherbetrieb als Teil des Netzbetriebs einzuordnen ist und somit im Verhältnis zu diesem keine „andere“ Tätigkeit darstellt. Dies ist unten (III.3.) näher zu untersuchen.

2. Rechtliche und operationelle Entflechtung nach §§ 7, 7a EnWG und informationelle Entflechtung nach § 6a Abs. 2 EnWG

a) Ausgangsüberlegungen

Weitere Entflechtungsanforderungen, d.h. zur rechtlichen Entflechtung nach § 7 EnWG, zur operationellen Entflechtung nach § 7a EnWG und zur informationellen Entflechtung nach § 6a Abs. 2 EnWG, bestehen hingegen nur im Verhältnis zu wettbewerblichen Tätigkeitsbereichen. Hierbei geht es insbesondere um eine Trennung des Bereiches „Netz“ von den „wettbewerblichen“ Bereichen „Gewinnung“ (hier nicht relevant, da lediglich auf den Gasbereich bezogen), „Erzeugung“ und „Vertrieb“.²⁴⁸ Dementsprechend greifen diese Entflechtungsanforderungen jedenfalls dann ein, wenn der Stromspeicherbetrieb dem Bereich „Erzeugung“ oder dem Bereich „Vertrieb“ zuzuordnen ist. Darüber hinaus können sie auch dann eingreifen, soweit sie allgemein die Trennung von anderen wettbewerblichen „Tätigkeiten“ (also nicht nur Erzeugung oder Vertrieb) verlangen und der Stromspeicherbetrieb als wettbewerblicher Bereich zu qualifizieren ist.

Die Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung bedeutet hierbei, dass der Stromspeicher nicht von der gleichen juristischen oder natürlichen Person betrieben werden darf wie das Verteilernetz. Die Regelungen zur operationellen Entflechtung beinhalten insbesondere Vorgaben zur operationellen Trennung der zu trennenden Bereiche als Ergänzung der rechtlichen Entflechtung. Die informationelle Entflechtung nach § 6a Abs. 2 EnWG betrifft den diskriminierungsfreien Umgang mit wirtschaftlich relevanten „eigenen“ Informationen des Netzbetreibers („Netzinformationen“).

Allerdings gelten die Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung nur für größere VNB, nicht aber für VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden. Demgegenüber greift die Verpflichtung zur informationellen Entflechtung nach § 6a Abs. 2 EnWG unabhängig von der Größe

²⁴⁷ Vgl. auch Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241.

²⁴⁸ Säcker/Schönborn, in: BerlKomEnR, § 6 EnWG Rn. 2.

des VNB ein. Sie findet auch auf die Betreiber geschlossener Verteilernetze (Fall des ArealSpeichers) Anwendung, da es sich auch hier um Verteilernetze i.S. der Entflechtungsvorschriften handelt.

b) Stromspeicherbetrieb als Tätigkeit im Bereich „Erzeugung“

Wie bereits in AP 1.1 dargestellt, kann gefragt werden, ob es sich bei Stromspeichern um Anlagen zur „Erzeugung“ handelt,²⁴⁹ wobei hier danach zu fragen ist, ob darunter auch eine Einordnung als Erzeugung speziell im Sinne der Vorschriften des Entflechtungsrechts fällt. Aus der gesetzlichen Systematik des EnWG sowie des zugrundeliegenden Gemeinschaftsrechts kann aus den dargestellten Gründen nicht abgeleitet werden, dass die Stromspeicherung generell als Form der Stromerzeugung verstanden werden muss. Dies zeigt bereits die ausdrückliche Nennung der Stromspeicherung neben der Stromerzeugung, z.B. in § 17 Abs. 1 EnWG.²⁵⁰ Für die Zuordnung zur „Erzeugung“ im entflechtungsrechtlichen Zusammenhang ist jedenfalls erforderlich, dass damit Aktivitäten im Strommarkt, in der Regel durch Verkauf der eingespeicherten Mengen, verbunden sind, da nur in diesem Fall die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von der Erzeugung als wettbewerblichem Bereich betroffen ist. Dies ist bei dem Betrieb eines Stromspeichers nicht zwingend der Fall.²⁵¹ Im Ergebnis können der Betrieb eines Stromspeichers bzw. die Rückverstromung jedenfalls dann nicht als „Erzeugung“ i.S.d. Entflechtungsvorschriften angesehen werden, wenn sie nicht mit weiteren wettbewerblichen Aktivitäten, d.h. insbesondere der Vermarktung des erzeugten Stromes durch den Betreiber des Stromspeichers einhergehen.

Dagegen ist eine Zuordnung des Stromspeicherbetriebs zur Erzeugung dann nicht ausgeschlossen, wenn der ausgespeicherte Strom durch den VNB verkauft wird. Die Zuordnung zur Erzeugung wäre hierbei jedenfalls zu bejahen, wenn ein im Tätigkeitsbereich der „klassischen“ Erzeugung tätiges Unternehmen Stromspeicher ausschließlich als Hilfsmittel für seine Erzeugungstätigkeit einsetzt.²⁵² In ähnlicher Weise nimmt § 3 Nr. 31 EnWG im Gasbereich solche (Teile von) Gasspeichern vom Begriff der Speicheranlage aus, die für eine Gewinnungstätigkeit genutzt werden; damit sind diese offenbar dem Bereich der Gewinnung zuzuordnen (oben II.4.b)).²⁵³

Nicht eindeutig erscheint die Zuordnung dann, wenn der VNB, wie vorliegend zu untersuchen, zwar durch Kauf oder Verkauf von Strom am Markt tätig wird, hierbei aber den Stromspeicher für Zwecke des Netzbetriebs einsetzt (Ortsnetzspeicher). In diesem Fall ist zu fragen, ob diese besondere Funktion des Stromspeicherbetriebs die entflechtungsrechtliche Zulässigkeit begründen kann. Dies bedarf zusätzlicher Überlegungen und ist unten (III.3.) weiter zu vertiefen.

c) Stromspeicherbetrieb als Tätigkeit im Bereich „Vertrieb“

Es kommt aus entsprechenden Gründen auch nicht in Betracht, allein den Betrieb eines Stromspeichers und die damit verbundene Ausspeicherung von Energie ohne weitere Aktivitäten im Strommarkt bereits als „Vertrieb“ von Energie anzusehen. Nicht dem Vertriebsbereich zuzuordnen sind daher Fälle des Stromspeicherbetriebs, in denen der Netzbetreiber den Speicher allein für eigene Zwecke einsetzt und die ausgespeicherte Energie nicht vermarktet.

Dagegen wäre ein Speichereinsatz durch den VNB grundsätzlich dem Vertriebsbereich zuzuordnen, wenn er den ausgespeicherten Strom verkauft oder sonst für Aktivitäten am Strommarkt einsetzt. Im vorliegenden Projektzusammenhang ist daher die Zuordnung des Ortsnetzspeichers zur Tätigkeit des Stromvertriebs für die verschiedenen angedachten Einsatzzwecke jeweils im Einzelnen hinsichtlich ihres Marktbezugs zu untersuchen (im Einzelnen unten IV.1.f.). Die Zuordnung zum Vertriebsbereich

²⁴⁹ So bspw. auch Überlegungen bei Sailer, in: Müller, S. 794; von Oppen, ER 2014, 9.

²⁵⁰ Im Einzelnen vgl. Weyer/Lietz, in: EFZN, BMWi-Speicherstudie, S. 152.

²⁵¹ Vgl. im Einzelnen Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 245.

²⁵² Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 245.

²⁵³ Salje EnWG, § 3 Rn. 217; Fischerauer, S. 140; Sänger/Rümler/Meier, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 335 f.

wäre insbesondere dann grundsätzlich zu bejahen, wenn der Netzbetreiber eingespeicherte Überschussstrommengen später am Markt anbieten würde. Die Bundesnetzagentur hat in einem Eckpunktepapier sogar allgemein die Auffassung vertreten, der Netzbetreiber würde als Speicherbetreiber zum Energiehändler „durch die Hintertür“ mit allen unerwünschten Effekten auf das Unbundling-Regime, die Trennung von Netz und alternativen Marktrollen.²⁵⁴

Wie bereits vorstehend zum Erzeugungsbereich ausgeführt, sind zusätzliche Überlegungen dann erforderlich, wenn der VNB als Speicherbetreiber zwar am Markt agiert, hierbei aber den Stromspeicher allein für Zwecke des Netzbetriebs einsetzt. In diesem Fall ist zu fragen, ob diese besondere Funktion des Stromspeicherbetriebs die entflechtungsrechtliche Zulässigkeit begründen kann (dazu unten III.3.).

d) Stromspeicherbetrieb als sonstige energiewirtschaftliche Tätigkeit

Schließlich sehen die Regelungen zur rechtlichen und einige der Regelungen zur operationellen Entflechtung (vgl. § 7 Abs. 1 EnWG, einzelne Teile des § 7a EnWG) in allgemeiner Form die Trennung des Netzbetriebs von sonstigen energiewirtschaftlichen Tätigkeiten vor. Selbst wenn also der Stromspeicher nicht aufgrund einer Zuordnung zu den Bereichen Erzeugung oder Vertrieb zu entflechten ist, so können jedenfalls die Entflechtungsvorgaben im Verhältnis zu diesen sonstigen Bereichen eingreifen. Die Einzelheiten der im Verhältnis zum Stromspeicherbetrieb geltenden Entflechtungsanforderungen sind allerdings bislang wenig untersucht und nicht abschließend geklärt.²⁵⁵

Wie bereits vorstehend zum Erzeugungs- und zum Vertriebsbereich ausgeführt, ist außerdem zu fragen, ob ein Einsatz des Stromspeichers allein für Zwecke des Netzbetriebs die entflechtungsrechtliche Zulässigkeit des Betriebs durch einen VNB begründen kann (dazu unten III.3.).

3. Einschränkung der Entflechtungsanforderungen aufgrund Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb

a) Stromspeicherbetrieb als Aufgabe des VNB

Im vorliegenden Untersuchungszusammenhang besteht die Besonderheit, dass der Ortsnetzspeicher – während der Zeit der Primärnutzung – ausschließlich für Zwecke des Netzbetriebs eingesetzt werden soll. Damit stellt sich die Frage, ob ein solcher Stromspeicher dem Bereich „Netz“ zugeordnet werden kann. Ist dies aus entflechtungsrechtlicher Sicht zu bejahen, so würden aufgrund der gemeinsamen Zuordnung zum Netzbereich konsequenterweise keine Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Netzbetrieb und Speicherbetrieb eingreifen. Eine Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb scheint dabei nur möglich, wenn die Stromspeicherung generell als Aufgabe des VNB verstanden werden kann.

Weder die Entflechtungsvorschriften des deutschen noch des europäischen Rechts enthalten eine ausdrückliche Regelung zu der Frage, ob der Betrieb eines Stromspeichers unter bestimmten Voraussetzungen als Aufgabe des VNB bzw. Teil des Netzbetriebs eingeordnet werden kann. In der Sache ist diese Möglichkeit angesichts der netzrelevanten technischen Möglichkeiten von Stromspeichern aber grundsätzlich zu bejahen. So können Stromspeicher Regelenergie und Blindleistung bereitstellen, Redispatching-Leistungen erbringen und sind ggf. schwarzstartfähig.²⁵⁶ Die mögliche netzrelevante Funktion von Stromspeichern wird unterstrichen durch § 8 Abs. 4 ResKV, der etwaige vom Netzbetreiber zur Sicherstellung der Netzreserve errichtete eigene Erzeugungsanlagen und Stromspeicher

²⁵⁴ BNetzA, Smart Grid und Smart Market, S. 32.

²⁵⁵ Vgl. auch Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 244 f.

²⁵⁶ Weyer/Lietz, in: EFZN, BMWi-Speicherstudie, S. 92 ff. Dies zeigen auch die gesetzlich geregelten Einwirkungsmöglichkeiten der Netzbetreiber gemäß § 13 Abs. 1a, 1b und § 13a EnWG sowie die Vorschriften der ResKV zur Beschaffung einer Netzreserve.

ausdrücklich als „besondere netztechnische Betriebsmittel“ einordnet.²⁵⁷ Für die grundsätzliche Anerkennung der Möglichkeit einer Zuordnung zum Netzbetrieb spricht auch die Parallele zu Gasspeichern. Wie oben dargestellt, nimmt § 3 Nr. 31 EnWG (ebenso Art. 2 Nr. 9 GasRL 2009) solche Einrichtungen vom Begriff der Speicheranlage aus, die „ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“. In der Konsequenz finden weder die Entflechtungsanforderungen für Speicheranlagen nach §§ 6a, 6b, 7b EnWG Anwendung noch bestehen Ansprüche auf Drittzugang nach §§ 26, 28 EnWG (oben II.4.a)). Grundsätzlich erscheint damit auch eine Zuordnung des Stromspeicherbetriebs zum Stromnetzbetrieb möglich.

Erkennt man die grundsätzliche Möglichkeit der Zuordnung des Stromspeicherbetriebs zum Netzbetrieb an, so fragt sich, welche Einsatzzwecke davon umfasst werden. Bei einer funktionsbezogenen Betrachtung kommt jedenfalls die Gewährleistung der System- und Netzsicherheit in Betracht. Darüber hinaus könnte auch der Einsatz von Stromspeichern als Alternative zum Netzausbau in den Aufgabenbereich des Netzbetreibers fallen.²⁵⁸ Der Netzausbau gehört grundsätzlich zu den Aufgaben des Netzbetreibers, vgl. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG bzw. § 12 EEG. Zwar sind Speicher geeignet, bei Netzengpässen zur Entlastung des Netzes eingesetzt zu werden. Dennoch wird durch den Speicher die Transportaufgabe des Netzes nicht vollständig gelöst, sondern erst zeitlich verschoben erfüllt. Insoweit können Speicher eine Erhöhung der Netzkapazität nicht generell ersetzen. Jedenfalls können Speicher aber den Netzausbau für Übergangsphasen ergänzen und die Erzeugung von Strom zulassen, der andernfalls abgeregelt werden müsste. Ein dauerhafter Verzicht auf Netzausbau aufgrund des Einsatzes von Batteriespeichern durch den VNB würde allerdings eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen voraussetzen (vgl. auch unten IV.2.b) sowie AP 3 IV.2.a)bb) (4)).

Der Einsatz des Stromspeichers für Netzbetriebszwecke in dem dargestellten Sinne wird im Regelfall nur für bestimmte Zeiträume sinnvoll sein, während der Speicher zu anderen Zeiten nicht für Netzbetriebszwecke genutzt wird. Falls der VNB den Speicher für diese Zeiträume an Dritte vermarktet, um Einnahmen zu erzielen, so stellt dies als solches keine Nutzung für Netzbetriebszwecke dar. Allerdings könnte eine solche Vermarktung dennoch positive Effekte für den Netzbetrieb haben (dazu unten 3.).

Bei der Frage, ob der Stromspeicherbetrieb den Aufgaben des Netzbetriebs zugeordnet werden kann, ist schließlich zu berücksichtigen, dass die Wahrnehmung der Netzbetreiberaufgaben, auch wenn man die Stromspeicherung grundsätzlich darunter fasst, nicht zwingend den Betrieb eigener Speicher durch den VNB voraussetzt. Die Erfüllung der entsprechenden Aufgaben wäre auch durch die Nutzung von Speichern, die von Dritten betrieben werden, denkbar (vgl. auch unten AP 2.2 I.1.). Dies hätte eine beschränktere Ausdehnung des Netzbetriebs auf die Stromspeicherung zur Folge und könnte insoweit besser mit dem Ziel der Entflechtung des Netzbetriebs von anderen Tätigkeiten vereinbar sein. Die Verpflichtung zur marktorientierten Beschaffung von Regel- und Verlustenergie, s. nachf. e), könnte ein solches Verständnis zum Ausdruck bringen. Ausführungen des vormaligen Generaldirektors Energie bei der Kommission, Philipp Lowe, zur Stromspeicherung enthalten insoweit keine eindeutige Stellungnahme („Storage may be used by all market actors, including TSOs, provided they do not compete in the generation market with the stored electricity“).²⁵⁹ Gleiches gilt für ein Arbeitspapier der Kommission zur Gasspeicherung („In order to fulfill its tasks related to system stability, a TSO will typically need to buy and sell certain quantities of gas, and it will need to resort to certain facilities to store such gas.“)²⁶⁰ Ein kürzlich vorgelegter BDEW-Vorschlag zu Gasspeicherreserve sah keinen Betrieb eigener Gasspeicher durch Fernleitungsnetzbetreiber vor.²⁶¹ Ebenso

²⁵⁷ Vgl. Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 243.

²⁵⁸ Dietrich/Ahnsehl, ET Heft 3/2010, 14, 18Heller, EWeRK 2013, 177, 186 f.; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 92 ff.; zurückhaltend BNetzA, Smart Grid und Smart Market, S. 31 f.

²⁵⁹ Philipp Lowe, EU-Kommission, Schreiben vom 31.05.2013 an den Branchenverband EURELECTRIC, S. 2.

²⁶⁰ Commission Staff Working Paper, Third-Party Access To Storage Facilities, S. 4.

²⁶¹ BDEW, BDEW-Reservemodell, S. 6 ff.

geht das BMWi in seinem Eckpunktepapier zur Erdgasversorgungssicherheit nicht davon aus, dass Gasnetzbetreiber eigene Gasspeicher betreiben sollen.²⁶² Eine eindeutige Stellungnahme ist damit aber nicht verbunden.

Das Fehlen klarer Vorgaben sowohl im nationalen als auch Unionsrecht, welche Betriebsmittel der VNB selbst betreiben darf, um seine Aufgaben zu erfüllen, und für welche Aufgaben er nur Anlagegüter Dritter nutzen darf, weist jedoch eher darauf hin, dass ein genereller Ausschluss der Nutzung eigener Speicher nicht beabsichtigt ist. Dies entspricht auch der Verantwortung des Netzbetreibers für die Durchführung des Netzbetriebs: Aufgrund seiner Verantwortung muss dem VNB grundsätzlich die Entscheidungsgewalt hinsichtlich der Durchführung seiner Aufgaben zustehen; dies betrifft auch die Auswahl zwischen verschiedenen Möglichkeiten zur Wahrnehmung seiner Aufgaben. Anderes gilt nur, wenn die vom VNB gewählte Gestaltung den Zielen der Energieregulierung zuwiderläuft und daher Gründe für eine gesetzliche Beschränkung der Entscheidungsgewalt des VNB vorliegen. Entscheidend ist damit letztlich, welche Vorteile der Betrieb eigener Stromspeicher gegenüber der Nutzung von Stromspeichern Dritter für die Erfüllung der Aufgaben des VNB bietet und welche Nachteile andererseits hiermit verbunden sein können, z.B. aufgrund möglicher Wettbewerbsbeeinflussung oder höherer Kosten für den Netzbetrieb. Dies ist jeweils im Einzelfall zu prüfen.

b) Ausschließliche Nutzung des Stromspeichers für Zwecke des Netzbetriebs

Die Zuordnung des Stromspeicherbetriebs zum Netzbetrieb könnte weiterhin voraussetzen, dass der Stromspeicher ausschließlich für Zwecke des Netzbetriebs eingesetzt wird. Denn auch bei nur anteiliger Nutzung für andere Zwecke, insbesondere in Erzeugung oder Vertrieb, könnten sich andernfalls Anreize für den Netzbetreiber (= Speicherbetreiber) ergeben, diese anderen Tätigkeiten zu bevorzugen. Für eine solche Sichtweise spricht auch die Definition der Speicheranlage nach § 3 Nr. 31 EnWG / Art. 2 Nr. 9 GasRL, die das Erfordernis des ausschließlichen Speichereinsatzes für Netzbetriebszwecke enthält, wenn dieser als Teil des Netzes eingeordnet werden soll (dazu oben II.4.a)).

Von einer ausschließlichen Nutzung für den Netzbetrieb kann dann gesprochen werden, wenn der Stromspeicher nur für solche Aktivitäten genutzt wird, die in den dem VNB zugewiesenen Aufgabenbereich fallen (dazu oben a)). Darunter fallen jedenfalls solche Tätigkeiten, die der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit dienen, vgl. hierzu im Einzelnen IV.2.a), ggf. auch Aktivitäten im Zusammenhang mit der Gewährleistung der Netzleistungsfähigkeit, vgl. hierzu im Einzelnen IV.2.b). Eine ausschließliche Nutzung für den Netzbetrieb liegt grundsätzlich aber dann nicht vor, wenn der Stromspeicher zeitweise ganz oder in Bezug auf Teilkapazitäten für Zwecke eingesetzt wird, die nicht zum Netzbetrieb gehören, vgl. hierzu nachf. d).

Im Ergebnis spricht vieles dafür, dass Zuordnung des Betriebs eines Stromspeichers zum Netzbetrieb unter der Voraussetzung möglich ist, dass der Stromspeicher *ausschließlich* für Zwecke des Netzbetriebs genutzt wird. Dagegen ist eine nur eigentumsrechtliche oder kostenmäßige Zuordnung zum Netzbetrieb nicht ausreichend, wenn der Stromspeicher tatsächlich, z.B. aufgrund vertraglicher Regelung, anderen nicht netzbezogenen Tätigkeitsbereichen wie dem Handel zur Verfügung gestellt wird.

c) Marktbezogene Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Einsatz für Netzbetriebszwecke

Bei der Prüfung einer Zuordnung des Stromspeicherbetriebs zum Netzbetrieb ist weiterhin zu berücksichtigen, dass die Entflechtungsvorschriften für Verteilernetzbetreiber vor allem auf die Trennung des Netzbetriebs von wettbewerblichen Bereichen, insbesondere Erzeugung und Vertrieb, zielen. Der Einsatz von Stromspeichern durch den VNB begegnet daher besonderen Bedenken, wenn er wettbewerbliche Bereiche berührt (dazu oben III.2.a), b)). Dies scheint allerdings nicht von vornherein jede marktbezogene Aktivität im Zusammenhang mit der Stromspeicherung auszuschließen. Andernfalls bliebe kaum eine Einsatzmöglichkeit für Stromspeicher durch den Netzbetreiber. So sieht

²⁶² Vgl. BMWi, Eckpunktepapier Erdgasversorgungssicherheit.

etwa § 8 Abs. 4 i.V.m. §§ 7, 9 Abs. 3 Nr. 2 ResKV zwar ein Verbot des Einsatzes der Speicheranlage (als „besonderes netztechnisches Betriebsmittel“) am Energiemarkt vor. Der Einsatz für System-sicherheitsmaßnahmen ist jedoch zulässig und scheint insoweit etwa dem Einkauf von Strom zur Einspeicherung nicht entgegenzustehen. Auch im Falle von Gasspeichern hat die Kommission in ihrem Auslegungsvermerk ausdrücklich anerkannt, dass der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Einsatz des Speichers zur Gewährleistung der Systemstabilität auch Gas kaufen und verkaufen darf.²⁶³ Noch weitergehend entnimmt die Bundesnetzagentur in der Zertifizierungsentscheidung eines Gasfernleitungsnetzbetreibers der Ausnahme für netzzugehörige Gasspeicher nach § 3 Nr. 31 EnWG den allgemeinen Grundsatz, dass Netzbetreiber „solche Tätigkeiten, die den Wettbewerbsbereichen zugeordnet und damit grundsätzlich zu entflechten sind, dann ausführen dürfen, wenn dies zu eigenen Zwecken geschieht.“²⁶⁴ Insofern bedarf die von der Bundesnetzagentur in einem Eckpunktepapier aus dem Jahr 2011 allgemein vertretene Auffassung, der Netzbetreiber würde als Speicherbetreiber zum Energiehändler „durch die Hintertür“ mit allen unerwünschten Effekten auf das Unbundling-Regime, die Trennung von Netz und alternativen Marktrollen,²⁶⁵ der Einschränkung. Wo genau die Grenze zulässiger marktbezogener Aktivitäten im Zusammenhang mit der Wahrnehmung von Netzbetreiberaufgaben liegt, ist jedoch ungeklärt.

Ähnliches könnte im Übrigen auch für Tätigkeiten des Netzbetreibers im Bereich der Erzeugung gelten. So kann dieser möglicherweise Notstromaggregate als Netzersatzanlagen zur Gewährleistung der Stromversorgung der Leitstellen im Falle eines Netzausfalls betreiben. Unklar ist, ob er den bei turnusmäßigen Probeläufen erzeugten Strom am Energiemarkt vermarkten darf und ggf. auch an den Regelenergiemärkten anbieten darf. Dies könnte angesichts der sehr untergeordneten Bedeutung der in Rede stehenden Strommengen und der technischen Notwendigkeit der Probeläufe denkbar sein. Für die bereits angesprochene ResKV ist ebenfalls zugelassen, dass der Netzbetreiber gemäß § 8 Abs. 4 ResKV in Ausnahmefällen neue Erzeugungsanlagen als „besondere netztechnische Betriebsmittel“ errichtet und betreibt. Allerdings greifen hier die Einschränkungen eines Einsatzes am Energiemarkt nach § 8 Abs. 4 i.V.m. §§ 7, 9 Abs. 3 Nr. 2 ResKV.

Im Ergebnis erscheint denkbar, den Kauf bzw. Verkauf von Strommengen in Wahrnehmung von Netzbetriebsaufgaben als zulässigen „Annex“ zu Netzbetreiberaufgaben anzusehen. Dies gilt jedenfalls, soweit dem Kauf bzw. Verkauf von Strommengen eine bloße Hilfsfunktion bei der Wahrnehmung der Netzbetriebsaufgaben zukommt. Dies erscheint im Hinblick auf Aufgaben der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit, insbesondere bei der Erbringung von Systemdienstleistungen, nahelie-gend.

Problematisch ist hingegen der Kauf und spätere Verkauf von Strommengen zur Vermeidung/Reduzierung von Einspeisemanagement (vgl. dazu auch AP 3.1). Die Vermarktung des Stroms bildet hier einen zentralen Teil der Tätigkeit, so dass der VNB der Rolle eines Stromhändlers sehr nahe kommt. Diese Aufgabe ist ihm jedoch, anders als den VNB und ÜNB bei Kauf und Vermarktung der im System der Einspeisevergütung erzeugten EEG-Strommengen, gesetzlich nicht ausdrücklich zugewiesen.

d) Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität

Da der Netzbetreiber im Regelfall den Stromspeicher nur während eines begrenzten Zeitraums für netzbezogene Aufgaben benötigen wird, liegt eine Vermarktung der Stromspeicherkapazitäten für die übrige Zeit nahe. Im vorliegenden Kontext wäre insbesondere eine Vermarktung an den Cloudbetreiber denkbar. Eine solche Vermarktung dient als solche allerdings nicht den Aufgaben des Netzbetriebs. Fraglich ist daher, ob sie dennoch mit der Anforderung eines „ausschließlichen“ Speichereinsatzes für Netzbetriebszwecke vereinbar ist, so dass der Speicherbetrieb auch bei einer sol-

²⁶³ Commission Staff Working Paper, Third-Party Acces To Storage Facilities, S. 4.

²⁶⁴ BNetzA, Beschl. vom 5.2.2013, Az. BK7-12-031, S. 13 ff.

²⁶⁵ BNetzA, Smart Grid und Smart Market, S. 32.

chen Vermarktung von Speicherkapazität an Dritte dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann. Denkbar erscheint dies nur, wenn diese Vermarktung wiederum als bloßer Annex zum Betrieb des Stromspeichers für Netzbetriebszwecke angesehen werden kann oder allenfalls bei sonstigen gewichtigen Gründen des Netzbetriebs für die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB.

Eine Betrachtung der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität als „Annex“ zum Betrieb des Stromspeichers könnte evtl. darauf gestützt werden, dass der VNB den Stromspeicher aus Netzbetriebsgründen in jedem Fall – also auch bei „Brachliegen“ in bestimmten Zeiten – betreiben würde und die Kosten daher in vollem Umfang als Netzkosten anzusehen wären. Die Vermarktung von Speicherkapazität an Dritte würde aus diesem Blickwinkel allein der Minderung der Netzkosten dienen, indem die erzielten Vermarktungserlöse nach § 9 StromNEV kostenmindernd berücksichtigt werden (vgl. unten AP 3.2 I.2.b)). Voraussetzung einer solchen Betrachtung wäre, dass der Betrieb eines eigenen Stromspeichers durch den VNB auch ohne Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität trotz der damit verbundenen Kosten realistisch erscheint. Hierbei ist zu berücksichtigen, ob und inwieweit die Kosten des Stromspeichers in der Anreizregulierung anerkannt würden. Einschränkungen der Kostenanerkennung ergeben sich zum einen aus dem Effizienzvergleich, wobei die Kosten des Stromspeichers die Aufwandsparameter des VNB erheblich erhöhen und seinen Effizienzwert verschlechtern können. Zum anderen ist eine zusätzliche Effizienzprüfung im Rahmen der Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen (d.h. außerhalb des Effizienzvergleichs) durch die Regulierungsbehörde nicht ausgeschlossen.²⁶⁶ So hat die BNetzA in der Frühphase der Smart Meter zunächst nur den Einbau einfacher Geräte kostenmäßig anerkannt, nicht aber den Einbau fortgeschrittener und damit teurerer Geräte.²⁶⁷ Ob der Betrieb eines Stromspeichers durch den VNB auch ohne Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität danach als realistisch angesehen werden könnte, muss im Einzelfall beurteilt werden.

Für die Einordnung der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität als „Annex“ zum Betrieb des Stromspeichers dürfte weiterhin von Bedeutung sein, in welchem Größenverhältnis die Nutzung des Stromspeichers für Netzbetriebszwecke zu der Nutzung durch Dritte steht. Hat die Nutzung durch Dritte einen bedeutenden oder gar überwiegenden Anteil an der Gesamtnutzung, so erscheint eine Betrachtung als bloßer „Annex“ auch aus diesem Grund sehr problematisch.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, ob die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB die Ziele der Entflechtungsvorschriften beeinträchtigen könnte. Insoweit ist bei abstrakter Betrachtung, wie sie den Entflechtungsvorschriften zugrunde liegt, nicht auszuschließen, dass der VNB zur besseren Vermarktung seines eigenen Speichers dritte Speicherbetreiber bei Netzanschluss oder Netzzugang diskriminieren könnte. Zudem könnte eine Quersubventionierung von Speichernutzern (bzw. im vorliegenden Kontext des Cloudbetreibers) erfolgen, indem diesen die Speichernutzung unterhalb der dieser Sekundärnutzung zuzuordnenden Kosten angeboten wird, während gleichzeitig die verbleibenden Speicherkosten den Netznutzern über die Netzentgelte in Rechnung gestellt werden. Im Ergebnis bestehen daher auch aus dem Blickwinkel der Entflechtungsziele Bedenken gegen die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB.

Sofern die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität nicht dem Netzbetrieb zugeordnet wird, ist die Anforderung eines „ausschließlichen“ Speichereinsatzes für Zwecke des Netzbetriebs nicht erfüllt. Damit greifen die Entflechtungsvorschriften im Verhältnis von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb grundsätzlich ein. Es würde sich jedoch nicht um eine Tätigkeit des VNB im Bereich von Erzeugung oder Vertrieb handeln, sondern um eine sonstige energiewirtschaftliche Aktivität, so dass nur eingeschränkte Entflechtungsanforderungen bestehen (oben 2.d)).

²⁶⁶ Weyer, in: Baur et al. (2. Aufl.), Kap. 81, Rn. 8.

²⁶⁷ Vgl. BNetzA, Positionspapier Anforderungen an Messeinrichtungen, S. 5.

e) Grenzen durch spezielle Vorschriften zur Aufgabenwahrnehmung durch den VNB

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass unabhängig von den Entflechtungsvorschriften auch weitere Normen bestehen, die dem Einsatz von Stromspeichern durch einen Netzbetreiber Grenzen ziehen. Insbesondere schreibt § 22 Abs. 1 EnWG in Umsetzung des Art. 25 Abs. 5 EltRL 2009 vor, dass Netzbetreiber Verlust- und Regelenergie nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen haben, obwohl es sich grundsätzlich um Aufgaben des Netzbetriebs handelt. Hierzu stünde die Bereitstellung von Verlust- oder Regelenergie aus eigenen Stromspeichern des Netzbetreibers in Widerspruch,²⁶⁸ da es sich hierbei nicht um eine marktorientierte Beschaffung handeln dürfte. Entsprechend lehnt die Kommission in ihrem Auslegungsvermerk den Einsatz eigener Gasspeicher durch Fernleitungsnetzbetreiber zum Bilanzausgleich ab, da Art. 13 Abs. 5 GasRL 2009 und Art. 21 Abs. 1 und 3 FernZVO 2009 die marktorientierte Beschaffung und Bepreisung von Ausgleichsenergie vorschreiben, was nur im Falle der Beschaffung am Markt gewährleistet werden könne.²⁶⁹

Eine Definition der Anforderung der „marktorientierten Beschaffung“ enthalten die gesetzlichen Vorschriften nicht. Insbesondere § 22 Abs. 1 S. 2 EnWG und § 10 StromNZV verdeutlichen jedoch das Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung, dem insbesondere durch die Ausgestaltung der Beschaffungsverfahren und die Nutzung untertäglicher Beschaffung Rechnung zu tragen ist.²⁷⁰ Der Beschaffung am Markt kann damit die Funktion zugewiesen werden, dass durch den entstehenden Wettbewerb eine möglichst preisgünstige Beschaffung zugunsten der Verbraucher sichergestellt werden soll. Dem § 22 Abs. 1 EnWG lässt sich daher auch keine Einschränkung dahingehend entnehmen, dass eine marktorientierte Beschaffung nur vorgeschrieben sei, soweit der Netzbetreiber die Energie überhaupt von Dritten beschaffe.²⁷¹ Lediglich wenn eine ausreichende Beschaffung am Markt nicht sichergestellt werden kann, kommt subsidiär die Bereitstellung durch eigene Anlagen des Netzbetreibers in Betracht.²⁷² Dies entspricht dem Ansatz des § 8 Abs. 4 ResKV für die Beschaffung der Netzreserve.

Gesondert zu betrachten ist allerdings der Einsatz von Stromspeichern zur Zwischenspeicherung von zuvor marktorientiert beschaffter Verlustenergie. In diesem Fall ist die Anforderung des § 22 Abs. 1 EnWG an die marktorientierte Beschaffung bereits erfüllt. Die Zwischenspeicherung wird lediglich zur zusätzlichen Optimierung der Verlustenergiekosten eingesetzt, indem Beschaffungszeitpunkt und Einsatzzeitpunkt der Verlustenergie entkoppelt werden (dazu unten IV.1.f)).

f) Zwischenergebnis

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Zuordnung des Stromspeicherbetriebs zum Netzbetrieb grundsätzlich denkbar erscheint, wenn der Speicher ausschließlich für Zwecke des Netzbetriebs genutzt wird. Eine darauf gegründete Ausnahme von den Entflechtungsvorschriften erscheint allerdings umso schwieriger begründbar, je stärker die Speichernutzung mit marktbezogenen Aktivitäten (insbesondere Kauf oder Verkauf von Strom) verbunden ist. Die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität an Dritte dient als solche nicht der Wahrnehmung von Aufgaben des Netzbetriebs und stellt

²⁶⁸ So auch ACER, Framework Guidelines on Electricity Balancing, S. 12.; ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing; in diesem Sinne auch Tomala/Müller, in: PK EnWG, § 22 Rn. 8, 12; für den Gasbereich ausdrücklich Commission Staff Working Paper, Third-Party Access To Storage Facilities, S. 5.

²⁶⁹ Commission Staff Working Paper, Third-Party Access to Storage Facilities, S. 5; vgl. auch Michaelis/Würzberg, in: Baur et al., Kap. 18, Rn. 63. Anders noch zu dem wortgleichen Art. 2 Nr. 9 GasRL 2003 Vermerk der GD Energie und Verkehr v. 16.01.2004, Zugang Dritter zu den Speicheranlagen.

²⁷⁰ Vgl. auch Begründung zum EnWG 2005, BT-Drs. 15/3917, S. 60.

²⁷¹ Vgl. Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 244. So aber Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 87 ff., die allerdings selbst auf die Bedenken gegen diese Auffassung hinweisen.

²⁷² So auch ACER, Framework Guidelines on Electricity Balancing, S. 12; ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing, Art. 21 Abs. 3.

insoweit das Erfordernis „ausschließlicher“ Nutzung des Speichers für Netzbetriebszwecke in Frage. Neben den Entflechtungsanforderungen ist schließlich zu berücksichtigen, dass weitere Vorgaben für die Wahrnehmung von Netzbetriebsaufgaben bestehen, insbesondere hinsichtlich der marktorientierten Beschaffung von Verlustenergie. Diese Grundsätze sind in der Folge für die einzelnen Einsatzzwecke eines Ortsnetzspeichers weiter zu vertiefen.

IV. Anwendung auf das Cloudmodell

Eine Einschränkung der Entflechtungsanforderungen im Verhältnis des Netzbetriebs zum Speicherbetrieb greift ein, wenn der Speicherbetrieb dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann. Dies ist im Falle des Arealspeichers nicht der Fall, da dieser von dem Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes nicht für Netzbetriebszwecke eingesetzt wird; doch finden die Entflechtungsvorschriften hier aus anderen Gründen nur eingeschränkt Anwendung (vgl. unten V.). Dagegen kommt eine Zuordnung zum Netzbetrieb im Falle des Ortsnetzspeichers in Betracht, da der VNB diesen zumindest teilweise für Zwecke der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit sowie der Netzleistungsfähigkeit einsetzt. Dies ist im Folgenden näher zu prüfen.

1. Einsatzzwecke des Ortsnetzspeichers im Cloudmodell

Das Cloudmodell berücksichtigt sechs mögliche Einsatzzwecke eines Ortsnetzspeichers in Primärnutzung.

a) Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung

Der Einsatzzweck „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“ wird wie folgt beschrieben:

„Diese Funktion dient dazu Betriebsmittel, im Fall von g2s den ONT, im elektrischen Netz vor Überlast zu schützen. Der Nennstrom der Betriebsmittel wird bei dieser Funktion durch einen positiven und negativen Grenzwert berücksichtigt. Überschreitet der Momentanwert des Stromes am ONT die eingestellten Grenzwerte, dann unterstützt das Speichersystem durch Ein- oder Ausspeicherung von elektrischer Energie.“²⁷³

Nach weiterer Auskunft wird eingespeicherter Strom bei verfügbaren Übertragungskapazitäten des Verteilernetzes, d.h. wenn der Momentanwert des Stroms am Ortsnetztrafo einen Schwellwert für einen bestimmten Zeitraum unterschreitet, abzüglich der Speicherverluste wieder in das Netz der allgemeinen Versorgung zurück gespeist. Sowohl die Entnahme als auch die Rückspeisung von Strom sind nur bedingt prognostizierbar.

Der Strom wird ohne Abschluss eines Handelsgeschäfts aus dem Netz entnommen, da dies in den meisten Fällen „ad hoc“ erfolgen soll. Allerdings soll auch in den Fällen, in denen ein solcher Einsatz prognostizierbar ist, nach der Konzeption des Auftraggebers kein Handelsgeschäft vorausgehen. Auch bei der Ausspeicherung wird – wie bei der Einspeicherung – kein Handelsgeschäft vollzogen.

In bilanzieller Hinsicht wird der Ortsnetzspeicher als Bestandteil des Versorgungsnetzes verstanden, d.h. dass keine Bilanzkreisbuchung vorgenommen wird.

b) Statische Spannungshaltung

Für diesen Einsatzzweck ist nach dem Anschlusspunkt des Speichers zu unterscheiden.

Ein an die Niederspannungs-Sammelschiene angeschlossener Ortsnetzspeicher kann die Spannung an der Niederspannungs-Sammelschiene senken. Für diese Spannungssenkung ist ein induktiver Blind-

²⁷³ Vgl. vom AG zur Verfügung gestelltes pdf „AS 2.2.1 Speichermodellierung mit singularer Betriebsweise für Netzdienstleistungen“, S. 4.

leistungsbezug nötig. Bei einer induktiven Vorbelastung führt dies zu einer Erhöhung des Blindstromes und dadurch der Netzauslastung. Als dessen Folge steigt der Speicherbedarf stark an.²⁷⁴

Ein im Niederspannungsnetz, vorzugsweise in unmittelbarer Nähe zu den kritischen Erzeugern angeschlossener Ortsnetzspeicher kann die Spannung im Niederspannungsnetz senken. Dies soll durch Wirkleistungsbezug des Speichers geschehen.²⁷⁵

Handelsgeschäfte mit Dritten sind nicht vorgesehen.

c) Blindleistungsmanagement

Das Blindleistungsmanagement ist Teil des Bilanzmanagements, d.h. des Ausgleichs der Wirk- und Blindleistungsbilanz gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber. Das Blindleistungsmanagement dient der Einhaltung der vereinbarten Blindleistungsgrenzen. Zur Einhaltung dieser Grenzen und damit zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz können mehrere Speicher im jeweiligen MS-Netzbereich eingesetzt werden.²⁷⁶ Für die Zwecke des Blindleistungsmanagements können nach weiterer Auskunft sowohl Wirkleistung als auch Blindleistung ein- oder ausgespeichert werden, je nachdem, wie sich die Abweichungen gegenüber den Leistungsgrenzen zum vorgelagerten Netz ausprägen. Handelsgeschäfte mit Dritten sind nicht vorgesehen.

d) Verbesserung der Power Quality

Zum Einsatzzweck „Verbesserung der Power-Quality“ liegen folgende Informationen vor:

„Durch die dezentralen Einspeiser wird die Netzqualität verringert. Das Speichersystem soll nach Möglichkeit zur Wahrung der Netzqualität bei Erhöhter DEQ-Leistung beitragen. Die PowerQuality-Funktionen müssen automatisch vom Umrichter parallel zu den anderen Betriebsweisen erfüllt werden.

Denkbar sind die folgenden Funktionen:

Phasensymmetrierung:

Durch und ein- und zweiphasige PV-Anlagen nimmt Unsymmetrie (U,I) im Netz zu. Folgen sind hohe Neutralleiterströme und unterschiedlich stark ausgelastete Phasen.

Filterung von Harmonischen:

Eine hohe Anzahl von PV-Anlagen und damit Wechselrichtern führt zu einer Zunahme von Oberschwingen im Netz. Diese können durch Netzfiltern im Umrichter reduziert werden.

Flickervermeidung:

Schnelle Leistungsänderungen der PV-Anlagen, hervorgerufen durch Wolkenzug, können zu Spannungsschwankungen führen und damit die Netzqualität verringern. Speicher können durch eine optionale Begrenzung der Leistungsänderungsgeschwindigkeit zur Glättung der schnellen Lastflussänderungen bei starkem Wolkenzug beitragen und somit Flickern entgegenwirken.“²⁷⁷

Nach weiterer Auskunft erfordert die Betriebsweise „Power Quality“ keine explizite Speicherung von Wirk- und/oder Blindleistung. Vielmehr handelt es sich um einen Phasenschieberbetrieb, der allein

²⁷⁴ AS 2.6.1 Erarbeitung Betriebsstrategie Ortsnetzspeicher, Ziff. 2.3.

²⁷⁵ AS 2.6.1 Erarbeitung Betriebsstrategie Ortsnetzspeicher, Ziff. 2.3.

²⁷⁶ AS 2.6.1 Erarbeitung Betriebsstrategie Ortsnetzspeicher, Ziff. 2.4.

²⁷⁷ Ergebnisbericht des AP 2.6.1, Ziff. 2.5.

durch den Wechselrichter realisiert werden kann. Handelsgeschäfte mit Dritten sind nicht vorgesehen.

e) Vermeidung von Einspeisemanagement bzw. Netzausbau

Dieser Einsatzzweck knüpft an die Befugnis des Netzbetreibers nach § 14 EEG an, Maßnahmen des Einspeisemanagements zu ergreifen. Nach dieser Vorschrift darf der Netzbetreiber ausnahmsweise unter bestimmten einschränkenden Voraussetzungen EE- und KWK-Anlagen regeln, wenn andernfalls ein Netzengpass entstünde. Ein Netzengpass liegt nach der Gesetzesbegründung vor, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.²⁷⁸ Darüber hinaus liegt nahe, nicht nur Überlastungen der Leitungen, sondern auch weiterer Betriebsmittel wie insbesondere Transformatoren einzubeziehen. Die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen ist nachrangig zur Abregelung von konventionell erzeugtem Strom und verpflichtet zur Gewährung einer Entschädigung nach § 15 EEG.

Durch Einspeicherung von Strom in den Ortsnetzspeicher kann ein Netzengpass bei geeigneter Lage des Speichers vermieden werden. Die EE- oder KWK-Anlage braucht in diesem Fall nicht geregelt zu werden. Damit fällt auch keine Entschädigungszahlung nach § 15 EEG an den Anlagenbetreiber an. Dieser erhält vielmehr ggf. eine Förderung für den in das Netz eingespeisten Strom nach EEG bzw. KWKG.

Soweit ein Netzengpass aufgrund einer Überschreitung der Spannungsbänder entsteht, überschneidet sich dieser Einsatzzweck mit dem Einsatzzweck „Statische Spannungshaltung“. Soweit ein Netzengpass aus der Überschreitung der Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln resultiert, ergibt sich eine Überschneidung mit dem Einsatzzweck „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“.

Es ist auch denkbar, dass der Netzbetreiber für vorübergehende Engpasssituationen einen (ggf. mobilen) Batteriespeicher nutzt. Dies könnte bspw. sinnvoll sein, wenn ein Netzengpass zwar für eine bestimmte Zeitdauer erwartet wird, jedoch bereits absehbar ist, dass dieser durch eine zukünftige Netzverstärkung an anderer Stelle in absehbarer Zeit behoben wird. Dies kann auch durch Verzögerungen im Genehmigungsverfahren bei erwartetem Übertragungsnetzausbau der Fall sein. Ebenso kommt dies in Betracht, wenn ein Engpass entsteht, weil aufgrund von Um- oder Ausbaumaßnahmen im Netz eine andere Leitung temporär ausfällt.

f) Bereitstellung von Verlustenergie

Batteriespeicher können zudem dazu eingesetzt werden, am Markt als Verlustenergie eingekaufte Strommengen zu speichern, um diese dann bei Bedarf zum Ausgleich von Netzverlusten einzusetzen. Hierbei könnten bspw. günstige Marktpreise für Verlustenergie genutzt werden, um den Speicher zu laden, und in Zeiten, in denen die Preise für den Einkauf von Verlustenergie am Markt höher sind, Netzverluste durch Energiemengen aus dem Speicher gedeckt werden.

2. Wahrnehmung von Aufgaben des Netzbetriebs

Eine Einschränkung der Entflechtungsanforderungen aufgrund der Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb setzt zunächst voraus, dass der Netzbetreiber mit den konkreten Einsatzzwecken des Ortsnetzspeichers Aufgaben des Netzbetriebs wahrnimmt. In Betracht kommen einerseits Aufgaben im Bereich der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit, andererseits der Netzleistungsfähigkeit.

a) Netzsicherheit und -zuverlässigkeit

Nach § 11 EnWG gehört es zu den Aufgaben des Netzbetreibers, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsge-

²⁷⁸ Begründung zur EnWG-Novelle 2011, BT-Drs. 17/6072, S. 64.

recht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“. Damit werden allerdings keine konkreten Tätigkeiten benannt, die zu den Aufgaben des Netzbetreibers gehören.²⁷⁹ Insbesondere kann der Vorschrift nicht ausdrücklich entnommen werden, ob die Stromspeicherung für die genannten Einsatzzwecke als Aufgabe des Netzbetreibers anzusehen ist. Keine ausdrückliche Aussage enthält auch die „Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6-10 EnWG 2005“, die sog. diskriminierungsanfällige Netzbetreiberaufgaben benennt.²⁸⁰ Ausdrücklich sollen die dort genannten Tätigkeiten aber auch nicht als abschließende Aufzählung der Aufgaben des Netzbetreibers zu verstehen sein.²⁸¹

Zu den Aufgaben des Netzbetreibers gehört nach § 11 EnWG jedenfalls die Gewährleistung der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit. Diesem Ziel dienen die Einsatzzwecke „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“, „Statische Spannungshaltung“, „Blindleistungsmanagement“ sowie „Verbesserung der Power Quality“. Mangels spezieller abweichender Regelungen kann auch die Erfüllung dieser Aufgaben unter Einsatz von Stromspeichern unter die Aufgaben des Netzbetreibers fallen.

Dieses Verständnis wird gestützt durch einige spezielle gesetzliche Vorschriften, die auch den Einsatz von Stromspeichern betreffen. So erstrecken sich die Befugnisse des Netzbetreibers zum Eingriff in den Betrieb von Anlagen nach den §§ 13 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG (System- bzw. Netzverantwortung) wie auch nach §§ 14 EEG (Einspeisemanagement, vgl. hierzu auch AP 3.1) auch auf Eingriffe in den Speicherbetrieb. Gleiches gilt für die ResKV, die gemäß § 8 ResKV im Ausnahmefall sogar ausdrücklich den Betrieb eigener Stromspeicher durch den Netzbetreiber als „besondere netztechnische Betriebsmittel“ zulässt.

Eine Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb ist allerdings dann problematisch, wenn der Stromspeichereinsatz für die genannten Zwecke zugleich wettbewerbsrelevante Tätigkeitsbereiche berührt. Hierauf ist unten unter IV.3. gesondert einzugehen.

Auch der Einsatzzweck „Bereitstellung von Verlustenergie“ fällt grundsätzlich in die Kategorie Netzsicherheit und -zuverlässigkeit. Zu beachten ist hier allerdings, dass, wie bereits dargestellt, die Beschaffung von Verlustenergie nach § 22 Abs. 1 EnWG, § 10 StromNZV marktorientiert, d.h. in der Regel durch Ausschreibung, zu erfolgen hat. Hierbei hält die Bundesnetzagentur eine Eigenbeschaffung an einem börslich organisierten Handelsplatz an Stelle der Ausschreibung für zulässig.²⁸² Hingegen ist es unzulässig, wenn der Netzbetreiber die im Ergebnis zur Deckung von Netzverlusten eingesetzten Strommengen überhaupt nicht am Markt beschafft. Dies liefe dem gesetzgeberischen Zweck einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung, dem gemäß § 22 Abs. 1 EnWG insbesondere durch die Ausgestaltung der Beschaffungsverfahren und die Nutzung untertäglicher Beschaffung von Verlustenergie Rechnung getragen werden soll, zuwider. Lediglich wenn eine ausreichende Beschaffung am Markt nicht sichergestellt werden kann, kommt subsidiär die Bereitstellung durch eigene Anlagen des Netzbetreibers in Betracht (vgl. oben III.3.e)).

Gesondert zu betrachten ist der hier unter IV.1.f) beschriebene Einsatzzweck des Ortsnetzspeichers zur Zwischenspeicherung der zuvor marktorientiert beschafften Verlustenergie. In diesem Fall ist die Anforderung des § 22 Abs. 1 EnWG an die marktorientierte Beschaffung bereits erfüllt. Die Zwischenspeicherung dient lediglich der zusätzlichen Optimierung der Verlustenergiekosten, indem Beschaffungszeitpunkt und Einsatzzeitpunkt der Verlustenergie entkoppelt werden. Folge eines solchen Einsatzes des Ortsnetzspeichers wäre, dass Netzbetreiber Verlustenergie künftig bevorzugt in Zeiten

²⁷⁹ So auch Mussaeus/Rausch/Bolde, in: PriceWaterhouseCoopers, S. 54.

²⁸⁰ Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6-10 EnWG 2005, S. 7 ff.

²⁸¹ Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6-10 EnWG 2005, S. 8.

²⁸² Vgl. BNetzA v. 21.10.2008, Az. BK6-08-006, S. 20.

niedriger Verlustenergiepreise (d.h. i.d.R. auch in Zeiten eines hohen Stromangebots, z.B. aufgrund von viel fluktuierender EE-Einspeisung in das Netz) einkaufen und in Zeiten hoher Verlustenergiepreise (d.h. z.B. wenn nur eine geringe Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien erfolgt) auf die Strommengen aus dem eigenen Batteriespeicher zurückgreifen. Ein solcher Einsatz des Stromspeichers dient einerseits der Wahrnehmung von Aufgaben des Netzbetriebs und andererseits dem Ziel einer preisgünstigen Beschaffung. Sofern ein solches Vorgehen unter Berücksichtigung der Speicherkosten sinnvoll ist und sich der VNB für einen solchen Speichereinsatz entscheidet, dürfte dies den Vorgaben und Zielen der marktorientierten Beschaffung nach § 22 Abs. 1 EnWG, § 10 StromNZV entsprechen.

Auch die weiteren Vorgaben zur Verlustenergiebeschaffung erscheinen mit der Zwischenspeicherung von Verlustenergie vereinbar. Aus einer Festlegung der BNetzA zur Festlegung des Ausschreibungsverfahrens für Verlustenergie und des Verfahrens zur Bestimmung der Netzverluste ergibt sich, dass die BNetzA erreichen möchte, dass Verlustenergie so effizient wie möglich beschafft wird.²⁸³ Gleiches zeigt etwa die Festlegung der BNetzA zur Anerkennung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenanteile.²⁸⁴ Hierbei erkennt die Bundesnetzagentur an, dass die Kosten für den Einkauf von Verlustenergie grundsätzlich an die herrschenden Marktpreise gekoppelt sind und sieht es außerdem als wichtiges Ziel an, die Preisrisiken der Netzbetreiber bei der Verlustenergiebeschaffung zu mindern:

„Beschaffungsvorgänge für Energie sind aufgrund des preisvolatilen Energiemarktes mit hohen Risiken für die Marktteilnehmer verbunden. Solange ein Netzbetreiber die zur Deckung seiner Netzverluste benötigten Energiemengen noch nicht beschafft (oder anderweitig abgesichert) hat, ist er diesen Preisrisiken ausgesetzt. Ein Beschaffungskonzept, das sich in seiner zeitlichen Struktur an der Prognostizierbarkeit der Netzverluste orientiert, ist deshalb aus Risikominimierungsgesichtspunkten sehr sinnvoll.“²⁸⁵

Die bestehenden Preisrisiken bei der Verlustenergiebeschaffung sollen nach Auffassung der BNetzA vor allem durch die Beschaffung mit einer Langfristkomponente, d.h. durch den längerfristigen Bezug von einem Dienstleister, eliminiert werden.²⁸⁶ Zudem geht die BNetzA davon aus, dass es sich *„Im Gegensatz zu den verschiedenen Regelenergieprodukten“, „ bei der Beschaffung von Verlustenergie um ein konventionelles Stromprodukt, wie es auch beispielsweise von Industriekunden bezogen wird, ohne besondere Anforderungen an zeitnahe Bereitstellung (handelt)“²⁸⁷*.

Die Option der Verwendung bereits vorab gespeicherter Energiemengen wird von der BNetzA in ihren Papieren zur Verlustenergie nicht berücksichtigt. Die oben dargestellten Erwägungen der Bundesnetzagentur deuten jedoch darauf hin, dass auch eine Stromspeicherung ein geeignetes Mittel hin zu einer Optimierung der Verlustenergiebeschaffung im Sinne der BNetzA sein könnte. Diese diene damit nicht nur dazu, die möglichst preisgünstige Beschaffung von Verlustenergie zugunsten der Netznutzer herbeizuführen, sondern erscheint auch gesamtwirtschaftlich sinnvoll, da der Einkauf von Verlustenergie bei einer hohen Einspeisung fluktuierender Energie die Netze entlasten und damit auch die Kosten für den Einsatz netzstabilisierender Maßnahmen durch den Netzbetreiber senken kann. Zudem macht die BNetzA zwar Vorgaben für den zeitlichen Abstand zwischen Vertragsschluss und Lieferung der Verlustenergie, jedoch nicht für den Zeitpunkt ihres Einsatzes, sodass die Äußerungen der BNetzA dem Einsatz eines Stromspeichers wie beschrieben nicht entgegenstehen.

²⁸³ Vgl. BNetzA v. 21.10.2008, Az. BK6-08-006, S. 15, 20.

²⁸⁴ Vgl. BNetzA v. 20.03.2013, Az. BK8-12-011, S. 5, 9.

²⁸⁵ BNetzA v. 21.10.2008, Az. BK 6 08/006, S. 16.

²⁸⁶ BNetzA v. 21.10.2008, Az. BK 6 08/006, S. 18.

²⁸⁷ BNetzA v. 21.10.2008, Az. BK 6 08/006, S. 15.

b) Netzleistungsfähigkeit

Bei dem Einsatzzweck „Vermeidung von Einspeisemanagement“ steht demgegenüber nicht die Netzsicherheit oder -zuverlässigkeit im Fokus, sondern die Gewährleistung der Netzkapazität für EE- und KWK-Einspeisungen. Dieser Einsatzzweck könnte möglicherweise der Gewährleistung der Netzleistungsfähigkeit als weiterer, in § 11 EnWG benannter Aufgabe des Netzbetreibers zuzuordnen sein. Denn der Speichereinsatz verhindert die Abregelung der Erzeugungsanlagen und erlaubt die Einspeisung in das Netz.

Wird allerdings das übliche Verständnis der „Netzleistungsfähigkeit“ zugrunde gelegt, wie es etwa in § 19 Abs. 3 S. 1 ARegV zum Ausdruck kommt, so entspricht die Speicherung zur Vermeidung von Einspeisemanagement diesem nicht uneingeschränkt. Denn danach bezeichnet die Netzleistungsfähigkeit die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Im Falle der Speicherung wird die Energie jedoch nicht zum gewünschten Zeitpunkt, sondern erst – nach Zwischenspeicherung – zeitlich versetzt übertragen. Die fehlende Übertragung zum ursprünglich nachgefragten Zeitpunkt muss ggf. durch andere Maßnahmen wie z.B. Redispatching oder Einsatz zusätzlicher Regelleistung ersetzt werden. Ob die Speicherung im Falle von Netzengpässen als Teil einer umfassenderen Aufgabenbewältigung durch den Netzbetreiber aufgefasst und insoweit der Gewährleistung der Netzleistungsfähigkeit zugeordnet werden kann, ist nicht abschließend geklärt.

Für eine Zuordnung zur Gewährleistung der Netzleistungsfähigkeit spricht die häufige Verknüpfung der Stromspeicherung mit der Vermeidung von Netzausbau. Denn gemäß § 11 EnWG gehört es zu den Aufgaben der Netzbetreiber, ihre Netze nicht nur zu betreiben und zu warten, sondern auch „bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“. Noch weitergehend gibt die Spezialregelung des § 12 Abs. 1 EEG dem Einspeisewilligen einen Anspruch, dass die Netzbetreiber „unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen“. Die Vermeidung von Netzausbau durch Einsatz von Speichern könnte aus diesem Blickwinkel grundsätzlich auch als Aufgabe des Netzbetreibers angesehen werden. Auch das BMWi legt in seinem Weißbuch zum Strommarkt die Auffassung zu Grunde, dass Batteriespeicher in bestimmten (wenigen) Fällen den Netzausbaubedarf auf der Niederspannungsebene verringern können.²⁸⁸ Mit dieser Aussage nimmt das BMWi jedoch augenscheinlich Bezug auf eine Studie, die lediglich die Stromspeicherung als Flexibilitätsoption (d.h. zum Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch) mit anderen Flexibilitätsoptionen vergleicht und ausdrücklich festgestellt, die lokale Speicherung von Strom am Ort der Stromerzeugung oder des Stromverbrauchs könne zwar Netzengpässe mindern oder vermeiden; Stromspeicher würden aber keinen Netzausbau ersetzen.²⁸⁹ Die Formulierung im Weißbuch kann daher nicht als Feststellung gewertet werden, dass Netzausbau und Stromspeicherung gleichwertig seien. Auch die Bundesnetzagentur geht in einem Eckpunktepapier aus dem Jahr 2011 davon aus, strategisch gut platzierte Speicher „stünden in Konkurrenz zu alternativen Strategien wie Netzausbau oder Ausgleichsstrategien wie z.B. Einspeisemanagement oder Lastmanagement“.²⁹⁰ Allerdings bleibt letztlich unklar, inwieweit die Stromspeicherung als gleichwertige Alternative zum Netzausbau angesehen wird.

Für die Anerkennung als Aufgabe des Netzbetreibers spricht sich der Bundesrat in seiner Stellungnahme zum Entwurf des EEG 2012/1 aus. Dort wurde zum heutigen § 9 Abs. 2 EEG (technische Vorgaben für kleine PV-Anlagen bis 30kW) ausgeführt:

„Mit der Kappung der Einspeiseleistung würde zudem den Netzbetreibern ein notwendiger Anreiz genommen, sich schnellstmöglich um das Thema Netzmanagement mit hohen Anteilen

²⁸⁸ BMWi, Weißbuch, S. 49; BNetzA, Smart Grid und Smart Market, S. 31.

²⁸⁹ Agora Energiewende, Stromspeicher in der Energiewende, S. 37 ff., 44.

²⁹⁰ BNetzA, Smart Grid und Smart Market, S. 31.

an erneuerbarem Strom zu kümmern. Da das ohnehin zukünftig erforderlich sein wird, gibt es keinen Grund, hier jetzt „auf die Bremse zu treten“. Vielmehr sollten die Netzbetreiber, soweit es für diese erforderlich ist, jetzt in die Speichertechnologie einsteigen, um überschüssigen PV-Strom zu puffern. Gerade bei der kleinen Fotovoltaik kann das nicht Aufgabe der Anlagenbetreiber sein.“²⁹¹

Allerdings lehnte die Bundesregierung den Vorschlag des Bundesrates ab und verwies auf die relevante Verringerung des Netzausbaubedarfs durch die gesetzlich vorgesehene Alternative einer Kapung der Einspeisespitzen.²⁹² Eine Stellungnahme zu der Aufgabenstellung des Netzbetreibers erfolgte daher nicht.

Der vormalige Leiter der Generaldirektion Energie bei der EU-Kommission, Philipp Lowe, teilte in einem Schreiben vom 31.05.2013 dem Branchenverband EURELECTRIC mit: „Storage may be used by all market actors, including TSOs, provided they do not compete in the generation market with the stored electricity“.²⁹³ Auch dieser bewertet damit eine Stromspeicherung durch Netzbetreiber nicht als generell unzulässig. Doch sieht er eine Teilnahme der Netzbetreiber mit der wieder ausgespeicherten Energie am Erzeugungsmarkt als unzulässig an. Zudem bleibt unklar, ob er den Betrieb eigener Stromspeicher durch Netzbetreiber als zulässig ansieht oder aber nur die Nutzung der Stromspeicher Dritter zur Zwischenspeicherung.

In der Literatur wird teilweise angenommen, dass dem Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber mangels dies ausdrücklich anordnender Vorschriften die Entflechtungsvorschriften nicht entgegenstehen.²⁹⁴ Teilweise wird zudem angenommen, dass ein Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber sogar deren Pflicht sein könnte, bzw. die vom Netzbetreiber bei Abregelung von EEG-Anlagen zu zahlende Härtefallentschädigung dann nicht gem. § 15 Abs. 2 EEG über die Netzentgelte aufgrund von Erforderlichkeit und Nicht-Vertretenmüssen umgelegt werden darf, wenn dieser durch den Einsatz von Speichern eine Abregelung hätte vermeiden könne.²⁹⁵ Zudem wird vorgeschlagen, dass der Einsatz von Stromspeichern, welcher grds. eine Maßnahme nach § 11 EnWG darstellen könnte, durch Netzbetreiber im Effizienzvergleich nach §§ 12 ff ARegV positiv zu berücksichtigen sein könnte.²⁹⁶ Außerdem wird angeregt, die Kosten für Stromspeicherung als (dauerhaft nicht beeinflussbare) Kosten für Forschung und Entwicklung nach § 25a EnWG zu führen.²⁹⁷ Vielfach könne zudem der Einsatz von Stromspeichern einen Netzausbau ersetzen, bei dem immer die „Gefahr der dauerhaften Überdimensionierung“ bestünde, und so die jeweils effizientere und daher nach den Vorgaben des § 21 Abs. 2 EnWG zu bevorzugende Lösung darstellen.²⁹⁸

Vergleicht man die sachlichen Funktionen von Netzausbau und Stromspeicherung, so ist festzustellen, dass die Stromspeicherung die Netzkapazität nicht erweitern kann. Sie kann lediglich bewirken, dass aus der Anlage insgesamt eine größere Menge abgenommen und – allerdings mit einem zeitlichen Versatz – übertragen und verteilt werden kann.²⁹⁹ Damit stellt die Stromspeicherung keinen gleichwertigen Ersatz für eine Erhöhung der Netzkapazität dar. Doch kann bereits die Steigerung der möglichen Netzeinspeisung, verbunden mit späterer Übertragung und Verteilung des zwischengespeicherten Stroms, jedenfalls teilweise als Aufgabe des Netzbetreibers angesehen werden. Dies gilt

²⁹¹ Stellungnahme des Bundesrates zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6247, S. 15.

²⁹² Gegenäußerung der Bundesregierung, BT-Drs. 17/6247, S. 29 f.

²⁹³ Philipp Lowe, EU-Kommission, Schreiben vom 31.05.2013 an den Branchenverband EURELECTRIC, S. 2.

²⁹⁴ Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 87.

²⁹⁵ Schwintowski, EWeRK 2014, 271, 272; Heller, EWeRK, 177, 187.

²⁹⁶ Heller, EWeRK 2013, 177, 186.

²⁹⁷ Heller, EWeRK 2013, 177, 186 f., der noch auf den Entwurf zur Änderung der ARegV verwies: BR-Drs 441/13, S. 8.

²⁹⁸ Heller, EWeRK 2013, 177, 187.

²⁹⁹ Vgl. insoweit auch Riewe/ Sauer, EWeRK 2014, 79, 93.

insbesondere im Falle vorübergehender Netzengpässe, die einen Netzausbau in Form einer dauerhaften Erhöhung der Transportkapazität nicht rechtfertigen. Im Ergebnis stellt sich der Einsatz eines Stromspeichers als Alternative zum Netzausbau mit Einschränkungen als Aufgabe des Netzbetreibers im Rahmen der Netzleistungsfähigkeit dar.

c) Zwischenergebnis

Der Speichereinsatz zur Gewährleistung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit gehört grundsätzlich zu den Aufgaben des Netzbetreibers. Dies betrifft die Einsatzzwecke „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“, „Statische Spannungshaltung“, „Blindleistungsmanagement“, „Verbesserung der Power Quality“ sowie „Bereitstellung von Verlustenergie“. Hinsichtlich des Einsatzzwecks „Vermeidung von Einspeisemanagement“ ist die Zuordnung zu den Aufgaben des Netzbetreibers noch nicht abschließend geklärt. Doch sprechen gute Argumente für eine zumindest eingeschränkte Zuordnung zu seinen Aufgaben im Bereich der Netzleistungsfähigkeit.

3. Weitere Voraussetzungen einer Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb

a) Ausübung marktbezogener Aktivitäten

Auch bei Zuordnung der Einsatzzwecke zu den Aufgaben des Netzbetreibers ist weiter zu berücksichtigen, inwieweit die Speichernutzung mit marktbezogenen Aktivitäten (insbesondere Kauf oder Verkauf von Strom) verbunden ist und damit wettbewerbsrelevante Tätigkeitsbereiche berührt, die durch die Entflechtungsvorgaben gerade vom Netzbetrieb getrennt werden sollen. Diesbezügliche Bedenken bestehen dann nicht, wenn die Ein- und Ausspeicherung nicht aufgrund von Handelsgeschäften erfolgt. Daher wirft die derzeitige Handhabung in Bezug auf die Einsatzzwecke „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“, „Statische Spannungshaltung“, „Blindleistungsmanagement“ und „Verbesserung der Power Quality“ keine entflechtungsrechtlichen Bedenken auf. Selbst wenn die Ein- oder Ausspeicherung zukünftig auf Grundlage von Geschäften am Strommarkt erfolgen sollte, ließen sich diese voraussichtlich in der Regel als bloße Hilfstätigkeiten zu der Aufgabenwahrnehmung für Zwecke der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit auffassen und würden insoweit keine entflechtungsrechtlichen Anforderungen auslösen. Der Einsatzzweck „Bereitstellung von Verlustenergie“ ist zwar mit dem Kauf der Verlustenergie am Strommarkt verbunden; dies ist gesetzlich jedoch ausdrücklich zugelassen, vgl. § 22 Abs. 1 EnWG, und daher gleichfalls entflechtungsrechtlich unbedenklich.

Eine differenzierte Betrachtung erfordert hingegen der Einsatzzweck „Vermeidung von Einspeisemanagement“. Soweit der Strom gegen Einspeisevergütung vom Netzbetreiber erworben wird und aufgrund eines Netzengpasses nicht an den ÜNB weitergegeben werden kann, liegt der Einspeicherung zwar ein Handelsgeschäft zugrunde, doch ist dieses gesetzlich ausdrücklich vorgesehen (§§ 37, 38 EEG) und daher entflechtungsrechtlich unbedenklich. Gleiches gilt für die spätere Weitergabe der ausgespeicherten Strommengen an den ÜNB gegen Erstattung der Vergütungszahlungen (§§ 56, 57 EEG). Problematisch erscheinen hingegen der Erwerb von direkt vermarktetem Strom zur Einspeicherung und dessen spätere Veräußerung. Hierin liegen Handlungen am Strommarkt, die grundsätzlich dem wettbewerblichen Bereich zuzuordnen und dem VNB auch nicht ausnahmsweise gesetzlich zugewiesen sind. Sie sind daher grundsätzlich nach den Entflechtungsvorschriften von dem Netzbetrieb zu trennen, sofern sie nicht lediglich als zulässiger Annex zu der Wahrnehmung der Aufgaben des Netzbetreibers zur Sicherstellung der Netzleistungsfähigkeit angesehen werden können. Erwerb und Vermarktung des Stroms bilden hier jedoch einen zentralen Teil der Tätigkeit, so dass der VNB der Rolle eines Stromhändlers sehr nahe kommt. Es erscheint daher sehr zweifelhaft, ob aus entflechtungsrechtlicher Sicht von einem bloßen Annex zu der Verbesserung der Netzleistungsfähigkeit gesprochen werden kann. Die Frage ist bislang aber nicht näher erörtert worden und daher ungeklärt.

b) Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität

Wie bereits ausgeführt ist die Anforderung eines „ausschließlichen“ Speichereinsatzes für Zwecke des Netzbetriebs nicht erfüllt, wenn die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität nicht dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann. Die Probleme einer solchen Zuordnung wurden bereits dargestellt. Insbesondere dürfte von Bedeutung sein, in welchem Größenverhältnis die Nutzung des Stromspeichers für Netzbetriebszwecke zu der Nutzung durch Dritte steht und ob die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB die Ziele der Entflechtungsvorschriften beeinträchtigen kann. Bei abstrakter Betrachtung ist nicht auszuschließen, dass der VNB zur besseren Vermarktung seines eigenen Speichers dritte Speicherbetreiber bei Netzanschluss oder Netzzugang diskriminieren könnte und dass eine Quersubventionierung von Speichernutzern (bzw. des Cloudbetreibers) zu Lasten der Netznutzer erfolgen könnte (oben III.3.d)). Zu einem möglichen Abschluss von Bedenken durch geeignete Ausgestaltung der Speichervermarktung vgl. unten IV.4.b).

4. Optimierungsmöglichkeiten

a) Einsatz des Stromspeichers zur Verhinderung / Reduzierung von Einspeisemanagement

Wie dargestellt ist problematisch, ob der Betrieb eines Stromspeichers durch den VNB zur Verhinderung bzw. Reduzierung von Einspeisemanagement-Maßnahmen dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann, so dass keine Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Netzbetrieb und Speicherbetrieb bestehen. Denn in dem Erwerb von direkt vermarktetem Strom zur Einspeicherung und dessen späterer Veräußerung liegen Handlungen am Strommarkt, die kaum noch als bloßer „Annex“ zur Verbesserung der Leistungsfähigkeit des Netzes angesehen werden können und daher grundsätzlich von dem Netzbetrieb zu trennen sind. Um die Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb zu ermöglichen, ist daher maßgeblich, die Bedenken hinsichtlich der Aktivitäten des VNB am Strommarkt zu verringern.

In Betracht gezogen werden kann insoweit eine Gestaltung, wonach der VNB sich auf die Schaffung der erforderlichen Mindestvoraussetzungen für den Speichereinsatz zur Verhinderung bzw. Reduzierung von Einspeisemanagement-Maßnahmen beschränkt. Dies dürfte Vorgaben in Bezug auf Zeitpunkt und Menge des einzuspeichernden Stroms umfassen sowie ggf. auch Vorgaben in Bezug auf die spätere Leerung des Speichers. Demgegenüber wären der Erwerb und die spätere Veräußerung der Strommengen einem Dritten zu überlassen. Dieser wäre insbesondere für den Abschluss der entsprechenden Vereinbarungen mit den Direktvermarktern über den Stromerwerb, für die Auswahl der Vertragspartner bei der späteren Veräußerung sowie für die Preisgestaltung bei Kauf und Verkauf der Strommengen verantwortlich. Die Auswahl des für Erwerb und Veräußerung zuständigen Dritten könnte im Wege eines Ausschreibungsverfahrens erfolgen. Eine Einflussnahme des VNB auf die Gestaltung der Handelsgeschäfte (insbesondere im Interesse verbundener Unternehmen) wäre damit zumindest stark eingeschränkt.

b) Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität

Das zweite wesentliche entflechtungsrechtliche Problem des Betriebs eines Ortsnetzspeichers liegt in der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB. Wie dargestellt, wird hierdurch die ausschließliche Nutzung des Speichers für Netzbetriebszwecke in Frage gestellt, da die Vermarktung des Stromspeichers als solche nicht dem Netzbetrieb dient. Für die Möglichkeit einer Zuordnung des Speicherbetriebs zum Netzbetrieb auch hinsichtlich der Kapazitätsvermarktung an Dritte ist insbesondere von Bedeutung, ob die Vermarktung der „überschüssigen“ Speicherkapazität durch den VNB die Ziele der Entflechtungsvorschriften beeinträchtigen kann, indem der VNB zur besseren Vermarktung seines eigenen Speichers dritte Speicherbetreiber bei Netzanschluss oder Netzzugang diskriminieren könnte und indem eine Quersubventionierung von Speichernutzern (bzw. des Cloudbetreibers) zu Lasten der Netznutzer erfolgen könnte. Maßgeblich ist daher, ob durch geeignete

te Gestaltung der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität eine Beeinträchtigung der Entflechtungsziele ausgeschlossen und eingeschränkt werden kann.

Um eine Beeinträchtigung der Entflechtungsziele zu vermeiden, wäre die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität möglichst weitgehend vom Netzbetrieb zu trennen. Die Vermarktung müsste dabei, soweit möglich, einem Dritten überlassen werden. Der VNB würde sich auf die Festlegung der Zeiten und ggf. des Volumens der verfügbaren Speicherkapazität beschränken. Die Vermarktung an Speichernutzer würde einem Dritten überlassen werden, der vom VNB im Wege eines Ausschreibungsverfahrens ausgewählt werden könnte.

Auch durch eine solche Gestaltung lassen sich entflechtungsrechtliche Bedenken allerdings nicht vollständig beheben. Bei abstrakter Betrachtung wäre zum einen dennoch ein Interesse des VNB denkbar, dritte Speicherbetreiber bei Netzanschluss und Netzzugang zu benachteiligen, um die Vermarktung der eigenen „überschüssigen“ Speicherkapazität zu erleichtern und ggf. höhere Erlöse im Ausschreibungsverfahren zu erzielen. Zum anderen ist ungeklärt, ob der im Wege des Ausschreibungsverfahrens ermittelte Preis eine regulierungsrechtlich anzuerkennende Kostenverteilung zwischen Netznutzern (die die Kosten des Speicherbetriebs abzüglich der erzielten Einnahmen aus der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität zu tragen haben) und Speichernutzern gewährleistet. Alternativ wäre ein Verständnis denkbar, wonach die Kostenverteilung gerade im Wege einer buchhalterischen Trennung von Netzbetrieb einschließlich der Speichernutzung für Netzbetriebszwecke einerseits und Speicherbetrieb für sonstige Zwecke (Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität) andererseits zu erfolgen hat (vgl. unten AP 3.2 I.2.). In diesem Zusammenhang ist auch darauf hinzuweisen, dass die Anforderungen an die buchhalterische Entflechtung nach § 6b EnWG nicht nur vertikal integrierte Unternehmen treffen, sondern auch unabhängige Netzbetreiber. Die buchhalterische Entflechtung soll insoweit ersichtlich eine korrekte Kostenzuordnung unabhängig davon gewährleisten, ob eine Quersubventionierung verbundener Unternehmen des VNB zu befürchten ist. Im Ergebnis ist daher offen, ob der Speicherbetrieb vollständig dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann oder ob Entflechtungsanforderungen, insbesondere hinsichtlich der buchhalterischen Entflechtung, eingreifen.

a) Contracting

Eine Optimierung der entflechtungsrechtlichen Situation zugunsten des Netzbetreibers über vertragliche Ausgestaltungen nach dem Vorbild des sog. Contracting erscheint hier nicht möglich. Mittels vertraglicher Abreden wird beim Contracting unter anderem versucht, die Person des Betreibers auf eine bestimmte Person zu verlagern.³⁰⁰ Dies bringt für den Fall des vom VNB betriebenen Ortsnetzspeichers jedoch keinen Gewinn, da die Verortung der Person des Betreibers in entflechtungsrechtlicher Hinsicht nichts daran ändern würde, dass der VNB überschüssige Speicherkapazität vermarktet.

V. Betrieb des ArealSpeichers durch den Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes

Für den Betrieb eines ArealSpeichers, der innerhalb eines geschlossenen Verteilernetzes i.S.d. § 110 EnWG betrieben wird, greifen die entflechtungsrechtlichen Vorschriften in eingeschränktem Umfang ein.

Grundsätzlich richten sich die Entflechtungsvorschriften an die Betreiber vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen, vgl. § 6 Abs. 1 EnWG. Ein solches vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen i.S.d. § 3 Nr. 38 EnWG liegt auch dann vor, wenn innerhalb des Unternehmens oder der Unternehmensgruppe neben Tätigkeiten in den Bereichen Erzeugung oder Vertrieb auch der Betrieb eines geschlossenen Verteilernetzes erfolgt. Zwar ist dieses nach der Rechtsprechung des BGH kein Netz der allgemeinen Versorgung. Die grundsätzliche Anwendbarkeit der Entflechtungsvor-

³⁰⁰ Im Einzelnen vgl. Altröck, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 37 Rn. 29 ff. m.w.N.

schriften ergibt sich jedoch aus § 6b Abs. 8 EnWG. Auch nach dem Wortlaut des § 110 Abs. 1 EnWG, der diejenigen Regelungen des EnWG nennt, die auf geschlossene Verteilernetze keine Anwendung finden, ist das Eingreifen von Entflechtungsvorschriften für geschlossene Verteilernetze nicht angenommen. Da der Betreiber des Arealnetzes zugleich Erzeugungstätigkeiten ausübt (hier Stromerzeugung in einem BHKW), erfüllt er die Definition des vertikal integrierten EVU nach § 3 Nr. 38 EnWG. Damit kommt es hier nicht auf die oben, vgl. AP 2.1 III.2.b), diskutierte Frage an, ob die Stromspeicherung als Erzeugungstätigkeit zu werten sein könnte.

Sofern das BHKW und das Netz nicht innerhalb eines vertikal integrierten EVU betrieben werden sollten, erfüllt der Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes jedenfalls die Definition des rechtlich selbstständigen Netzbetreibers. Damit würden ihn zumindest bestimmte entflechtungsrechtliche Pflichten treffen, vgl. §§ 6a, 6b EnWG.

Im Ergebnis bestehen für den Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes folgende Entflechtungsanforderungen:

- Sowohl als vertikal integriertes EVU als auch rechtlich selbstständiger Netzbetreiber hat dieser die Vorschriften zum Umgang mit Informationen nach § 6a EnWG einzuhalten.
- Auch die Vorschriften zur buchhalterischen Entflechtung nach § 6b EnWG sind sowohl vom vertikal integrierten EVU als auch von einem rechtlich selbstständigen Netzbetreiber einzuhalten. Handelt es sich bei dem Netzbetreiber wie hier allerdings um einen solchen, der (ausschließlich) ein oder mehrere Netze i.S.d. § 110 EnWG betreibt, so gilt nach § 6 Abs. 8 EnWG, dass dieser von den Verpflichtungen nach den Absätzen 4 und 7 ausgenommen ist. Dies führt zur Erleichterungen bei der Erstellung/Prüfung des Jahresabschlusses.
- Die Vorgaben für die rechtliche und operationelle Entflechtung nach den §§ 7 und 7a EnWG greifen hier nicht ein. Für rechtlich selbstständige Netzbetreiber gelten diese grundsätzlich nicht. Handelt es sich bei dem Netzbetreiber um ein vertikal integriertes EVU, so mangelt es an einer Belieferung von über 100.000 Kunden, sodass nach der sog. de-minimis-Regelung, vgl. §§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG, keine rechtliche und operationelle Entflechtung erfolgen muss.

VI. Entwicklungsperspektiven

Es stellt sich die Frage, ob zukünftig – wie bereits für Gasspeicher erfolgt – vom Gesetzgeber eigenständige Entflechtungsanforderungen für den Betrieb von Stromspeichern geschaffen werden könnten. In diesem Zusammenhang wäre auch die Frage von Drittzugangsansprüchen zu Stromspeichern zu klären. Entsprechende Tendenzen sind derzeit aber nicht konkret absehbar. Auch in der Literatur zum deutschen und europäischen Energierecht werden aktuell – soweit bekannt – weder die Schaffung gesonderter Entflechtungsregelungen noch Zugangsansprüche für Stromspeicher gefordert.

Als begrenztere Entwicklungsperspektive wäre denkbar, dass die Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb eingeschränkt werden. Ansatzpunkte hierfür könnte wiederum die Rechtslage für Gasspeicher bieten, da die Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung dort eingeschränkt sind.³⁰¹ Für den Betrieb von Gasverteilernetzen enthalten §§ 7 und 7a EnWG / Art. 26 GasRL zwar Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung, die ihrem Wortlaut nach teilweise auch das Verhältnis zum Gasspeicherbetrieb betreffen.³⁰² Gemäß Art. 29 GasRL steht Art. 26 Abs. 1 GasRL dem gleichzeitigen Betrieb eines Gasverteilernetzes und einer Speicheranlage jedoch nicht entgegen, ohne dass weitere Anforderungen erfüllt sein müssten. Fraglich ist, ob damit auch die Anwendung der Absätze 2 und 3 des Art. 26 GasRL entfällt, die in mehrfacher Hinsicht Anforderungen an die Unabhängigkeit des Verteilernetzbetreibers stellen, ohne diese auf das Verhältnis zu bestimmten Tätigkeitsbereichen (insbesondere Gewinnung,

³⁰¹ Vgl. dazu ausführlich Weyer/Lietz, ZNER 2014, 356, 361 f.

³⁰² Vgl. Weyer/Lietz, ZNER 2014, 241, 243.

Versorgung oder Fernleitung) zu beschränken (Art. 26 Abs. 2 S. 2 Buchst. b) - d), Abs. 3 S. 1 GasRL). Für die Anwendbarkeit dieser Anforderungen könnte sprechen, dass sie gemäß Art. 26 Abs. 2 S. 1 GasRL „zusätzlich zu den Anforderungen des Absatzes 1“ gelten. Doch ist nicht ersichtlich, zumal angesichts des ansonsten übereinstimmenden Wortlautes von Art. 26 Abs. 1 S. 1 und Abs. 2 S. 1 GasRL, dass der Sache nach weitergehende Anforderungen aufgestellt werden. Im Ergebnis scheint sich daher der Ausschluss des Art. 26 Abs. 1 GasRL durch Art. 29 GasRL auch auf Art. 26 Abs. 2 und 3 GasRL zu erstrecken. Soweit Art. 15 Abs. 2 Buchst. a) GasRL demgegenüber Anforderungen an die Unabhängigkeit des Leitungspersonals des Gasspeicherbetreibers gegenüber betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Unternehmens im Bereich Erdgasverteilung aufstellt, dürfte ein redaktionelles Versehen vorliegen; eine entsprechende Formulierung fehlt insbesondere in den englischen und französischen Sprachfassungen des Art. 15 Abs. 2 Buchst. a) GasRL.

Fraglich ist allerdings, ob der deutsche Gesetzgeber die Entflechtungsanforderungen der §§ 7 und 7a EnWG im Gasbereich über die unionsrechtlichen Vorgaben hinaus auch auf das Verhältnis Gasverteilernetzbetreiber – Gasspeicherbetreiber erstreckt haben könnte, da eine dem Art. 29 GasRL entsprechende Einschränkung in § 6d EnWG fehlt. Die unionsrechtlichen Entflechtungsvorschriften werden als Mindestharmonisierung verstanden, so dass strengeres nationales Recht grundsätzlich zulässig bleibt.³⁰³ Doch spricht die Auslegung des deutschen Rechts für einen Gleichlauf mit den unionsrechtlichen Entflechtungsanforderungen, da diese nach dem Willen des Gesetzgebers nicht verschärft, sondern 1:1 umgesetzt werden sollten.³⁰⁴ Im Ergebnis ist daher auch nach deutschem Recht von der Unanwendbarkeit der Vorschriften zur rechtlichen und operationellen Entflechtung im Verhältnis Gasverteilernetzbetreiber – Gasspeicherbetreiber auszugehen.³⁰⁵

Ansätze für eine Überprüfung, ob ähnliche Einschränkungen auch für die Entflechtungsanforderungen im Verhältnis des Verteilernetzbetriebs zum Stromspeicherbetrieb eingeführt werden sollten, lassen sich in der Literatur bislang nur ganz vereinzelt finden.³⁰⁶ Daher ist aus derzeitiger Sicht nicht zu erwarten, dass entsprechende Regelungen in der nahen Zukunft eingeführt werden.

VII. Ergebnis

Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb bestehen beim Ortsnetzspeicher dann nicht, wenn der Stromspeicher ausschließlich der Wahrnehmung von Netzbetreiberaufgaben dient. Bei auch nur teilweiser Speichernutzung für andere Zwecke greifen die Entflechtungsanforderungen dagegen ein.

Grundsätzlich kann der Betrieb eines Ortsnetzspeichers, wie im Cloudmodell vorgesehen, dem Netzbetrieb zugeordnet werden, soweit die der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit dienenden Einsatzzwecke „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“, „statische Spannungshaltung“, „Blindleistungsmanagement“, „Power Quality“ und „Bereitstellung von (zuvor am Markt beschaffter) Verlustenergie“ betroffen sind. Der der Verbesserung der Netzleistungsfähigkeit dienende Einsatzzweck „Vermeidung oder Reduzierung von Einspeisemanagement“ kann jedenfalls in eingeschränktem Umfang als Aufgabe des Netzbetreibers angesehen werden; problematisch sind aufgrund der erforderlichen umfangreichen Handlungen am Strommarkt jedoch der hiermit verbundene Erwerb und die spätere Weiterveräußerung von direkt vermarkteter Elektrizität. Diese Bedenken lassen sich reduzieren, wenn Kauf und Verkauf der Elektrizität Dritten überlassen werden.

³⁰³ Commission Staff Working Paper, The Unbundling Regime, S. 27; de Wyl/Finke, in: Schneider/Theobald, § 4 Rn. 12.

³⁰⁴ Begründung zum EnWG 2011, BT-Drs. 17/6072, S. 49 unter IV.; Bericht des Wirtschaftsausschusses, BT-Drs. 17/6365, S. 33.

³⁰⁵ Einschränkungen bestehen im Übrigen auch im Verhältnis Gastransportnetzbetreiber – Gasspeicherbetreiber, vgl. dazu Weyer/Lietz, ZNER 2014, 356, 358.

³⁰⁶ Weyer/Lietz, ZNER 2014, 356, 360.

Eine Vermarktung „überschüssiger“, d.h. nicht für die o.g. Netzbetriebszwecke erforderlicher Speicherkapazität dient im Ausgangspunkt nicht dem Netzbetrieb. Eine Zuordnung zum Netzbetrieb lässt sich evtl. über den Aspekt der Kostenreduzierung für den Netzbetrieb oder die Vermeidung von Ineffizienzen begründen. Offen ist jedoch, ob Entflechtungszwecke, insbesondere die korrekte Kostenverteilung zwischen Netzbetrieb und Speicherbetrieb, dennoch zumindest eine buchhalterische Entflechtung erfordern.

Entflechtungsrechtliche Fragen ergeben sich im Cloudmodell darüber hinaus für den Betrieb des Arealspeichers durch den Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes. Unabhängig davon, ob es sich bei dem Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes um ein vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen (z.B. aufgrund des Betriebs einer Erzeugungsanlage) oder um einen rechtlich selbstständigen Netzbetreiber handelt, ist dieser von dem Betrieb des Arealspeichers sowohl informativ als auch buchhalterisch (allerdings ggf. mit Erleichterungen) zu entflechten, nicht jedoch operationell oder rechtlich.

Tendenzen zur Einführung eigenständiger Entflechtungsanforderungen – wie bereits für Gasspeicher erfolgt – sind derzeit nicht erkennbar. Auch eine Einschränkung der Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb in Anlehnung an die Rechtslage für Gasspeicher ist für die nähere Zukunft nicht absehbar.

AP 2.2: Nutzung von Batteriespeichern Dritter durch den VNB

I. Entflechtungsrechtliche Anforderungen an VNB bei Nutzung von Batteriespeichern Dritter

Anstelle des Betriebs eigener Batteriespeicher durch den VNB könnte dieser zur Wahrnehmung seiner Netzbetreiberaufgaben ggf. auf Speicherkapazitäten Dritter zugreifen. Im Rahmen des Cloudmodells könnte er insoweit als Sekundärnutzer der Speichercloud auftreten.

1. Grundsatz

Aus entflechtungsrechtlicher Sicht stellt sich damit im Unterschied zu dem Betrieb eigener Batteriespeicher durch den VNB nicht die Frage, ob der Stromspeicherbetrieb dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann. Wohl aber bleibt die Frage relevant, ob die *Nutzung* des (fremden, d.h. von einem Dritten betriebenen) Stromspeichers durch den VNB entflechtungsrechtlich zulässig ist. Ähnlich wie zum Stromspeicherbetrieb durch den VNB ausgeführt, könnte es sich um eine Tätigkeit handeln, die vom Netzbetrieb zu trennen ist. Dies gilt insbesondere, wenn mit der Nutzung des Stromspeichers ein marktbezogenes Handeln des VNB – z.B. der Kauf oder Verkauf von Elektrizität – verbunden ist. Ggf. könnte eine solche Tätigkeit des VNB auch den entflechtungsrechtlich besonders streng regulierten Bereichen „Erzeugung“ oder „Vertrieb“ zuzuordnen sein. Wiederum ist umgekehrt aber auch denkbar, dass die Nutzung des Stromspeichers den Aufgaben des Netzbetriebs zugeordnet werden kann und daher keinen Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zu diesem unterliegt.

Die Nutzung von Speicherkapazitäten Dritter durch den VNB für die im Rahmen des Projekts relevanten Einsatzzwecke lässt sich, wie in AP 2.1 dargestellt, vielfach dem Netzbetrieb zuordnen. Dies gilt jedenfalls für die Einsatzzwecke „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“, „statische Spannungshaltung“, „Blindleistungsmanagement“, „Power Quality“ und „Bereitstellung von (zuvor am Markt beschaffter) Verlustenergie“. Der Einsatzzweck „Vermeidung oder Reduzierung von Einspeisemanagement“ kann jedenfalls in eingeschränktem Umfang als Aufgabe des Netzbetreibers angesehen werden, doch bestehen Bedenken gegen eine Zuordnung zum Netzbetrieb aufgrund der erforderlichen umfangreichen Handlungen am Strommarkt bei Erwerb und späterer Weiterveräußerung von direkt vermarkteter Elektrizität. Diese Bedenken lassen sich reduzieren, wenn Kauf und Verkauf der Elektrizität Dritten überlassen werden. Im Einzelnen wird hierzu auf die Ausführungen in AP 2.1 VII. verwiesen.

Da der Stromspeicher in diesem Fall durch einen Dritten betrieben wird, ergibt sich für den VNB nicht das Bedürfnis, „überschüssige“, d.h. nicht für die o.g. Netzbetriebszwecke erforderliche Speicherkapazität zu vermarkten. Damit entfallen die Schwierigkeiten hinsichtlich einer Zuordnung der Vermarktung dieser „überschüssigen“ Speicherkapazität zum Netzbetrieb (oben AP 2.1 IV.3.b)). Umgekehrt muss der Stromspeicher, da er nicht durch einen VNB betrieben wird, nicht ausschließlich für Netzbetriebszwecke eingesetzt werden, was einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb erleichtern könnte. Im Ergebnis entfällt ein wesentlicher Problembereich, der bei dem Stromspeicherbetrieb durch einen VNB auftritt.

Aufgrund des Stromspeicherbetriebs durch einen Dritten entfallen darüber hinaus grundsätzlich etwaige Anreize für den VNB, dritte Speicherbetreiber bei Netzanschluss und Netzzugang zu diskriminieren, um „überschüssige“ Speicherkapazität seines eigenen Stromspeichers besser vermarkten zu können. Auch die Gefahr einer Quersubventionierung anderer Speichernutzer durch die Netznutzer wird jedenfalls erheblich verringert.

Die Nutzung von Stromspeicherkapazitäten Dritter setzt allerdings voraus, dass Speicherkapazitäten im erforderlichen Umfang, zu den gewünschten Zeiten und ggf. in der erforderlichen Region zur Verfügung stehen. Hierauf kann der VNB im Rahmen von Ausschreibungen hinwirken. In Betracht gezo-

gen wurden zwei verschiedene Ausschreibungsmodelle.³⁰⁷ Denkbar ist einerseits die Ausschreibung des Speicherbaus. Speichereigentümer und Speicherbetreiber ist in diesem Fall der Ausschreibungsgewinner, der einen Nutzungsvertrag mit dem VNB schließt und diesem ein primäres Nutzungsrecht einräumt. Der VNB entschädigt den Speichereigentümer für die entgangenen Erlöse, die dieser während der Zeit der Speichernutzung durch den VNB hätte am Markt erzielen können; gedacht ist an einen Mechanismus ähnlich dem heutigen Einspeisemanagement. Denkbar ist zum anderen die Errichtung des Stromspeichers durch den VNB, der jedoch die Nutzung des Stromspeichers ausschreibt. Speichereigentümer ist in diesem Fall der VNB, Speicherbetreiber der Ausschreibungsgewinner. Dieser schließt einen Nutzungsvertrag mit dem VNB und räumt ihm ein primäres Nutzungsrecht ein. Der VNB entschädigt den Speichereigentümer wiederum für die entgangenen Erlöse, die dieser während der Zeit der Speichernutzung durch den VNB hätte am Markt erzielen können.

Aus entflechtungsrechtlicher Sicht nutzt der VNB in beiden dargestellten Ausschreibungsmodellen den Stromspeicher eines Dritten, so dass eine Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB nicht erforderlich ist und die damit verbundenen Probleme entfallen. Infolge der Ausschreibung durch den VNB wird dieser allerdings den wirtschaftlichen Wert des Speicherbetriebs insgesamt berücksichtigen, da dieser für die Gebote potenzieller Speicherbetreiber im Ausschreibungsverfahren maßgeblich ist. Insofern bestehen Zweifel, ob bei solchen Ausschreibungsmodellen in gleicher Weise Anreize für den VNB entfallen, dritte Speicherbetreiber bei Netzanschluss und Netzzugang zu diskriminieren, und ob die Gefahr einer Quersubventionierung anderer Speichernutzer durch die Netznutzer in gleicher Weise verringert wird.

Auch im Falle der Nutzung von Stromspeichern Dritter sind im Übrigen die sonstigen Anforderungen einzuhalten, die außerhalb der Entflechtungsvorschriften an den Netzbetreiber als solchen gerichtet sind. Dies betrifft insbesondere die Verpflichtung zur marktorientierten Beschaffung von Regel- und Verlustenergie.

2. Nutzung des Speichers eines verbundenen Unternehmens

Zusätzliche Fragen stellen sich, wenn der VNB Speicherkapazitäten eines verbundenen Stromspeicherbetriebers nutzt. In diesem Fall könnte etwa ein Anreiz bestehen, bevorzugt die Speicher verbundener Speicherbetreiber zu nutzen oder überhöhte Speichernutzungsentgelte zu Lasten der Netznutzer zu vereinbaren.

Im Verhältnis von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb gelten hier die allgemeinen Entflechtungsanforderungen. Eine Zuordnung des Stromspeicherbetriebs zum Netzbetrieb, die Entflechtungsanforderungen ausschließen könnte, scheidet aus. Die Durchführung von Netzbetrieb und Stromspeicherbetrieb innerhalb eines vertikal integrierten EVU ist jedoch grundsätzlich möglich. Soweit der Stromspeicher als Infrastruktureinrichtung betrieben wird, die Dritten zur Nutzung angeboten wird und nicht der Erzeugung oder dem Vertrieb des vertikal integrierten EVU zuzuordnen ist, bestehen auch nur eingeschränkte Entflechtungsanforderungen (oben AP 2.1 III.3.d)).

Hinsichtlich der Beschaffung der für den Netzbetrieb eingesetzten Speicherkapazitäten greift die Verpflichtung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, vgl. § 11 Abs. 1 EnWG. Eine Bevorzugung verbundener Speicherbetreiber wäre damit nicht vereinbar. Weitere Vorgaben zur Beschaffung von Speicherkapazitäten bestehen jedoch nicht. Insbesondere besteht, anders als nach § 22 Abs. 1 EnWG für die Beschaffung von Regel- und Verlustenergie, keine ausdrückliche Verpflichtung zur marktorientierten Beschaffung oder gar Ausschreibung. Die Kostenanerkennung erfolgt nach den allgemeinen Regeln der Anreizregulierung.

³⁰⁷ Vgl. Palovic, Institutioneller Rahmen für netzbetriebene MP-Speicher (Green2Store), Präsentation v. 25.09.2015, Folie 14 ff.

II. Zugriffsmöglichkeiten des VNB auf Speicherkapazitäten Dritter

Eine Nutzung von Speicherkapazitäten Dritter durch den VNB ist grundsätzlich nur auf vertraglicher Grundlage möglich. Gesetzlich geregelte Zugriffsrechte des VNB werden unten in AP 2.3 gesondert dargestellt. Die Vereinbarungen zwischen Speicherbetreiber (oder ggf. Cloudbetreiber) und VNB unterliegen dabei grds. der Vertragsfreiheit, d.h. die Parteien können zunächst alles vereinbaren, was sie untereinander regeln möchten. Einschränkungen können sich insbesondere bei Verstoß gegen gesetzliche Verbote nach § 134 BGB ergeben, wobei gesetzliche Verbote ggf. auch dem Energieregulierungsrecht zu entnehmen sein können.

Welchen Inhalt die Nutzungsrechte der VNB haben sollen, ist nicht abschließend geklärt. In Betracht kommt etwa die Vereinbarung bestimmter Zeiträume, während derer die Speichernutzung dem VNB vorbehalten ist. Aber auch weitergehende Nutzungsrechte sind denkbar bis hin zu einem generellen vorrangigen Nutzungsrecht des VNB. Hierzu könnte bspw. vereinbart werden, dass die Nutzungen durch dritte Speichernutzer zugunsten einer Anfrage des VNB kurzfristig unterbrochen werden, um dem VNB Speicherkapazität zur Verfügung stellen zu können. Als Gegenstück zu einem solchen vorrangigen Nutzungsrecht des VNB müsste der Speicherbetreiber (oder ggf. Cloudbetreiber) entsprechende Vereinbarungen in die Speichernutzungsverträge mit dritten Nutzern aufnehmen, z.B. im Sinne von unterbrechbaren Kapazitäten. Damit verbunden wäre voraussichtlich eine Preisreduktion bei der Vermarktung der Speicherkapazitäten an dritte Speichernutzer.

Grundsätzlich sind alle derartigen Nutzungsvereinbarungen zwischen Speicherbetreiber und VNB durch die Vertragsfreiheit gedeckt. Eine Grenze wäre allenfalls erreicht, wenn der VNB sein vorrangiges Nutzungsrecht gezielt dazu einsetzen würde, die Speichernutzung durch Dritte zu beeinflussen, z. B. im Interesse des verbundenen Vertriebs. Derartige Gefahren erscheinen allerdings fernliegend, zumal dem VNB in der Regel nicht bekannt sein dürfte, wessen Speichernutzung er durch die Anfrage nach Speicherkapazität beeinträchtigt.

III. Ergebnis

Die Nutzung von Batteriespeichern Dritter durch den VNB wirft geringere entflechtungsrechtliche Bedenken auf als der Betrieb eigener Speicher. Insbesondere ist eine Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB nicht erforderlich, während der dritte Speicherbetreiber seinerseits den Speicher nicht ausschließlich für Zwecke des Netzbetriebs einsetzen muss. Grundsätzlich entfallen auch die Bedenken hinsichtlich einer etwaigen Diskriminierung dritter Speicherbetreiber bei Netzanschluss und Netznutzung sowie hinsichtlich einer etwaigen Quersubventionierung der Speichernutzer zu Lasten der Netznutzer. Weniger eindeutig ist dies allerdings im Falle einer Ausschreibung des Speicherbaus oder der Speichernutzung durch den VNB.

Die Nutzung von Speicherkapazitäten Dritter durch den VNB bedarf grundsätzlich einer vertraglichen Vereinbarung. Hierin kann auch ein vorrangiges Nutzungsrecht des VNB geregelt werden. Dies kann sich allerdings preismindernd auf die Vermarktung von Nutzungsrechten an dritte Speichernutzer auswirken.

AP 2.3: Einflussmöglichkeiten des VNB auf Errichtung und Nutzung von Batteriespeichern durch Dritte

Zur Wahrnehmung von Netzbetreiberaufgaben hat der VNB nicht allein die Möglichkeiten, eigene Stromspeicher zu betreiben (oben AP 2.1) oder selbst die Stromspeicher Dritter zu nutzen (AP 2.2). Vielmehr kann er auch auf die Stromspeicherung durch Dritte Einfluss nehmen, soweit diese Rückwirkungen auf die Aufgabenerfüllung des VNB hat. Im Folgenden werden kurz die möglichen Rückwirkungen des Einsatzes von Batteriespeichern durch Dritte auf Netzbetrieb und Netzausbau dargestellt (unten I.). Anschließend ist zu untersuchen, welche Einflussmöglichkeiten des VNB auf den Batteriespeichereinsatz durch Dritte der Gesetzgeber vorgesehen hat (unten II.), wobei Besonderheiten für EE- und KWK-Anlagen bestehen (unten III.). Darzustellen ist außerdem das Marktanzreizprogramm für Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen (unten IV.). Weitere Fragen stellen sich hinsichtlich der Einflussmöglichkeiten auf die örtliche Belegenheit von Stromspeichern bzw. deren Netzanschlusspunkten (unten V.). Schließlich ist zu untersuchen, ob der VNB sich gegen finanzielle Unterstützung des Stromspeicherbaus vertraglich Einflussrechte einräumen lassen kann (unten VI). Tendenzen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens werden unter VII. angesprochen.

I. Rückwirkungen des Batteriespeichereinsatzes Dritter auf den VNB

Der Einsatz von Batteriespeichern durch Dritte hat Auswirkungen auf das Stromverteilernetz. Dies gilt zum einen für den *Netzbetrieb*. Insbesondere beeinflusst der Einsatz von Stromspeichern die Belastung von Netzbetriebsmitteln, die Spannungshaltung, das Blindleistungsmanagement und die Stromqualität (Power Quality). Hierbei können die Auswirkungen im Einzelfall netzdienlich, neutral oder auch nachteilig für den Netzbetrieb sein.

Darüber hinaus kann der Speichereinsatz auch für den *Netzausbau* Bedeutung gewinnen. Angesichts seiner Auswirkungen auf die Netzbelastung durch Wirk- und Blindleistung sowie auf die Spannungshaltung kann der Speichereinsatz sowohl die verfügbare Netzkapazität erhöhen (insbesondere Einspeicherung in Zeiten hoher Netzbelastung) als auch verringern (insbesondere Ausspeicherung in Zeiten hoher Netzbelastung). Auch im Hinblick auf den Netzausbau kann der Speichereinsatz daher netzdienlich wirken oder im Gegenteil gerade nachteilig. Das BMWi geht sogar davon aus, dass Batteriespeicher – allerdings nur in wenigen Fällen – Netzausbau auf der Niederspannungsebene ersetzen können.³⁰⁸

Die Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzausbau hängen nicht allein von Art und Zeitpunkt des Speichereinsatzes ab. Relevant ist daneben auch die *örtliche Belegenheit* des Batteriespeichers bzw. seines Netzanschlusspunktes. Die örtliche Belegenheit kann sowohl die System- und Netzsicherheit beeinflussen als auch die Notwendigkeit eines Netzausbaus.

II. Einflussmöglichkeiten des VNB auf den Speichereinsatz Dritter

1. § 13 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG

Übertragungsnetzbetreiber verfügen über besondere Rechte und Pflichten zur Durchführung von Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach § 13 EnWG. Für VNB gilt diese Vorschrift entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, vgl. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Rechte nach § 13 EnWG den VNB nur zustehen, soweit sie nicht ohnehin auf Regelzonenebene durch die ÜNB auszuüben sind (z.B. Einsatz von Regelenergie) und den Maßnahmen des ÜNB zur Steuerung der Regelzone nicht zuwiderlaufen.³⁰⁹

³⁰⁸ BMWi, Weißbuch, S. 49, unter Hinweis auf FENES u.a., Stromspeicher in der Energiewende, 2014.

³⁰⁹ Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 14 Rn. 6.

Bei entsprechender Verantwortlichkeit sind VNB daher berechtigt und verpflichtet, marktbezogene Maßnahmen nach Maßgabe des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG einzusetzen, um die Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit sicherzustellen. Darunter fallen z.B. vertraglich vereinbarte abschaltbare oder zuschaltbare Lasten, Maßnahmen des Engpassmanagements oder die Mobilisierung zusätzlicher Reserven. Hierzu hat der VNB im Vorfeld möglicher Störungen oder Gefährdungen der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit vertragliche Vorsorge für den Einsatz derartiger Maßnahmen zu treffen. Solche marktbezogenen Maßnahmen können, wenn es technisch sinnvoll ist, auch die Einflussnahme auf den Einsatz von Stromspeichern Dritter betreffen. Dies wird durch § 13 Abs. 1a EnWG bestätigt, der Sonderregelungen für marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG gegenüber Betreibern von Stromspeichern mit einer Nennleistung ab 10 MW enthält. Marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zur Einflussnahme auf den Speichereinsatz Dritter müssen in der Regel gegen Entgelt mit diesen vertraglich vereinbart werden.

§ 13 Abs. 1a EnWG enthält eine Sonderregelung für marktbezogene Maßnahmen gegenüber Betreibern von Stromerzeugungsanlagen und Stromspeichern mit einer Nennleistung ab 10 MW. Diese sind gesetzlich verpflichtet, ihre Wirk- oder Blindleistungseinspeisung auf Anforderung des Netzbetreibers gegen angemessene Vergütung anzupassen. Ergänzend hierzu sind diese Betreiber von Stromspeichern nach § 13 Abs. 1 b EnWG außerdem verpflichtet, auf Anforderung des Netzbetreibers gegen zusätzliche Vergütung der hierfür notwendigen Auslagen die Betriebsbereitschaft ihrer Stromspeicher bei beabsichtigter oder vollzogener vorläufiger Stilllegung vorzuhalten oder wiederherzustellen. Die betroffenen Betreiber von Stromspeichern können sich diesen Maßnahmen aufgrund ihrer gesetzlichen Verpflichtung nicht durch Verweigerung eines Vertragsschlusses entziehen. Diese Regelung dürfte für VNB entsprechend anwendbar sein.³¹⁰ Batteriespeicher mit einer Nennleistung ab 10 MW finden bislang allerdings erst in geringem Umfang Verwendung.

Eine weitere Sonderregelung nach § 13 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4a und 4b EnWG gilt für technisch und wirtschaftlich sinnvolle Vereinbarungen für freiwillige Ab- und Zuschaltungen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG für Lasten in einer Mindestgröße von 50 MW. Diese sollen nach dem Willen des Gesetzgebers zum „Standardrepertoire des Netzbetreibers“ zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit werden.³¹¹ Der Abschluss solcher Zu- oder Abschaltvereinbarungen ist nach § 13 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4a und 4b EnWG und der Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) in begrenztem Umfang vorgeschrieben. Die gesetzliche Ausgestaltung der Sonderregelung zeigt jedoch, dass eine Anwendung für VNB nicht vorgesehen ist.³¹² Zwar verweist § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch auf § 13 Abs. 4a und 4b EnWG und sieht damit dem Wortlaut nach die entsprechende Anwendbarkeit dieser Vorschrift auf VNB vor. Für eine Beschränkung spricht jedoch insbesondere die auf ÜNB beschränkte Pflicht zur Ausschreibung über eine gemeinsame Internetplattform. Auch die zur Durchführung ergangene Rechtsverordnung (AbLaV) richtet sich ausdrücklich nur an Übertragungsnetzbetreiber. Davon abgesehen finden Batteriespeicher mit einer Nennleistung ab 50 MW bislang keine Verwendung.

Reicht der im Vorfeld einer Störung oder Gefährdung der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit vereinbarte Zugriff auf zu- und abschaltbare Lasten nach § 13 Abs. 1 EnWG (oder ggf. auch § 13 Abs. 1a und 1b EnWG) nicht aus, um die Gefährdung oder Störung zu beseitigen oder rechtzeitig zu beseitigen, ist der VNB nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG berechtigt, ohne vorherige Vereinbarung mit den betroffenen Kunden sämtliche Stromeinspeisungen und Stromabnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs anzupassen oder eine solche Anpassung zu verlangen. In solchen Fällen sieht § 13 Abs. 4 i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG vor, dass die hiervon betroffenen Leistungspflichten ruhen und dass Haftungsbeschränkungen eingreifen.

³¹⁰ So auch König, in: BerKomEnR, § 14 EnWG Rn. 12.

³¹¹ Vgl. Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6072, S. 72.

³¹² So auch i.E. Rosin/Will, in: PK EnWG, § 14 Rn. 15 ff.

2. § 14a EnWG

Einflussmöglichkeiten des VNB auf den Speichereinsatz Dritter können sich außerdem aus vertraglichen Vereinbarungen auf Grundlage des § 14a EnWG ergeben. Nach dieser Vorschrift sind VNB verpflichtet, denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von „vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen“ gestattet wird. Die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG erfolgt nach der Gesetzesbegründung zum Zwecke der Netzentlastung und zur Vermeidung von Lastspitzen.³¹³ Die Vorschrift ist nur auf Verbrauchseinrichtungen im Bereich der Niederspannung anwendbar, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vgl. § 14a S. 1 EnWG. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen gelten gemäß § 14a Abs. 1 S. 2 EnWG auch Elektromobile. Wie bereits in AP 1.2, Ziff. II.3.b), dargestellt, ist die Anwendbarkeit des § 14a EnWG auf stationäre Batteriespeicher bislang nicht abschließend geklärt. Teilweise wird diese abgelehnt,³¹⁴ teilweise aber auch befürwortet.³¹⁵ Allerdings sind neu errichtete Stromspeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG ohnehin für 20 Jahre von der Netzentgeltspflicht vollständig befreit, so dass die Möglichkeit einer Netzentgeltreduktion nach § 14a EnWG insoweit ins Leere geht. Hieraus kann aber nicht ohne weiteres abgeleitet werden, dass stationäre Stromspeicher vom Anwendungsbereich des § 14a EnWG ausgeschlossen sind.³¹⁶ Grundsätzlich erfüllen stationäre Stromspeicher nach der h.M. und Rechtsprechung des BGH die Definition des Letztverbrauchers des § 3 Nr. 25 EnWG, sodass sie grundsätzlich (auch) als Letztverbraucher i.S.d. § 14a EnWG eingeordnet werden können.³¹⁷ Andererseits speisen Sie jedoch auch Strom in das Netz ein, was einer solchen Einordnung möglicherweise entgegenstehen könnte. Hinsichtlich der Einspeisung – und einem damit verbundenen netzschädlichen Anlageneinsatz – ergeben sich aus § 14a EnWG keine Regelungen. Die Rechtswirkungen der Vorschrift auf Stromspeicher können sich damit generell nur auf einen Teil der Aktivitäten beziehen, sodass der sinnvolle Einsatz dieses Instruments und damit auch seine Anwendbarkeit auf Stromspeicher generell in Frage gestellt werden kann.

Die Steuerung kann direkt durch den VNB oder indirekt auf Geheiß des Netzbetreibers über einen Dritten, wie bspw. den Messstellenbetreiber oder den Lieferanten, erfolgen. Unter dem Begriff der „Steuerung“ versteht die Gesetzesbegründung in der Regel nur die Abschaltung und Reduzierung der Leistungsaufnahme. Zuschaltungen von Lasten und ähnliche Maßnahmen sollen dem Netzbetreiber entzogen sein und dem Markt vorbehalten bleiben.³¹⁸ Die Steuerung muss zudem gemäß § 14a S. 3 EnWG für die betroffenen Lieferanten und Letztverbraucher zumutbar sein. Eine Definition der „Zumutbarkeit“ fehlt. Für die betroffenen Lieferanten dürften die wirtschaftlichen Auswirkungen im Vordergrund stehen, für die Letztverbraucher die Auswirkungen auf ihre privaten bzw. beruflichen Aktivitäten. Die weitere Ausgestaltung des Instruments des § 14a EnWG soll durch Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Nr. 9 EnWG erfolgen, doch steht deren Erlass noch aus.

3. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV muss der Netzbetreiber dem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anbieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnah-

³¹³ BT-Drs. 17/6072, S. 73.

³¹⁴ Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 14a Rn. 10; Missling, in: Danner/Theobald, § 14a EnWG Rn. 11; Heuter/Schoon, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 5 Rn. 52.

³¹⁵ Stellungnahme des Bundesrates, BT-Drs. 17/6248, S. 14 f.; Franz/Boesche, in: BerlKomEnR, § 14a EnWG Rn. 7.

³¹⁶ Undeutlich die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6072, S. 74.

³¹⁷ Für die Einbeziehung von Stromspeichern auch die Stellungnahme des Bundesrates, BT-Drs. 17/6248, S. 14 f.; Franz/Boesche, in: BerlKomEnR, § 14a EnWG Rn. 7.

³¹⁸ BT-Drs. 17/6072, S. 74.

men aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Die Netzentgeltreduzierung soll einer langfristig besseren Netzauslastung dienen. Nach der Verordnungsbegründung soll für den Netznutzer ein Anreiz gesetzt werden, „seine individuelle Maximallast in allgemein lastschwache Zeiten zu verlagern und das Netz nicht zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast zusätzlich zu beanspruchen“.³¹⁹ Die Regelung findet in der Praxis insbesondere auch auf Pumpspeicherkraftwerke Anwendung. Sie ist ebenso auf Batteriespeicher anwendbar. Allerdings erlaubt sie dem VNB keine eigenständige Einflussnahme auf den Speicherbetrieb, sondern setzt lediglich einen Anreiz für eine netzdienliche Speicherfahrweise.

III. Einflussmöglichkeiten des VNB auf den Speichereinsatz Dritter bei EE- und KWK-Anlagen

Besonderheiten gelten für die Einflussnahme des VNB auf den Einsatz von Batteriespeichern, wenn der Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien³²⁰ oder KWK betroffen ist.

1. § 13 Abs. 2a i.V.m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG

Gemäß § 13 Abs. 2a S. 1 EnWG sind bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG (und Gleiches dürfte für Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG gelten) die Verpflichtungen nach § 11 Abs. 1 EEG und nach § 3 KWKG einzuhalten. Diese Verpflichtungen betreffen die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung, wobei Strom aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung gleichberechtigt zu behandeln ist. Dementsprechend sind marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG, die die Reduzierung der Einspeisung von EE- oder KWK-Strom vorsehen, grundsätzlich nur zulässig, wenn eine Reduzierung der Einspeisung von Strom aus konventionellen Quellen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht ausreicht.

Eine Ausnahme von diesem Grundsatz ergibt sich aus § 13 Abs. 2a S. 2 EnWG. Danach ist eine Reduzierung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien oder KWK zulässig, soweit das EEG oder KWKG ein Abweichen vom Einspeisevorrang auf Grund vertraglicher Vereinbarungen ausnahmsweise eröffnen. Dies betrifft Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 EEG (dazu unten III.3.). Weitere Voraussetzung für ein Abweichen vom Einspeisevorrang ist zudem, dass zuvor alle vertraglichen Vereinbarungen zur Reduzierung der Einspeisung von nicht vorrangberechtigter Elektrizität ausgeschöpft wurden.

Vom Einspeisevorrang für Strom aus EE oder KWK darf außerdem dann abgewichen werden, wenn die Einhaltung dieser Verpflichtung die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der System- oder Netzsicherheit verhindern würde, vgl. § 13 Abs. 2a S. 4 bis 7 EnWG. Ein solcher Ausnahmefall liegt insbesondere vor, soweit der Netzbetreiber auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten nicht bevorrechtigten Anlagen angewiesen ist (sog. netztechnisch erforderliches Minimum).

Für den Spezialfall, dass die Gefährdung oder Störung der System- oder Netzsicherheit auf einer Überlastung der Netzkapazität beruht, sind auch bei Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG die speziellen Anforderungen der §§ 14 und 15 EEG einzuhalten. Diese betreffen die Auswahl der abzuregelnden Anlagen und die Entschädigungspflichtigkeit der Abregelung (näher unten III.2.). Von den Vorgaben des § 14 EEG zur Auswahl der abzuregelnden Anlagen darf wiederum dann abgewichen werden, wenn andernfalls die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der System- oder Netzsicherheit verhindert würde, vgl. § 13 Abs. 2a S. 4 bis 7 EnWG.

Die dargestellten Vorgaben nach § 13 Abs. 2a EnWG können auch für die Einflussnahme des VNB auf die Einspeisung aus Batteriespeichern Dritter Bedeutung gewinnen, wenn der dort eingespeicherte

³¹⁹ BR-Drs. 245/05, S. 40

³²⁰ Einschließlich Grubengas, vgl. z.B. § 11 Abs. 1 S. 1 EEG.

Strom ausschließlich aus EE oder KWK stammt. Zwar stellen § 11 Abs. 1 EEG und § 4 Abs. 1 und 4 S. 2 KWKG nicht ausdrücklich klar, dass der Einspeisevorrang auch für zwischengespeicherten Strom gilt, der ausschließlich aus EE oder KWK stammt.³²¹ Dies entspricht jedoch dem allgemeinen Ansatz des EEG, auf den auch das KWKG Bezug nimmt, zwischengespeicherten Strom, der ausschließlich aus EE oder KWK stammt, dem ursprünglichen EE- oder KWK-Strom gleichzustellen. Dies findet seinen normativen Ausdruck etwa in der Definition des Anlagenbegriffs nach § 5 Nr. 1 EEG und in dem Anspruch auf finanzielle Förderung nach § 19 Abs. 4 EEG. Insbesondere ist anzunehmen, dass der generelle Vorrang von EE-Strom nach § 11 Abs. 1 EEG auch für Speicher gilt, in denen ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien gespeichert wurde. So wird nach § 19 Abs. 4 EEG der Förderanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG durch eine Zwischenspeicherung nicht ausgeschlossen. Auch § 11 EEG nimmt auf die Förderung von EE-Strom Bezug.

2. § 14 EEG

§ 14 EEG regelt Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers im Wege des sog. Einspeisemanagements. Danach darf der VNB ausnahmsweise unter bestimmten einschränkenden Voraussetzungen EEG- und KWK-Anlagen regeln, wenn andernfalls ein Netzengpass entstünde. Ein Netzengpass liegt vor, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.³²² Im Falle der Abregelung einer EE- oder KWK-Anlage ist eine Entschädigung nach § 15 EEG zu gewähren. Die Abregelung von EEG- und KWK-Anlagen ist – entsprechend dem Einspeisevorrang für EE- und KWK-Strom – nachrangig zur Abregelung von konventionell erzeugtem Strom, vgl. § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG. Lediglich konventionelle Anlagen, die zur Gewährleistung des netztechnisch erforderlichen Minimums erforderlich sind, dürfen bei Abregelung einer EE- oder KWK-Anlage noch ins Netz einspeisen.

Die Vorschrift des § 14 EEG erfasst gemäß dem Anlagenbegriff des § 5 Nr. 1 EEG auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie aufnehmen, die ausschließlich aus EE oder Grubengas stammt, und diese in elektrische Energie umwandelt. Erfasst wird die elektrische, chemische, mechanische oder physikalische Speicherung von Strom, so dass insbesondere Batteriespeicher als Anlagen i.S.v. § 5 Nr. 1 EEG einzustufen sein können.³²³ Damit unterliegt auch die Abregelung von Batteriespeichern den Einschränkungen des § 14 EEG, sofern der Batteriespeicher ausschließlich mit Strom aus EE (einschließlich Grubengas) geladen wurde.

Maßnahmen des Einspeisemanagements können nach derzeitiger Rechtslage das Erfordernis des Netzausbaus nicht beseitigen, sondern lediglich zur Überbrückung bis zum erfolgten Netzausbau eingesetzt werden, vgl. §§ 12, 15 Abs. 2 EEG. Zu einer möglichen Neuregelung unten V.

3. § 11 Abs. 3 EEG

Eine Beschränkung der Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien kann gemäß § 11 Abs. 3 S. 1 EEG vertraglich vereinbart werden. Nach dieser Norm können Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter einerseits und Netzbetreiber andererseits ausnahmsweise vereinbaren, vom Abnahmevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien nach § 11 Abs. 1 S. 1 EEG abzuweichen, sofern dies der besseren Integration der Anlage in das Netz dient. Hiermit soll nach der Gesetzesbegründung eine kontinuierliche Einspeisung ermöglicht werden und Kosteneinsparpotenzial genutzt werden, z.B. bei den Kosten für Ausgleichsenergie.³²⁴

³²¹ Vgl. auch Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 360; für „fraglich“ hält dies Sailer, ZNER 2011, 249, 251; Sailer, in: Müller, 777, 798.

³²² Begründung zur EnWG-Novelle 2011, BT-Drs. 17/6072, S. 64.

³²³ Schumacher, in: BerlKomEnR, § 3 EEG Rn. 18; vgl. auch Oschmann, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 3 Rn.

40.

³²⁴ BT-Drs. 16/8148, S. 44.

Die Vorschrift des § 11 Abs. 3 EEG kann auch auf Batteriespeicher Anwendung finden, wenn es sich um eine Anlage i.S.v. § 5 Nr. 1 EEG handelt. Dies ist aus den oben (unter 2.) genannten Gründen der Fall, sofern der Batteriespeicher ausschließlich mit Strom aus EE (einschließlich Grubengas) geladen wurde.

Derartige Vereinbarungen sind aber nur „ausnahmsweise“ unter engen Voraussetzungen zulässig. Nach § 11 Abs. 3 S. 2 EEG muss bei Anwendung solcher Vereinbarungen sichergestellt werden, dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien angemessen berücksichtigt und insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wird. Diese durch die EEG-Novelle 2014 eingefügte Regelung soll nach der Gesetzesbegründung sicherstellen, dass der grundsätzliche Vorrang der erneuerbaren Energien nicht ausgehöhlt wird.³²⁵

Unklar ist, wie das Erfordernis größtmöglicher EE-Stromabnahme zu verstehen ist. Dem Wortlaut nach könnte dieses Erfordernis jede Vereinbarung ausschließen, die die Einspeisung von EE-Strom zugunsten der Einspeisung von konventionell erzeugtem Strom einschränkt, da nicht mehr die größtmögliche Menge von EE-Strom abgenommen würde. Bei diesem Verständnis verlöre § 11 Abs. 3 EEG aber jeden Anwendungsbereich, da die Vorschrift gerade für Abweichungen vom Abnahmevorrang für EE-Strom gilt. Auch andere Regelungen legen das Verständnis nahe, dass Einschränkungen der EE-Einspeisung aus netzbezogenen Gründen zulässig sind. So verlangt das Förderprogramm von BMU und KfW für Batteriespeichersysteme in Verbindung mit Photovoltaikanlagen, dass die maximale Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt 60 Prozent ihrer installierten Leistung beträgt.³²⁶ Damit soll ersichtlich darauf hingewirkt werden, dass die Stromeinspeicherung zu Zeiten hoher PV-Erzeugung erfolgt und damit das Netz entlastet, ohne dass die Stromerzeugung abgeregelt werden muss.

Im Ergebnis dürfte das Erfordernis größtmöglicher EE-Stromabnahme nach § 11 Abs. 3 S. 2 EEG daher eine Abwägung verlangen zwischen dem Umfang der Einschränkung des EE-Einspeisevorrangs und den Vorteilen der Einschränkung für die bessere Integration der Anlage in das Netz. Dabei sollte die EE-Einspeisung weiterhin dem maximal möglichen Umfang möglichst nahe kommen. Dies entspricht dem gesetzgeberischen Ziel, den grundsätzlichen Vorrang der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht auszuhöhlen.

Es ist zudem fraglich, wer im konkreten Fall zum Abschluss einer Vereinbarung nach § 11 Abs. 3 EEG berechtigt ist, der Anlagenbetreiber der originären Erzeugungsanlage oder ein von diesem personenverschiedener Speicherbetreiber. Letzteres könnte für das Cloudmodell im Hinblick auf den Cloudbetreiber überlegt werden. Fraglich ist also, ob die in § 11 Abs. 3 EEG genannten „Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer“ als Parteien der Vereinbarungen auch Stromspeicherbetreiber einschließen. Dafür, dass der Stromspeicherbetreiber selbst solche Vereinbarungen abschließen kann, spricht, dass der Stromspeicherbetreiber auch einen eigenen Anspruch auf Förderung hat, vgl. § 19 Abs. 4 i.V.m. Abs. 1 EEG.

Gemäß § 18 Abs. 1 EEG können die durch Abschluss von Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 EEG entstandenen Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte lediglich dann in Ansatz gebracht werden, soweit sie im Hinblick auf § 1 und § 2 Abs. 1 EEG wirtschaftlich angemessen sind. Sie unterliegen außerdem gemäß § 18 Abs. 2 EEG einer Effizienzprüfung durch die Regulierungsbehörden nach Maßgabe des EnWG.

³²⁵ Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 124.

³²⁶ Vgl. Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen, vom 21.12.2012, veröffentlicht im BAnz AT 19.04.2013 B1; KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“, Programmnummer 275, Merkblatt im Internet abrufbar unter: [https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsförderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf).

Nach im Leitfaden der BNetzA zum EEG-Einspeisemanagement aufgestellten Grundsätzen werden die Kosten aus Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 EEG nur innerhalb bestimmter Grenzen anerkannt. Die BNetzA differenziert hierfür zwischen Sachverhalten, in denen noch konventionelle Anlagen oberhalb des netztechnisch erforderlichen Minimums einspeisen, und solchen Sachverhalten, in denen die Einspeisung aus allen konventionellen Anlagen bereits freiwillig oder zwangsweise auf das für das netztechnische Minimum erforderliche Maß heruntergefahren wurde. Nach Auffassung der BNetzA ist im ersten Fall allenfalls eine sehr geringe Vergütung des Anlagenbetreibers zulässig, die deutlich unterhalb der Entschädigung nach § 15 EEG liegt. In der zweiten Konstellation sei zwar eine Vergütung in Höhe der Entschädigung nach § 15 EEG angemessen und effizient.³²⁷ Die Zahlung einer Vergütung im zweiten Fall, die diese Entschädigung übersteigt, sei jedoch nur dann als effizient anzusehen, wenn der Netzbetreiber hierdurch besondere Vorteile und Effizienzgewinne erzielt, die besonders zu erläutern sind, auch hier sei zudem nur ein „geringfügiger Aufschlag“ als effizient zu werten.³²⁸ Durch diese von der Bundesnetzagentur aufgestellten Grenzen für die Kostenanerkennung von Speicherfördermaßnahmen eines Netzbetreibers besteht für Anlagenbetreiber kaum die Möglichkeit, nennenswerte Vorteile durch den Abschluss von Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 EEG zu erzielen, was deren Attraktivität erheblich mindert.

IV. Marktanreizprogramm für Speicher

Erwähnenswert ist im vorliegenden Zusammenhang außerdem das sog. Marktanreizprogramm für Stromspeicher. Nach dem Förderprogramm 275 der KfW werden seit Mai 2013 Solarstromspeicher gefördert, um diesen den Marktzutritt zu erleichtern.³²⁹ Aufgrund des Programms bezuschusst die staatliche Förderbank KfW den Erwerb und Einbau von Batteriespeichern mit bis zu 30 % der Kosten; hierfür werden 50 Mio. Euro im Jahr vom Bund zur Verfügung gestellt. Diese Förderung wird nur gewährt, wenn bestimmte Fördervoraussetzungen einhalten sind, unter anderem muss sich der Anlagenbetreiber verpflichten, die Einspeiseleistung seiner Anlagen dauerhaft, d.h. für die gesamte Lebensdauer der Photovoltaikanlage, auf 60% der installierten PV-Leistung zu begrenzen.³³⁰ Damit verbunden ist eine Einflussnahme auf den Einsatz von Speichern, ein unmittelbarer und situationsbedingter Eingriff in den Anlagenbetrieb durch den VNB wird jedoch nicht ermöglicht.

Nach dem vom Bundeswirtschaftsministerium zunächst verlautbart wurde, dieses bis zum 31.12.2015 befristete Programm habe seine Aufgabe erfüllt und solle nun auslaufen, äußerte sich der Minister in einer Bundestagsrede zum Etat seines Hauses für 2016 nunmehr dahingehend, dass eine Verlängerung des Programms angestrebt werde.³³¹ Noch nicht bekannt ist allerdings, welche Laufzeit und welches Volumen einer Förderung geplant ist.

³²⁷ BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, S. 8. Dieser Teil des Leitfadens in der Version 1.0 (Stand: 29.03.2011) gilt auch nach Überarbeitung des entsprechenden Leitfaden-Kapitels und dessen Umsetzung in eine Version 2.1 (Stand: 07.03.2014) fort, vgl. BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 2.1, S. 5.

³²⁸ BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0, S. 7 Fn. 6.

³²⁹ Vgl. Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen, vom 21.12.2012, veröffentlicht im BAnz AT 19.04.2013 B1; KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“, Programmnummer 275, Merkblatt im Internet abrufbar unter: [https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsförderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf).

³³⁰ Vgl. <http://www.speichermontoring.de/das-foerderprogramm/foerdervoraussetzungen.html>.

³³¹ Plenarprotokoll der Sitzung des 18. Deutschen Bundestages, 140. Sitzung vom 26.11.2015, S. 13727.

V. Einflussmöglichkeiten des VNB auf die örtliche Belegenheit von Batteriespeichern bzw. des Netzanschlusspunktes

1. Baukostenzuschüsse für Stromspeicher

Die Kostenverteilung beim Anschluss elektrischer Anlagen an das Stromverteilernetz sieht grundsätzlich vor, dass der Anlagenbetreiber die Kosten der Anschlussleitung und des Anschlusses einschließlich der erforderlichen Messeinrichtungen zu tragen hat, der Netzbetreiber hingegen die Kosten des Ausbaus seines Netzes. Teilweise können Netzbetreiber allerdings für den Netzanschluss elektrischer Anlagen die Zahlung eines Baukostenzuschusses (BKZ) verlangen und darüber einen Teil der Netzkosten abdecken. Die Erhebung eines Baukostenzuschusses ist für die Niederspannungsebene in § 11 NAV ausdrücklich geregelt und wird für höhere Netzebenen auch ohne ausdrückliche Regelung allgemein anerkannt.³³² Der Baukostenzuschuss soll anerkanntermaßen jedenfalls eine Lenkungsfunktion erfüllen, um zu vermeiden, dass der Anschlussnehmer vom Netzbetreiber eine überdimensionierte und daher zu Ineffizienzen führende Anschlusskapazität verlangt.³³³ Darüber hinaus wird verbreitet angenommen, dass die Anschlussnehmer mittels dieses Instruments möglichst verursachungsgerecht entsprechend ihrem Leistungsbedarf zu den Energieverteilungskosten herangezogen werden sollen.³³⁴

Derartige Baukostenzuschüsse können im Zusammenhang mit allen Netzanschlüssen nach § 17 EnWG verlangt werden. Anerkannt und in der Praxis üblich ist dies jedenfalls für den Anschluss von Letztverbrauchern. Für andere Gruppen von Anschlussnehmern wird dies teilweise allerdings ausgeschlossen,³³⁵ insbesondere für Erzeugungsanlagen.³³⁶ Eine rechtliche Einschränkung auf die Gruppe der Letztverbraucher ist jedoch nicht ersichtlich. Insbesondere sind BKZ für den Anschluss von Erzeugungsanlagen zulässig.³³⁷ So enthält § 9 StromNEV in Absatz 1 eine ausdrückliche Regelung zur Auflösung von BKZ, die von stromverbrauchenden Anschlussnehmern entrichtet wurden, und in Absatz 2 eine zusätzliche Regelung für BKZ, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung elektrischer Energie entrichtet wurden. Damit wird die Zulässigkeit der Erhebung von BKZ von Erzeugungsanlagen vom Ordnungsgeber vorausgesetzt.³³⁸ § 17 Abs. 8 StromNEV, der andere als die in der StromNEV genannten Entgelte für unzulässig erklärt, steht der Erhebung von BKZ für Einspeiser nicht entgegen, da die StromNEV nur die Netznutzung, nicht aber den Netzanschluss betrifft und da BKZ für Einspeiser in § 9 Abs. 2 StromNEV zudem ausdrücklich angesprochen werden.³³⁹ Einzelne Vorschriften, die BKZ (nur) für bestimmte Erzeugungsanlagen ausschließen (§ 8 Abs. 3 KraftNAV, KWKG, EEG), verfolgen besondere Förderzwecke und lassen sich daher nicht als Begründung für die allgemeine Unzulässigkeit der Erhebung von BKZ von Einspeisern heranziehen. Für zulässig gehalten werden auch BKZ im Rahmen der netztechnischen oder messtechnischen Entflechtung eines aufgespaltenen Netzes (§ 46 Abs. 2 S. 2 EnWG), die von einem Netzbetreiber an ei-

³³² Vgl. nur OLG Düsseldorf, RdE 2012, 339.

³³³ BGH v. 12.12.2012 – VIII ZR 341/11, Rn. 23; Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 17 Rn. 19b; Gerstner, in: Kment, § 17 Rn. 37. Vgl. auch die Verordnungsbegründung zu § 11 NAV, BR-Drs. 367/06, S. 45: Lenkungswirkung der Baukostenzuschüsse im Interesse einer möglichst kostengünstigen Elektrizitätsversorgung.

³³⁴ Hartig, in: Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 2 Rn. 35; ähnlich auch Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 17 Rn. 19b; vgl. auch die Verordnungsbegründung zu § 11 NAV, BR-Drs. 367/06, S. 45: Verursachungsprinzip. A.A. möglicherweise BNetzA, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung, Az. BK6p-06-003, S. 2, das eine „Finanzierungsfunktion“ des BKZ ablehnt und nur eine Steuerungsfunktion anerkennen will.

³³⁵ So wohl E-Bridge, Ausgestaltung und Bewertung eines BKZ für Einspeisungen in Verteilnetzen, Präsentation Mai 2015, z.B. Folie 6, 13.

³³⁶ Vgl. etwa Hartmann, in: Danner/Theobald, § 17 EnWG Rn. 102 f.; Säcker/Boesche, in: BerlKomEnR, § 17 EnWG Rn. 26.

³³⁷ Stappert/Johannsen in PK EnWG, § 17 Rn. 51.

³³⁸ Vgl. auch die Verordnungsbegründung, BR-Drs. 245/05, S. 36.

³³⁹ Ähnlich Stappert/Johannsen, in: PK EnWG, § 17 Rn. 51

nen anderen Netzbetreiber zu entrichten sind.³⁴⁰ Damit ist davon auszugehen, dass BKZ auch im Falle des Anschlusses der in § 17 EnWG ausdrücklich angesprochenen Stromspeicher („Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“) in Ansatz gebracht werden können.

Für den Anschluss elektrischer Anlagen an das Niederspannungsnetz nach § 18 EnWG ergeben sich nach § 11 NAV allerdings Einschränkungen hinsichtlich Zulässigkeit und Höhe eines Baukostenzuschusses. Ein Baukostenzuschuss darf insbesondere nur für den Teil der Leistungsanforderung erhoben werden, der 30 kW übersteigt, § 11 Abs. 3 NAV. Außerdem darf er maximal 50% der Netzausbaukosten abdecken, § 11 Abs. 1 NAV. Die Einschränkungen nach § 18 EnWG und § 11 NAV dürften für Stromspeicher aber nicht relevant sein. Diese Vorschriften finden nur auf den Anschluss von Letztverbrauchern Anwendung. Selbst wenn Stromspeicher verbreitet (auch) als Letztverbraucher eingeordnet werden, so können sie konsequenterweise nicht nur als Letztverbraucher eingeordnet werden. Vielmehr wären sie insoweit auch als Erzeugungsanlagen anzusehen – und für diese gelten § 18 EnWG und § 11 NAV nicht. Dem entspricht, dass die Regelung des Netzanschlusses nach § 17 EnWG ausdrücklich neben Letztverbrauchern auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie benennt, diese also für die Zwecke des Netzanschlusses nicht als Letztverbraucher einordnet. Auf den Anschluss von Stromspeichern findet damit allein § 17 EnWG Anwendung. Damit ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen beim Netzanschluss von Stromspeichern auch im Niederspannungsnetz ohne die Einschränkungen nach § 18 EnWG i.V.m. § 11 NAV zulässig.

Bei der Berechnung der durch den Netzanschluss entstehenden Kosten legt die BNetzA ein sog. Leistungspreismodell zugrunde.³⁴¹ Der BDEW stellt eine andere Berechnungsmethode (sog. Zwei-Ebenen-Modell) zur Verfügung.³⁴² Nach der Rechtsprechung des BGH steht dem VNB jedenfalls auf der Niederspannungsebene ein Entscheidungsspielraum zu.³⁴³ Dies wird auch für die höheren Netzebenen angenommen.³⁴⁴

Im Ergebnis kann der Netzbetreiber das Instrument des Baukostenzuschusses einsetzen, um auf die örtliche Belegenheit von Stromspeichern bzw. ihres Netzanschlusses Einfluss zu nehmen. Der in der Verordnungsbegründung angesprochenen Lenkungsfunktion des Baukostenzuschusses im Interesse einer möglichst kostengünstigen Elektrizitätsversorgung³⁴⁵ entspricht es nicht nur, eine überdimensionierte und daher zu Ineffizienzen führende Anschlusskapazität zu vermeiden, sondern auch, die Netzausbaukosten steigernden Effekte der örtlichen Belegenheit des Speichers bzw. des Netzanschlusspunktes zu berücksichtigen.

Fraglich ist allerdings, ob die Berechnungsweise des BKZ geändert werden müsste, um in geeigneter Weise Einfluss auf die örtliche Belegenheit von Stromspeichern bzw. deren Netzanschlusspunkten nehmen zu können. Eine aktuelle Studie von E-Bridge sieht weder das Leistungspreismodell der BNetzA noch das Zwei-Ebenen-Modell des BDEW als geeignet an, um eine Steuerungswirkung für Erzeugungsanlagen zu entfalten, und macht Vorschläge zur Weiterentwicklung.³⁴⁶ Für Stromspeicher müsste diese Frage aufgrund der Unterschiede zu Erzeugungsanlagen nochmals zusätzlich geprüft werden.

³⁴⁰ Stappert/Johannsen, in: PK EnWG, § 17 Rn. 49 f.

³⁴¹ BNetzA, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen.

³⁴² VDN, Einheitliche Berechnungsmethoden für Baukostenzuschüsse.

³⁴³ BGH v. 12.12.2012 – VIII ZR 341/11, Rn. 21 ff. Vgl. auch Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 17 Rn. 19b, § 18 Rn. 23b; Gerstner, in: Kment, § 18 Rn. 34.

³⁴⁴ Gerstner, in: Kment, EnWG, § 17 Rn. 37.

³⁴⁵ BR-Drs. 467/06, S. 45.

³⁴⁶ E-Bridge, Ausgestaltung und Bewertung eines BKZ für Einspeisungen in Verteilnetzen, Präsentation Mai 2015, Folien 10 ff.

2. EE-Stromspeicher

Besonderheiten gelten wiederum für EE-Stromspeicher. Die durch den Netzanschluss von EE-Anlagen entstehenden Netzausbaukosten hat gemäß § 17 EEG der Netzbetreiber zu tragen. Eine Abweichung zu Lasten des Anlagenbetreibers durch das Erfordernis eines Baukostenzuschusses ist nach § 7 Abs. 2 EEG nicht zulässig.³⁴⁷ Diese Regelung für EE-Anlagen findet, wie bereits dargestellt, auch auf Speicher Anwendung, die ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien (oder Grubengas) beladen wurden. Eine Steuerung der örtlichen Belegenheit von EE-Stromspeichern bzw. ihres Netzanschlusses durch das Instrument der Baukostenzuschüsse scheidet daher aus.

Eine gewisse Steuerungswirkung für die örtliche Belegenheit von EE-Stromspeichern entfaltet allerdings § 8 EEG. Danach haben Netzbetreiber EE-Anlagen zwar grundsätzlich an der Stelle an ihr Netz anzuschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist. Dies gilt nach § 8 Abs. 1 EEG jedoch dann nicht, wenn dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Bei dieser Prüfung sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten für den Netzanschluss und einen etwa erforderlichen Netzausbau zu berücksichtigen. Ein Anspruch auf Netzanschluss an einem der EE-Anlage nahegelegenen Netzverknüpfungspunkt kann daher ausgeschlossen sein, wenn er zu hohen Netzausbaukosten führt. In der Konsequenz verteuert dies den Netzanschluss für den Anlagenbetreiber, der die möglicherweise deutlich höheren Kosten der Anschlussleitung bis zu einem entfernter gelegenen Anschlusspunkt tragen müsste. Insofern wird er einen solchen Standort seiner EE-Anlage zu vermeiden suchen. Die Wahl eines anderen Netzverknüpfungspunktes durch den Anlagenbetreiber ist nach § 8 Abs. 2 EEG nur eingeschränkt möglich und insbesondere dann ausgeschlossen, wenn sie für den Netzbetreiber zu nicht unerheblichen Mehrkosten führen. Die Regelung findet wiederum auch auf EE-Stromspeicher Anwendung, vgl. § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG.

Die Einschränkung hinsichtlich des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts gilt allerdings nicht für den Anschluss von einer oder mehreren EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 kW, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden. Hier gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt, § 8 Abs. 1 S. 2 EEG.

Der Netzbetreiber kann der Anlage im Übrigen nach § 8 Abs. 3 EEG auch selbst einen anderen Netzverknüpfungspunkt zuweisen. In diesem Fall hat er gemäß § 16 Abs. 2 EEG allerdings auch die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzanschlusses zu tragen.

3. KWK-Stromspeicher

Die Kostentragung hinsichtlich der durch den Netzanschluss von KWK-Anlagen entstehenden Kosten folgt – abweichend von der sonst häufig bestehenden Parallelität – nicht aus den Vorschriften des EEG. Vielmehr ergeben sich Sondervorschriften für KWK-Anlagen ab 100 MW Leistung aus § 8 Abs. 2 und 3 KraftNAV, für KWK-Anlagen unterhalb 100 MW Leistung aus § 3 Abs. 1 S. 4 KWKG i.V.m. § 8 Abs. 2 und 3 KraftNAV. Danach sind die Netzverstärkungskosten (mit gewissen Modifikationen) auch hier durch den Netzbetreiber zu tragen. Zweifelhaft erscheint, ob diese Vorschriften auch für KWK-Stromspeicher gelten. Eine dem § 5 Nr. 1 EEG entsprechende Regelung zur Einbeziehung von Stromspeichern in den Anlagenbegriff des § 2 Nr. 14 KWKG bzw. in den Begriff der Erzeugungsanlage nach § 1 Abs. 1 KraftNAV besteht nicht. Aufgrund der ansonsten häufig gesetzlich hergestellten Parallelität von EEG und KWKG spricht dies eher gegen eine Einbeziehung von Stromspeichern. Dem Sinn nach erscheint deren Berücksichtigung aber nicht ausgeschlossen, da die spezifischen Förderzwecke von

³⁴⁷ So i.E. auch Salje, EEG 2014, § 17 Rn. 6; Hartmann, in: Danner/Theobald, § 17 EnWG Rn. 102; Stappert/Johannsen, in: PK EnWG, § 17 Rn. 51; Ohms, Recht der Erneuerbaren Energien, 2014, Rn. 165.

KWKG und KraftNAV auch für die Stromerzeugung nach Zwischenspeicherung passen. Die Frage muss daher als offen angesehen werden.

Das Verbot von BKZ für EE-Stromspeicher nach §§ 17, 7 Abs. 2 EEG findet mangels entsprechenden Verweises des KWKG auf BKZ für KWK-Stromspeicher keine Anwendung. Ein Verbot von BKZ für KWK-Anlagen ergibt sich für Anlagen ab 100 MW Leistung jedoch aus § 8 Abs. 3 KraftNAV, für Anlagen unterhalb 100 MW Leistung aus § 3 Abs. 1 S. 4 KWKG i.V.m. § 8 Abs. 3 KraftNAV. Zweifelhaft erscheint wiederum, wie vorstehend bereits ausgeführt, ob diese Vorschriften auch für KWK-Stromspeicher gelten. Auch diese Frage muss als offen angesehen werden.

Für den Netzanschluss von KWK-Anlagen findet § 8 EEG entsprechende Anwendung, vgl. § 3 Abs. 1 S. 2 KWKG. Damit gelten grundsätzlich die obigen Ausführungen zur Auswahl des Anschlusspunktes von EE-Anlagen. Allerdings ist wiederum ungeklärt, ob dies auch für KWK-Stromspeicher gilt.

Sofern Stromspeicher nicht dem § 3 KWKG und § 8 KraftNAV unterstellt werden sollten, sind BKZ nach den allgemeinen Regeln zulässig.

VI. Vertragliche Einräumung weitergehender Einflussnahmerechte aufgrund finanzieller Förderung des Speicherbaus durch den VNB

Die vorstehend erörterten Einflussmöglichkeiten des VNB auf die Stromspeicherung durch Dritte sind beschränkt. Denn die Verfügbarkeit von Stromspeichern Dritter ist nicht immer gewährleistet. Teilweise dienen die dargestellten Einflussmöglichkeiten auch nur Zwecken der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit, teilweise nur Zwecken der Netzleistungsfähigkeit. Zudem setzen sie in der Regel vertragliche Vereinbarungen mit dem Speicherbetreiber bzw. den Speichernutzern voraus, deren Abschluss und Fortbestand nicht gesichert ist. Im Folgenden soll daher untersucht werden, ob ein VNB den Speicherbau durch Dritte im Interesse der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit sowie der Netzleistungsfähigkeit finanziell fördern und sich im Gegenzug begrenzte Einflussnahmerechte vertraglich einräumen lassen könnte. Die Einflussnahme des Netzbetreibers könnte sich dabei zum einen auf die Errichtung des Stromspeichers beziehen (Lage, Kapazität etc.), zum anderen auf die Fahrweise des Stromspeichers (Ein- und Ausspeicherung).

1. Zulässigkeit einer Speicherförderung durch Netzbetreiber

Maßnahmen des Netzbetreibers zur Förderung von Stromspeichern Dritter, verbunden mit Einflussnahmerechten hinsichtlich Speichererrichtung und Speicherbetrieb, unterliegen im Ausgangspunkt der Vertragsfreiheit, sind also privatautonom gestaltbar. Einschränkungen können sich allerdings aus der besonderen Aufgabenstellung des Netzbetreibers ergeben. Damit im Zusammenhang stellen sich Fragen nach der Anerkennungsfähigkeit des finanziellen Aufwands als Netzkosten (dazu unten 2.).

a) Wahrnehmung von Netzbetreiberaufgaben

Für die Zulässigkeit von Speicherfördermaßnahmen des Netzbetreibers, verbunden mit Einflussnahmerechten hinsichtlich Speichererrichtung und Speicherbetrieb, ist von Bedeutung, ob der VNB hiermit Netzbetreiberaufgaben wahrnimmt. Dies ist zu bejahen, wenn die vom VNB potenziell zu vereinbarenden Einflussnahmemöglichkeiten auf die Gewährleistung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit sowie der Netzleistungsfähigkeit zielen, vgl. bereits oben IV.2. Eine finanzielle Förderung der Speicher zur Erlangung derartiger Einflussmöglichkeiten steht damit im Zusammenhang mit der Wahrnehmung von Netzbetreiberaufgaben und fällt grundsätzlich in den Aufgabenbereich des VNB. Insoweit bestehen auch keine entflechtungsrechtlichen Bedenken.

b) Nichtdiskriminierung

Anforderungen an die Wahrnehmung der Netzbetreiberaufgaben ergeben sich aus § 11 EnWG. Insbesondere haben Netzbetreiber gemäß § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen (einschließlich Optimierung und Verstärkung), soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Wenn sich der Verteilernetzbetreiber für eine finanzielle Förderung von Stromspeichern entscheidet, um Aufgaben der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit sowie der Netzleistungsfähigkeit zu erfüllen, trifft er damit ggf. eine Auswahlentscheidung zwischen verschiedenen Handlungsalternativen. Im Zusammenhang mit der Vermeidung oder Reduzierung von Netzengpässen etwa kann der VNB grundsätzlich zwischen Stromspeicherbau, Netzausbau, Laststeuerung, Einspeisemanagement sowie vertraglichen Beschränkungen der Einspeisung wählen. Bei seiner Auswahlentscheidung hat der VNB insbesondere das Diskriminierungsverbot des § 11 Abs. 1 S. 1 zu beachten. Dies betrifft sowohl die Entscheidung für die Handlungsalternative einer Förderung von Stromspeichern Dritter als auch die konkrete Ausgestaltung der Förderung und die Auswahl des Vertragspartners. Die Diskriminierungsprüfung ist an dem Beitrag zur Erfüllung der Netzbetreiberaufgaben und darüber hinaus allgemein am Zweck des EnWG auszurichten, eine sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten, vgl. § 1 Abs. 1 und § 2 EnWG.

Das Diskriminierungsverbot des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG betrifft darüber hinaus auch die Ausübung der Einflussnahmerechte auf Errichtung und Betrieb von Stromspeichern Dritter. Insbesondere darf der VNB seine Einflussnahmerechte nicht dazu nutzen, verbundenen Erzeugern oder Lieferanten Vorteile gegenüber ihren Wettbewerbern zu verschaffen.

Soweit die Entscheidung des Netzbetreibers für eine Speicherförderung diskriminierungsfrei erfolgt, bestehen daher grundsätzlich keine Bedenken nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG. Die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Entscheidung wird letztlich über die Effizienzprüfung der Anreizregulierung gewährleistet, vgl. unten VI.2.

c) Spezialgesetzliche Einschränkungen

Einschränkungen der finanziellen Förderung von Batteriespeichern, verbunden mit Einflussnahmerechten auf Speichererrichtung und Speicherbetrieb, könnten sich allerdings auch aus dem Gesamtzusammenhang des gesetzlichen Regelungssystems ergeben. Wie ausgeführt, hat der Gesetzgeber bestimmte Einflussmöglichkeiten des Netzbetreibers gesetzlich vorgesehen. Damit stellt sich die Frage, ob hierin eine abschließende Regelung liegt, die der Vereinbarung weitergehender Einflussnahmerechte des VNB entgegensteht. Nach hiesigem Verständnis ist dies grundsätzlich jedoch nicht der Fall. Für Zwecke der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit lässt § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG ohnehin allgemein die Vereinbarung marktbezogener Maßnahmen zu, zu denen insbesondere vertraglich vereinbarte abschaltbare oder zuschaltbare Lasten sowie das Management von Engpässen gehören. Eine weitere Einschränkung der zulässigen marktbezogenen Maßnahmen enthält diese Regelung nicht. Für Zwecke der Netzleistungsfähigkeit sind insbesondere die Regelungen des § 14a EnWG (soweit dieser überhaupt auf stationäre Stromspeicher anwendbar ist) und § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV relevant. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei Anwendung der § 14a EnWG und § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV lediglich eine Umverteilung der Netzkosten zwischen Netznutzern stattfindet, während eine direkte finanzielle Förderung des Speicherbaus durch den VNB zu Zusatzkosten und bei Anerkennung in der Erlösobergrenze (unten 2.) zu einer Steigerung der Netzkosten führen würde. Dass damit jedoch eine finanzielle Förderung durch den VNB generell ausgeschlossen sein sollte, insbesondere wenn Vereinbarungen nach § 14a EnWG oder § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nicht zustande kommen sollten, ist nicht ersichtlich.

Rechtliche Grenzen der finanziellen Förderung von Batteriespeichern, verbunden mit Einflussnahmerechten auf Speichererrichtung und Speicherbetrieb, können sich dagegen (unter bestimmten Voraussetzungen) für EE-Anlagen ergeben. Relevant ist insbesondere § 11 Abs. 3 EEG. Dieser ist auch

auf stationäre Batteriespeicher anwendbar, soweit diese ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien geladen werden, vgl. oben III.2. Allerdings greift § 11 Abs. 3 EEG nur ein, soweit die vertragliche Vereinbarung eine Abweichung vom Abnahmevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien nach § 11 Abs. 1 EEG vorsieht. Dies setzt voraus, dass infolge der Einspeicherung des Stroms dessen (unmittelbare) Einspeisung aus der Erzeugungsanlage in das Netz eingeschränkt wird oder aber dass die Ausspeicherung aus dem Speicher in das Netz beschränkt wird. Nicht betroffen sind hingegen etwa Einflussnahmen, die auf eine erhöhte Einspeisung in das Netz zielen. Der Abnahmevorrang ist zudem nur betroffen, wenn aufgrund der vertraglichen Vereinbarung die Einspeisung von EE-Strom zugunsten der Einspeisung von konventionell erzeugtem Strom eingeschränkt wird.

Findet § 11 Abs. 3 EEG Anwendung, so ist eine Abweichung vom Abnahmevorrang des § 11 Abs. 1 EEG zur besseren Integration der Anlage in das Netz nur in engen Grenzen möglich, insbesondere muss dabei gemäß § 11 Abs. 3 S. 2 EEG sichergestellt werden, dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien angemessen berücksichtigt und insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wird. Wie oben dargestellt, II.3., führt letztgenanntes Kriterium nicht generell zur Unzulässigkeit sämtlicher Vereinbarungen, sondern erfordert eine Abwägung zwischen dem Umfang der Einschränkung des EE-Einspeisevorrangs und den Vorteilen der Einschränkung für die bessere Integration der Anlage in das Netz. Letztlich müsste die nach der Vereinbarung zulässige EE-Einspeisung der größtmöglichen Abnahmemenge an EE-Strom möglichst nahe kommen.

2. Kostenanerkennung

Die vom VNB zu vereinbarenden Einflussnahmemöglichkeiten auf Speichererrichtung und Speichernutzung dienen der Gewährleistung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit sowie der Netzleistungsfähigkeit und sind damit den Netzbetreiberaufgaben zuzuordnen. Einer solchen Einflussnahme vorgeklagt ist wiederum die Förderung des Speicherbaus durch den VNB, so dass auch diese von den Netzbetreiberaufgaben grundsätzlich gedeckt ist (oben 1.a)). Damit können die mit der Förderung der Speicher verbundenen Aufwendungen als Netzkosten angesehen werden, die grundsätzlich im Rahmen der Kostenprüfung berücksichtigungsfähig sind. Hierbei handelt es sich um aufwandsgleiche Kosten nach § 5 StromNEV. Die Kostenanerkennung unterliegt der Effizienzprüfung im Rahmen des Effizienzvergleichs. Zudem ist im Einzelfall denkbar, dass die Regulierungsbehörde den Ansatz bestimmter Kostenpositionen aufgrund einer Effizienzprüfung außerhalb des Effizienzvergleichs nach §§ 21 Abs. 4 S. 5, 21 Abs. 2 EnWG, § 4 Abs. 1 StromNEV bereits bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen (§ 6 ARegV) versagt (vgl. im Einzelnen AP 3.2. III.2.), was auch für die Kosten der Speicherförderung nicht vollständig ausgeschlossen werden kann.

Wie unter III.3. dargestellt, können die aufgrund von Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 S. 1 EEG mit Anlagen, denen nach dem EEG ein Abnahmevorrang zukommt, entstandenen Kosten gemäß § 18 Abs. 1 EEG bei der Ermittlung der Netzentgelte (nur) in Ansatz gebracht werden, soweit sie im Hinblick auf § 1 und § 2 Abs. 1 EEG wirtschaftlich angemessen sind, und unterliegen einer Effizienzprüfung durch die Regulierungsbehörden. Nach den Ausführungen der BNetzA in ihrem Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement ist die Anerkennungsfähigkeit dieser Kosten nur sehr eingeschränkt möglich (oben III.3.), sodass kaum Anreize bestehen, Vereinbarungen mit Betreibern von Anlagen, die dem Abnahmevorrang unterliegen, abzuschließen.

VII. Weiterentwicklung des Rechtsrahmens

Überlegungen zur Reform des Strommarktdesigns sehen verschiedene Änderungen des Rechtsrahmens vor, die im vorliegenden Zusammenhang von Bedeutung sind.

Angepasst werden soll die Regelung des § 19 Abs. 2 StromNEV, damit Netzbetreiber Hochlastzeitfenster kurzfristiger festlegen können. Als denkbar angesehen wird eine Verkürzung auf wöchentliche und perspektivisch auf vortägige Zeitfenster. Damit könnten Verbraucher ihr Verhalten genauer an die jeweils aktuelle Netzsituation anpassen und somit zu einem stabilen Netzbetrieb sowie zu

einer Marktentlastung beitragen. Insbesondere sollen auch Speicher von dieser Änderung profitieren können.³⁴⁸ Damit wäre ein stärkerer Anreiz für eine netzdienliche Fahrweise von Stromspeichern gegeben.

Vorgesehen ist für die Zukunft zudem die Möglichkeit, eine dauerhafte Spitzenkappung in Höhe von 3 % der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung je Onshore-Windenergie- und PV-Anlage bei der Netzplanung zu berücksichtigen, vgl. Vorschlag zur Änderung des § 11 Abs. 2 EnWG im Gesetzentwurf der Bundesregierung für das Strommarktgesetz.³⁴⁹ In diesem Fall könnten VNB über die bisher bestehenden Möglichkeiten zum Einspeisemanagement hinaus Erzeugungsanlagen abregeln, um Netzausbau für längere Zeiträume entbehrlich zu machen. Ihrem Grundgedanken nach könnte diese Regelung auch auf EE-Stromspeicher Anwendung finden (vgl. § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG). Der Regierungsentwurf zum Strommarktgesetz enthält allerdings keinen expliziten Hinweis auf die Berücksichtigung von Stromspeichern.

Keine gesetzliche, sondern möglicherweise eine Anpassung bei der Rechtsanwendung wäre erforderlich, um die örtliche Belegenheit von Stromspeichern bzw. deren Anschlusspunkten durch Baukostenzuschüsse zu beeinflussen. Voraussetzung wären die Anwendung von BKZ durch VNB auf Stromspeicher und eine geeignete Berechnung ihrer Höhe (oben V.1.).

VIII. Ergebnis

Ein VNB hat Einflussmöglichkeiten auf Errichtung und Betrieb von Batteriespeichern auch dann, wenn er diese nicht selbst betreibt oder nutzt. Der gesetzliche Rahmen stellt eine größere Zahl von Regelungen bereit, auf deren Grundlage der VNB Einfluss nehmen kann, wobei sich Einschränkungen im Falle von EE- oder KWK-Stromspeichern ergeben, um dem Einspeisevorrang für EE- und KWK-Strom Rechnung zu tragen. Die gesetzlich geregelten Einflussnahmemöglichkeiten dienen insbesondere der Gewährleistung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit, teilweise aber auch der Netzleistungsfähigkeit.

Die gesetzlich vorgesehenen Einflussnahmemöglichkeiten beruhen überwiegend auf freiwilligen Vereinbarungen zwischen VNB und Anlagenbetreiber, vgl. bspw. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG, § 14a EnWG oder § 11 Abs. 3 EEG. Der VNB wird hierfür in der Regel eine Gegenleistung erbringen müssen, sei es in Form besonderer Zahlungen, sei es in Form reduzierter Netzentgelte. Für den Inhalt von Vereinbarungen in Bezug auf EE-Speicher nach § 11 Abs. 3 EEG bestehen zudem enge Grenzen, die nicht zur Disposition der Vertragspartner stehen; außerdem erscheinen solche Vereinbarungen wenig attraktiv angesichts der engen Grenzen für die Geltendmachung der Kosten in den Netzentgelten. In Ausnahmefällen sind Zwangsvereinbarungen gegen angemessene Vergütung zulässig (§ 13 Abs. 1a i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG) oder Notfallmaßnahmen ohne vertragliche Grundlage (§ 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG). Einschränkungen hinsichtlich der Speicherfahrweise sieht auch das Marktanreizprogramm für Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen als Voraussetzung der staatlichen Förderung vor.

Auf die örtliche Belegenheit von Stromspeichern kann über das Instrument der Baukostenzuschüsse Einfluss genommen werden. Ob die derzeitige Berechnungsweise der Baukostenzuschüsse geeignet ist, um eine Steuerung im Interesse von Netzsicherheit und Netzleistungsfähigkeit zu erreichen, wäre näher zu prüfen. Für EEG-Anlagen ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen generell unzulässig, was auch bei EE-Speichern i.S.d. § 5 Nr. 1 2. Halbs. EEG gelten dürfte. Allerdings besteht über die Ablehnung eines Netzanschlusses im Falle eines technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunktes eine gewisse Steuerungsmöglichkeit. Ob Baukostenzuschüsse für KWK-Stromspeicher verlangt werden dürfen, erscheint offen. Eine dem § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG entsprechende Ausweitung des Anlagenbegriffs enthält das KWKG nicht. Aus diesem Grund ist auch nicht abschließend geklärt,

³⁴⁸ BMWi, Weißbuch, S. 70 f.

³⁴⁹ BR-Drs. 542/15, S. 4.

ob die Vorgaben des EEG zur Auswahl des Anschlusspunktes von EE-Anlagen, die grundsätzlich auch im Rahmen des KWKG Anwendung finden, für KWK-Stromspeicher gelten.

Maßnahmen des Netzbetreibers zur Förderung von Stromspeichern Dritter, verbunden mit Einflussnahmerechten hinsichtlich Speichererrichtung und Speicherbetrieb, sind im Rahmen der Vertragsfreiheit grundsätzlich möglich. Sie können den Netzbetreiberaufgaben zugeordnet werden und müssen nichtdiskriminierend ausgestaltet sein. Grundsätzlich können die zu vereinbarenden Einflussnahmerechte auch über die gesetzlich vorgesehenen Einflussnahmemöglichkeiten des VNB hinausgehen. Grenzen ergeben sich allerdings aus § 11 Abs. 3 EEG, der bei Abweichungen vom Einspeisevorrang erneuerbarer Energien zu beachten ist. Die Kosten der Speicherförderung können im Rahmen der Anreizregulierung in den Netzentgelten geltend gemacht werden. Hierbei gehen sie insbesondere in den Effizienzvergleich ein und können ggf. einer gesonderten Effizienzprüfung durch die Regulierungsbehörde unterzogen werden.

Eine Weiterentwicklung der Einflussmöglichkeiten des VNB auf den Batteriespeicherbetrieb ist insbesondere im Hinblick auf eine flexiblere Gestaltung der Bestimmung von Höchstlastzeitfenstern i.S.d. § 19 Abs. 2 StromNEV sowie hinsichtlich der sog. Spitzenkappung geplant.

AP 3: Einzelfragen zum Batteriespeichereinsatz durch den VNB

AP 3.1: Verhältnis von Stromspeicherung und EEG-Einspeisemanagement

Im Falle von Netzengpässen sehen §§ 14, 15 EEG die Möglichkeit des Netzbetreibers vor, die Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen im Wege des sog. Einspeisemanagements gegen Entschädigung (teilweise oder vollständig) abzuregeln. Untersucht werden soll die Frage, wie sich die gesetzliche Regelung des Einspeisemanagements zu der Möglichkeit verhält, Strommengen einzuspeichern und dadurch ebenfalls Netzengpässe zu vermeiden bzw. zu beseitigen.

I. Sinn und Zweck einer Einspeicherung im Falle von Netzengpässen

Die Einspeicherung von Strommengen im Falle von Netzengpässen hat zum Ziel, den Netzengpass zu beseitigen (oder zumindest zu reduzieren), ohne dass die Stromerzeugung der betroffenen EE- oder KWK-Anlagen reduziert werden muss. Damit soll die größtmögliche Menge an EE- und KWK-Strom für das Stromversorgungssystem zur Verfügung gestellt werden. In der Regel zielt dies zugleich auf die – bei Zwischenspeicherung zeitversetzte – Einspeisung der größtmöglichen Menge von EE- und KWK-Strom in das Netz. Im Einzelfall kommt aber auch in Betracht, dass der zwischengespeicherte Strom für die Eigenversorgung (ohne Netzdurchleitung) genutzt wird.

Maßnahmen des Einspeisemanagements sind entschädigungspflichtig nach § 15 EEG. Damit entstehen Kosten, die sich ihrer Höhe nach an den vom Erzeuger erzielbaren Erlösen einschließlich EEG- bzw. KWK-Förderung orientieren und die der VNB in der Regel bei den Netzentgelten in Ansatz bringen kann, ohne dass diesen eine entsprechende EE- oder KWK-Strommenge gegenübersteht. Ziel der Einspeicherung von EE- oder KWK-Strom anstelle der Abregelung ist damit zugleich, dass den vom Netzbetreiber aufgewandten Kosten auch eine erzeugte EE- oder KWK-Strommenge gegenübersteht.

Dem Netzbetreiber steht bei Verfügbarkeit eines Stromspeichers im Ergebnis ein zusätzliches Instrument zur Verfügung, um Netzengpässe zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren. Insoweit zielen Maßnahmen, die eine Einspeicherung des ansonsten abzuregelnden Stroms erlauben, auch auf eine Erweiterung der wirtschaftlichen Handlungsmöglichkeiten des VNB. Im Ausgangspunkt ist dabei unerheblich, ob der Stromspeicher vom VNB selbst oder von einem Dritten (insbesondere dem Betreiber der EE- oder KWK-Erzeugungsanlage) betrieben wird.

II. Differenzierung zwischen Speicherung „vor dem Netz“ oder „im Netz“

Für die nachfolgende Untersuchung ist danach zu unterscheiden, ob die Stromspeicherung „vor dem Netz“ oder „im Netz“ stattfinden soll.³⁵⁰

Speicherung „vor dem Netz“ bedeutet, dass der erzeugte EE- oder KWK-Strom in den Speicher eingeleitet wird, ohne vorher in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist worden zu sein. In Betracht kommt vor allem die Zuleitung zum Speicher über Kundenanlagen, Direktleitungen oder geschlossene Verteilernetze. In diesem Fall bestand grundsätzlich noch kein Anspruch auf EEG- oder KWKG-Förderung, da dieser in der Regel die Einspeisung des Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung voraussetzt, vgl. §§ 34 ff. EEG, §§ 4, 6 ff. KWKG. Der wieder ausgespeicherte Strom kann in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, aber z.B. auch zur Selbstversorgung genutzt werden. Zu beachten ist, dass die Möglichkeit einer späteren EEG- oder KWKG-Förderung, die für den Betreiber der Erzeugungsanlage wesentlich sein kann, dann entfällt, wenn der EE- oder KWK-Strom vor Einspeicherung oder im Speicher mit anderen Strommengen vermischt wurde. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die EE- oder KWK-Erzeugungsanlage und der Speicher zwar an eine Kundenanlage oder ein geschlossenes Verteilernetz – und nicht an ein Netz der allgemeinen Versorgung – angeschlossen sind, hierüber aber auch Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung

³⁵⁰ Ähnlich Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579, 580; Von Hesler, REE 2015, 150, 152; Gebräuchlich sind auch die Begriffe „zentrale“ und „dezentrale Speicher“, so bspw. Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 360.

eingespeichert wird. Durch die Speicherung „vor dem Netz“ wird die Einspeisung in das Netz des VNB verhindert bzw. verzögert, womit Netzengpässe verhindert oder reduziert werden können.

Die Speicherung „im Netz“ bedeutet demgegenüber, dass Strom aus einem Netz der allgemeinen Versorgung in einen Speicher eingeleitet wird. Dies ist im Cloudmodell für die Primärnutzung des Ortsnetzspeichers und teilweise des Campusspeichers sowie für die Sekundärnutzung aller vier Speichertypen vorgesehen. Die Speicherung „im Netz“ kann Bedeutung für die Vermeidung oder Reduzierung von Netzengpässen gewinnen, wenn die Speicherung in geeigneter räumlicher Lage „vor dem Netzengpass“ erfolgt.

III. Allgemeine Voraussetzungen von Einspeisemanagement und Härtefallentschädigung

1. Einspeisemanagement für Erzeugungsanlagen

Das EEG-Einspeisemanagement ist in den §§ 14, 15 EEG, sowie für KWK-Anlagen i.V.m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG, geregelt.

Bei den Regeln zum EEG-Einspeisemanagement handelt es sich um eine Ausnahme von der grundsätzlich bestehenden Abnahmepflicht des Netzbetreibers für EEG-Strom.³⁵¹ Es wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um Regelungen handelt, die grundsätzlich in der System-³⁵² bzw. Netzverantwortung des Netzbetreibers begründet liegen. Zweck der Regelungen ist die Netzsicherheit und -stabilität sowie die Planungs- und Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber; zudem soll es Ziel der Vorschrift sein, die Anwendung des Einspeisemanagements auf die geringstmögliche Strommenge zu reduzieren.³⁵³

Die zentrale Bestimmung des § 14 EEG räumt dem Netzbetreiber die Möglichkeit ein, unter bestimmten einschränkenden Voraussetzungen regelungsfähige EEG- und KWK-Anlagen zu regeln, wenn andernfalls ein Netzengpass entstünde. Als Ausnahmevorschrift ist die Regelung allerdings restriktiv zu handhaben.³⁵⁴ Adressat des § 14 EEG ist der Netzbetreiber, der berechtigt ist, den Anspruch auf Stromabnahme (§ 11 EEG, § 3 Abs. 1 Nr. 2 KWKG) zurückzuweisen, wenn er nach § 14 EEG zur Regelung der Anlage berechtigt ist. Voraussetzung hierfür ist das Vorliegen eines Netzengpasses (§ 14 Abs. 1 Nr. 1 EEG). Ein Netzengpass liegt vor, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.³⁵⁵ Weiterhin muss der Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG sicherstellen, dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und aus Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird und er zudem die faktischen Daten über die Einspeisung in der Netzregion abgerufen hat (§ 14 Abs. 1 Nr. 3 EEG). Hierdurch soll sichergestellt werden, dass eine Abschaltung nur dann erfolgt, wenn dies nicht nur aufgrund der Einschätzung des Netzbetreibers notwendig ist, sondern aus den vorliegenden und belegten Informationen folgt.³⁵⁶

Dem Einspeisemanagement unterfallen nach § 14 Abs. 1 EEG grundsätzlich alle Anlagen i.S.v. § 5 Nr. 1 EEG. Anlagen i.S.d. EEG sind in § 5 Nr. 1 Halbs. 1 EEG definiert als „jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“; zu Stromspeichern vgl. unten III.4. KWK-Anlagen werden erfasst, wenn sie dem § 2 Nr. 14 KWKG unterfallen, vgl. § 5 Nr. 23 EEG.

Erfasst werden allerdings nur solche 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“. Gem. § 9 Abs. 1 EEG

³⁵¹ Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 2.

³⁵² Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 2, 4.

³⁵³ Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 6.

³⁵⁴ Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 16f.

³⁵⁵ BT-Drs. 17/6071 S. 64.

³⁵⁶ Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 41; Salje, EEG 2014, § 14 Rn. 7.

muss eine solche Einrichtung die folgende Leistung erbringen können: Der Netzbetreiber muss mit ihr „jederzeit 1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren [...] und 2. die Ist-Einspeisung abrufen“ können. Nach § 9 Abs. 1 EEG ist dies für „Anlagenbetreiber und Betreiber von KWK-Anlagen [...] mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt“ verpflichtend. Gleiches gilt nach Abs. 2 Nr. 1 für Solaranlagen mit einer installierten Leistung zwischen 30 und 100 kW. Für die Betreiber von Solaranlagen unter 30 kW besteht die Wahl, entweder solche Einrichtungen zu installieren oder „am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen“.

Aus § 14 Abs. 1 EEG ergibt sich zudem, dass nicht nur unmittelbar, sondern auch mittelbar an das jeweilige Netz angeschlossene Anlagen abgeregelt werden können. Eine direkte Verbindung über einen Netzanschluss zwischen Netz und Anlage wird damit also nicht vorausgesetzt.

2. Härtefallentschädigung für Erzeugungsanlagen

Wird eine Anlage auf der Grundlage von § 14 EEG gedrosselt, steht dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung – und damit in gewissem Umfang eine Kompensation der entgangenen Einnahmen – nach der Härtefallregelung in § 15 Abs. 1 EEG zu. Dazu muss die Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG reduziert sein. Die von der Maßnahme betroffenen Anlagenbetreiber sind dann, abweichend von § 13 Absatz 4 EnWG, für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Übersteigen die aufgrund von Einspeisemanagement-Maßnahmen entgangenen Einnahmen in einem Jahr ein Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Anlagenbetreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Die Kosten für die Entschädigung hat dabei stets derjenige Netzbetreiber zu tragen, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 EEG liegt. Diese Regelung wird teilweise als Hemmnis für einen Zubau weiterer Stromspeicher angesehen, da die Einspeicherung von Überschussstrom derzeit kaum lohnenswert sei, wenn auch bei Abregelung einer Erzeugungsanlage eine Zahlung in annähernder Höhe der EEG-Vergütung zu erhalten sei.³⁵⁷

Aus § 15 Abs. 2 EEG ergibt sich, dass der abregelnde Netzbetreiber die Härtefallentschädigung bei den Netzentgelten in Ansatz bringen darf, wenn die Regelung „erforderlich“ war und der Netzbetreiber die Maßnahme nicht zu vertreten hat. Die Erforderlichkeit soll sich danach bestimmen, ob die Maßnahme im Hinblick auf § 14 EEG erforderlich war; wobei es darauf ankommen soll, dass die sog. Abschalttrngfolge eingehalten wurde.³⁵⁸ Das Tatbestandsmerkmal des Nichtvertretenmüssens einer Abschaltmaßnahme soll nicht i.S.d. § 276 EEG (Vorsatz und Fahrlässigkeit) verstanden werden, sondern i.S.d. § 277 BGB i.S.e. Verschuldens gegen sich selbst.³⁵⁹ Als Vergleichsmaßstab sei der sorgfältig und gewissenhaft handelnde Netzbetreiber heranzuziehen.³⁶⁰

3. Verhältnis von EEG-Einspeisemanagement zur Netzausbaupflicht nach dem EEG

Netzbetreiber müssen gemäß § 12 Abs. 1 EEG auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. Dies gilt auch für vorgelagerte Netzbetreiber bis zu einer Spannungsebene von 110 kV. Eine Grenze

³⁵⁷ Von Oppen, ER 2014, 9, 16; Boesche/Wedler, E-Energy Abschlussbericht, S. 22; EFZN, BMWi-Speicherstudie, S. 238.

³⁵⁸ Ehrlicke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg et al., § 15 Rn. 77.

³⁵⁹ Salje EEG 2014, § 15 Rn. 13.

³⁶⁰ Salje EEG 2014, § 15 Rn. 12; Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald/Hoppenbrock, § 12 Rn. 84; Reshöft, in: Reshöft/Schäfermeier, § 12 Rn. 28.

der Netzausbaupflicht (einschließlich Verstärkung und Optimierung) besteht nach § 12 Abs. 3 EEG nur bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit des Netzausbaus.

Das Verhältnis der Netzausbaupflicht nach § 12 EEG zum EEG-Einspeisemanagement scheint noch nicht vollständig geklärt. Gemäß § 14 EEG dürfen Netzbetreiber „unbeschadet ihrer Pflicht nach § 12 ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen [...] regeln“. Dies deutet darauf hin, dass die Möglichkeit des Einspeisemanagements die Pflicht zum Netzausbau nicht einschränkt. Allerdings enthält das EEG 2014 keine dem früheren § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2009 entsprechende Regelung, wonach das Einspeisemanagement nur „während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen im Sinne des § 9“ (gemeint waren hier Netzausbaumaßnahmen) gelte.³⁶¹ Doch ist nicht ersichtlich, dass die Zulässigkeit von Einspeisemanagement nach § 14 EEG den Netzausbau auch bei dessen wirtschaftlicher Zumutbarkeit verzichtbar machen sollte. Dementsprechend wird auch angenommen, dass bei Vorliegen eines Netzengpasses, der ein EEG-Einspeisemanagement rechtfertigen würde, zugleich oftmals die Voraussetzungen einer Kapazitätserweiterungspflicht vorliegen.³⁶² In diesem Sinne wird auch davon ausgegangen, dass die Nichtausschöpfung möglicher Netzausbaumaßnahmen (wovon auch Maßnahmen der Verstärkung und Optimierung erfasst sind) eine Umlegung gezahlter Härtefallentschädigung nach § 15 Abs. 2 auf die Netzentgelte ausschließt,³⁶³ vgl. dazu im Einzelnen unten IV.2.a)bb). Zweck dieser Regelung sei es unter anderem, für den Netzbetreiber einen Anreiz zu schaffen, notwendige Netzausbaumaßnahmen zügig in Angriff zu nehmen.³⁶⁴ Allerdings können Maßnahmen des Einspeisemanagements auch dann gerechtfertigt sein, wenn infolge wirtschaftlicher Unzumutbarkeit ausnahmsweise keine Netzausbaupflicht besteht.

4. Anwendbarkeit auf Stromspeicher

Die Vorschriften des §§ 14, 15 Abs. 1 EEG erfassen gemäß dem Anlagenbegriff des § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie aufnehmen, die ausschließlich aus EE oder Grubengas stammt, und diese in elektrische Energie umwandeln. Erfasst wird die elektrische, chemische, mechanische oder physikalische Speicherung von Strom, so dass insbesondere Batteriespeicher als Anlagen i.S.v. § 5 Nr. 1 Halbs. 2 EEG einzustufen sein können. Sofern der Stromspeicher ausschließlich mit Strom aus EE (einschließlich Grubengas) geladen wurde, unterliegen die Abregelung der Anlage und die Härtefallentschädigung somit den Vorschriften der §§ 14, 15 Abs. 1 EEG.

IV. Verhältnis von Einspeisemanagement und Stromspeicherung

1. Gesetzliche Regelungen zum Verhältnis von Einspeisemanagement und Stromspeicherung

Aus § 14 Abs. 1 EEG, der Grundnorm zum EEG-Einspeisemanagement, ergeben sich keine ausdrücklichen Hinweise auf die Möglichkeit, im Falle von Netzengpässen eine Stromspeicherung an Stelle einer Abregelung der Erzeugungsanlage durchzuführen.

§ 14 Abs. 1 S. 1 EEG formuliert allerdings, dass der Netzbetreiber das Einspeisemanagement nur „ausnahmsweise“ durchführen darf, woraus sich ergibt, dass die Zulässigkeit des Einspeisemanagements eng auszulegen ist.³⁶⁵ Zudem schafft die Regelung eine Ausnahme von der grundsätzlichen und vorrangigen Pflicht zur physikalischen Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas nach § 11 EEG, so dass davon ausgegangen werden

³⁶¹ Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 64.

³⁶² So den Vorgängerregelungen § 11, 9 EEG Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 63.

³⁶³ Salje EEG 2014, § 15 Rn. 12.

³⁶⁴ Salje EEG 2014, § 15 Rn. 12.

³⁶⁵ Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 17.

kann, dass Maßnahmen des Einspeisemanagements nur unter engen Voraussetzungen zulässig sein sollen. Gleiches zeigt § 11 Abs. 3 EEG, wonach Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer und Netzbetreiber nur „ausnahmsweise“ vertraglich vereinbaren können, vom Abnahmevorrang abzuweichen. Eine Einschränkung von Maßnahmen des Einspeisemanagements entspricht insoweit dem Regelungsgedanken der §§ 11 und 14 EEG.

Aus § 14 Abs. 1 S. 3 EEG ergibt sich zudem, dass Netzbetreiber im Falle des Einspeisemanagements sicherstellen müssen, „dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird“. Diesem Ziel entspricht es zumindest teilweise, wenn Netzbetreiber durch Einspeicherung „vor dem Netz“ dafür Sorge tragen, dass EE- bzw. KWK-Strom nicht abgeregelt, sondern zumindest zeitversetzt abgenommen – wenn auch nur zeitversetzt transportiert – werden kann. Zur Frage, ob in diesem Fall ein Einspeisemanagement i.S.v. § 14 EEG vorliegt, vgl. unten 2.a)bb)(1). Die Speicherung „im Netz“, aber „vor dem Netzengpass“, erlaubt sogar die sofortige Abnahme – allerdings nur den zeitversetzten Transport – von EE- und KWK-Strom. Insofern besteht eine gewisse Übereinstimmung der Speicherung „vor dem Netz“ bzw. „im Netz“ mit dem Regelungsgedanken des § 14 Abs. 1 S. 3 EEG. Nach ihrem Sinn und Zweck dürfte die Regelung des § 14 Abs. 1 S. 3 EEG allerdings nur auf die Auswahl der abzuregelnden Anlagen abzielen, nicht aber eine Verpflichtung zur Stromspeicherung schaffen.³⁶⁶

Das Verhältnis von Stromspeicherung und Einspeisemanagement ist nachfolgend hinsichtlich der Speicherung „vor dem Netz“ und „im Netz“ getrennt im Einzelnen zu untersuchen.

2. Zwischenspeicherung „vor dem Netz“

In der Folge wird das Verhältnis von Einspeisemanagement und Stromspeicherung „vor dem Netz“ untersucht. Ausgegangen wird hierbei von dem Betrieb des Stromspeichers durch den Anlagenbetreiber.

a) Entschädigung wegen Abregelung der Erzeugungsanlage

aa) Zulässigkeit einer „Speicherung vor dem Netz“

(1) Zulässigkeit bei Inanspruchnahme der Einspeisevergütung

Nimmt der Anlagenbetreiber die feste Einspeisevergütung nach § 37 oder § 38 EEG in Anspruch, so ist er gemäß § 39 Abs. 2 EEG grundsätzlich verpflichtet, dem Netzbetreiber den gesamten in diesem Zeitraum in der Anlage erzeugten Strom zur Verfügung zu stellen. Dieser Gesamtandienungspflicht könnte eine Speicherung durch den Anlagenbetreiber widersprechen.

Offen bleiben kann, ob die Voraussetzungen der Gesamtandienungspflicht nach § 39 Abs. 2 EEG – vgl. § 39 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 bis 3 EEG – überhaupt vorliegen. Denn die Zulässigkeit einer Zwischenspeicherung vor dem Netz ergibt sich jedenfalls eindeutig aus der Regelung des § 19 Abs. 4 EEG. Indem der Gesetzgeber den Förderanspruch nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 EEG ausdrücklich auch im Falle der Zwischenspeicherung vor der Einspeisung in das Netz anerkennt, setzt er voraus, dass eine derartige Zwischenspeicherung ungeachtet einer etwaigen Gesamtandienungspflicht rechtlich zulässig ist.³⁶⁷ Dies entspricht auch der gesetzgeberischen Intention, die Zwischenspeicherung zu ermöglichen, um die Markt- und Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien zu verbessern, vgl. auch § 2 Abs. 1 EEG. Erst recht muss dies gelten, wenn der Netzbetreiber den Strom aufgrund eines Netzengpasses ohnehin nicht aufnehmen könnte, sondern die Erzeugungsanlage abregeln müsste.

³⁶⁶ A.A. Wohl Schwintowski, EWeRK 2014, 271, 272; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 83 f.; Schwintowski, EWeRK 2015, 81, 86 f.

³⁶⁷ Vgl. Begründung des Gesetzgebers zur Vorläufervorschrift § 16 Abs. 2 EEG 2012: BT-Drs. 17/6071, S. 65 f.

(2) Zulässigkeit bei geförderter oder sonstiger Direktvermarktung

Im Falle der Direktvermarktung durch den Anlagenbetreiber besteht keine Andienungspflicht gegenüber dem Netzbetreiber. Der Anlagenbetreiber (bzw. ein zwischengeschalteter Direktvermarkter) ist jedoch grundsätzlich lieferpflichtig gegenüber seinem Käufer. Diese vertragliche Lieferpflicht besteht im Ausgangspunkt unabhängig davon fort, ob der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom zwischenspeichert. In der Regel wird der Anlagenbetreiber seine Lieferpflicht allerdings nicht durch Einspeisung von in einer bestimmten Anlage erzeugtem Strom erfüllen müssen. Sofern der Anlagenbetreiber seine Lieferpflicht durch Lieferung anderen Stroms erfüllen kann, stellt eine Zwischenspeicherung daher keine Vertragsverletzung dar und ist somit zulässig.

Darüber hinaus kommt im Falle der Vermeidung von Einspeisemanagement eine Einschränkung der Lieferpflicht in Betracht. § 14 EEG enthält zwar keine Regelung zur Wirksamkeit der vertraglichen Verpflichtungen des Erzeugers. Im Falle des Einspeisemanagements liegt jedoch die Anwendung des § 13 Abs. 4 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG nahe. Dieser sieht das Ruhen der Leistungspflichten vor, wenn der Netzbetreiber aus Gründen der Netzsicherheit oder Netzzuverlässigkeit Stromeinspeisungen anpasst oder deren Anpassung verlangt, weil sich eine Gefährdung oder Störung der Netzsicherheit oder -zuverlässigkeit nicht durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Eine solche oder zumindest vergleichbare Situation kann auch im Falle des Einspeisemanagements nach § 14 EEG gesehen werden.³⁶⁸ Auf dieser Grundlage ruht die Lieferpflicht des Anlagenbetreibers jedenfalls dann, wenn die Speicherung vor dem Netz eine Maßnahme des Einspeisemanagements darstellt (dazu unten bb)(1)). Selbst dann, wenn die Speicherung vor dem Netz nicht als Maßnahme des Einspeisemanagements anzusehen sein sollte, läge jedenfalls eine entsprechende Anwendung der Regelung nahe, da die Anlage nicht hätte in das Netz einspeisen können, sondern abgeregelt worden wäre.

bb) Entschädigungsanspruch

(1) Abregelung als Voraussetzung der Härtefallentschädigung?

Fraglich ist, ob der Anspruch auf Entschädigung nach § 15 EEG voraussetzt, dass die Erzeugungsanlage gemäß § 14 EEG abgeregelt wurde. Die Frage ist von Bedeutung, weil das Vorliegen einer Abregelung i.S.v. § 14 EEG zweifelhaft erscheint, wenn die Erzeugungsanlage zur Erzeugung des zwischenspeichernden Stroms weiterbetrieben wird.

Ob der Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG eine Abregelung i.S.v. § 14 EEG voraussetzt, ist nicht eindeutig ersichtlich. § 15 EEG stellt dem Wortlaut nach nur auf die Reduzierung der „Einspeisung von Strom [...] wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1“ ab, nicht aber auf eine Abregelung der Anlage. Doch knüpft der Entschädigungsanspruch systematisch an Maßnahmen des Einspeisemanagements an. Dies ergab sich deutlich aus § 12 Abs. 1 EEG 2009 („...die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 Strom nicht einspeisen konnten...“). Auch die Begründung zu § 12 EEG 2012 spricht von der Entschädigung von Anlagen, die „aufgrund von Netzengpässen geregelt [werden]“. Allerdings sei nicht erforderlich, dass alle Voraussetzungen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG 2012 vorliegen, sondern ausreichend, wenn ein Netzengpass i.S.v. § 11 EEG 2012 vorliege.³⁶⁹ Diese Vorschrift entspricht weitgehend dem heutigen § 15 EEG 2014. Angesichts der Anknüpfung der Begründung an eine „Regelung“ der Anlage bestehen Bedenken, auf dieses Merkmal als Voraussetzung des Entschädigungsanspruchs zu verzichten.³⁷⁰ Das OLG Hamm hat in einer jüngeren Entschei-

³⁶⁸ Frenz, in: Frenz/Müggenborg, 3. Aufl., § 11 Rn. 50 f. (in der Kommentierung des § 14 EEG 2014 durch Frenz, 4. Aufl. 2015, nicht mehr ausdrücklich wiederholt); Salje EEG 2014, § 14, Rn. 5; Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 33 f.

³⁶⁹ BT-Drs. 16/8148 S. 47.

³⁷⁰ Vgl. auch Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 12 Rn. 12 und König, in: BerKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 15 Rn. 21: „Abregelung“; Ehricke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg et al., § 15 Rn. 24: „wenn der

dung zwar auf eine durch den Netzbetreiber ferngesteuerte Einspeisereduzierung verzichtet, doch lag zumindest eine automatisierte Regelung aufgrund vorgegebener Einstellungen an Sicherheitseinrichtungen vor.³⁷¹ Jedenfalls ein darüber hinausgehender Verzicht auf das Vorliegen einer Abregelung i.S.v. § 14 EEG als Voraussetzung eines Entschädigungsanspruches erscheint sehr problematisch.

Zweifel am Vorliegen einer Abregelung ergeben sich zum einen, weil § 14 i.V.m. § 9 Abs. 1 oder 2 EEG grundsätzlich auf eine Regelung der jeweiligen Erzeugungsanlage abstellt, nicht aber nur auf die Unterbindung der Einspeisung in das Netz.³⁷² Zwar lässt § 9 Abs. 1 S. 2, Abs. 2 EEG seit der EEG-Novelle 2014 ausdrücklich zu, dass mehrere Anlagen über eine gemeinsame technische Einrichtung regelbar sind, stellt also nicht mehr zwingend auf die einzelne Anlage ab. Der Wortlaut des § 14 EEG knüpft aber weiterhin an die Regelung der Erzeugungsanlagen an, so dass es problematisch erscheint, im Falle der Zwischenspeicherung von einer Abregelung i.S. dieser Norm auszugehen. Andererseits dienen technische Einrichtungen nach § 9 EEG ausdrücklich der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und damit zur (teilweisen) Unterbindung der Einspeisung in das Netz. Nach dem Normzweck der §§ 14, 15 EEG erscheint daher näherliegend, als „Regelung“ auch eine Maßnahme zu verstehen, die die Zwischenspeicherung statt der Netzeinspeisung veranlasst.

Problematisch kann das Vorliegen einer Abregelung i.S.v. § 14 EEG weiterhin deshalb sein, weil diese Vorschrift von einer Regelung der Anlage durch den Netzbetreiber ausgeht und § 9 Abs. 1 EEG ausdrücklich von „technischen Einrichtungen“ spricht, „mit denen der Netzbetreiber jederzeit die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann [...]“. Teilweise wird allgemeiner darauf abgestellt, dass der Netzbetreiber bei Netzüberlastung fernsteuernd, regelnd oder unter Einsatz von automatisierten Schaltungen die Einspeiseleistung reduzieren kann.³⁷³ Die noch in § 6 EEG 2009 zugelassene Alternative einer „betrieblichen Einrichtung“ des Anlagenbetreibers wurde gestrichen. Eine Ausnahme wurde nur für Anlagen anerkannt, die aus einer ständig besetzten Leitwarte betrieben werden; hier reiche die Gewährleistung einer automatisierten Übertragung eines Signals des Netzbetreibers in die Leitwarte aus, auf dessen Basis das Personal der Leitwarte dann die Leistung der Anlage zu reduzieren habe. Denn aus betriebs- und sicherheitstechnischen Erwägungen könne nicht an dem Personal der Leitwarte vorbei vom Netzbetreiber ferngesteuert eingegriffen werden.³⁷⁴ Bei Zwischenschaltung einer nicht automatisierten Entscheidung des Anlagenbetreibers zur Stromspeicherung bestehen daher erhebliche Bedenken gegen das Vorliegen einer Regelung durch den Netzbetreiber i.S.v. § 14 EEG.³⁷⁵ Auch für einen Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG hat das OLG Hamm, wie oben angesprochen, zwar auf eine durch den Netzbetreiber ferngesteuerte Einspeisereduzierung verzichtet, doch lag zumindest eine automatisierte Regelung aufgrund vorgegebener Einstellungen an Sicherheitseinrichtungen vor.³⁷⁶ Dagegen bestehen in dieser Hinsicht keine

Anschlussnetzbetreiber auch der Netzbetreiber ist, der die Regelung vorgenommen hat“; Salje EEG 2014, § 15 Rn. 3: „Maßnahme des Einspeisemanagements“. A.A. aber Walter/Huber in Loibl et al., § 7 Rn. 70, 72: nur „kausale Reduzierung der Stromeinspeisung wegen des Netzengpasses“ erforderlich.

³⁷¹ OLG Hamm v. 16.1.2015 – I-7 U 42/14, ZNER 2015, 54 f.; dem folgend König, in: BerKomEnR Sonderband EEG 2014, § 15 Rn. 18.

³⁷² Zweifelnd aus diesem Grunde Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579, 585, die zudem darauf verweisen, dass der Speicher dann nicht mehr als (weitere) Last am Stromnetz zur Verfügung stehe.

³⁷³ Salje EEG 2014, § 9 Rn. 3.

³⁷⁴ Begründung RegE, BT-Dr. 17/6071 S. 62 f. Vgl. auch Scholz in Berliner Kommentar EEG 2014, § 9 Rn. 21, Schäfermeier, in: Reshöft/ Schäfermeier, § 6 Rn. 10.

³⁷⁵ Vgl. allgemein zu den technischen Vorrichtungen auch OLG Stuttgart v. 23.10.2014 – 2 U 4/14, ZNER 2015, 55, 57. Vgl. auch OLG Hamm v. 16.1.2015 – I-7 U 42/14, ZNER 2015, 54 f., das nach §§ 11 Abs. 1, 6 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 eine ferngesteuerte Reduktion verlangt. Großzügiger möglicherweise Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/ Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 59, wonach bei Reduktion der Einspeiseleistung durch eine Maßnahme des Netzbetreibers, „eine Mitwirkung des Anlagenbetreibers [...] nicht zwingend erforderlich“ ist.

³⁷⁶ OLG Hamm v. 16.1.2015 – I-7 U 42/14, ZNER 2015, 54 f.; dem folgend König, in: BerKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 15 Rn. 18.

Bedenken gegen das Vorliegen einer Abregelung i.S.v. § 14 EEG, wenn die Zwischenspeicherung vom Netzbetreiber ferngesteuert veranlasst wird.

Im Ergebnis bestehen daher erhebliche Bedenken gegen einen Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG jedenfalls dann, wenn die Zwischenspeicherung auf einer zusätzlichen, nicht automatisiert durchgeführten Entscheidung des Anlagenbetreibers beruht.

(2) Vereinbarkeit mit dem Doppelvermarktungsverbot?

Daneben wird auch diskutiert, ob ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot (vgl. § 80 EEG) vorliegen könnte, wenn der Anlagenbetreiber zum einen die Entschädigung nach § 15 EEG und zum anderen Erlöse aus der Vermarktung des zwischengespeicherten Stroms erzielt.³⁷⁷ Allerdings liegt hierin keine doppelte Vermarktung des vom Einspeisemanagement betroffenen Stroms. Denn die Entschädigung nach § 15 EEG stellt kein Entgelt für die Überlassung des Stroms, sondern einen Ausgleich für die entgangenen Einnahmen aufgrund der (zunächst) unterbliebenen Vermarktung dar. Insoweit liegt ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot nicht nahe.

Zudem zielt das Doppelvermarktungsverbot auf die Verhinderung einer „Überförderung“.³⁷⁸ Eine „Überförderung“ würde sich aber nur dann ergeben, wenn Härtefallentschädigung und Vermarktungserlös in Summe zu „doppelten“ Erlösen des Anlagenbetreibers führen. Dies ist nach hiesigem Verständnis nicht der Fall, vgl. unten IV2.a)cc).

(3) Umfang der Entschädigung

Zum Umfang der Entschädigung werden in der Literatur unterschiedliche Auffassungen vertreten. Eine ausdrückliche gesetzliche Regelung für den Fall der Zwischenspeicherung besteht nicht.

Nach einer Auffassung sind Einnahmen durch die Zwischenspeicherung der Energie nicht entgangen, sondern werden lediglich später generiert. Dementsprechend ist grundsätzlich keine Entschädigung zu zahlen. Vertreter dieser Ansicht geben teilweise jedoch keine Hinweise darauf, wie mit möglichen Speicherverlusten umzugehen ist.³⁷⁹ Von anderen Autoren wird ausdrücklich bejaht, dass Speicherverluste als Grundlage für entgangene Einnahmen geltend gemacht werden können.³⁸⁰

Nach anderer Ansicht sind die aufgrund der Nichteinspeisung zwischengespeicherter Energiemengen entgangenen Einnahmen zu entschädigen, da die Voraussetzungen des § 15 EEG erfüllt seien. Die mit dem gespeicherten Strom später erzielten Einnahmen seien, da sie auf überpflichtgemäßen Anstrengungen des Anlagenbetreibers beruhten, auch nicht entschädigungsmindernd anzusetzen. Damit werde auch eine Bestrafung des Anlagenbetreibers durch Verlust des Entschädigungsanspruchs vermieden, wenn dieser sich, wie vom Gesetzgeber gewünscht, mit der Netzsituation auseinandersetze und seine Planungen auf Netzengpässe anpasse. Zugleich werde die Errichtung von Speichern gefördert, da deren Kosten durch die Entschädigungszahlungen zumindest teilweise abgedeckt werden könnten.³⁸¹

Eine weitere Auffassung will die mit dem zwischengespeicherten Strom erzielten Erlöse zumindest nicht unbesehen und in jedem Fall von den entgangenen Einnahmen aufgrund Einspeise-

³⁷⁷ Zu § 12 EEG 2012 Ehrlicke, in: Frenz/Müggenborg, 3. Auflage, § 12 Rn. 28; Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579, 585 f.

³⁷⁸ BT-Drs. 5/2864, S. 53; Kröger, in: Danner/Theobald, § 80 EEG Rn. 2; Kahle, in: Reshöft/Schäfermeister, § 56 Rn. 2 ff.

³⁷⁹ Zu § 12 EEG 2012 Ehrlicke, in: Frenz/ Müggenborg, 3. Auflage, § 12 Rn. 28; Vergoßen, S. 146 f.

³⁸⁰ Zu § 12 EEG 2012 Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 12 Rn. 73; ähnlich Walter/Huber, in: Loibl/Maslaton et al., § 7 Rn. 76.

³⁸¹ Zu § 12 EEG Schäfermeister, in: Reshöft/ Schäfermeister, § 12 Rn. 16.

managements abziehen, da Anlage und Speicher z.B. auch unterschiedlichen Personen gehören könnten.³⁸²

Zudem wird diskutiert, ob es sich bei den Kosten für den Bau vom Stromspeichern um entgangene Einnahmen handeln könnte.³⁸³ Im Ergebnis wird dies jedoch abgelehnt, da es sich nicht um entgangene Entnahmen, sondern um freiwillige Leistungen des Stromerzeugers handele.³⁸⁴

Eine eindeutige Regelung der Entschädigungshöhe bei Zwischenspeicherung enthält § 15 Abs. 1 EEG nicht. Unter Berücksichtigung der Gesetzesmaterialien scheint diese Konstellation auch nicht bedacht worden zu sein. Nach ihrem Normzweck soll die Härtefallentschädigung jedoch sicherstellen, dass die unter gewöhnlichen Umständen zu erwartenden Einnahmen erzielt werden und eine Fremdfinanzierung der EE-Anlage damit ermöglicht werden kann. Bei diesem Verständnis ist für die Höhe der Entschädigung insbesondere maßgeblich, welche Einnahmen dem Anlagenbetreiber bei wirtschaftlicher Betrachtung im Ergebnis entgehen. Damit erscheint es vom Normzweck zumindest nicht geboten, eine Entschädigung für die gesamte eingespeicherte Strommenge zu gewähren, soweit eine entsprechende Strommenge wieder zur Ausspeicherung zur Verfügung steht und daraus Einnahmen erzielt werden. Vielmehr liegt die Auffassung nahe, dass eine Entschädigung (nur) für die Strommengen zu leisten ist, die in Folge der Zwischenspeicherung nicht wieder in das Netz eingespeist werden können, d.h. die Speicherverluste. Nicht vereinbar mit diesem Verständnis ist umgekehrt auch ein Ansatz, der keinerlei Entschädigung bei Zwischenspeicherung leistet. Im Einzelfall kommt darüber hinaus in Betracht, dass aufgrund der Zwischenspeicherung noch weitere Nachteile entstanden sind, die zu entschädigen sind. Dies erscheint z.B. denkbar, wenn die Erlöse des Anlagenbetreibers aus der Vermarktung des Speicherstroms aufgrund der zeitlichen Verschiebung geringer ausfallen als bei der ursprünglichen Direktvermarktung.

(4) Berücksichtigung in den Netzentgelten

Der VNB kann die Entschädigungsleistungen nach § 15 Abs. 1 EEG grundsätzlich bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, vgl. § 15 Abs. 2 S. 1 EEG. Verringern sich die Entschädigungsleistungen infolge des Speichereinsatzes „vor dem Netz“, da die entgangenen Einnahmen des Anlagenbetreibers sinken, so sind auch nur diese verringerten Entschädigungsleistungen bei den Netzentgelten in Ansatz zu bringen.

Voraussetzung für die Berücksichtigung der Entschädigungsleistungen in den Netzentgelten ist, dass die Maßnahme des Einspeisemanagements erforderlich war, was hier unterstellt werden kann, und dass der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie gemäß § 15 Abs. 2 S. 2 EEG insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes i.S.d. § 12 EEG ausgeschöpft hat.³⁸⁵ Hiermit korrespondiert der Anspruch Einspeisewilliger, also insbesondere Anlagenbetreiber, nach § 12 Abs. 1 EEG auf Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes (alle drei Varianten werden in der Folge vereinfachend als „Netzausbau“ bezeichnet), um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. Hierbei zielt § 12 EEG auf eine Erweiterung der Netzkapazität ab.³⁸⁶ Eine Grenze besteht lediglich bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit des Netzausbaus, vgl. § 12 Abs. 3 EEG. Wie ausgeführt (oben III.3.), ist der Netzbetreiber daher im Falle von Netzengpässen grundsätzlich zum Netzausbau auf Verlangen des Einspeisewilligen verpflichtet und kann sich dieser Verpflichtung auch nicht durch Einspeisemanagement entziehen.

³⁸² Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579, 585 f.

³⁸³ Ehrlicke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg et al., § 15 Rn. 37 ff.

³⁸⁴ Ehrlicke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg et al., § 15 Rn. 38.

³⁸⁵ Salje EEG 2014, § 15, Rn. 14.

³⁸⁶ König, in: BerlKomEnR, § 12 EEG, Rn. 27.

In der Literatur wird teilweise allerdings nahegelegt, dass die Speicherung von Strom dem Netzausbau gleichgestellt werden könne.³⁸⁷ Teilweise wird auch von einer „qualitativen“ Erweiterung der Netzkapazität gesprochen.³⁸⁸ In diese Richtung könnte auch die Formulierung im Weißbuch des BMWi zum Strommarkt 2.0 deuten: „Batteriespeicher können in einigen wenigen Fällen sogar den Netzausbau auf der Niederspannungsebene ersetzen.“³⁸⁹ Allerdings nimmt diese Aussage Bezug auf eine Studie, die nur den Einsatz von Stromspeichern als Flexibilitätsoption (d.h. zum Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch) im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen untersucht und ausdrücklich festgestellt hat, die lokale Speicherung von Strom am Ort der Stromerzeugung oder des Stromverbrauchs könne zwar Netzengpässe mindern oder vermeiden; Stromspeicher würden aber keinen Netzausbau ersetzen.³⁹⁰ Daher kann auch der Formulierung im Weißbuch nicht entnommen werden, dass Netzausbau und Stromspeicherung gleichwertig seien, vgl. bereits AP 2.1 IV.2.b).

Wie bereits in AP 2.1 IV.2.b) dargestellt, ist bei einem Vergleich der sachlichen Funktionen von Netzausbau und Stromspeicherung festzustellen, dass die Stromspeicherung „vor dem Netz“ die Netzkapazität nicht erweitert. Sie kann lediglich bewirken, dass aus der Anlage insgesamt – aber teilweise zeitlich versetzt – eine größere Menge erneuerbarer Energie abgenommen, übertragen und verteilt werden kann.³⁹¹ Eine Erhöhung der Transportkapazität zum Zeitpunkt der Erzeugung tritt nicht ein. Dem entspricht, dass im Falle der Direktvermarktung die vom Kunden entnommene Strommenge anderweitig ausgeglichen werden muss, insbesondere durch Rückgriff auf Regelenergie.³⁹² Zudem entstehen im Falle der Stromspeicherung in aller Regel Speicherverluste zusätzlich zu den beim Transport auftretenden Netzverlusten. Dementsprechend fallen auch die Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG an, die nicht zu leisten gewesen wären, wenn der VNB seine Netzkapazität erweitert und den Netzengpass damit behoben hätte. Bei Verzicht auf eine Erweiterung der Netzkapazität trotz erkanntem Netzengpass hat der VNB damit nicht i.S.v. § 15 Abs. 2 S. 2 EEG alle Möglichkeiten zum Netzausbau ausgeschöpft.

Weiter zu prüfen ist, ob der VNB Maßnahmen des Einspeisemanagements dennoch i.S.v. § 15 Abs. 2 S. 1 EEG „nicht zu vertreten“ hat, wenn er zwar die Netzkapazität nicht erweitert und damit Entschädigungszahlungen hervorgerufen hat, damit aber gleichzeitig – höhere – Netzausbaukosten vermeiden konnte. In gleicher Weise stellt sich die Frage, ob der Netzausbauanspruch des Einspeisewilligen nach § 12 EEG in diesem Fall entfällt. Insoweit ist jedoch festzustellen, dass die gesetzliche Regelung einen Wegfall des Netzausbauanspruchs nur bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit vorsieht, vgl. § 12 Abs. 3 EEG. Auch soweit der Gesetzgeber im Entwurf des Strommarktgesetzes eine Einschränkung der Netzausbaupflicht durch Einführung einer sog. Spitzenkappung einführen will, schafft er hierfür ausdrücklich eine eigene gesetzliche Grundlage, vgl. Vorschlag zur Änderung des § 11 Abs. 2 EnWG im Gesetzentwurf der Bundesregierung für das Strommarktgesetz³⁹³. Nach derzeitiger Rechtslage ist daher davon auszugehen, dass der VNB Maßnahmen des Einspeisemanagements zu vertreten hat, wenn er die Erweiterung der Netzkapazität trotz erkanntem Netzengpass und daraus folgender Kapazitätserweiterungspflicht unterlässt; die Möglichkeit der Speicherung „vor dem Netz“ ändert hieran nichts. Im Ergebnis scheint daher zwar eine Regelung nicht ausgeschlossen, wonach bei Möglichkeit zur Stromspeicherung „vor dem Netz“ unter bestimmten (Kosten-)Voraussetzungen die Netzausbaupflicht entfällt und daher die Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG bei der Berechnung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden können. Eine solche Regelung bedürfte jedoch einer entsprechenden Gesetzesänderung.

³⁸⁷ Schwintowski, EWeRK 2014, 271, 272; Heller, EWeRK 2014, 177, 187; Schwintowski, EWeRK 2015, 81, 86.

³⁸⁸ Riewe/ Sauer, EWeRK 2014, 79, 93.

³⁸⁹ BMWi, Weißbuch, S. 49.

³⁹⁰ Agora Energiewende, Stromspeicher in der Energiewende, 2014, S. 37 ff., 44.

³⁹¹ Vgl. insoweit auch Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, 93.

³⁹² Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, § 11 Rn. 83.

³⁹³ BR-Drs. 542/15, S. 4.

Dagegen hat der Netzbetreiber Maßnahmen des Einspeisemanagements nicht zu vertreten, wenn er alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes i.S.d. § 12 EEG ausgeschöpft hatte. Dies erscheint vor allem in zwei Konstellationen naheliegend. Zum einen ist denkbar, dass trotz rechtzeitiger Einleitung von Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung vorübergehend Netzengpässe auftreten. Zum anderen ist im Einzelfall denkbar, dass Netzengpässe aufgrund wirtschaftlicher Unzumutbarkeit der Kapazitätserweiterung nach § 12 Abs. 3 EEG hingenommen werden müssen. Letzteres kommt insbesondere in Betracht, wenn es sich nur um vorübergehende Netzengpässe handelt, die z.B. aufgrund von vorübergehendem Leitungsausfall oder aber bis zur Fertigstellung anderer Netzausbaumaßnahmen (z.B. im Übertragungsnetz) entstehen können. In diesen Fällen können die Kosten der Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG in den Netzentgelten geltend gemacht werden.

cc) Finanzielle Situation des Anlagenbetreibers

Auf Grundlage der dargestellten Überlegungen wird der Anlagenbetreiber, der zur Vermeidung der Abregelung seiner Erzeugungsanlage eine Speicherung des erzeugten Stroms „vor dem Netz“ vornimmt, im Ergebnis wirtschaftlich ähnlich gestellt wie im Falle der Abregelung der Erzeugungsanlage. Ein wirtschaftlicher Vorteil kann sich insoweit ergeben, als er für den nach der Speicherung in das Netz eingespeisten Strom die volle Einspeisevergütung bzw. den erzielbaren Markterlös erhält, während die Härtefallentschädigung grundsätzlich auf 95% der entgangenen Erlöse beschränkt ist. Dieser Vorteil erscheint aber angesichts der Kosten für Errichtung und Betrieb des Stromspeichers kaum geeignet, einen hinreichenden Anreiz für die Stromspeicherung zu bieten.

Denkbar wäre die Gewährung zusätzlicher finanzieller Anreize für den Anlagenbetreiber. Gesamtwirtschaftlich betrachtet erscheint es vorteilhaft, wenn dem finanziellen Aufwand des Netzbetreibers (EEG-Förderung bzw. Härtefallentschädigung) auch eine erzeugte EE-Strommenge gegenübersteht. Denn damit werden die Erzeugungskosten durch eine andere Anlage eingespart. Zudem handelt es sich um EE-Strom, während der alternativ zu erzeugende Strom ggf. konventionell erzeugt würde und damit vor dem Hintergrund des Ziels zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (§ 1 Abs. 1 EnWG) weniger wertvoll wäre. Für entsprechende finanzielle Anreize fehlt es derzeit jedoch an einer gesetzlichen Regelung. Sollte die Zwischenspeicherung „vor dem Netz“ zur Vermeidung von Einspeisemanagement zukünftig gesetzlich geregelt werden, so wäre wünschenswert, in diesem Zusammenhang auch eine ausdrückliche Regelung zum Ruhen der Leistungspflichten zu treffen.

Erwogen werden kann ergänzend, ob der Netzbetreiber selbst die Stromspeicherung durch den Anlagenbetreiber finanziell fördern könnte. Insoweit ist zu prüfen, ob diese Kosten als Netzkosten anerkannt werden könnten (dazu unten AP 3.2).

b) Entschädigung wegen Abregelung des Stromspeichers

Wie bereits unter I.4. ausgeführt, kann eine Maßnahme des Einspeisemanagements auch gegenüber einem Stromspeicher Anwendung finden. Auch in diesem Fall besteht grundsätzlich ein Anspruch auf Entschädigung nach § 15 EEG.

Hinsichtlich des Umfangs der Entschädigung gelten ähnliche Überlegungen wie im Falle der Abregelung einer Erzeugungsanlage. Auch hier liegt es nahe, dass eine Entschädigung nur insoweit beansprucht werden kann, als zusätzliche Speicherverluste oder ggf. sonstige zusätzliche Nachteile durch die verlängerte Speicherung des Stromes anfallen. Für den Teil des Stromes, der zu einem späteren Zeitpunkt aber noch in das Netz eingespeist werden kann, wäre eine Entschädigung nach § 15 EEG abzulehnen.

3. Speicher „im Netz“, aber vor dem Netzengpass

Bei der folgenden Betrachtung des Verhältnisses von Einspeisemanagement und Stromspeicherung „im Netz“ wird von dem Betrieb des Stromspeichers durch den VNB ausgegangen.

a) Zulässigkeit einer „Speicherung im Netz“

aa) Zulässigkeit bei Inanspruchnahme der Einspeisevergütung

Stellt der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG dem Netzbetreiber gegen eine feste Einspeisevergütung zur Verfügung, so muss der Netzbetreiber diesen Strom gemäß § 56 Nr. 1 EEG „unverzüglich an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergeben“. Im Falle der Zwischenspeicherung wird der Strom zunächst nicht an den ÜNB weitergegeben. Dies dürfte jedoch nicht gegen die Verpflichtung zur „unverzüglichen“ Weitergabe verstoßen. Gefordert ist grundsätzlich die Weitergabe „ohne schuldhaftes Zögern“, vgl. auch § 121 BGB. Die Betrachtung hat im Einzelfall zu erfolgen, zu berücksichtigen sind die berechtigten Interessen des Netzbetreibers sowie unvermeidliche „faktische Zwänge“.³⁹⁴ Wenn der Strom aufgrund des Netzengpasses nicht weitergegeben werden konnte und deshalb eine Maßnahme des Einspeisemanagements zulässig gewesen wäre, ist die schnelle Weitergabe nach Wegfall des Netzengpasses noch normgerecht. Die Zwischenspeicherung verstößt daher nicht gegen § 56 Nr. 1 EEG.

Es bestehen auch keine Bedenken gegen den Zugriff des VNB auf die Strommenge, die aufgrund des Netzengpasses andernfalls hätte abgeregelt werden müssen. Denn diese Strommenge wurde dem VNB vom Anlagenbetreiber übergeben.

bb) Zulässigkeit bei geförderter oder sonstiger Direktvermarktung

Im Falle der Einspeisung von direkt vermarktetem EE-Strom ist der Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, diesen „unverzüglich“ zu übertragen und zu verteilen, § 11 Abs. 1 S. 1 EEG. Solange ein Netzengpass besteht und der Netzbetreiber auch Maßnahmen des Einspeisemanagements ergreifen dürfte, verstößt der VNB jedoch nicht gegen diese Pflicht, wenn er den Strom nicht weiterleitet. Insofern greifen ähnliche Erwägungen wie oben für die Netzeinspeisung unter Inanspruchnahme der Einspeisevergütung dargestellt. Eine Zwischenspeicherung verstößt daher nicht gegen § 11 Abs. 1 S. 1 EEG.

Im Falle der Direktvermarktung hat der VNB allerdings keine Verfügungsbefugnis über den eingespeisten Strom. Diese steht vielmehr weiterhin dem erzeugenden Anlagenbetreiber (bzw. dem Direktvermarkter, was hier nicht weiter differenziert wird) zu. Eine Zwischenspeicherung durch den VNB dürfte daher eine vertragliche Einigung zwischen dem Anlagenbetreiber und dem VNB voraussetzen, mit der der Anlagenbetreiber dem VNB die Verfügungsbefugnis überträgt. Bei Abschluss einer solchen vertraglichen Vereinbarung greift der VNB durch die Zwischenspeicherung nicht ohne Rechtsgrund in fremde Vermögenspositionen ein. Für die folgenden Überlegungen wird unterstellt, dass die Zwischenspeicherung durch den VNB aufgrund vertraglicher Vereinbarung mit dem Anlagenbetreiber entflechtungsrechtlich zulässig und auch mit dem Doppelvermarktungsverbot (§ 80 Abs. 1 EEG) vereinbar ist. Im Rahmen der Bilanzierung würde die in das Netz eingespeiste und dem VNB übertragene Strommenge aus dem Bilanzkreis des Anlagenbetreibers in den Bilanzkreis des VNB übertragen, in dem dieser seinen Stromspeicher bilanziert. Später würde die ausgespeicherte Strommenge aus diesem Bilanzkreis des VNB in den Bilanzkreis des Käufers übertragen.

Alternativ wäre eine vertragliche Gestaltung denkbar, nach der der Anlagenbetreiber die Verfügungsbefugnis behält und den VNB beauftragt, die Zwischenspeicherung für ihn durchzuführen. Diese Gestaltungsmöglichkeit soll im Folgenden aber nicht weiter vertieft werden.

³⁹⁴ Zu § 34 EEG 2012 Altröck, in: Altröck/ Oschmann/ Theobald, § 34 Rn. 29.

In der Konsequenz bleibt der Anlagenbetreiber lieferpflichtig gegenüber seinem Kunden. Ein Ruhen der Lieferpflicht aufgrund von § 13 Abs. 4 EnWG lässt sich nicht begründen, da dieser die Anpassung der Einspeisung voraussetzt. Eine solche erfolgt aber gerade nicht, da der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom in das Netz einspeisen kann. Eine Aussetzung der Lieferpflicht wäre zwar rechtspolitisch denkbar, würde aber eine entsprechende gesetzliche Regelung voraussetzen. Dementsprechend dürfte eine vertragliche Regelung mit dem VNB für den Anlagenbetreiber grundsätzlich nur dann erstrebenswert sein, wenn er nicht nur Erlöse in gleicher (oder größerer) Höhe erhält wie im Falle der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung, sondern auch keine Zusatzkosten für die Ersatzbeschaffung des zu liefernden Stroms tragen muss. Diese Kosten müssten daher im wirtschaftlichen Ergebnis vom VNB getragen werden.

b) Finanzielle Situation des VNB

aa) Kosten der EEG-Förderung

Begegnet der Netzbetreiber einem Netzengpass dadurch, dass er Speichermöglichkeiten „im Netz“ und „vor dem Netzengpass“ schafft und damit eine Abregelung von Erzeugungsanlagen vermeidet, so kann der Anlagenbetreiber EE-Strom erzeugen und einspeisen. Dementsprechend kann er EEG-Förderung in Form der Einspeisevergütung oder der Marktprämie in Anspruch nehmen. Umgekehrt greifen §§ 14, 15 EEG nicht ein. Da der Strom eingespeist werden kann, erfolgt keine Reduktion der Stromeinspeisung wegen eines Netzengpasses, so dass auch keine Härtefallentschädigung zu zahlen ist.

Gem. § 57 Abs. 1 EEG muss der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber dem Netzbetreiber die nach § 19 oder § 52 EEG geleistete EEG-Förderung nach Maßgabe des Teils 3 erstatten. Hieraus ergibt sich, dass der ÜNB gegenüber dem VNB zur Erstattung der geleisteten finanziellen Förderung verpflichtet ist. Unklar ist jedoch, ob die Pflicht des ÜNB aus § 57 EEG mit der Pflicht des VNB zur Weitergabe des Stroms aus § 56 EEG korrespondiert oder nicht; ob also die finanzielle Förderung für die gesamte in das Netz eingespeiste Strommenge zu erstatten ist oder nur die finanzielle Förderung hinsichtlich der vom Netzbetreiber an den ÜNB weitergegebenen Strommenge. Relevant wird diese Frage hinsichtlich der durch die Zwischenspeicherung auftretenden Speicherverluste.

Nach einer Auffassung korrespondiert die Erstattungspflicht des ÜNB gemäß § 57 Abs. 1 EEG mit der Weitergabepflicht des nachgelagerten VNB gemäß § 56 Nr. 1 EEG hinsichtlich des von ihm nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG vergüteten Stroms.³⁹⁵ Daraus könnte möglicherweise abgeleitet werden, dass eine Erstattung nur hinsichtlich der an den ÜNB weitergegebenen Strommenge in Betracht kommt. Allerdings berücksichtigt diese Auffassung nicht explizit die Möglichkeit der Zwischenspeicherung. Damit bleibt unklar, ob das Korrespondenzverhältnis tatsächlich eine Erstattung hinsichtlich der Speicherverluste ausschließen soll. Nach anderer Ansicht muss der VNB hingegen lediglich Zahlungen an den Anlagenbetreiber nachweisen. Eine Kopplung zwischen den Pflichten aus § 56 und § 57 EEG 2014 besteht nach dem Wortlaut nicht. Anders als § 35 Abs. 1 EEG 2012 spricht § 57 Abs. 1 EEG 2014 nunmehr auch nicht mehr von einer „Vergütung“, sondern einer Erstattung der vom VNB geleisteten finanziellen Förderungen.³⁹⁶ Dementsprechend wäre die gesamte vom VNB geleistete EEG-Förderung zu erstatten, ohne Minderung hinsichtlich der Speicherverluste. Sofern die Zwischenspeicherung eine sinnvolle Wahrnehmung der Aufgaben des Netzbetreibers darstellt, erscheint auch in der Sache naheliegend, dass die dadurch auftretenden Speicherverluste nicht zum Nachteil des Netzbetreibers ausschlagen dürfen.

³⁹⁵ Salje, EEG 2014, § 57, Rn. 3 ff. mit Hinweis auch auf die Regierungsbegründung zu § 35 Abs. 1 EEG 2009, BT-Drs.16/8148; so auch noch zu § 35 EEG 2012 Hendrich, in: BerlKomEnR, § 35 EEG Rn. 6 ff.

³⁹⁶ Hendrich, in: BerlKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 57 Rn. 6. Vgl. auch Salje, EEG 2014, § 57 Rn. 4 ff., der allerdings weiterhin eine Kopplung an die vom ÜNB abgenommenen Strommengen befürwortet.

Im Ergebnis erscheint daher grundsätzlich die Auffassung vorzugswürdig, dass der VNB einen Erstattungsanspruch gegen den ÜNB hinsichtlich der gesamten von ihm geleisteten EEG-Förderung hat. Bedenken gegen einen Erstattungsanspruch nach § 57 EEG hinsichtlich der Speicherverluste könnten nur dann bestehen, wenn der Netzbetreiber seine Netzausbaupflicht nach § 12 EEG verletzt hat, weil die Zwischenspeicherung unter den konkreten Umständen nicht ausreichend ist (dazu oben IV. 2.a)bb)(4)). Der Wortlaut des § 57 EEG lässt allerdings auch insoweit keine Einschränkung erkennen.

bb) Verwertung des gespeicherten Stromes durch den Netzbetreiber

(1) System der Einspeisevergütung

Unterfällt der eingespeicherte Strom dem System der Einspeisevergütung, so hat der VNB den Strom nach Wegfall des Netzengpasses (unverzüglich) an den vorgelagerten ÜNB weiterzugeben. Einen zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteil – neben der Erstattung der Einspeisevergütung – erlangt der VNB nicht.

(2) System der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung

Hat der Anlagenbetreiber den Strom im System der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung vermarktet und dem VNB anschließend vertraglich die Verfügungsbefugnis über die sonst abzuregelnde Strommenge übertragen, so steht dem VNB der wirtschaftliche Wert dieser Strommenge zu. Wie ausgeführt wird er im Gegenzug aber die Kosten für die Ersatzbeschaffung der vom Anlagenbetreiber an seine Kunden zu liefernden Strommengen übernehmen müssen. Einen zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteil – neben der Erstattung etwaiger Marktprämienzahlungen – erlangt der VNB daher auch in dieser Konstellation grundsätzlich nicht.

Denkbar wäre auch hier die Schaffung zusätzlicher finanzieller Anreize für die Zwischenspeicherung „im Netz“ durch den VNB. Gesamtwirtschaftlich betrachtet erscheint es, wie ausgeführt, vorteilhaft, wenn dem finanziellen Aufwand des Netzbetreibers (EEG-Förderung bzw. Härtefallentschädigung) auch eine erzeugte EE-Strommenge gegenübersteht. Denn damit werden die Erzeugungskosten durch eine andere Anlage eingespart. Zudem handelt es sich um EE-Strom, während der alternativ zu erzeugende Strom ggf. konventionell erzeugt würde und damit vor dem Hintergrund des Ziels zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (§ 1 Abs. 1 EnWG) weniger wertvoll wäre. Für entsprechende finanzielle Anreize fehlt es derzeit jedoch an einer gesetzlichen Regelung.

Falls die Zwischenspeicherung „im Netz“ zur Vermeidung von Einspeisemanagement gesetzlich geregelt werden sollte, so könnte ein finanzieller Anreiz dadurch geschaffen werden, dass – ähnlich wie bei der Speicherung „vor dem Netz“ – eine Regelung zum Ruhen der Leistungspflichten des Anlagenbetreibers getroffen wird. Dies entspräche der grundsätzlichen Risikoverteilung nach § 13 Abs. 4 EnWG. In diesem Fall müsste der VNB den Anlagenbetreiber nicht von den Kosten für die Erfüllung seiner Lieferpflicht gegenüber seinem Kunden wirtschaftlich freistellen. Vielmehr könnte der wirtschaftliche Wert des zwischengespeicherten Stroms teilweise zur Zahlung eines Entgelts an den Anlagenbetreiber verwendet werden und stünde im Übrigen dem VNB zur Verfügung.

Die wirtschaftliche Attraktivität eines derartigen Ansatzes hängt maßgeblich davon ab, ob der VNB die Kosten der Stromspeicherung in den Netzentgelten in Ansatz bringen kann. Darauf ist in AP 3.2 gesondert einzugehen.

V. Ergebnis

Eine Speicherung „vor dem Netz“ ist sowohl dann, wenn der Anlagenbetreiber die Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, als auch dann, wenn der in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet wird, zulässig. Sie kann Entschädigungsansprüche des Anlagenbetreibers nach § 15 EEG begründen, wenn die Einspeicherung zur Vermeidung von Maßnahmen des Einspeisemanagements dient. Bedenken gegen einen solchen Entschädigungsanspruch bestehen allerdings dann, wenn die Einspei-

cherung aufgrund (bloßer) betrieblicher, nicht automatisiert durchgeführter Maßnahmen des Anlagenbetreibers erfolgt. Zudem steht dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung grundsätzlich nur für die Strommengen zu, die in Folge der Zwischenspeicherung nicht wieder in das Netz eingespeist werden können, d.h. die Speicherverluste, sowie ggf. für etwaige weitere Nachteile aufgrund der verzögerten Netzeinspeisung. Aus wirtschaftlicher Sicht dürfte die Zwischenspeicherung für den Anlagenbetreiber daher nicht attraktiv sein. Für eine zusätzliche Förderung, die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein könnte, fehlt eine gesetzliche Grundlage.

Eine Zwischenspeicherung von Strom, der im System der Einspeisevergütung vermarktet wird, durch den VNB „im Netz“ und vor einem Netzengpass dürfte die Pflicht zur unverzüglichen Weitergabe des Stromes an den ÜNB jedenfalls so lange wahren, wie eine solche Weitergabe aufgrund eines bestehenden Netzengpasses nicht möglich ist. In wirtschaftlicher Hinsicht scheint naheliegend, dass der ÜNB dem VNB grundsätzlich die gesamte an den Anlagenbetreiber gezahlte EEG-Förderung erstatten muss, d.h. ohne Abzug hinsichtlich etwaiger Speicherverluste. Die zwischengespeicherte Strommenge ist vom VNB an den ÜNB weiterzugeben, ohne dass der VNB hierfür weitere finanzielle Vorteile erlangt.

Wird der Strom im System der Direktvermarktung vermarktet, so bedarf es einer vertraglichen Vereinbarung zwischen VNB und Anlagenbetreiber als Grundlage für eine Zwischenspeicherung durch den VNB „im Netz“. Der wieder ausgespeicherte Strom kann anschließend durch den VNB vermarktet werden (vorbehaltlich der entflechtungsrechtlichen Zulässigkeit, dazu oben AP 2.1 und 2.2). Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Anlagenbetreiber im Gegenzug verlangen wird, dass der VNB die Kosten für die Ersatzbeschaffung der von ihm an seine Kunden zu liefernden Strommengen übernimmt. Zusätzliche finanzielle Anreize, um die wirtschaftliche Attraktivität der Zwischenspeicherung für den VNB zu erhöhen, bedürften entsprechender Gesetzesänderungen.

AP 3.2: Kostenanerkennung in der Anreizregulierung

Wie in AP 2.1 unter entflechtungsrechtlichen Aspekten ausgeführt, kann der Betrieb des Ortsnetzspeichers zumindest teilweise dem Netzbetrieb zugerechnet werden. Entsprechendes gilt bei Nutzung von Speicherkapazitäten Dritter für Zwecke des Netzbetriebs, vgl. oben AP 2.2. In diesen Fällen stellt sich die Folgefrage, ob die Kosten des Stromspeicherbetriebs bzw. der Stromspeichernutzung in den Netzentgelten geltend gemacht werden können.

I. Einordnung der Kosten der Stromspeicherung als Netzkosten

1. Betrieb oder Nutzung eines Stromspeichers als Aufgabe des Netzbetriebs

Damit die Kosten des Stromspeicherbetriebs durch den VNB bzw. seine Kosten für die Nutzung von Stromspeichern Dritter in den Netzentgelten geltend gemacht werden können, müsste es sich hierbei um Netzkosten handeln. Maßgeblich ist auch insoweit, ähnlich den Überlegungen zur Entflechtung (oben AP 2.1 und 2.2), die Zuordnung des eigenen Stromspeichers bzw. der Nutzung von Stromspeichern Dritter zum Netzbetrieb. Wie bereits dargestellt, ist zwischen der Nutzung des Speichers für Zwecke der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit, der Nutzung für Zwecke der Netzleistungsfähigkeit sowie der etwaigen Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität zu differenzieren.

a) Nutzung für Zwecke der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit

Wie bereits in AP 2.1 IV.2.a) dargestellt, fällt der Betrieb eines Stromspeichers durch den VNB für Zwecke der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit unter die Aufgaben des Netzbetriebs. Dies betrifft die Einsatzzwecke „Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung“, „statische Spannungshaltung“, „Blindleistungsmanagement“, „Power Quality“ und „Bereitstellung von (zuvor am Markt beschaffter) Verlustenergie“. Stromspeicherkosten bei Einsatz des Speichers für diese Zwecke sind dem Netzbetrieb zuzuordnen und können als Netzkosten anerkannt werden.

b) Nutzung für Zwecke der Netzleistungsfähigkeit (Vermeidung oder Reduzierung von Einspeisemanagement)

Wie ebenfalls bereits in AP 2.1 IV.2.b) dargelegt, fällt auch die Gewährleistung der Netzleistungsfähigkeit grundsätzlich unter die Aufgaben des Netzbetriebs. Dies betrifft den Einsatzzweck „Vermeidung oder Reduzierung von Einspeisemanagement“.

Die Stromspeicherung fördert die Netzleistungsfähigkeit allerdings nur eingeschränkt: Zwar kann die Einspeisekapazität in bestimmten Regionen gesteigert werden, die Transportkapazität an Netzengpässen wird aber nicht verbessert. Die Stromspeicherung kann daher nicht als gleichwertige Alternative zum Netzausbau angesehen werden (AP 2.1 IV.2.b) und oben IV.2.a)bb)(4)). Dies begründet jedoch insoweit keine durchgreifenden Bedenken gegen die Zuordnung zum Netzbetrieb, als im Einzelfall keine Pflicht zum Netzausbau besteht, wie insbesondere im Falle vorübergehender Netzengpässe, die einen Netzausbau in Form einer dauerhaften Erhöhung der Transportkapazität nicht rechtfertigen (vgl. AP 2.1 IV.2.b)). Aber auch darüber hinaus ist die Zuordnung zum Netzbetrieb denkbar. Selbst wenn die Stromspeicherung gegenüber dem Netzausbau nur eingeschränkten Nutzen für die Netzleistungsfähigkeit bringt, dient sie doch den Zwecken des Netzbetriebs durch Steigerung der Einspeisekapazität. Allerdings könnten sich aufgrund des eingeschränkten Netznutzens in verstärktem Maße Bedenken unter Effizienzgesichtspunkten ergeben (zu den Effizienzanforderungen s.u. III.).

Auch der Einsatz eines mobilen Stromspeichers zum temporären Einsatz bei Netzengpässen (vgl. zu möglichen Konstellationen AP 2.1 IV.1.e) dient Zwecken der Netzleistungsfähigkeit. Wird ein solcher Batteriespeicher angeschafft, ist davon auszugehen, dass dieser zwar zum Umgang mit temporären Engpassituationen eingesetzt wird, dennoch aber eine dauerhafte Investition für Netzbetriebszwecke darstellt, da er nach Beendigung des Einsatzes an einem anderen Ort eingesetzt werden kann.

Insoweit ergeben sich im Hinblick auf die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung keine Bedenken gegen eine Zuordnung zu den Netzkosten. Unter Effizienzgesichtspunkten kann der Einsatz eines mobilen Speichers als Lösung für temporäre Probleme gegenüber einem stationären Speicher sogar vorzugswürdig sein.

2. Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität

Eine Nutzung des Stromspeichers für Zwecke des Netzbetriebs eines VNB ist in der Regel nur für einen beschränkten Teil der Zeit sinnvoll (möglicherweise nur 10-20% der Zeit). Im Falle des Stromspeicherbetriebs durch einen VNB könnte dieser die Speicherkapazität für die restliche Zeit vermarkten, um so Zusatzerlöse zu generieren. Fraglich ist, ob die Kosten des Stromspeichers in diesem Fall nur anteilig oder zur Gänze den Netzkosten zugeordnet werden können. Im Falle der Nutzung von Stromspeicherkapazitäten Dritter ergibt sich diese Fragestellung hingegen nicht.

a) Anteilige Zuordnung zu den Netzkosten

Im Ausgangspunkt ist davon auszugehen, dass der Stromspeicher im Falle der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität nicht für Netzbetriebszwecke genutzt wird. Der daher nur anteiligen Nutzung für Zwecke des Netzbetriebs entspricht an sich die nur anteilige Anerkennung der Kosten des Stromspeichers als Netzkosten. Dies entspräche auch den Vorgaben der buchhalterischen Entflechtung nach § 6b EnWG, die eine Kontentrennung des Stromverteilernetzbetriebs von sonstigen Aktivitäten im Stromsektor verlangen. Nach diesem Verständnis wären die Netzkosten einschließlich der Kosten des Speichereinsatzes für Netzbetriebszwecke buchhalterisch zu trennen von den Kosten des Speicherbetriebs für sonstige Zwecke (Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität).

Im Ergebnis müsste der VNB einen fixen Anteil festlegen, zu dem der Speicher für Netzbetriebszwecke genutzt werden soll und die Kosten des Stromspeichers dementsprechend als Netzkosten anerkannt werden sollen. Eine spätere Änderung der jeweiligen Anteile wäre nur mit besonderer Begründung möglich. Eine solche anteilige Zuordnung zum Netzbetrieb ist allerdings unflexibel und kann nur sehr eingeschränkt auf Prognoseabweichungen oder Veränderungen der Nutzungsanteile im weiteren zeitlichen Verlauf reagieren. Dies kann zu ineffizientem Verhalten führen, z.B. zu fehlender Vermarktung der „überschüssigen“ Speicherkapazität, wenn der Bedarf für Netzbetriebszwecke vom VNB überschätzt wurde.

b) Vollständige Zuordnung zu den Netzkosten unter kostenmindernder Berücksichtigung der Vermarktungserlöse

Durch eine vollständige Zuordnung der Speicherkosten zu den Netzkosten und kostenmindernde Berücksichtigung der Erlöse aus der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität könnten möglicherweise die bei einer anteiligen Zuordnung fehlende Flexibilität und drohenden Ineffizienzen vermieden werden.

Eine vollständige Zuordnung zu den Netzkosten ist allerdings problematisch. Denn die Einordnung der gesamten Speicherkosten als Netzkosten setzt im Ausgangspunkt voraus, dass der Speicherbetrieb zur Gänze dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann. Da der Speicher im Falle der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität nicht für Netzbetriebszwecke eingesetzt wird, bedarf es hierfür einer besonderen Begründung. Für die Prüfung der Berücksichtigungsfähigkeit in den Netzkosten wird im Übrigen unterstellt, dass die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch den VNB überhaupt entflechtungsrechtlich zulässig ist (dazu oben AP 2.1).

Eine vollständige Zuordnung zu den Netzkosten könnte möglicherweise damit begründet werden, dass der Speicher aufgrund der netzbetrieblichen Anforderungen in jedem Fall von dem VNB betrieben würde. Aus dieser Perspektive wäre der Speicher insgesamt als Netzbetriebsmittel anzusehen,

die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität würde nur der Senkung der Netzkosten dienen. Bei geringem Nutzungsanteil für Netzbetriebszwecke und vergleichsweise hohen Kosten des Speichers erschiene eine solche Betrachtung allerdings zweifelhaft. Eine weitere Begründung könnte möglicherweise darin liegen, dass die vollständige Zuordnung zu den Netzkosten eine effizientere Speichernutzung zulässt, weil der VNB nicht auf einen fixen Nutzungsanteil für Netzbetriebszwecke festgelegt ist. Ob dieser Vorteil aber hinreichend gewichtig ist, um die an sich systemgerechte anteilige Kostenzuordnung außer Kraft zu setzen, erscheint wiederum zweifelhaft.

Sollte die vollständige Zuordnung der Kosten zum Netzbetrieb anerkannt werden, so müssten die Vermarktungserlöse im Gegenzug kostenmindernd berücksichtigt werden. Die Anerkennung eines solchen Modells dürfte zumindest voraussetzen, dass sichergestellt ist, dass für die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität ein wettbewerbskonformer Preis bezahlt und dass verbundene Unternehmen des VNB nicht bevorzugt werden. Dies könnte möglicherweise über ein Ausschreibungsmodell sichergestellt werden. Ob und in welcher Ausgestaltung dies möglich wäre, würde eine Detailprüfung erforderlich machen, die im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen kann.

Fraglich ist, ob darüber hinaus weitere Anforderungen hinsichtlich der korrekten Kostenverteilung zwischen Netznutzern (die die Kosten des Speicherbetriebs abzüglich der erzielten Einnahmen aus der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität zu tragen haben) und Speichernutzern bestehen. Für ein solches Erfordernis könnte sprechen, dass die Netzkunden nicht die Vertriebstätigkeit subventionieren sollen. Dieser Grundgedanke kommt an sich in den Anforderungen an die buchhalterische Entflechtung zum Ausdruck (oben 2.a)). Wie eine korrekte Kostenzuordnung festgelegt werden könnte, insbesondere falls eine buchhalterische Entflechtung nicht erfolgen sollte, erscheint allerdings sehr problematisch.

II. Zeitpunkt der Kostenberücksichtigung

Werden die Kosten für Errichtung und Betrieb des Stromspeichers grundsätzlich als Netzkosten anerkannt, so ist weiterhin von Bedeutung, zu welchem Zeitpunkt diese in den Netzentgelten geltend gemacht werden können. Hierbei hängt der Zeitpunkt der Berücksichtigung maßgeblich davon ab, ob es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile handelt oder nicht.

1. Jährliche Anpassung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile werden jährlich (ggf. mit t-2 – Zeitversatz) neu ermittelt. Änderungen bei diesen Kostenpositionen können daher auch während einer laufenden Regulierungsperiode und nicht erst nach erfolgter Kostenprüfung im nächsten Basisjahr für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden.

Die Kapital- und Betriebskosten eines Stromspeichers könnten dann dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile darstellen, wenn es sich bei der Errichtung des Stromspeichers um eine genehmigte Investitionsmaßnahme nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 i.V.m. § 23 Abs. 6 ARegV handelt. Eine genehmigte Investitionsmaßnahme i.S.v. § 23 Abs. 6 ARegV kommt für Verteilernetzbetreiber grundsätzlich jedoch nur nachrangig zu der Berücksichtigung der Erweiterungsinvestition über einen Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV in Betracht. Entscheidend ist daher, ob die Errichtung des Stromspeichers über den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden kann. Dies setzt voraus, dass einer der Parameter nach § 10 Abs. 2 ARegV betroffen ist. Hinsichtlich der gesetzlich festgelegten Parameter des § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 bis 3 ARegV ist dies nicht der Fall. Doch hat die BNetzA nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV den weiteren Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ festgelegt.³⁹⁷ Damit sollen die Einflüsse erhöhter dezentraler Einspeiseleistung erfasst

³⁹⁷ BNetzA, Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor, S. 9 f.

werden. Aufgrund des Zusammenhangs zwischen dezentraler Erzeugungsleistung und Einspeisemanagement ist davon auszugehen, dass Investitionen in Stromspeicher zur Zwischenspeicherung von ansonsten abzuregelndem Strom durch den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden (unten II.2.). Somit dürfte eine genehmigte Investitionsmaßnahme nach § 23 Abs. 6 ARegV grundsätzlich ausscheiden. Auch andere Regelungen für die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile sind nicht ersichtlich. Im Ergebnis dürfte eine Berücksichtigung der Kapital- und Betriebskosten des Stromspeichers im Rahmen der jährlichen Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile daher grundsätzlich ausscheiden.

Anderes gilt gemäß §§ 10 Abs. 4, 23 Abs. 7 ARegV nur für Erweiterungsinvestitionen in Hochspannungsnetze von VNB. Insoweit ist die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme grundsätzlich möglich. Sofern ein Stromspeicher der Hochspannungsebene zuzurechnen ist, kann auch eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV erfolgen. Im Falle genehmigter Investitionsmaßnahmen ist zudem auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll (Plankosten), so dass kein t-2 – Zeitversatz eintritt. Etwaige Abweichungen von den tatsächlich entstandenen Kosten (Plan-Ist-Abgleich) werden später über das Regulierungskonto erfasst, vgl. § 5 Abs. 1 ARegV.

2. Anpassung über Erweiterungsfaktor

Aus den vorstehend erörterten Gründen handelt es sich bei den Kosten des Stromspeichers nur in besonderen Fällen (Hochspannungsebene) um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, die jährlich und auf Grundlage von Plankosten angepasst werden. Für die übrigen Spannungs- und Umspannebenen handelt es sich hingegen um beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese werden im Ausgangspunkt nicht jährlich angepasst, sondern erst bei der Kostenprüfung im nächsten Basisjahr für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt.

Der Zeitversatz bis zur Anpassung der Erlösobergrenze kann sich verringern, wenn die Kapital- und Betriebskosten über einen Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV Berücksichtigung finden. Dies setzt die Änderung eines der Parameter des § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV voraus. Relevant ist hier, wie vorstehend ausgeführt, der von der BNetzA nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV festgelegte weitere Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“. Die Kosten des Stromspeichers können einer Veränderung dieses Parameters grundsätzlich zugeordnet werden, da davon auszugehen ist, dass der Stromspeicherbedarf auf eine gesteigerte dezentrale Einspeisung zurückzuführen ist. Voraussetzung für den Ansatz eines Erweiterungsfaktors ist weiterhin, dass sich aufgrund von Erweiterungsinvestitionen die Gesamtkosten des VNB nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5% erhöhen. Dies wäre im Einzelfall zu prüfen.

Liegen diese Voraussetzungen vor, so können die Kosten des Stromspeichers bereits vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode über den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden. Berücksichtigt werden können nach der Entscheidungspraxis der Bundesnetzagentur alle Änderungen der relevanten Parameter, die bis zum Antragszeitpunkt (jeweils spätestens 30.06. eines Jahres für eine Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01. des Folgejahres) bereits eingetreten sind. Im Idealfall können daher Kostensteigerungen mit einem Zeitversatz von nur einem halben Jahr berücksichtigt werden.

III. Einschränkungen der Kostenanerkennung unter Effizienzgesichtspunkten?

1. Effizienzvergleich nach §§ 12 bis 14 ARegV

Die Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile werden in den Effizienzvergleich nach §§ 12 ff. ARegV einbezogen. Ermittelte Ineffizienzen (d.h. bei Effizienzwert unter 100%) müssen bis zum Ende der folgenden Regulierungsperiode rechnerisch abgebaut werden. In diesem Fall werden die Kosten für Errichtung und Betrieb des Stromspeichers nicht in vollem Umfang

in der Erlösobergrenze anerkannt und können insoweit nicht auf die Netznutzer umgelegt werden. Soweit Errichtung und Betrieb des Stromspeichers kostengünstiger sind als alternative Maßnahmen des VNB aus Gründen der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit bzw. der Netzleistungsfähigkeit und alle Kosten gleichermaßen im Effizienzvergleich berücksichtigt werden, wirkt sich der Speicherbau positiv für den VNB aus, d.h. er führt als solcher nicht zu Einschränkungen der Kostenanerkennung. Soweit hingegen andere Maßnahmen kostengünstiger sind, führt der Speicherbau zu einer Verschlechterung des Effizienzwertes und damit zu Einschränkungen der Kostenanerkennung.

Fragen wirft der Effizienzvergleich insbesondere im Hinblick auf die Förderung der Netzleistungsfähigkeit auf. Zu den im Effizienzvergleich anzusetzenden Kosten gehören insbesondere etwaige Kosten des VNB für die Förderung der Stromspeicherung „vor dem Netz“ durch Anlagenbetreiber (vgl. oben AP 3.1 IV.2.a)cc)) oder für die Nutzung von Speichern Dritter durch den VNB. Anzusetzen sind grundsätzlich ebenso etwaige Kosten und Erlöse des VNB aus Errichtung und Betrieb eigener Stromspeicher zur Speicherung „im Netz“, aber vor dem Netzengpass; anderes gilt nur für genehmigte Investitionsmaßnahmen auf der Hochspannungsebene, die als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nicht in den Effizienzvergleich fallen (vgl. oben II.1.). Für die Beurteilung im Effizienzvergleich ist entscheidend, ob die Förderung der Speicherung durch Dritte, die Nutzung von Speichern Dritter bzw. die eigene Speicherung kostengünstiger sind als alternative Maßnahmen, die von anderen VNB möglicherweise ergriffen werden, und ob die jeweiligen Kosten gleichermaßen durch die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs erfasst werden.

Die Kosten für etwaige Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG werden – soweit die Kapazitätserweiterungspflicht nicht in zu vertretender Weise verletzt wurde – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet³⁹⁸ und gehen damit nicht in den Effizienzvergleich ein. Führt der VNB daher allein Maßnahmen des Einspeisemanagements (ohne Einspeicherung des abzuregelnden Stroms) durch, so werden hierdurch keine Kosten verursacht, die in den Effizienzvergleich eingehen. Findet alternativ eine Stromspeicherung statt, so belasten die dem VNB entstehenden Kosten für die Förderung des Stromspeichers eines Anlagenbetreibers, für die Nutzung von Stromspeichern Dritter bzw. für den eigenen Stromspeicherbetrieb seine Kostenbasis im Effizienzvergleich. Gegenzurechnen sind etwaige Erlöse des VNB aufgrund der Verwertung des gespeicherten Stroms. Im Falle der Speicherung „vor dem Netz“ fallen jedoch keine Vermarktungserlöse bei dem VNB an, da die Verfügungsgewalt über den gespeicherten Strom bei dem Anlagenbetreiber liegt. Bei Vermarktung gegen Einspeisevergütung und Speicherung „im Netz“ erzielt der VNB ebenfalls keine Erlöse, da er den Strom an den ÜNB weitergeben muss. Im Falle der Direktvermarktung und Speicherung „im Netz“ erzielt der VNB zwar Veräußerungserlöse, muss im Gegenzug jedoch die Kosten für die Ersatzbeschaffung der vom Anlagenbetreiber an seine Kunden zu liefernden Strommengen übernehmen, so dass per Saldo wiederum keine oder allenfalls geringfügige zusätzliche Erlöse anfallen dürften. Im Ergebnis stehen den Kosten für die Stromspeicherung daher keine entsprechenden Kosten mindern- den Erlöse aus der Vermarktung des eingespeicherten Stroms gegenüber. Etwaige gesamtwirtschaftliche Vorteile aufgrund der vermiedenen Kosten für die sonst erforderliche Erzeugung des später aus dem Speicher entnommenen Stroms werden im Effizienzvergleich nicht berücksichtigt. Im Ergebnis dürften sich die Förderung des Stromspeichers eines Anlagenbetreibers, die Nutzung von Stromspeichern Dritter bzw. der eigene Stromspeicherbetrieb daher im Effizienzvergleich nachteilig für den VNB auswirken im Vergleich zu der Durchführung von Maßnahmen des Einspeisemanagements ohne Einspeicherung des abzuregelnden Stroms.

Soweit aufgrund zukünftiger Gesetzesänderung die Stromspeicherung als Alternative zum Netzausbau und damit auch als längerfristige Maßnahme anerkannt werden sollte, würden die Kosten der Stromspeicherung im Effizienzvergleich in Konkurrenz zu den Kosten des Netzausbaus treten. In die-

³⁹⁸ Vgl. Weyer, in: Baur et al., 2. Aufl., Kap. 82 Rn. 21; zu § 12 Abs. 1 S. 1 und 2 EEG 2012 auch BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 2.1 v. 07.03.2014, Ziff. 3.1.

sem Fall wären als Kosten für die Alternative der Stromspeicherung allerdings nicht allein die Speicherkosten einzubeziehen, sondern auch die Kosten für die Ersatzbeschaffung des Stroms, der aufgrund des Netzengpasses nicht zur Verfügung steht. Gegenzurechnen wären Erlöse aus der Vermarktung des gespeicherten Stroms.

2. Zusätzliche Effizienzprüfung gemäß § 21a Abs. 4 i.V.m. § 21 Abs. 2 EnWG

Nicht ausgeschlossen ist, dass zusätzlich zum Effizienzvergleich eine vorgeschaltete Effizienzprüfung im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt. Einen derartigen Ansatz hatte z.B. die BNetzA bei der Kostenanerkennung für Smart Meter im Rahmen ihres Positionspapiers 2010 verfolgt.³⁹⁹ Eine solche zusätzliche Effizienzprüfung könnte Bedeutung gewinnen, wenn sich der VNB trotz der vorstehend dargestellten Nachteile im Effizienzvergleich für die Förderung des Stromspeichers eines Anlagenbetreibers bzw. für den eigenen Stromspeicherbetrieb entscheiden sollte.

Eine derartige zusätzliche Effizienzprüfung bei beeinflussbaren bzw. vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen kann allerdings nur unter besonderen Voraussetzungen erfolgen, da die Effizienz des Netzbetreibers nach dem System der Anreizregulierungsverordnung grundsätzlich durch den Effizienzvergleich ermittelt werden soll. Teilweise wird daher nur eine Korrektur von Extremwerten als zulässig erachtet.⁴⁰⁰ Denkbar erscheint eine zusätzliche Effizienzprüfung ggf. aber auch bei Offensichtlichkeit der Ineffizienz bzw. der fehlenden Durchsetzbarkeit im Wettbewerb (vgl. § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG); hierbei ist weiterhin zu berücksichtigen, inwieweit eine isolierte Überprüfbarkeit bestimmter Kostenpositionen gegeben ist.⁴⁰¹

Im Ergebnis lässt sich nicht vollständig ausschließen, dass die Regulierungsbehörde die Anerkennung der Kosten eines Stromspeichers aufgrund einer zusätzlichen Effizienzprüfung (teilweise) versagen könnte.

IV. Zusatzfrage: Umgang mit Speicherverlusten

Bei der Speicherung von Strom fallen Speicherverluste an, so dass für die Ausspeicherung nicht mehr die gleiche Strommenge zur Verfügung steht wie ursprünglich eingespeichert wurde. Da für die Stromspeicherung bislang kein vollständiger und konsistenter Rechtsrahmen vorliegt, fehlen insbesondere auch explizite Vorschriften zur rechtlichen Behandlung von Speicherverlusten, die dem Netzbetrieb zuzuordnen sind. Daher ist zu prüfen, welche Regelungen hier Anwendung finden.

Entstehende Speicherverluste verursachen aus Sicht des Netzbetreibers Kosten, da er die entsprechenden Strommengen entweder ersetzen muss oder sie zumindest nicht anderweitig einsetzen kann (Opportunitätskosten). Soweit der Speicher als Netzbetriebsmittel eingesetzt wird, sind die Kosten der Stromspeicherung als Netzkosten anzuerkennen (oben I.1.). Dies muss auch für die Speicherverluste gelten. Bei Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch einen Netzbetreiber ist davon auszugehen, dass die Speicherverluste von den Sekundärnutzern bzw. einem zwischengeschalteten Akteur (z.B. Cloudbetreiber) zu tragen sind, so dass dem Netzbetreiber insoweit keine Kosten entstehen.

Hinsichtlich der Ersatzbeschaffung entsprechender Strommengen zum Ausgleich von Speicherverlusten ist fraglich, ob die Sondervorschriften für die Beschaffung von Verlustenergie zum Ausgleich von Netzverlusten Anwendung finden (§ 22 Abs. 1 EnWG, § 10 StromNZV, Vorgaben der BNetzA bzw. der Landesregulierungsbehörden zur Beschaffung von Verlustenergie). Verlustenergie ist in § 2 Nr. 12 StromNZV definiert als „die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie“. Soweit der Stromspeicher als Netzbetriebsmittel einzuordnen ist, können auch die Speicherverluste

³⁹⁹ BNetzA, Positionspapier zu den Anforderungen an Messeinrichtungen, S. 5.

⁴⁰⁰ Meizenbach, S. 178.

⁴⁰¹ Weyer, in: Baur et al., 2. Aufl., Kap. 81 Rn. 8.

als „Netzverluste“ i.S. dieser Definition angesehen werden. Sollte dies aufgrund des bislang engeren – weil Speicher nicht als Netzbetriebsmittel berücksichtigenden – Begriffsverständnisses verneint werden, so läge jedenfalls eine analoge Anwendung der Vorschriften zu Netzverlusten nahe, da von einer ungeplanten Gesetzeslücke auszugehen ist. Bei Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität durch einen Netzbetreiber ist, wie vorstehend ausgeführt, davon auszugehen, dass dieser nicht für die Ersatzbeschaffung der Strommengen zuständig ist. Damit scheidet eine Anwendung der Sondervorschriften für die Beschaffung von Verlustenergie insoweit aus.

Soweit der Speicher als Netzbetriebsmittel eingesetzt und Energie zum Ausgleich der Speicherverluste beschafft wird, stellt sich schließlich die Frage nach dem Anfall von EEG-Umlage. Grundsätzlich ist die Lieferung von Elektrizität an Letztverbraucher EEG-umlagepflichtig (vgl. § 60 Abs. 1 EEG), wobei auch der Netzbetreiber als Letztverbraucher i.S.v. § 5 Nr. 24 EEG angesehen werden kann, soweit er Strom verbraucht. § 60 Abs. 3 S. 3 EEG enthält allerdings eine Ausnahmenvorschrift, die die Beschaffung von Verlustenergie zum Ausgleich der Netzverluste von der EEG-Umlage freistellt. Wie bereits vorstehend ausgeführt, können Speicherverluste als Netzverluste angesehen werden oder liegt jedenfalls eine analoge Anwendung der Vorschriften zu Netzverlusten nahe. Dies gilt auch für die Befreiung von der EEG-Umlage.

V. Ergebnis

Die Kosten der Stromspeicherung können den Netzkosten zugeordnet werden, soweit sie den Speichereinsatz für Zwecke der Netzsicherheit und Netz Zuverlässigkeit betreffen. Im Falle des Speichereinsatzes für Zwecke der Netzleistungsfähigkeit ist die Zuordnung zu den Netzkosten jedenfalls dann gerechtfertigt, wenn eine dauerhafte Erweiterung der Netzkapazität aufgrund nur vorübergehenden Ausbaubedarfs nicht gerechtfertigt ist. Auch darüber hinaus kann der Speichereinsatz zur Erweiterung der Einspeisekapazität in das Netz den Netzkosten zugeordnet werden, könnte aber besonderen Einschränkungen unter Effizienz Gesichtspunkten unterliegen.

Im Falle des Stromspeicherbetriebs durch einen VNB ist nicht abschließend geklärt, ob dieser die Speicherkosten nur anteilig oder aber vollständig – unter Abzug der Erlöse einer Speichervermarktung – in den Netzentgelten geltend machen kann. Grundsätzlich entspricht die anteilige Zuordnung zu den Netzkosten der Ausrichtung der Netzkosten an dem Einsatz für Netzbetriebszwecke, da der Speicher bei Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität gerade nicht für den Netzbetrieb eingesetzt wird. Eine vollständige Zuordnung zu den Netzkosten ließe sich möglicherweise begründen, wenn der Speicher aufgrund betrieblicher Anforderungen in jedem Fall vom VNB betrieben würde, so dass die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität nur der Minderung der Netzkosten dient. Zum anderen wäre evtl. denkbar, dass eine vollständige Zuordnung zum Netzbetrieb aufgrund der fehlenden Flexibilität und drohender Ineffizienzen bei Festlegung eines fixen Netzbetriebsanteils anerkannt würde. Bei vollständiger Zuordnung zu den Netzkosten wäre sicherzustellen, dass die Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität zu wettbewerbskonformen und nichtdiskriminierenden Preisen und Konditionen erfolgt. Ungeklärt ist, ob und ggf. in welcher Form darüber hinaus eine aus regulierungsrechtlicher Sicht korrekte Kostenverteilung zwischen Netznutzern und Speichernutzern gewährleistet werden muss.

Werden die Kosten des Stromspeichers eines VNB grundsätzlich als Netzkosten anerkannt, kommt es für die Frage, zu welchem Zeitpunkt diese in den Netzentgelten geltend gemacht werden können, darauf an, ob es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile handelt oder nicht. Im Ergebnis können die Kosten des Stromspeichers grundsätzlich nur auf der Hochspannungsebene als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingeordnet und damit jährlich angepasst werden; ansetzbar sind Plankosten, so dass es zu keinem Zeitversatz kommt. In allen anderen Fällen handelt es sich bei den Speicherkosten grundsätzlich um beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese können jedoch in der Regel über einen Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden, wenn sich aufgrund von Erweiterungsinvestitionen die Gesamtkosten des VNB

nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5% erhöhen. In diesem Fall ist eine Berücksichtigung im Idealfall mit einem Zeitversatz von nur einem halben Jahr möglich.

Einschränkungen der Kostenanerkennung können sich aus dem Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung ergeben. Insoweit ist entscheidend, wie sich die Kosten der Maßnahmen zur Stromspeicherung im Verhältnis zu alternativen Maßnahmen des VNB darstellen und inwieweit die jeweiligen Kosten im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Auch unabhängig von den tatsächlichen Kosten dürften sich Maßnahmen zur Stromspeicherung im Effizienzvergleich regelmäßig nachteilig für den VNB im Vergleich zu der Durchführung von Maßnahmen des Einspeisemanagements ohne Einspeicherung des abzuregelnden Stroms auswirken, da die (anerkennungsfähigen) Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nicht in den Effizienzvergleich eingehen. Nicht völlig ausgeschlossen werden kann zudem, dass die BNetzA die Kostenanerkennung der Stromspeicherung aufgrund einer zusätzlichen Effizienzprüfung ganz oder teilweise versagt.

Für die Behandlung von Speicherverlusten fehlen explizite gesetzliche Regelungen. Ist ein Stromspeicher als Netzbetriebsmittel anzuerkennen, so liegt es nahe, Speicherverluste grundsätzlich als Netzverluste in den Netzkosten zu berücksichtigen. Entsprechend würden auch die Sondervorschriften für die Beschaffung von Verlustenergie Anwendung finden. Gleichzeitig wäre nach § 60 Abs. 3 EEG direkt bzw. analog keine EEG-Umlage für die zum Ausgleich der Speicherverluste beschafften Strommengen zu zahlen. Hinsichtlich der Vermarktung „überschüssiger“ Speicherkapazität ist hingegen davon auszugehen, dass die Speicherverluste in solcher Sekundärnutzung nicht in die Netzkosten eingehen, nicht nach den Sondervorschriften für Verlustenergie beschafft werden müssen und nicht nach § 60 Abs. 3 EEG von der EEG-Umlage befreit sind.

AP 4: Stromspeichernutzung durch Lieferanten, Stromhändler, Direktvermarkter u.a.

AP 4.1 Netzbetriebsbedingte Einschränkung der Speichernutzung durch andere Marktteilnehmer

I. Netzbetriebsbedingte Anforderungen an die Speichernutzung

Die Nutzung von Batteriespeichern durch Dritte hat Auswirkungen auf den Betrieb des Stromverteilernetzes. Insbesondere beeinflusst der Einsatz von Stromspeichern die Belastung von Netzbetriebsmitteln, die Spannungshaltung, das Blindleistungsmanagement und die Stromqualität (Power Quality). Insoweit berührt die Stromspeichernutzung durch Dritte die Aufgaben des Netzbetreibers hinsichtlich der Gewährleistung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit wie auch der Netzleistungsfähigkeit. Hierbei können die Auswirkungen im Einzelfall förderlich, neutral oder auch nachteilig für die Wahrnehmung der Netzbetreiberaufgaben sein.

In einer jüngeren Studie wird insoweit im Sinne einer abgestuften Einordnung zwischen Netzdienlichkeit und Netzverträglichkeit des Speicherbetriebs unterschieden.⁴⁰² Danach ist ein Speicher dann „netzverträglich“, wenn sein Betrieb den Mindestanforderungen des Netzbetreibers an Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit in seinem Netz erfüllt. „Netzdienlichkeit“ bezeichnet dagegen ein über die Netzverträglichkeit hinausgehendes Verhalten im Stromnetz, das aktiv zur Stabilisierung und zum reibungslosen Betrieb beiträgt, wie etwa die Bereitstellung von Systemdienstleistungen; auch senke ein netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern im Gegensatz zu einem marktgetriebenen Einsatz die Netzausbaukosten. Netzdienlichkeit und Netzverträglichkeit beziehen sich damit ausschließlich auf das Stromsystem bzw. das Stromnetz. Davon unterschieden werden die „Systemverträglichkeit“, die sich auf die Erfüllung von Mindestanforderungen für eine sichere Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems (oder auch nur des Stromsystems) bezieht und gleichzeitig einen wirtschaftlichen und netzdienlichen Betrieb vereinbart, sowie die „Systemdienlichkeit“, die vorliegt, wenn das Betriebsverhalten des Speichers das übergeordnete Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems (oder auch nur des Stromsystems) begünstigt.⁴⁰³

Im vorliegenden Zusammenhang sind solche Anforderungen des VNB an den Speicherbetrieb relevant, die dazu dienen, die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit wie auch die Netzleistungsfähigkeit zu gewährleisten oder sogar zu verbessern. Aus diesem Blickwinkel lassen sich alle die Nutzungen eines Batteriespeichers als „netzverträglich“ bezeichnen, die keine nachteiligen Auswirkungen auf Netzsicherheit, Netzzuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit haben. Als „netzdienlich“ können Speichernutzungen angesehen werden, die Netzsicherheit, Netzzuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit positiv beeinflussen. Daneben sind Speichernutzungen denkbar, die sich nachteilig auf Netzsicherheit, Netzzuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit auswirken und daher weder netzdienlich noch auch nur netzverträglich sind („netzschädlich“). Im Hinblick auf die Netzleistungsfähigkeit wird davon ausgegangen, dass ein marktgetriebener Einsatz von Stromspeichern die Kosten des Verteilernetzausbaus erhöhen kann,⁴⁰⁴ insoweit wäre er nicht netzverträglich und erst recht nicht netzdienlich.

II. Verhältnis von Netzbetreiberinteressen und Interessen anderer Marktteilnehmer

1. Grundgedanke

Wie dargestellt, kann eine (marktgetriebene) Nutzung von Batteriespeichern den Interessen des Netzbetreibers im Hinblick auf Netzsicherheit, Netzzuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit zuwiderlaufen. Es stellt sich damit die Frage, ob und inwieweit die Interessen des VNB den Interessen anderer Marktteilnehmer vorgehen und insoweit eine Einschränkung der (marktgetriebenen) Speichernutzung begründen können.

⁴⁰² Sterner/Eckert/Thema/Bauer, März 2015.

⁴⁰³ Sterner/Eckert/Thema/Bauer, S. 10 f.

⁴⁰⁴ Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030

Im Ausgangspunkt ist davon auszugehen, dass der VNB den anderen Marktteilnehmern ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Stromverteilernetz zur Verfügung stellen muss, dass – wenn erforderlich – auszubauen ist, um Netzsicherheit, Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit zu gewährleisten, vgl. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG. Eine Speichernutzung, die Netzsicherheit, Netzzuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit beeinträchtigt, rechtfertigt daher primär keine Einschränkungen durch den Netzbetreiber, sondern begründet dessen Verpflichtung zu entsprechenden Anpassungsmaßnahmen bei Netzbetrieb und Netzkapazität (Netzausbau). Das Netz ist aus diesem Blickwinkel ein Hilfsmittel für die (uneingeschränkte) Durchführung der gewünschten Transaktionen am Energiemarkt und insbesondere die gewünschte Speichernutzung.

Von diesem Ansatz bestehen allerdings verschiedene Ausnahmen. Diese spiegeln sich in den bereits dargestellten Einflussnahmemöglichkeiten des VNB auf die Speichernutzung durch Dritte wider, vgl. oben AP 2.3. Zu unterscheiden ist hierbei zwischen Eingriffen zur Gewährleistung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit einerseits und der Netzleistungsfähigkeit andererseits. Unterschiede ergeben sich auch hinsichtlich der Dauer der Eingriffsberechtigung. Zu berücksichtigen sind schließlich die wirtschaftlichen Konsequenzen von Anpassungsmaßnahmen bei Netzbetrieb und Netzkapazität einerseits oder von Einschränkungen der Speichernutzung andererseits.

2. Einschränkungen im Interesse der Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit

Einschränkungen der Speichernutzung durch den VNB im Interesse von Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit sind insoweit grundsätzlich möglich, als sich Gefahren für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit anderweitig nicht beheben lassen. Dafür spricht insbesondere die Überlegung, dass eine Realisierung von Gefahren für die Netzsicherheit oder -zuverlässigkeit letztlich auch die Verfügbarkeit des Netzes beeinträchtigen würde und insoweit auch den Interessen der anderen Marktteilnehmer zuwiderliefe. Dementsprechend sind Einschränkungen der Speichernutzung durch marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG in weitem Umfang zulässig. Allerdings wird ein Ausgleich mit den Interessen der anderen Marktteilnehmer angestrebt, indem der VNB entsprechende Vereinbarungen mit diesen schließen muss, die in der Regel entgeltlich sein werden. Zugleich wirkt dies auf eine Auswahl solcher Maßnahmen hin, die die geringsten Kosten verursachen und damit voraussichtlich die geringsten Einschränkungen für andere Marktteilnehmer mit sich bringen. Grundsätzlich muss der VNB die entsprechenden Vereinbarungen im Voraus abschließen, um absehbaren Risiken für die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit begegnen zu können.⁴⁰⁵ Unter bestimmten Voraussetzungen besteht auch eine Verpflichtung von Speicherbetreibern nach § 13 Abs. 1a i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG, mit dem VNB gegen angemessene Entschädigung vertragliche Vereinbarungen über die Anpassung der Wirk- oder Blindleistungseinspeisung abzuschließen. Soweit marktbezogene Maßnahmen allerdings nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, darf der VNB nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG auch Notfallmaßnahmen gegen den Willen der betroffenen Marktteilnehmer durchführen und hierzu Stromeinspeisungen, Stromtransite oder Stromentnahmen anpassen oder die Anpassung verlangen. Insoweit gehen die Interessen des VNB den Interessen anderer Marktteilnehmer an der Speichernutzung vor.

Besonderheiten bestehen bei Einschränkungen der Nutzung von EE-Speichern. Maßnahmen des Einspeisemanagements bei Netzengpässen sind nach § 14 EEG zulässig, verpflichten aber zur Entschädigung nach § 15 EEG; dies gilt auch im Falle von Notfallmaßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG. Die vertragliche Vereinbarung sonstiger Einschränkungen des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien ist nur ausnahmsweise zulässig, § 11 Abs. 3 EEG. Maßnahmen, die den Einspeisevorrang nicht einschränken, sind hingegen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG möglich, vgl. auch § 13 Abs. 2a EnWG.

⁴⁰⁵ Vgl. Weyer, RdE 2010, 233 ff.

Die Speichernutzung kann im Interesse von Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit nicht nur eingeschränkt werden, um nachteilige Auswirkungen auszuschließen, um also eine netzverträgliche Speichernutzung zu gewährleisten. Vielmehr lassen die gesetzlichen Regelungen auch Einschränkungen der Speichernutzung zu, um Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit positiv zu beeinflussen, also zur Sicherung „netzdienlicher“ Speichernutzung. Hierzu können z.B. Vorgaben zur Blindleistungseinspeisung nach § 13 Abs. 1a i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG dienen.

Einschränkungen der Speichernutzung im Interesse von Netzsicherheit und -zuverlässigkeit sind durch die genannten Vorschriften jedoch nicht unbeschränkt gerechtfertigt, wenn die Gefahren für die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit auf eine unzureichende Netzleistungsfähigkeit zurückzuführen sind. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die vom Speichernutzer gewünschte Netznutzung – und damit verbunden die Speichernutzung – grundsätzlich durch entsprechende Anpassungen des Netzbetriebs und erforderlichenfalls Netzausbaumaßnahmen des VNB zu gewährleisten ist. Selbst bei gesamtwirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit ist im derzeitigen Rechtsrahmen zweifelhaft, ob dauerhafte Eingriffe des VNB mit seiner Netzausbaupflicht nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG vereinbar sind, vgl. nachfolgend 3. Dies gilt in besonderem Maße für Einschränkungen der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien oder KWK.

3. Einschränkungen unter dem Gesichtspunkt der Netzleistungsfähigkeit

Einschränkungen der Speichernutzung durch den VNB unter dem Gesichtspunkt der Netzleistungsfähigkeit sind wesentlich problematischer als (vorübergehende) Einschränkungen im Interesse von Netzsicherheit und -zuverlässigkeit.⁴⁰⁶ Denn während Einschränkungen der Speichernutzung die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit sichern oder verbessern können, erscheint zweifelhaft, ob sie auch die Netzleistungsfähigkeit i.S. der Bereitstellung ausreichender Transportkapazität gewährleisten können. Diese Zweifel bestehen auch dann, wenn der VNB durch Einschränkungen der Speichernutzung auf eine bessere Auslastung der Netzkapazität hinwirkt, z.B. durch Verstetigung der Netznutzung.

Soweit die mangelnde Netzleistungsfähigkeit zugleich die Netzsicherheit oder -zuverlässigkeit gefährdet, sind Einschränkungen der Speichernutzung nach den unter 2. genannten Grundsätzen zulässig, z.B. im Falle von Netzengpässen. Wie ausgeführt, kann das aber nicht ohne weiteres dauerhafte Eingriffe des VNB rechtfertigen, wenn die Gefahren für die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit auf die unzureichende Netzleistungsfähigkeit zurückzuführen sind.

Grundsätzlich ist der VNB nicht berechtigt, Einschränkungen der Speichernutzung nur deshalb vorzunehmen, um die Netznutzung der Leistungsfähigkeit des Netzes anzupassen. Dies gilt nach den (derzeitigen) gesetzlichen Vorgaben auch dann, wenn die Einschränkungen der Speichernutzung auf eine bessere Netzauslastung und damit eine effizientere Netznutzung zielen. Denn nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Unter der „Leistungsfähigkeit“ ist hierbei die Fähigkeit des Netzes zu verstehen, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen, vgl. auch § 19 Abs. 3 S. 2 ARegV. Damit besteht in diesem Fall eine Verpflichtung des VNB zum Netzausbau. Einschränkungen der Speichernutzung sind insoweit nur übergangsweise zulässig, bis der erforderliche Netzausbau erfolgt ist.

Das Netz ist außerhalb der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien oder KWK allerdings nicht uneingeschränkt so auszubauen, dass es zur Befriedigung der gesamten Nachfrage nach Transportkapazität ausreicht. Denn § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verlangt nur einen „bedarfsgerechten“ Netzausbau, woraus Einschränkungen insbesondere in Bezug auf die Dauerhaftigkeit des Transportbedarfs

⁴⁰⁶ Vgl. zu diesen Fragen auch Weyer, in: Schmidt-Preuß/Körber (Hrsg.) (im Erscheinen).

entnommen werden.⁴⁰⁷ Eine gesetzliche Grenze findet die Netzausbaupflicht zudem in der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit des Netzausbaus, § 11 Abs. 1 S. 1 Halbs. 2 EnWG. Hierbei kommt es im Ausgangspunkt auf die wirtschaftlichen Folgen für den Netzbetreiber an.⁴⁰⁸ In der Regel wird sich keine Unzumutbarkeit feststellen lassen, weil der Netzbetreiber die Kosten – jedenfalls bei effizienter Aufgabenerfüllung – auf die Netznutzer umlegen kann. Nicht abschließend geklärt ist, inwieweit auch eine gesamtwirtschaftliche Abwägung der Vor- und Nachteile der Netzausbaumaßnahme im Hinblick auf die Ziele des § 1 EnWG vorzunehmen ist, so dass insbesondere die Belastung der Netznutzer zu berücksichtigen ist.⁴⁰⁹ Zu bedenken ist darüber hinaus, dass der Netzausbaupflicht des VNB nach ganz überwiegender Auffassung regelmäßig kein Anspruch der Netznutzer (also auch der Speichernutzer) auf Netzausbau gegenübersteht.⁴¹⁰ Eine etwaige Durchsetzung der Netzausbaupflicht im Wege von Aufsichtsmaßnahmen der Regulierungsbehörde nach § 65 Abs. 1 und 2 EnWG⁴¹¹ erscheint aufgrund der erforderlichen Präzisierung des Netzausbaubedarfs durch den Netzbetreiber zweifelhaft.⁴¹² Damit ist eine effektive Durchsetzung der Netzausbaupflicht kaum möglich, so dass Einschränkungen der Speichernutzung durch den VNB in der Realität möglicherweise auch aus diesem Grunde längerfristig denkbar sein könnten.

Einschränkungen der Netzausbaupflicht können sich darüber hinaus dann ergeben, wenn der VNB entsprechende vertragliche Regelungen mit dem Speichernutzer trifft. Gesetzlich ist dies bislang erst in wenigen Fällen vorgesehen. Insbesondere verpflichtet § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV den VNB zur Vereinbarung eines reduzierten Netzentgeltes bei atypischer Netznutzung (außerhalb der sog. Hochlastzeitfenster), vgl. oben AP 2.3 II.3. Nach § 14a EnWG haben VNB unter bestimmten Voraussetzungen ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Ob diese Vorschrift auf stationäre Batteriespeicher anwendbar ist, ist allerdings nicht abschließend geklärt; zudem fehlt noch eine nähere Ausgestaltung durch Rechtsverordnung (oben AP 2.3 II.2.). Weitergehende Einschränkungen der Speichernutzung entsprechen nicht dem gesetzlichen Leitbild des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG. Es erscheint allerdings nicht ausgeschlossen, dass der VNB entsprechende Vereinbarungen mit Speichernutzern auf freiwilliger Basis schließen kann, wenn dies aus seiner Sicht vorteilhaft ist und die Speichernutzer damit auf einen Netzausbau verzichten.

Die Speichernutzung kann unter dem Gesichtspunkt der Netzleistungsfähigkeit jedenfalls eingeschränkt werden, um nachteilige Auswirkungen auszuschließen („netzverträgliche“ Speichernutzung). Hierauf zielt etwa § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV, der Anreize zur Verringerung des Höchstlastbeitrags von Verbrauchern setzt. Denkbar erscheinen wiederum aber auch Regelungen zur Erzielung positiver Auswirkungen auf die Netzleistungsfähigkeit, also zu „netzdienlicher“ Speichernutzung, etwa im Falle der Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (soweit auf stationäre Batteriespeicher anwendbar).

Weitergehende Netzausbaupflichten ergeben sich neben der allgemeinen Netzausbaupflicht nach § 11 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG im Hinblick auf die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien oder KWKG. Grundsätzlich ist das Netz nach dem Stand der Technik so auszubauen, dass der gesamte Strom aus erneuerbaren Energien und KWK abgenommen, übertragen und verteilt werden kann. Dieser Pflicht korrespondiert ein Netzausbauanspruch des Einspeisewilligen nach § 12 EEG auf

⁴⁰⁷ Vgl. etwa Tüngler, in: Kment, § 11 Rn. 40; König, in: BerlKomEnR, § 11 Rn. 35.

⁴⁰⁸ Vgl. etwa Tüngler, in: Kment, § 11 Rn. 44 ff.; König, in: BerlKomEnR, § 11 Rn. 59 ff.; Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 11 Rn. 84 ff.

⁴⁰⁹ So insbesondere Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 11 Rn. 90 ff.; vgl. auch Ruge, in: PK, § 11 Rn. 23 ff.

⁴¹⁰ Vgl. näher König, in: BerlKomEnR, § 11 Rn. 70 ff.

⁴¹¹ Vgl. dazu Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 11 Rn. 98; König, in: BerlKomEnR, § 11 Rn. 66 ff.; Barchewitz, S. 133 ff., 146 ff.

⁴¹² Daneben werden kompetenzrechtliche Bedenken geäußert, vgl. Ruthig, in: Baur et al., 2. Aufl., Kap. 97 Rn. 53 f.

den hierzu erforderlichen Netzausbau.⁴¹³ Für KWK-Anlagen ergibt sich der Netzausanspruch entsprechend aus § 3 Abs. 1 S. 2 KWKG (§ 4 Abs. 1 S. 2 KWKG 2002) i.V.m. § 8 Abs. 4 und § 12 EEG.⁴¹⁴ Eine Grenze besteht (nur) im Falle wirtschaftlicher Unzumutbarkeit, § 12 Abs. 3 EEG. Damit ist der VNB insoweit wesentlich weitergehend zum Netzausbau verpflichtet, um die Leistungsfähigkeit seines Netzes zu gewährleisten. Eine längerfristige Einschränkung der Netzleistungsfähigkeit ist grundsätzlich nicht möglich. § 11 Abs. 3 EEG erlaubt, wenn man ihn überhaupt auf Vereinbarungen zum Zweck der dauerhaften Netzentlastung anwendet, Einschränkungen der Netzausbaupflicht nur in engen Grenzen, wobei der grundsätzliche Vorrang der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien nicht in Frage gestellt werden darf. Vom Abnahmevorrang für erneuerbare Energien darf auch nicht zum Nachteil von Anlagenbetreiber oder Netzbetreiber abgewichen werden, vgl. § 7 Abs. 2 EEG; weitergehende Einschränkungen der Stromeinspeisung aus EE-Speichern können daher vertraglich nicht vereinbart werden.

Der Entwurf des Strommarktgesetzes sieht zukünftig allerdings eine Einschränkung dahingehend vor, dass eine sog. Spitzenkappung in Höhe von 3% der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie und Solarenergie bei der Netzplanung berücksichtigt werden kann.⁴¹⁵ Insoweit werden Maßnahmen des Einspeisemanagements zugelassen, die auch entschädigungspflichtig nach § 15 EEG sind. Mit der Spitzenkappung würde erstmalig auch im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine dauerhafte Einschränkung der Netzleistungsfähigkeit zugelassen, wenn auch in begrenztem Umfang. Hintergrund für die Bemessung der 3%-Grenze ist hierbei ein Vergleich der volkswirtschaftlichen Folgekosten mit den ersparten Netzausbaukosten. Bei einem höheren Wert würden die abgeregelten Strommengen und damit auch die Kosten der Abregelung die Einsparungen beim Netzausbau übersteigen; zudem könnte eine weitergehende Kappung den Zielen der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit zuwiderlaufen.⁴¹⁶ Ob die Regelung zur Spitzenkappung auch auf EE-Stromspeicher Anwendung finden soll, ist nicht ausdrücklich geregelt.

Die Regelungen der § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und § 14a EnWG sowie für erneuerbare Energien auch die Regelung zur Spitzenkappung bieten Ansatzpunkte dafür, Einschränkungen der Speichernutzung im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit des Stromverteilernetzes zukünftig verstärkt in Erwägung zu ziehen. Die Regelungen machen jedoch zugleich deutlich, dass derartige Einschränkungen grundsätzlich einer gesetzlichen Regelung bedürfen. Dies gilt, außerhalb der engen Grenzen des § 11 Abs. 3 EEG, jedenfalls im Bereich der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK. Weitergehende Einschränkungen sind außerhalb der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK denkbar, bedürfen aber der Zustimmung des Speichernutzers.

III. Ergebnis

Anforderungen des VNB an den Speicherbetrieb können dazu dienen, die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit wie auch die Netzleistungsfähigkeit sicherzustellen. Eine Speichernutzung, die Netzsicherheit, Netz Zuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit beeinträchtigt, rechtfertigt primär jedoch keine Einschränkungen durch den Netzbetreiber, sondern begründet gemäß § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG dessen Verpflichtung zu entsprechenden Anpassungsmaßnahmen bei Netzbetrieb und Netzkapazität (Netzausbau).

Soweit allerdings Gefahren für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit anderweitig nicht zu beheben sind, sind Einschränkungen der Speichernutzung durch den VNB möglich. Hierfür bestehen entsprechende gesetzliche Grundlagen, die in der Regel entgeltliche vertragliche Vereinbarungen mit dem Speichernutzer voraussetzen. Nur unter den besonderen Voraussetzungen des § 13 Abs. 1a i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG besteht eine Verpflichtung von Speicherbetreibern zum Abschluss vertraglicher Vereinbarun-

⁴¹³ Dazu etwa König, in: BerlKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 12 EEG Rn. 23 ff.

⁴¹⁴ Salje, in: Hempel/Franke, § 4 KWKG Rn. 25; Lührig, in: BerlKomEnR, § 4 KWKG Rn. 23.

⁴¹⁵ Vgl. § 11 Abs. 2 EnWG-E in der Fassung des Regierungsentwurfs des Strommarktgesetzes, BR-Drs. 542/15.

⁴¹⁶ BR-Drs. 542/15, S. 87 f. unter Bezugnahme auf E-Bridge et al., BMWi-Verteilernetzstudie.

gen über die Anpassung der Wirk- oder Blindleistungseinspeisung. Ausnahmsweise sind auch Notfallmaßnahmen des VNB nach § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG gegen den Willen der betroffenen Marktteilnehmer zulässig. Einschränkungen der Nutzung von EE-Speichern unterliegen besonderen Grenzen im Hinblick auf den Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien. Sofern die Gefahren für die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit auf eine unzureichende Netzleistungsfähigkeit zurückzuführen sind, erlauben die genannten Vorschriften grundsätzlich keine dauerhaften Eingriffe des VNB in die Speichernutzung, sondern sind durch Erfüllung seiner Netzausbaupflicht zu beheben.

Einschränkungen der Speichernutzung unter dem Gesichtspunkt der Netzleistungsfähigkeit sind nach dem derzeitigen gesetzlichen Rahmen grundsätzlich nicht mit der Netzausbaupflicht des VNB vereinbar. Dies gilt auch dann, wenn die Einschränkungen der Speichernutzung auf eine bessere Netzauslastung und damit eine effizientere Netznutzung zielen. Einschränkungen ergeben sich allerdings im Hinblick auf die Dauerhaftigkeit des Transportbedarfs („bedarfsgerechter“ Netzausbau) sowie bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit des Netzausbaus. Einschränkungen der Netzausbaupflicht aufgrund vertraglicher Vereinbarungen zwischen VNB und Speichernutzer sind gesetzlich nur in wenigen Fällen gegen Gewährung eines reduzierten Netzentgeltes vorgesehen, doch erscheinen weitergehende vertragliche Vereinbarungen nicht von vornherein ausgeschlossen. Allerdings ist die Netzausbaupflicht hinsichtlich der Stromeinspeisung aus EE und KWK besonders streng gefasst. Eine längerfristige Einschränkung ist für erneuerbare Energien allenfalls nach § 11 Abs. 3 EEG in engen Grenzen zulässig, wobei der grundsätzliche Vorrang der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien nicht in Frage gestellt werden darf; weitergehende vertragliche Einschränkungen des Einspeisevorrangs sind nicht zulässig. Eine Lockerung könnte sich zukünftig aufgrund der geplanten Spitzenkappung für Strom aus Onshore-Windenergie und Solarenergie ergeben. Insgesamt bestehen damit Ansatzpunkte für verstärkte Einschränkungen der Speichernutzung im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit des Stromverteilernetzes, die im Bereich der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK aber eine gesetzliche Grundlage erfordern dürften, außerhalb dieses Bereiches zumindest die Zustimmung des Speichernutzers.

AP 4.2 Speichereinsatz durch Direktvermarkter „im Netz“

Es kommt in Betracht, dass Anlagenbetreiber, die den von Ihnen erzeugten EEG-Strom im System der geförderten Direktvermarktung veräußern bzw. Direktvermarktungsdienstleister, die diese Aufgaben für die Anlagenbetreiber ausführen, den Strom nach einer Einleitung in das Netz der allgemeinen Versorgung, aber vor Abgabe an Dritte Letztverbraucher in einem Stromspeicher „im Netz“, zwischenspeichern möchten, z.B. zum Abwarten einer günstigeren Marktlage. Zu untersuchen ist, ob durch einen solchen Speichereinsatz die Möglichkeit zur Vereinnahmung der Marktprämie gefährdet wird.

In § 19 Abs. 4 S. 1 EEG findet sich lediglich eine Regelung für den Fall der Zwischenspeicherung „vor dem Netz“, die ausdrücklich den Förderanspruch, auch bei der Wahl des Modells der geförderten Direktvermarktung (allerdings abzüglich der Speicherverluste) nicht entfallen lässt. Die Prüfung, welche Konsequenzen die Speicherung „vor dem Netz“ im Zusammenhang mit der Direktvermarktung besitzt, erübrigt sich damit, da hierfür § 19 Abs. 4 S. 1 EEG bereits eine abschließende Regelung trifft.

Welchen Einfluss eine Zwischenspeicherung durch den Anlagenbetreiber (bzw. einen Direktvermarktungsunternehmer) „im Netz“ auf den Anspruch auf die Marktprämie hat, ist dagegen im EEG nicht ausdrücklich geregelt und soll nachfolgend untersucht werden.

I. Vorliegen der Voraussetzungen einer geförderten Direktvermarktung

1. Grundzüge des Marktprämienmodells im EEG 2014

Im EEG 2012 stellte noch die sog. Einspeisevergütung sowie die Andienungspflicht an den Netzbetreiber den Grundfall der Förderung nach dem EEG dar, was dazu führte, dass der eingespeiste Strom aus erneuerbaren Energien zunächst dem Markt entzogen war.⁴¹⁷ Die geförderte Direktvermarktung wurde als Option jedoch auch bereits im EEG 2012 zugelassen. Um diesen Marktanteil wieder in den Strommarkt zu integrieren, ist mit dem EEG 2014 bei der Vermarktung von Strom aus neuen EEG-Anlagen ab 500 kW bzw. ab 100 kW ab 2016 das Marktprämienmodell verpflichtend. Für Betreiber von älteren Anlagen gilt allerdings größtenteils Bestandsschutz.

Nach den §§ 34 ff EEG wird die Marktprämie an die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien gezahlt, die den erzeugten Strom an der Strombörse oder in sonstigen Veräußerungsgeschäften mit Dritten direkt vermarkten. In der Regel liegt der hier erzielbare Marktpreis deutlich unterhalb der festen Einspeisevergütung, fas Marktprämienmodell sieht vor, diese Differenz auszugleichen.

Der Anspruch auf die Marktprämie besteht für Betreiber von Anlagen i.S.d. EEG nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG, wenn diese

„den Strom direkt vermarkten und dem Netzbetreiber das Recht überlassen, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ zu kennzeichnen“.

Nach § 20 Abs. 1 EEG können Anlagenbetreiber

„für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, den sie nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 direkt vermarkten und der tatsächlich eingespeist sowie von einem Dritten abgenommen worden ist, von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen.“

Nach § 35 EEG setzt der Erhalt der Marktprämie neben der Erzeugung von Strom in einer Anlage i.S.d. EEG voraus, dass keine vermiedenen Netzentgelte vereinnahmt werden, die Anlage fernsteuerbar ist und der Strom in einem EEG-Bilanzkreis bilanziert wird.

⁴¹⁷ Salje EEG 2014, § 5 Rn. 41.

Das Marktprämienmodell sieht vor, dass die Differenz zwischen der bisherigen festen Einspeisevergütung und dem sog. Monatsmarktwert durch die Marktprämie ausgeglichen wird, § 34 EEG i.V.m. Anl. 1 zum EEG 2014. Der sog. Monatsmarktwert bestimmt sich nach den Vorgaben in Anl. 1 zum EEG, Ziff. 2 und richtet sich nach dem eingesetzten Energieträger, daher auch Energieträgerspezifischer Marktwert, vgl. Zif. 2.2.1.

Anlagenbetreiber, die am Modell der geförderten Direktvermarktung teilnehmen, dürfen zudem ihren Strom am Regelenergiemarkt anbieten und haben so die Möglichkeit, weitere Erlöse zu generieren, § 39 Abs. 2 S. 2 EEG gilt damit hier nicht.⁴¹⁸ Von Biogasanlagenbetreibern kann zusätzlich die Flexibilitätsprämie erzielt werden.

2. Sinn und Zweck und Historie

Im EEG 2009 wurden erste Regelungen zur (nicht geförderten) Direktvermarktung mit dem Zweck geschaffen, dass Anlagenbetreiber nicht kurzfristig auf die EEG-Vergütung verzichten, wenn die am Markt erzielbaren Preise günstig sind und so die Strompreise in die Höhe treiben, sondern sich längerfristig für oder gegen eine Direktvermarktung des erzeugten Stroms entscheiden müssen.⁴¹⁹

Mit den Regelungen des EEG 2012 zur (nunmehr mit Einführung der Marktprämie „geförderten“⁴²⁰) Direktvermarktung sollte „die bisher nur rudimentär angelegte Direktvermarktung (§ 17 EEG 2009) als eigenständige Säule des EEG aufgebaut“⁴²¹ werden.

Als Zweck der im EEG 2014 geschaffenen Regelungen zur geförderten Direktvermarktung wird die Schaffung von Anreizen bzw. teilweise Pflichten für Anlagenbetreiber gesehen, den erzeugten Strom unmittelbar selbst am Markt anzubieten und somit auch die Anlagensteuerung stärker an der aktuellen Nachfrage- und Preisentwicklung zu orientieren.⁴²² Die Förderung nach dem Marktprämienmodell dient zudem der Reintegration der Strommengen aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt, die diesem zuvor durch die feste Einspeisevergütung sowie die Andienungspflicht entzogen waren.⁴²³

Diese gesetzgeberischen Zwecksetzungen sprechen zunächst nicht gegen die zwischenzeitliche Speicherung von Strom im Netz trotz Inanspruchnahme der Marktprämie. Vielmehr kann sich die Stromspeicherung gerade als unterstützende Maßnahme zur Direktvermarktung und Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt erweisen.

3. Gesetzliche Anforderungen für den Erhalt der Marktprämie

Die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Marktprämie ergeben sich vornehmlich aus den §§ 19 und 34 EEG (für den sachlichen Anwendungsbereich), § 35 EEG (für weitere Voraussetzungen)⁴²⁴ sowie der Definitionsnorm des § 5 Nr. 9 EEG. Diese sind:

- Strom aus einer Anlage, in der ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, vgl. § 19 Abs. 1 EEG
- Fernsteuerbarkeit der Anlage i.S.v. § 36 Abs. 1 EEG, vgl. § 35 S. 1 Nr. 2 EEG
- Tatsächliche Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung, vgl. § 34 Abs. 1 EEG
- Überlassung des Rechts an den Netzbetreiber, den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ zu kennzeichnen, vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG

⁴¹⁸ Salje EEG 2014, § 5 Rn. 41.

⁴¹⁹ BT-Drs. 16/8148, S. 49 f.

⁴²⁰ BT-Drs. 17/6071, S. 45.

⁴²¹ BT-Drs. 17/6071, S. 45.

⁴²² Hermeier, in: BerIKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 34 Rn. 5.

⁴²³ Salje EEG 2014, § 5 Rn. 41.

⁴²⁴ Hermeier, in: BerIKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 34 Rn. 15.

- Direktvermarktung des Stroms, d.h. Veräußerung an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet, vgl. § 5 Nr. 9 EEG
- Abnahme durch einen Dritten, vgl. § 34 Abs. 1 EEG
- Bilanzierung in einem reinen EEG-Marktprämienbilanzkreis oder -unterbilanzkreis, vgl. § 35 S. 1 Nr. 3 EEG
- Keine Inanspruchnahme von vermiedenen Netzentgelten, vgl. § 35 S. 1 Nr. 1 EEG.

Zudem muss der Anlagenbetreiber bestimmte formelle Voraussetzungen einhalten, insbesondere die Wahl der (anteiligen) geförderten Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG sowie die Pflichten bei einem Wechsel nach § 21 EEG und die Pflichten im Hinblick auf die Abrechnung nach § 71 EEG, vgl. § 19 Abs. 3 EEG.

a) Strom aus einer Anlage, in der ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden

Nach § 19 Abs. 1 EEG besteht ein Anspruch auf geförderte Direktvermarktung nur für Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden. Für die Sekundärnutzung von Stromspeichern durch Direktvermarkter ist von Interesse, ob die genannte Ausschließlichkeits-Anforderung an die „Anlage“ (nur) die Erzeugungsanlage betrifft oder (auch) den Stromspeicher. Letzteres wäre denkbar, da die Anforderungen an die Direktvermarktung grundsätzlich den Gesamtvorgang von der Erzeugung bis zur Abnahme des Stroms durch einen Dritten betreffen, vgl. § 34 Abs. 1 EEG. In diesem Fall wäre die Voraussetzung des § 19 Abs. 1 EEG nicht erfüllt: Weder stammt der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Einspeicherung bezogene Strom aus erneuerbaren Energien noch werden zur Rückverstromung erneuerbare Energien (sondern chemische Energie) eingesetzt. Der Stromspeicher setzt daher nicht ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung ein.

Im Ergebnis erscheint es jedoch überzeugender, auf die Erzeugungsanlage abzustellen. Insbesondere erfolgt mit (erstmaliger) Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung ohnehin physikalisch eine Vermischung zu Graustrom, ohne dass dies die Gewährung der Marktprämie ausschließt. Auch kann eine Rückverfolgbarkeit der originär in das Netz eingespeisten Strommenge auch bei einer Stromspeicherung im Rahmen der Netzdurchleitung gewährleistet werden. Insoweit führt die Stromspeicherung grundsätzlich zu keinem Transparenzverlust entgegen der mit den Regelungen zur geförderten Direktvermarktung verfolgten Ziele.

In der Literatur wird zudem angenommen, dass die Marktprämie auch bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe des Stroms in Anspruch genommen werden darf, d.h. wenn der Strom zunächst kaufmännisch-bilanziell in das Netz der allgemeinen Versorgung eingeleitet und dann kaufmännisch-bilanziell an einen Dritten weitergegeben wird,⁴²⁵ vgl. auch § 5 Nr. 10 EEG. Auch in diesem Fall wird jeweils nur eine äquivalente Strommenge verkauft, sodass gegenüber der Stromspeicherung vor der Veräußerung generell kein Vorteil bei der Nachvollziehbarkeit der Herkunft des Stromes zu bestehen scheint. Problematisch erscheint allerdings, ob die Marktprämie auch auf die Speicherverluste gewährt werden kann (dazu unten II.1.).

Der sog. Monatsmarktwert, vgl. Anlage 1 zum EEG, der für die Bestimmung der Förderhöhe notwendig ist, ergibt sich allerdings erst daraus, um welche Art von erneuerbarer Energie es sich handelt. Da es sich bei dem gespeicherten Strom nicht mehr um Strom aus erneuerbaren Energien handelt und auch eine entsprechende Fiktion nicht eingreift, scheint damit die Bestimmung des Monatsmarktwertes jedenfalls problematisch, vgl. dazu auch unten II.2.

⁴²⁵ Hermeier, in BerlKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 34 Rn. 20 unter Verweis auf Ekardt/Henning, in: Frenz/Müggenborg, 3. Aufl. 2012, § 33g, Rn. 8.

b) Fernsteuerbarkeit der Anlage i.S.v. § 36 Abs. 1 EEG, vgl. § 35 S. 1 Nr. 2 EEG

Wie unter a) dargestellt, ist anzunehmen, dass es für die Herkunft des Stromes aus erneuerbaren Energien jeweils nur auf die originäre Stromerzeugungsanlage ankommt. Auch wenn es grundsätzlich möglich ist, auch Stromspeicher mit Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit i.S.d. § 36 Abs. 1 EEG auszustatten, so scheint das Erfordernis im Rahmen der Anforderungen für den Erhalt der Marktprämie jedoch ebenso nur auf die originäre Erzeugungsanlage bezogen. Hierfür spricht vor allem, dass bei einer Speicherung ansonsten deutlich strengere Anforderungen bestünden, forderte man die Fernsteuerbarkeit von Erzeugungsanlagen und Speicher. Da der Gesetzgeber die Stromspeicherung jedoch generell an vielen Stellen als förderungswürdig ansieht, scheint dies nicht gewollt.

c) Tatsächliche Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung

Eine tatsächliche Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt in der fraglichen Konstellation sowohl vor als auch nach der Speicherung. Dieses Kriterium dürfte damit erfüllt sein.

Zwar erfolgt bei Speicherung „im Netz“ damit sogar eine „doppelte“ tatsächliche Einspeisung, nach der Konzeption der Norm dürfte es allerdings nur auf die erste Einspeisung ankommen bzw. die zweite Einspeisung nicht schädlich sein.

d) Überlassung des Rechts an den Netzbetreiber, den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ zu kennzeichnen, vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG

Der Überlassung von Rechten zur Stromkennzeichnung an den Netzbetreiber steht eine Stromspeicherung grundsätzlich nicht entgegen. Insbesondere kann der Strom auch nach der Speicherung noch auf das ursprünglich in das Netz eingespeiste Äquivalent aus der Erzeugungsanlage zurückgeführt werden und eine Vermischung mit anderem Strom findet bereits bei der ersten Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung statt.

e) Veräußerung an und Abnahme durch Dritten

Die „Direktvermarktung“ wird in § 5 Nr. 9 EEG definiert als

„die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“.

Dritter ist jede andere natürliche oder juristische Person, nicht aber der Netzbetreiber.⁴²⁶ Die Vermarktung kann sowohl an der Strombörse als auch an OTC-Märkten erfolgen.⁴²⁷ Als Veräußerung ist die auf schuldrechtlicher Grundlage, d.h. bei vereinbarter Gegenleistung, nicht schenkweise, Abgabe an Dritte zu verstehen.⁴²⁸

Gemäß § 34 Abs. 1 EEG muss der veräußerte und eingespeiste Strom außerdem von einem Dritten – dem Vertragspartner des Direktvermarktungsgeschäfts – abgenommen worden sein. Dazu muss die wirtschaftliche Verfügungsbefugnis an dem Strom endgültig auf den Dritten übergehen.⁴²⁹ Gefordert

⁴²⁶ Salje EEG 2014, § 5 Rn. 44; nach a.A. ist nur der Anlagenbetreiber selbst „Nicht-Dritter“ Altröck/Oschmann, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 33a Rn. 44.

⁴²⁷ Salje EEG 2014, § 5 Rn. 44.

⁴²⁸ Salje EEG 2014, § 5 Rn. 44.

⁴²⁹ Hermeier, in: BerlKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 34 Rn. 21; Ekardt/Henning, in: Frenz/Müggenborg et al., EEG, § 34 Rn. 13.

wird außerdem, dass die betreffende Strommenge tatsächlich aus dem Netz entnommen wurde, nachweisbar durch die Bilanzkreisabrechnung für den Dritten.⁴³⁰

Eine Abnahme der eingespeisten Strommenge durch den Dritten liegt dann nicht vor, wenn dieser nicht die endgültige wirtschaftliche Verfügungsbefugnis hierüber erhält. Dies kommt in Betracht, wenn die Strommenge vor der Abnahme durch den Dritten durch den Direktvermarkter (oder eine andere Person) verbraucht wird. In diesem Fall würde es zudem an einem „Direktvermarktungsunternehmer“ i.S.v. § 5 Nr. 10 EEG fehlen, nämlich

„wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, **ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms** oder Netzbetreiber zu sein.“

Im Falle der Stromspeicherung liegt ein Letztverbrauch der eingespeicherten Strommenge i.S.v. § 5 Nr. 24 EEG vor. Damit kann die wirtschaftliche Verfügungsbefugnis an dieser Strommenge nicht mehr auf den Dritten übergehen. Fraglich ist allerdings, ob im Wege einer bilanziellen Betrachtung die Abnahme der wieder ausgespeicherten (ggf. um Speicherverluste ergänzten) Strommenge durch den Dritten gleichgestellt werden kann. Die Besonderheit der Stromspeicherung spiegelt sich in der Bilanzkreisabrechnung dadurch wider, dass zunächst die Einspeisung in das Netz und die Einspeisung in den Stromspeicher zu bilanzieren sind und für einen späteren Zeitraum die Wiedereinspeisung aus dem Speicher (ggf. zzgl. Ersatz der Speicherverluste) und die Entnahme durch den Dritten.

Eine ausdrückliche gesetzliche Regelung zu dieser Frage fehlt. Stellt man auf den Wortlaut ab, so sind die Voraussetzungen der geförderten Direktvermarktung nach § 34 Abs. 1 EEG nicht erfüllt, weil der aus der EE-Erzeugungsanlage eingespeiste Strom nicht von dem Dritten abgenommen wurde. Ähnlich wie vorstehend zum Ausschließlichkeitsprinzip ausgeführt scheint der Gesetzgeber die Möglichkeit der Zwischenspeicherung „im Netz“ jedoch nicht bedacht zu haben. Es erscheint nach dem Normzweck jedoch nicht zwingend geboten, dass genau der aus der EE-Erzeugungsanlage in das Netz eingespeiste Strom von dem Dritten abgenommen wird. Vielmehr kann die Zwischenspeicherung das mit der Direktvermarktung verfolgte Ziel der Integration von EE-Strom möglicherweise sogar besser verwirklichen als die sofortige Direktvermarktung an Dritte. Hierfür spricht auch die Möglichkeit zur Inanspruchnahme der Marktprämie bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe von EEG-Strom. Auch die im EEG generell zum Ausdruck kommende Absicht des Gesetzgebers, die Stromspeicherung – auch „im Netz“, vgl. bspw. § 60 Abs. 3 S. 1 EEG – zu fördern, spricht für eine entsprechende Gleichstellung.

Pflicht zur Bilanzierung in reinem EEG-Marktprämienbilanzkreis

Aus § 35 Abs. 1 Nr. 3 EEG ergibt sich, dass der Strom in einem reinen EEG-Marktprämienbilanzkreis geführt werden muss. Die Gesetzesbegründung besagt hierzu folgendes:

„Diese Pflicht zur Führung eines „sortenreinen“ Marktprämienbilanzkreises dient der Transparenz und Missbrauchsverhinderung. Dies wird durch Buchstabe b ergänzt: Wenn der „sortenreine“ Marktprämienbilanzkreis zwar durch bilanzielle Einstellung von Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt, „verunreinigt“ wird, diese falsche Einstellung aber nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist, führt dies nicht zu einem Verlust des Förderanspruchs.“

Als weiterer Gesetzeszweck wird die statistische Evaluierung der Nutzung dieser Direktvermarktungsform genannt.⁴³¹

⁴³⁰ Salje EEG 2014, § 34 Rn. 7; Ekardt/Henning, in: Frenz/Müggenborg et al., § 34 Rn. 13; Wustlich, in: Altröck/Oschmann/Theobald, § 33a, Rn. 47.

Die Anforderung des § 35 Abs. 1 Nr. 3 EEG ist nach Ausführungen in der Literatur erfüllt, wenn der erzeugte Strom zunächst in einem sortenreinen Marktprämienbilanzkreis erfasst worden ist. Nicht ausgeschlossen sei, dass der Strom anschließend in andere Bilanzkreise weitergereicht wird, in denen auch Strom bilanziert wird, der nicht mit der Marktprämie gefördert wurde; eine von der Einspeisung bis zur Entnahme durch den Letztverbraucher ununterbrochene Kette von sortenreinen Marktprämienbilanzkreisen sei nicht erforderlich.⁴³² Nach diesem Ansatz könnte es ausreichen, wenn der in geförderter Direktvermarktung erzeugte und in das Netz eingespeiste Strom in einem reinen Marktprämienbilanzkreis bilanziert wird. Die Bilanzierung der später aus dem Stromspeicher wieder in das Netz eingespeisten Strommenge in einem solchen Marktprämienbilanzkreis wäre möglicherweise nicht erforderlich.

Allerdings berücksichtigt die genannte Auffassung die Möglichkeit der Stromspeicherung „im Netz“ zumindest nicht ausdrücklich, so dass ihre Anwendbarkeit auf diese Konstellation nicht abschließend geklärt ist. Bedenken gegen die Erfüllung der Voraussetzung des § 35 Abs. 1 Nr. 3 EEG ergeben sich aus dem Umstand, dass die Speicherung den Bilanzierungszusammenhang zwischen der erzeugten Strommenge und der vom Dritten abgenommenen Strommenge unterbricht. Dementsprechend sind (für unterschiedliche Zeiträume) zunächst die Einspeisung in das Netz und die Einspeisung in den Stromspeicher zu bilanzieren und später die Wiedereinspeisung aus dem Speicher (ggf. zzgl. Ersatz der Speicherverluste) und die Entnahme durch den Dritten. Dadurch unterscheidet sich diese Konstellation von dem Normalfall der „Weiterreichung“ in andere Bilanzkreise.

Entscheidend ist letztlich wiederum, ob nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 EEG allein auf die Einspeisung des in der Erzeugungsanlage erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas abzustellen ist oder auch auf die Bilanzierung des wieder ausgespeicherten Stroms. Wenn nach dem allgemeinen Normzweck der Vorschriften zur Direktvermarktung auf das Ziel der Integration von EE-Strom abgestellt wird, dass durch die Zwischenspeicherung begünstigt werden könnte, so könnte dies für eine Auslegung sprechen, die die Bilanzierung der Erzeugungsanlage in einem reinen Marktprämienbilanzkreis genügen lässt. Es sind auch keine anderen Ziele erkennbar, die einem solchen Verständnis entgegenstünden. Das Ziel der statistischen Evaluierung ist bereits erfüllt, wenn die jeweilige Strommenge einmal – d.h. bei der originären Einspeisung – in einem reinen Marktprämienbilanzkreis bilanziert wird, denn bereits dann kann erfasst werden, dass diese Strommenge in der Veräußerungsform der geförderten Direktvermarktung vermarktet wird. Eine statistische Erfassung nach der Speicherung bringt hierfür keinen zusätzlichen Vorteil. Insoweit führt auch die anderweitige Bilanzierung nach der Speicherung grundsätzlich nicht zu einem Minus an Transparenz oder Missbrauchsgefahren.

Somit kann angenommen werden, dass auch diese Anforderung nicht gegen die Möglichkeit der Beanspruchung der Marktprämie spricht.

f) Keine Inanspruchnahme von vermiedenen Netzentgelten

Auch die Anforderung, dass bei der Einspeisung parallel zur geförderten Direktvermarktung keine vermiedenen Netzentgelte vereinnahmt werden dürfen, ist bei einer Speicherung „im Netz“ unproblematisch umsetzbar.

g) Kein Eigenverbrauch in unmittelbarer Anlagennähe ohne Netzdurchleitung

Bei der Stromspeicherung „im Netz“ erfolgt auch kein Eigenverbrauch in unmittelbarer Anlagennähe ohne Netzdurchleitung.

⁴³¹ Glenz/Schroeder-Selbach, in: BerIKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 35 Rn. 23, unter Hinweis auf BT-Drs. 17/6071, S. 79 (zu § 33c Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012).

⁴³² Glenz/Schroeder-Selbach, in: BerIKomEnR, Sonderband EEG 2014, § 35 Rn. 23.

4. Zwischenergebnis

Im Ergebnis kann davon ausgegangen werden, dass auch eine Zwischenspeicherung durch den Anlagenbetreiber (bzw. einen Direktvermarktungsunternehmer) zwischen der Einleitung von EE-Strommengen in das Netz und der Abnahme durch die endgültigen Letztverbraucher die Inanspruchnahme der Marktprämie nicht gefährdet.

Zweifel könnten lediglich hinsichtlich des Erfordernisses der Abnahme durch einen Dritten bestehen, welches bei der Einspeicherung – zumindest, wenn man diese als Letztverbrauch der eingespeicherten Strommengen auffasst – dem Wortlaut nach nicht gegeben ist. Vieles spricht jedoch dafür, die Norm ihrem Sinn und Zweck nach so auszulegen, dass eine geförderte Direktvermarktung der jeweiligen Strommengen dennoch möglich bleibt. Auch hinsichtlich der Erfüllung der Anforderung der Bilanzierung in einem reinen Marktprämien-Bilanzkreis könnten Zweifel aufkommen, da durch die Speicherung der Bilanzierungszusammenhang zwischen der erzeugten Strommenge und der vom Dritten abgenommenen Strommenge unterbrochen wird. Nach dem Sinn und Zweck der Norm scheint jedoch vor allem Nachvollziehbarkeit und Transparenz im Vordergrund zu stehen, die auch im Fall der Speicherung „im Netz“ ausreichend erfüllt scheinen.

II. Berechnung der Marktprämie

1. Speicherverluste

Die Marktprämie setzt nach § 34 Abs. 1 EEG voraus, dass der Strom tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen worden ist. Im Hinblick auf die Speicherung „im Netz“ durch den Anlagenbetreiber (bzw. einen Direktvermarktungsunternehmer) stellt sich allerdings die Frage, wie generell mit entstehenden Speicherverlusten umzugehen ist.

Grundsätzlich wird zunächst die gesamte in der Erzeugungsanlage erzeugte Strommenge in das Netz eingespeist, nach der Speicherung aber nur der um die Speicherverluste reduzierte Anteil an Dritte weitergegeben. Da das Gesetz generell keine Regelungen zu dieser Konstellation trifft, wird auch diese Frage nicht unmittelbar durch den Gesetzestext beantwortet. Nach der Regelung des § 19 Abs. 4 S. 1 EEG werden bei einer Speicherung „vor dem Netz“ für die Speicherverluste keine Vergütung/Marktprämie gezahlt. Dies erscheint insoweit sinnvoll, da lediglich die reduzierte Menge auch tatsächlich eingespeist und damit zur Verfügung gestellt wird. Andererseits wird damit eine eigenmotivierte Speicherung durch den Anlagenbetreiber nicht angereizt. Allerdings entstehen damit auch keine Anreize für den Einsatz von Stromspeichern mit besonders hohen Speicherverlusten, da sich diese unmittelbar wirtschaftlich negativ für den Betreiber auswirken.

In der hier diskutierten Konstellation liegt der Fall insoweit anders, als zunächst alle erzeugten Mengen inklusive der erst später entstehenden Speicherverluste „tatsächlich eingespeist“ werden. Eine „Abgabe an Dritte“ erfolgt jedoch nur im Hinblick auf die um Speicherverluste reduzierte Menge. Daher ist festzustellen, dass nur die reduzierte Menge letztlich alle Tatbestandsmerkmale für die Inanspruchnahme der Marktprämie erfüllen kann (zu den Zweifelsfragen s.o.), sodass es nahe liegt, dass diese für die Speicherverluste nicht beansprucht werden kann. Hierfür spricht auch, dass sich die Marktprämie nach den in Anl. 1 zum EEG festgelegten Regeln nur anhand des erzielten Verkaufspreises berechnen lässt, also generell einen Verkauf von Strommengen voraussetzt. Schließlich läge ein Wertungswiderspruch zur Regelung der Speicherung „vor dem Netz“ nach § 19 Abs. 4 EEG nahe, wenn dort keine Marktprämie auf die Speicherverluste gewährt wird, wohl aber bei Letztverbrauch durch Speicherung „im Netz“, zumal eine Speicherung „vor dem Netz“ möglicherweise netzdienlicher sein kann als die Speicherung „im Netz“.

Daher ist davon auszugehen, dass für Speicherverluste bei einer Speicherung durch den Anlagenbetreiber (bzw. einen Direktvermarktungsunternehmer) „im Netz“ die Marktprämie nicht beansprucht werden kann.

Anders dürfte hingegen zu beurteilen sein, wenn die „Abgabe an Dritte“ bereits mit Einleitung in den Speicher eines Dritten anzunehmen wäre. Dies wäre dann der Fall, wenn der Speicherbetreiber den Strom vom Anlagenbetreiber (bzw. einem Direktvermarktungsunternehmer) rechtsgeschäftlich erwirbt und sodann durch Speicherung verbraucht, also dem Anlagenbetreiber (bzw. Direktvermarktungsunternehmer) nicht lediglich Speicherkapazität zur Verfügung stellt.

2. Energieträgerspezifische Marktwerte

Der sog. Monatsmarktwert, vgl. Ziff. 2.2 Anl. 1 zum EEG, hängt davon ab, um welche Art von erneuerbarer Energie, z.B. Wind oder Solarenergie, es sich handelt, da hier unterschiedliche „energieträgerspezifische Marktwerte“ anzulegen sind. Da es sich bei dem gespeicherten Strom nicht mehr um Strom aus erneuerbaren Energien handelt und auch eine entsprechende Fiktion nicht eingreift, scheint, wie bereits erwähnt, die Bestimmung des Monatsmarktwertes jedenfalls problematisch.

Denkbar, aber nicht gesetzlich angeordnet, wäre möglicherweise eine Übertragung des Gedankens von § 19 Abs. 4 S. 2 EEG, der für die Speicherung von EE-Strom „vor dem Netz“ vorsieht, dass die Förderhöhe jeweils anteilig von der ursprünglichen Herkunft der gespeicherten Strommengen abhängt. Dann würde die Marktprämie anhand der vor der Speicherung in das Netz gespeisten Mengen mit ihren jeweiligen energieträgerspezifischen Marktwerten abzüglich der jeweils entstandenen Speicherverluste anzusetzen sein. Da eine andere Bestimmung des Monatsmarktwertes nicht sinnvoll und interessengerecht erscheint, ist davon auszugehen, dass zur Bestimmung so verfahren werden muss.

III. Ergebnis

Während die Möglichkeit zur Vereinnahmung der Marktprämie bei Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien „vor dem Netz“ aufgrund ausdrücklicher gesetzlicher Anordnung (abzgl. Speicherverluste) erhalten bleibt, vgl. § 19 Abs. 4 EEG, fehlt es für den Fall der Speicherung „im Netz“ an einer ausdrücklichen gesetzlichen Regelung.

Im Ausgangspunkt sind die tatbestandlichen Anforderungen für die Beanspruchung der Marktprämie auch bei Speicherung „im Netz“ zwar grundsätzlich gegeben, doch bestehen mehrere Zweifelsfragen. Zunächst handelt es sich bei dem Speicher „im Netz“ nicht um eine EE-Anlage, da er nicht ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien beladen wird; doch dürfte die Eigenschaft der Erzeugungsanlage als EE-Anlage ausreichen. Bei zwischenzeitlichem Letztverbrauch des eingespeisten Stroms durch Einspeicherung ist an sich die gesetzlich verlangte tatsächliche Abnahme durch Dritte nicht gegeben; nach dem Normzweck erscheint aber eine bilanzielle Betrachtung denkbar, so dass auch diese Voraussetzung einem Anspruch auf Marktprämie nicht entgegenstehen würde. Schließlich ist in der untersuchten Konstellation eine Bilanzierung in einem reinem EEG-Marktprämien-Bilanzkreis nur vor Speicherung gewährleistet; eine entsprechende Anforderung auch an den ausgespeicherten Strom erscheint zu Transparenzzwecken und Zwecken der statistischen Evaluierung allerdings nicht erforderlich, so dass auch dieses Tatbestandsmerkmal als gegeben angesehen werden könnte. Für Speicherverluste kann allerdings auch bei einer Speicherung „im Netz“ durch den Anlagenbetreiber (bzw. einen Direktvermarktungsunternehmer) die Marktprämie nicht beansprucht werden.

AP 4.3 Rückgabe beladener Speicher durch Sekundärnutzer im Cloudmodell

I. Ausgangsüberlegungen

Den folgenden Überlegungen liegt der Sachverhalt zu Grunde, dass ein Sekundärnutzer Speicherkapazität zur Einspeicherung negativer Minutenreserve genutzt hat. Die Produktgestaltung im Cloudmodell sieht für diesen Fall vor, dass der Sekundärnutzer den Speicher nicht selbst wieder entladen muss. Vielmehr könnte er die gespeicherten Strommengen – je nach Vertragsgestaltung entgeltlich oder unentgeltlich – nach Ablauf seines Nutzungszeitraums an den Cloudbetreiber übertragen. Offen ist bislang, wie mit den gespeicherten Strommengen im Cloudmodell weiter verfahren werden soll.

Die Verfügungsbefugnis liegt in diesem Fall bei dem Cloudbetreiber. Grundsätzlich sind drei Möglichkeiten des Cloudbetreibers zum weiteren Umgang mit den gespeicherten Strommengen denkbar:

- Nutzung des gespeicherten Stroms für eigene Zwecke des Cloudbetreibers, insbesondere Ausgleich der Speicherverluste bei Wiederausspeicherung von Strom aus anderen Speichern
- Veräußerung des eingespeicherten Stroms an Dritte
- Rückgabe des beladenen Speichers an den Primärnutzer.

II. Nutzung des gespeicherten Stroms durch den Cloudbetreiber für eigene Zwecke

Der Cloudbetreiber hat eigenen Strombedarf, um entstehende Speicherverluste bei den von den Sekundärnutzern gebuchten und genutzten Speicherkapazitäten auszugleichen. Ggf. benötigt er außerdem Strom zum Ausgleich sonstiger Differenzmengen, z.B. aufgrund von Messungenauigkeiten. Diesen Strombedarf könnte der Cloudbetreiber (teilweise) durch Einsatz der an ihn übertragenen Mengen negativer Minutenreserve decken.

Für die wirtschaftliche Beurteilung dieser Variante wäre neben den ersparten Aufwendungen für die anderweitige Beschaffung dieser Strommengen zu berücksichtigen, dass der Speicher bis zu seiner Entladung nicht für die Einspeicherung anderer Strommengen zur Verfügung steht und auch nicht an den Primärnutzer zurückgegeben werden kann. Wie die wirtschaftliche Betrachtung im Ergebnis ausfällt, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Zu prüfen ist jedoch, welche rechtlichen Konsequenzen sich aus der Nutzung des Stroms für eigene Zwecke des Cloudbetreibers ergeben können.

Entflechtungsrechtliche Schwierigkeiten aufgrund einer solchen Nutzung des gespeicherten Stroms sind nicht ersichtlich. Die entflechtungsrechtliche Einordnung des Cloudbetreibers ändert sich nicht dadurch, dass er die Speicherverluste und sonstigen Differenzmengen aus eingespeicherten Strommengen deckt und nicht anderweitig beschafft. Da es sich nicht um die Beschaffung von Regel- oder Verlustenergie eines VNB handelt (für VNB vgl. die Anforderungen nach § 22 Abs. 1 und 2 EnWG), besteht auch keine Verpflichtung zur marktorientierten Beschaffung dieser Strommengen.

Fraglich ist, ob sich durch die Nutzung des gespeicherten Stroms für eigene Zwecke des Cloudbetreibers der Anfall staatlicher oder staatlich regulierter Belastungen verändert. Hierbei sind zwei Fragestellungen zu unterscheiden:

- Belastungen, die den Stromerwerb durch den Cloudbetreiber treffen
- Mögliche Veränderungen der Belastungen, die die Einspeicherung des Stroms treffen.

Belastungen, die den Stromerwerb durch den Cloudbetreiber treffen, sind nur sehr eingeschränkt ersichtlich. Der Erwerb des gespeicherten Stroms löst mangels Netznutzung keine zusätzlichen Belastungen durch Netzentgelte, Konzessionsabgaben, KWK-Umlage und sonstige netzbezogene Umlagen aus. Mangels Stromverbrauch (der erworbene Strom ist bereits eingespeichert) fällt auch keine zusätzliche EEG-Umlage oder Stromsteuer an. Allerdings wird Umsatzsteuer fällig. Dies gilt jedoch glei-

chermaßen, wenn der Cloudbetreiber die erforderlichen Speicherverluste und sonstigen Differenzmengen anderweitig beschafft.

Schwieriger zu beurteilen sind mögliche Veränderungen der Belastungen, die die Einspeicherung des Stroms treffen. Nach der hier zugrunde gelegten Auffassung fallen Belastungen der Einspeicherung, die an einen Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG anknüpfen, zunächst nicht an. Denn Letztverbraucher sind in § 3 Nr. 25 EnWG definiert als „natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“. Der Cloudbetreiber verbraucht zwar den aus dem Netz entnommenen Strom bei der Einspeicherung, hat ihn aber nicht für diese Zwecke gekauft. Fraglich ist, ob sich diese Beurteilung ändert, wenn der Cloudbetreiber den gespeicherten Strom später von dem Sekundärnutzer erwirbt. Im Falle unentgeltlichen Erwerbs erscheint bereits zweifelhaft, ob ein „Kauf“ des Stroms vorliegt. Allerdings wäre insoweit weiter zu prüfen, ob die Preisgestaltung für das Sekundärnutzungsprodukt „negative Minutenreserve“ möglicherweise einen Entgeltbestandteil für später übertragene Energiemengen beinhaltet. Darüber hinaus ist aber nicht ersichtlich, dass der Cloudbetreiber den einzuspeichernden Strom zum Zwecke des Verbrauchs („für den eigenen Verbrauch“) gekauft hat. Vielmehr wurde der Strom zunächst durch den Sekundärnutzer vom ÜNB erworben und im Auftrag des Sekundärnutzers vom Cloudbetreiber eingespeichert. Der Verbrauch der Strommengen durch Einspeicherung und deren späterer Erwerb durch den Cloudbetreiber erscheinen damit als zwei getrennte Vorgänge. Der Cloudbetreiber würde damit nicht zum Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG und es ergäbe sich insoweit keine Änderung der Belastungssituation.

Zu prüfen ist weiterhin, ob sich Änderungen der Belastungssituation deshalb ergeben könnten, weil die Einspeicherung im Auftrag des Sekundärnutzers erfolgt, die Ausspeicherung und Wiedereinspeisung in das Netz hingegen nicht mehr im Auftrag des Sekundärnutzers, sondern für eigene Zwecke des Cloudbetreibers (Ausgleich von Speicherverlusten und sonstigen Differenzmengen). Dies betrifft insbesondere die Positionen, bei denen sich eine Entlastung aufgrund des Merkmals der Zwischenspeicherung ergibt, also Netzentgelte (§ 118 Abs. 6 S. 3 EnWG), EEG-Umlage (§ 60 Abs. 3 S. 1 EEG) und Stromsteuer (Erlass des BMF). Hier ist zu fragen, ob die Zwischenspeicherung einen einheitlichen Speichernutzungsvorgang durch eine einzige bzw. im Auftrag einer einzigen Person voraussetzt. Ausreichende Hinweise auf eine solche einschränkende Auslegung lassen sich den betreffenden Vorschriften jedoch nicht entnehmen. Damit sind die genannten Regelungen nach hiesigem Verständnis grundsätzlich auch dann anwendbar, wenn ein Händler Strommengen einspeichert und an eine andere Person veräußert, die diese dann wieder ausspeichert.

Im Ergebnis ist eine relevante Veränderung der Belastungssituation durch den Erwerb des gespeicherten Stroms durch den Cloudbetreiber daher nicht ersichtlich.

III. Veräußerung des gespeicherten Stroms durch den Cloudbetreiber an Dritte

Als weitere Möglichkeit kann der Cloudbetreiber den gespeicherten Strom an Dritte veräußern anstatt ihn für eigene Zwecke zu nutzen. Denkbar ist auch eine Kombination beider Möglichkeiten, d.h. teilweise Nutzung für eigene Zwecke und Veräußerung der verbleibenden Strommengen an Dritte. Wie in der vorstehend untersuchten Variante steht der Speicher bis zu seiner Entladung nicht für die Einspeicherung anderer Strommengen zur Verfügung und kann auch nicht an den Primärnutzer zurückgegeben werden.

Im Unterschied zu der vorstehend untersuchten Variante nimmt der Cloudbetreiber damit die Rolle eines Stromhändlers bzw. -lieferanten ein. In entflechtungsrechtlicher Hinsicht können sich hierdurch die Anforderungen an die Entflechtung des Cloudbetreibers vom VNB (dies gilt eingeschränkt auch für den Betreiber geschlossener Verteilernetze, z.B. im Fall des Arealspeichers, vgl. AP 2.1 V.) verschärfen, sofern der Cloudbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehört. Wie in AP 2.1 dargestellt, finden viele Entflechtungsvorschriften nur im Verhältnis des Netzbetriebs zu Erzeugung oder Handel/Vertrieb Anwendung, nicht aber im Verhältnis zu sonstigen Aktivitäten wie dem Stromspeicherbetrieb (i.S. des Angebots von Speicherdienstleistungen ohne eigene Handels- bzw.

Vertriebstätigkeit). Die Entflechtungsanforderungen im Verhältnis zum VNB schließen allerdings die Einbindung des Cloudbetreibers in ein vertikal integriertes Unternehmen auch bei Handels- oder Vertriebstätigkeit keineswegs grundsätzlich aus, sondern stellen lediglich erhöhte Anforderungen insbesondere an die operationelle Entflechtung.

Hinsichtlich der Belastungssituation sind keine Unterschiede zu der Nutzung des gespeicherten Stroms für eigene Zwecke des Cloudbetreibers ersichtlich.

IV. Rückgabe des beladenen Speichers an den Primärnutzer

Denkbar ist schließlich, dass der Cloudbetreiber bei Rückgabe des Speichers in die Primärnutzung den gespeicherten Strom – je nach Vertragsgestaltung entgeltlich oder unentgeltlich – an den Primärnutzer überträgt. Diese Variante weist Ähnlichkeiten zu der Veräußerung des Stroms an einen Dritten auf. Aus wirtschaftlicher Sicht könnte insbesondere von Vorteil sein, dass keine weitere Zeit abgewartet werden muss, bis der Speicher entladen ist, sondern der Speicher unmittelbar an den Primärnutzer zurückgegeben werden kann.

Auch in dieser Variante dürfte der Cloudbetreiber damit die Rolle eines Stromhändlers bzw. -lieferanten einnehmen. Dies gilt jedenfalls bei entgeltlicher Übertragung an den Primärnutzer. Damit können sich auch in dieser Variante die Anforderungen an die Entflechtung von Cloudbetreiber und VNB verschärfen.

Hinsichtlich der Belastungssituation gelten im Ausgangspunkt ähnliche Überlegungen wie im Falle der Nutzung des gespeicherten Stroms für eigene Zwecke des Cloudbetreibers oder im Falle der Veräußerung an Dritte. Unterschiede bestehen allerdings insoweit, als der gespeicherte Strom im Falle der Primärnutzung des Hausspeichers, des Campusspeichers und des ArealSpeichers der eigenen Versorgung dient und nicht wieder in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Hieraus können sich Unterschiede hinsichtlich verschiedener Belastungen in Sekundärnutzung ergeben.

Die Befreiung von den Netzentgelten setzt nach einer denkbaren Auslegung des § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG voraus, dass der gesamte ausgespeicherte Strom in dasselbe Verteiler- oder Übertragungsnetz eingespeist wird, aus dem der eingespeicherte Strom entnommen wurde. Legt man diese Auslegung zugrunde und nimmt weiter an, dass bei klarer Trennung von Primär- und Sekundärnutzung eine Befreiung der Einspeicherung in Sekundärnutzung grundsätzlich anerkannt würde (dazu oben AP 1.2 II.1.b)aa)), so setzt die Netzentgeltbefreiung voraus, dass die Ausspeicherung in dasselbe geschlossene Verteilernetz oder Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, aus dem der eingespeicherte Strom entnommen wurde. Damit würde die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG für Hausspeicher und für Campusspeicher entfallen. Hingegen wäre die Befreiung im Falle des ArealSpeichers trotz Eigenverbrauchs weiter anwendbar, weil die Ausspeicherung in dasselbe geschlossene Verteilernetz erfolgt, aus dem der eingespeicherte Strom entnommen wurde. Würde demgegenüber nach anderem Verständnis des § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG davon ausgegangen, dass auch eine anteilige Netzentgeltbefreiung möglich ist, so hätte die Rückgabe eines beladenen Speichers an den Primärnutzer zur Folge, dass nur für die an diesen zurückgegebenen Strommengen im Falle des Hausspeichers und des Campusspeichers eine Netzentgeltbefreiung entfällt. Im Falle des ArealSpeichers könnte auch hier eine Netzentgeltbefreiung eingreifen.

Die Befreiung von der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG setzt die ausschließliche Wiedereinspeisung des ausgespeicherten Stroms in ein Netz der allgemeinen Versorgung voraus. Unter der Voraussetzung, dass bei klarer Trennung von Primär- und Sekundärnutzung eine solche Befreiung für den gesamten in Sekundärnutzung eingespeicherten Strom grundsätzlich anerkannt würde, entfällt diese bei fehlender Ausspeicherung in ein Netz der allgemeinen Versorgung. Damit entfielen die EEG-Umlagebefreiung für Hausspeicher, Campusspeicher und ArealSpeicher mangels Ausspeicherung in ein Netz der allgemeinen Versorgung.

Besonderheiten gelten für den Ortsnetzspeicher. Der ausgespeicherte Strom wird hier stets in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist, und zwar in dasselbe Netz, aus dem der eingespeicherte Strom entnommen wurde. Bei Zugrundelegung allein des Wortlauts können daher sowohl die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG als auch die EEG-Umlagebefreiung nach § 60 Abs. 1 S. 3 EEG auch dann Anwendung finden, wenn ein beladener Speicher in Primärnutzung zurückgegeben wird. Nicht abschließend geklärt ist allerdings, ob die in Primärnutzung erfolgende Einspeisung für Netzbetriebszwecke das Kriterium der „Einspeisung in ein Netz“ nach den genannten Normen erfüllt. Nach hiesigem Verständnis handelt es sich nicht um eine Einspeisung i.S.d. genannten Normen, da der Speicher in Primärnutzung als Netzbetriebsmittel anzusehen ist (oben AP 1.2 IV.1.d)). Damit wären die Voraussetzungen nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG sowie nach § 60 Abs. 1 S. 3 EEG nicht erfüllt. Andererseits ist zu berücksichtigen, dass die Belastung durch Netzentgelte und EEG-Umlage bei einem reinen Einsatz als Netzbetriebsmittel schon aus diesem Grunde nicht anfallen würde, so dass die Nutzung für Netzbetriebszwecke möglicherweise nicht zu einer Erhöhung der finanziellen Belastungen der Einspeicherung führen sollte.

Im Ergebnis weist die Rückgabe eines beladenen Speichers an den Primärnutzer damit zumindest erhebliche Risiken hinsichtlich des Anfalls zusätzlicher staatlicher oder staatlich regulierter Belastungen auf, da die Betrachtung des Speichers in Primärnutzung und Sekundärnutzung „wie zwei gesonderte Speicher“ in Frage gestellt ist. Diese müssten etwaigen Vorteilen aufgrund beschleunigter Rückgabe des Speichers an den Primärnutzer gegenüber gestellt werden. Zudem kann die Aufgabe der klaren Trennung zwischen Primärnutzung und Sekundärnutzung auch in anderen Zusammenhängen Bedeutung gewinnen; so wird etwa eine eindeutige messtechnische Abgrenzung der jeweiligen Strommengen über den Einsatz gesonderter Zählwerke in Frage gestellt.

V. Ergebnis

Soll der Strom nach der Rückgabe des Stromspeichers durch den Sekundärnutzer im Speicher verbleiben, so bestehen grundsätzlich drei Möglichkeiten, wie mit den gespeicherten Mengen verfahren werden kann:

- Nutzung des gespeicherten Stroms für eigene Zwecke des Cloudbetreibers, insbesondere Ausgleich der Speicherverluste bei Wiederausspeicherung von Strom aus anderen Speichern
- Veräußerung des eingespeicherten Stroms an Dritte
- Rückgabe des beladenen Speichers an den Primärnutzer.

Nutzt der Cloudbetreiber den eingespeicherten Strom für eigene Zwecke, so ist davon auszugehen, dass er diesen grundsätzlich vom Sekundärnutzer erwirbt und damit Umsatzsteuer, aber keine weiteren Belastungen anfallen. Nach der hier vertretenen Auffassung führt zudem eine spätere Übernahme der eingespeicherten Strommengen durch den Cloudbetreiber nicht zu einer Änderung der Beurteilung der Belastungssituation bei Einspeicherung durch den Sekundärnutzer. Insbesondere führt dies nicht dazu, dass der Cloudbetreiber als Letztverbraucher angesehen werden müsste.

Möchte der Cloudbetreiber die eingespeicherten Strommengen ganz oder teilweise weiter veräußern, so kann dies eine (zusätzliche) Pflicht zur Entflechtung vom Verteilernetzbetrieb (auch geschlossenes Verteilernetz, wie im Falle des ArealSpeichers) erfordern. Im Hinblick auf die Belastungssituation bei Einspeicherung durch den Sekundärnutzer ergeben sich nach der hier vertretenen Auffassung ebenfalls keine Änderungen gegenüber der in AP 1.2 dargestellten Situation.

Wird der beladene Speicher an den Primärnutzer zurückgegeben, so bestehen zusätzliche Risiken, dass bei der Einspeicherung in Sekundärnutzung die Befreiungsregelungen im Hinblick auf EEG-Umlage und ggf. auch Netzentgelte nicht eingreifen könnten, da nicht die gesamte Strommenge wieder in das Netz ausgespeichert wird. Zudem wird die klare Trennung zwischen Primärnutzung und Sekundärnutzung etwa auch in messtechnischer Hinsicht in Frage gestellt.



Anhang: Quellenverzeichnis

Literaturnachweise

Agora Energiewende, Stromspeicher in der Energiewende	Agora-Energiewende, Studie: Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, September 2014
Bearbeiter, in: Altrock/Oschmann/Theobald	Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian, EEG, Kommentar, 4. Aufl. 2013
Altrock/Vollprecht, ZNER 2011, 231, S.	Altrock, Martin/Vollprecht, Jens, Zur Entwicklung des Einspeisemanagements zwischen dem Vorrang Erneuerbarer Energien und dem Ausbau fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten, ZNER 2011, 231-243
Bachmann/Erling, ET 6/2012, 97, S.	Bachmann, Peter/Erling, Uwe M., Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung, ET 2012, Heft 6, S. 97-101
Barbknecht	Barbknecht, Klaus-Dieter, Regulierung von Gasspeichern in Europa, Baden-Baden, 2012
Barchewitz	Barchewitz, Paul, Ausbausteuerung im Energieregulierungsverbund am Beispiel der Verbindungsleitungen, 2012
Bearbeiter, in: Baur et al.	Baur, Jürgen F./Salje, Peter/Schmidt-Preuß, Matthias (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, Köln, 2011
Bearbeiter, in: Baur et al., 2. Aufl.	Baur, Jürgen F./Salje, Peter/Schmidt-Preuß, Matthias (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl. 2016
BDEW, BDEW-Reservemodell	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Vorschläge des BDEW zum Gasmarktdesign, BDEW-Reservemodell zur Stärkung der Versorgungssicherheit und Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik, Berlin, 11. November 2015, abrufbar unter: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/3850E70B794BD380C1257EFB00377845/\$file/BDEW_Vorschlaege_Gasmarktdesign_151112.pdf
BDEW, Definition des Begriffes „Energiespeicher“	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Definition des Begriffes „Energiespeicher“ Begriffsdefinition und Vorschlag für eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben v. 6. Juni 2014
BDEW, Positionierung Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Positionierung Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG – Auswirkungen des § 37 EEG und des § 118 EnWG auf Stromspeichertechnologien, Berlin, 21. September 2011
BDEW, Roadmap Smart Grids	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), BDEW-Roadmap Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, Berlin, 11. Februar 2013
Bearbeiter, in: Beck/Schmidt	Weyer, Hartmut/Lindemann, Ulrich in Beck/Schmidt, Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke, Abschlussbericht, Goslar, 31.8.2011
Bearbeiter, in: Beck'sches Steuer- und Bilanzrechtslexikon	Beck'sches Steuer- und Bilanzrechtslexikon, Edition 3/13, Stromsteuer

Bearbeiter, in: BerlKomEnR	Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2013/14
Bearbeiter, in: BerlKomEnR Sonderband EEG 2014	Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2013/14, Sonderband EEG 2014
Beverungen, ER 2014, 58, S.	Beverungen, Julia, Letztverbrauchereigenschaft und EEG-Umlage bei Lieferung von Nutzenergie, ER 2014, S. 58-60
Boesche/Wedler, E-Energy Abschlussbericht	Boesche, Katharina/Wedler, Michael, Handlungsempfehlungen zum Rechtsrahmen Detailbericht zum E-Energy Abschlussbericht, korrespondierend zu Kap.4.2, Stand: 18.11.2013
Brunekreeft et al., Bremen Energy Working Paper Nr. 19	Abegg, Peter/Brinkmann, Michael/Brunekreeft, Gert/ Götz, Georg/Krancke, Jan/Müller, Christoph/Schmidt, Claudia, Entflechtung in Netzsektoren – ein Vergleich, Bremen Energy Working Papers No. 19, Oktober 2014, abrufbar unter: http://b-e-r.user.jacobs-universi-ty.de/bewp/bewp19%20Abegg%20et%20al.%202014%20Entflechtung%20in%20Netzsektoren%20-%20ein%20Vergleich.pdf
Brunekreeft et al., Bremen Energy Working Paper Nr. 18	Brunekreeft, Gert/Brandstät, Christine/Buchmann, Marius/Friedrichsen, Nele, Information Governance in Smart Grids – A Common Information Platform (CIP), Bremen Energy Working Papers No. 18, June 2014, abrufbar unter: http://b-e-r.user.jacobs-universi-ty.de/bewp/bewp18%20Brandstaett%20et%20al%202014%20Information%20Governance%20in%20Smart%20Grids%20-%20A%20Common%20Information%20Platform.pdf
Brunekreeft et al., Bremen Energy Working Paper Nr. 16	Brunekreeft, Gert/Goto, Mika/Meyer, Roland/Maruyama, Masahiro/ Hattori, Toru, Unbundling of electricity transmission system operators in Germany – An experience report, Bremen Energy Working Papers No. 16, March 2014, abrufbar unter: http://b-e-r.user.jacobs-universi-ty.de/bewp/bewp16%20Brunekreeft%20et%20al%20Unbundling%20of%20electricity%20transmission%20system%20opera-tors%20in%20Germany%20-%20An%20experience%20report.pdf
Brunekreeft, Bremen Energy Working Paper Nr. 15	Brunekreeft, Gert, Network Unbundling and Flawed Coordination – Lessons from Electricity and Railways, Bremen Energy Working Paper Nr. 15, January 2014, abrufbar unter: http://b-e-r.user.jacobs-universi-ty.de/bewp/bewp15%20Brunekreeft%202014%20Network%20Unbundling%20and%20Flawed%20Coordination.pdf
Bearbeiter, in: Bongartz et al.	Bongartz, Matthias/Jatzke, Harald/Schröer-Schallenberg, Sabine, Energiesteuer, Stromsteuer, Zolllarif, Stand Nov. 2014
Brahms, ER 2014, 235, S.	Brahms, Florian, Stromspeicher im EEG 2014, ER 2014, S. 235-239
Bearbeiter, in: Britz/Hellermann/Hermes	Britz, Gabriele/Hellermann, Johannes/Hermes, Georg (Hrsg.), EnWG Kommentar, 2. Aufl. 2010

Bühlhoff/Klapdor, EnWZ 2013, 297, S.	Bühlhoff, Nora/Klapdor, Kai, Erhebung netzseitiger Umlagen in geschlossenen Verteilernetzen – Gesetzeslücken und Praxisprobleme, EnWZ 2013, S. 297-300
Bearbeiter, in: Danner/Theobald	Danner, Wolfgang/Theobald, Christian (Hrsg.), Energierecht, Stand: 87. Ergänzungslieferung 2015
Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030	Deutsche Energie Agentur, Rehtanz, Christian et al., Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Endbericht, Berlin, 11.02.2014
de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507	de Wyl, Christian/Weise, Michael/Blumenthal-Barby, Cordula: Netzintegration von zentralen Batteriegroßspeichern – Streitfragen zu Netzanschluss, Anschlussnutzung und Netznutzung, S. 507-513
Dietrich/Ahnsehl, ET 2010, 61, S.	Dietrich, Lars / Ansehl, Sascha, Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – der Status Quo, ET 2010, Heft 4, S. 61-65
E-Bridge et al., BMWi, Verteilernetzstudie	E-Bridge/IAEW/Offis, Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), Abschlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
Findeisen/Koch	Findeisen, Maximilian/ Koch, Alexander, Energiesektor – Entflechtung als Stolperstein für die Energiewende? Hogan Lovells Energy Newsletter, Nov. 2013, S. 13-18, S. 13 ff abrufbar unter: http://www.hoganlovells.de/files/Publication/9c625908-73ef-421d-9f51-6732ffe15a82/Presentation/PublicationAttachment/6b70403a-f7b4-42b6-ae1-8b5134dfe055/Energy_Newsletter_November_2013.pdf
Fischerauer	Fischerauer, Sven, Regulierung des Zugangs zu Speichereinrichtungen – Eine Analyse der Rechtslage nach dem Energiewirtschaftsgesetz unter Einbeziehung der Vorgaben des Gemeinschaftsrechts, München, 2010
Fraunhofer ISI et al., EEG-Erfahrungsbericht, Vorh. IV	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IV im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, Endbericht, Juni 2011
Fraunhofer IWES et al., Roadmap Speicher	Fraunhofer IWES/RWTH Aachen/SUER, Roadmap Speicher, Speicherbedarf für erneuerbare Energien – Speicheralternativen- Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse, Endfassung, November 2014
Bearbeiter, in: Frenz/Müggenborg et al.	Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen/Cosack, Tilman/Ekardt, Felix, Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Aufl. 2015
Bearbeiter, in: Friedrich/Meißner	Friedrich, Klaus/Meißner, Cornelius, Energiesteuern, Kommentar zu EnergieStG – StromStG, 36. EL 2015

Heller, EWeRK 2013, 177, S.	Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 2013, S. 177-188
Bearbeiter, in: Hempel/Franke	Hempel, Dietmar/Franke, Peter (Hrsg.), Recht der Energie- und Wasserwirtschaft, Stand Februar 2014
Herz/Valentin EnWZ 2014, 358, S.	Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach dem EEG 2014, EnWZ 2014, S. 358-366
Herzmann, RdE 2007, 76, S.	Herzmann, Karsten, Zur Gestaltung des Netznutzungsvertrages nach § 20 Abs. 1a EnWG – Besteht ein Erfordernis gesonderter Einspeiseverträge? RdE 2007, S. 76-80
Von Hesler, REE 2015, 150, S.	v. Hesler, Wolfdieter, Stromspeicher und EEG-Umlage: Eine Analyse der geltenden Rechtslage, REE 2015, 150-155
Bearbeiter, in: Holznagel/Schütz, ARegV	Holznagel, Bernd /Schütz, Raimund, ARegV, Kommentar, München, 2013
Jacobshagen/Kachel/Baxmann, IR 2012, 2, S.	Jacobshagen, Ulf/ Kachel, Markus/ Baxmann, Juliane, Geschlossene Verteilernetze und Kundenanlagen als neuer Maßstab der Regulierung, IR 2012, S. 2-8
Kachel/Charles, REE 2014, 196, S.	Kachel, Markus/ Charles, Thomas, Der neue Rechtsrahmen für die Eigenversorgung mit Strom gemäß EEG 2014, REE 2014, 197-206
Kachel/Weise/Wagner, IR 2013, 2, S.	Kachel, Markus/Weise, Michael/Wagner, Florian, Unterzähler in Kundenanlagen – Zur rechtssicheren Umsetzung des § 20 Id EnWG, IR 2013, 2-6
Kermel/ Geipel, RdE 2014, 416, S.	Kermel, Cornelia/Geipel, Martin, Die Belastung von Eigenstrom mit der EEG-Umlage nach dem EEG 2014, RdE 2014, S. 416-424
Klemm, REE 2015, 73, S.	Klemm, Andreas, EEG-Eigenversorgung: Einstufung des Pacht- und Betriebsführungsmodells als Finanzierungsleasing? CuR 2015, 73-80
Bearbeiter, in: Kment	Kment, Martin (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz
Krebs, RdE 2012, 19, S.	Krebs, Harald, Netzentgelte für Elektrizitätsspeicher, RdE 2012, S. 19-22
Krebs, RdE 2015, 336, S.	Krebs, Harald, Zählen sog. Umlagen zu den Entgelten für den Netzzugang? RdE 2015, S. 336-342
Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, S.	Lehnert, Wieland/Vollprecht, Jens, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – Noch kein maßgeschneiderter Anzug, ZNER 2012, S. 356-367
Von Lewinski/Bews, N&R 2013, 243, S.	Lewinski, Kai von /Bews, James, Gasspeicherregulierung, N&R 2013, 243-251
Lietz, EWeRK 2014, 96, S.	Lietz, Franziska, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – eine kritische Betrachtung, EWeRK 2014, S. 96-102
Meinzenbach	Meinzenbach, Jörg, Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG, 2008
Mikešić/Thieme/Strauch	Mikešić, Ivana/Thieme, Hauke/Strauch, Boris; Juristische Prüfung der Befreiung der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage nach § 37 Absatz 1 und 3 EEG, Kurzgutachten
Bearbeiter, in: Möhlenkamp/Milewski	Möhlenkamp, Karen/Milewski, Knut (Hrsg.), EnergieStG/ StromStG, München, 2012

Mönch/Lippert, EnWZ 2014, 392, S.	Mönch, Christoph/Lippert, André, Eigenversorgung im EEG 2014, EnWZ 2014, S. 392-397
Ökoinstitut, Optum AP 6	Ökoinstitut, Ökonomische Betrachtung der Speichermedien, Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umwelten Entlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen (abrufbar unter http://www.oeko.de/oekodoc/1339/2011-452-de.pdf (zuletzt 19.2.2014)).
Ohms	Ohms, Martin J., Recht der Erneuerbaren Energien: Klimaschutz im Wirtschaftsverwaltungsrecht
Von Oppen, ER 2014, 9, S.	Von Oppen, Susanne, Stromspeicher: Rechtsrahmen und rechtlicher Optimierungsbedarf, ER 2014, S. 9-16
Ortlieb/Staebe	Ortlieb, Birgit/Staebe, Erik (Hrsg.), Praxishandbuch Geschlossenen Verteilernetze und Kundenanlagen, Berlin 2014
Pielow/Weiß/Groneberg, GewArch 2014, 270, S.	Pielow, Johann-Christian/ Weiß, Maria-Lena/ Groneberg, Simon Th., Genehmigung und Betrieb von unterirdischen Pumpspeicherkraftwerken – Rechtliche Herausforderungen einer innovativen Anlagenkonzeption, GewArch 2014, 270-276
Pisal	Pisal, Ruben, Entflechtungsoptionen nach dem Dritten Energiebinnenmarktpaket, Baden-Baden, 2011
Bearbeiter, in: PK	Rosin, Peter/ Pohlmann, Mario/ Gentzsch, Andrees/ Metzenthin, Andreas /Böwing, Andreas (Hrsg.), Praxiskommentar EnWG, EL 5/2014
Bearbeiter, in: PriceWaterhouseCoopers, S.	PriceWaterhouseCoopers, Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, 3. Aufl. 2012
Bearbeiter, in: Reshöft/Schäfermeier	Reshöft, Jan/ Schäfermeier, Andreas (Hrsg.), EEG Kommentar, 4. Aufl. 2014
Riese et al.	Riese/Schulte-Beckhausen/Nebel/Schneider/Kirch, Rechtsgutachten im Rahmen der trilateralen Vereinbarung vom 2. Mai 2012 zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz zu Pumpspeicherkraftwerken, Stand: 18. März 2014
Riewe/Sauer, EWeRK 2014, 79, S.	Riewe, Johannes /Sauer, Mirko, Einsatz- und Rechtsrahmen für moderne Batteriegroßspeicher, EWeRK 2014, 79-96
Riewe/Meyer, EWeRK 2015, 138, S.	Riewe, Johannes/Meier, Jost Hanno, Stromspeicherdefinition im EnWG – Ein Werkzeugkasten aus rechtswissenschaftlicher Sicht, EWeRK 2015, S. 138-144
Ruttloff/Lippert, NVwZ 2015, 1716, S.	Ruttloff, Mark/Lippert, André, Neues und Altbekanntes zur Eigenversorgung, NVwZ 2015, S. 1716-1721
Sailer in Müller, 777, S.	Sailer, Frank in Müller, Thorsten (Hrsg.), 20 Jahre Recht der erneuerbaren Energien, Das Recht der Energiespeicherung am Beispiel von Elektrizität, Baden-Baden 2012, S. 777-811
Sailer, ZNER 2012, 153, S.	Sailer, Frank, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende – die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG, ZNER 2012, S. 153-162
Salje EEG 2014	Salje, Peter, EEG 2014, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, Kommentar, 6. Aufl., Köln, 2015
Salje EnWG	Salje, Peter, Energiewirtschaftsgesetz, Köln, 2006
Salje, RdE 2014, 149, S.	Salje, Peter, Zur Auslegung des Begriffs „räumlicher Zusammenhang“ im Sinne von § 37 Abs. 3 EEG 2012, RdE 2014, S. 149-159

Sauer, EWeRK 2015, 176, S.	Sauer, Mirko, Energiewirtschaftliche Kostenbelastungen beim Einsatz von Batteriegroßspeichern, EWeRK 2015, S. 176-184
Bearbeiter, in: Schneider/Theobald	Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013
Schulze Düllo	Schulze Düllo, Philipp Heinrich Wichard, Kundenanlagen im System des deutschen und europäischen Energierechts, Stuttgart, 2014
Schwintowski, EWeRK 2014, 271, S.	Schwintowski, Hans-Peter, Die Rolle von Stromspeichern im Marktdesign, EWeRK 2014, 271-273
Schwintowski, EWeRK 2015, 81, S.	Schwintowski, Hans-Peter, Konfiguration und rechtliche Rahmenbedingungen für den modernen Batteriespeichermarkt, EWeRK 2015, S. 81-98
Soyk, Kap., Rn.	Soyk, Stefan, Energie- und Stromsteuerrecht, 3. Aufl., Köln 2013
Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62, S.	Stappert, Holger/Vallone, Angelo/Groß, Franz-Rudolf, Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, S. 62-69
Sterner/Eckert/Thema/Bauer, S.	Sterner, Michael/Eckert, Fabian/Thema, Martin/Bauer, Franz, Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Kurzstudie im Auftrag des BEE e.V. und der Hannover Messe, März 2015
Stromwirtschaft Hdb.	Bartsch, Michael/ Röhling, Andreas /Salje, Peter / Scholz, Ulrich (Hrsg.), Stromwirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Aufl., Köln 2008
Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen	Stuhlmacher, Gerd/Stappert, Holger/Schoon, Heike/Jansen, Guido, Grundriss zum Energierecht, 2. Auflage 2015
Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579, S.	Thomas, Henning/Altrock, Martin, Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher, ZUR 2013, S. 579-589
Vergoßen	Vergoßen, Judith, Das Einspeisemanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz: im Spannungsverhältnis der Versorgungssicherheit und des Vorrangprinzips, Baden-Baden, 2012
Bearbeiter, in: Vertragshandbuch Stromwirtschaft	Schöne, Tomas (Hrsg.), Vertragshandbuch Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2014
Walter/Huber in Loibl/Maslaton	Walter, René /Huber, Andrea (Thorsten Müller), § 7: Einspeisemanagement im EEG, in Loibl/Maslaton, Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl. 2013, S. 173-209
Weyer, in: FS Salje, 459, S.	Weyer, Hartmut, Die Regulierung von Nicht-Netzbetreibern, in Klees, Andreas /Gent, Kai (Hrsg.), Festschrift für Peter Salje Zum 65. Geburtstag am 9. Februar 2013, S. 459-478
Weyer, in: Schmidt-Preuß/Körper	Weyer, Hartmut, Regulierung, Investitionsfreiheit und technischer Fortschritt, in Schmidt-Preuß/Körper (Hrsg.), Regulierung und Gemeinwohl, 2016 (im Erscheinen).
Weyer, RdE 2010, 233, S.	Weyer, Hartmut, Systemverantwortung und Verträge über abschaltbare Lasten, RdE 2010, S. 233-236
Weyer/Lietz, in: BMWi-Speicherstudie / BMWi-Speicherstudie	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN), BMWi-Studie „Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit“, 2013
Weyer/Lietz ZNER 2014, 241, S. und ZNER 2014, 356, S.	Weyer, Hartmut/Lietz, Franziska, Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern – Teil 1, ZNER 2014, S. 241-245, und Teil 2, ZNER 2014, S. 356-362

Wieser, EurUP 2011, 176, S.	Wieser, Matthias, Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz?, EurUP 2011, S. 176-183
-----------------------------	--

Sonstige Quellen

ACER, Framework Guidelines on Electricity Balancing	ACER, Framework Guidelines on Electricity Balancing v. 18.9.2012, S. 12, abrufbar unter: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20Balancing.pdf
BMF, Schreiben vom 31. Juli 2014, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957	Bundesministerium der Finanzen, Schreiben vom 31. Juli 2014, 184 - Verbrauchsteuern / Stromsteuer; Batteriespeicher als Teil des Versorgungsnetzes, III B 6 - V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957; Elektronische Vorschriftensammlung Bundesfinanzverwaltung vom 26. September 2014, N 40 2014
Erlass des BMF v. 23.3.2015, Gz. III B 6 – V 4250/05/10003, Dok. 2015/0042944	Bundesministerium der Finanzen, Erlass v. 23.3.2015, Gz. III B 6 – V 4250/05/10003, Dok. 2015/0042944
Erlass des BMF v. 10.12.2015, Gz. III B 6 – V 4250/05/10003, Dok. 2015/1079721	Bundesministerium der Finanzen, v. 10.12.2015, Gz. III B 6 – V 4250/05/10003, Dok. 2015/1079721
BMF, Umsatzsteuer-Anwendungserlass	Bundesministerium der Finanzen, Umsatzsteuer-Anwendungserlass vom 01.10.2010, BStBl. I S. 846, zuletzt geändert durch BMF - Schreiben vom 10.04.2014 – IV D 2 – S. 7306/13/10001 (2014/0338741)
BMWi, Eckpunktepapier Erdgas-versorgungssicherheit	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit – Eckpunktepapier –, 2015, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
BMWi, Grünbuch	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Okt. 2014, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
BMWi, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Stand Juli 2012, S. 12, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/monitoring-bericht-zur-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
BMWi, Weißbuch	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015,

	<p>abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/w_eissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf</p>
BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014	<p>Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Bericht – Monitoringbericht 2014, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4</p>
BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung	<p>Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21.1.2015, S. 55, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3</p>
BNetzA, Positionspapier Anforderungen an Messeinrichtungen	<p>Bundesnetzagentur, Positionspapier zu den Anforderungen an Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG v. 23.6.2010, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer7/BK7_72_Messwesen_Energie/Positionspapier_Anforderungen_BK6-09-170/Positionspapier_Anforderungen_Messeinrichtungen.pdf?__blob=publicationFile&v=1</p>
BNetzA, Leitfaden § 19 Abs. 2 StromNEV	<p>Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, Stand Dezember 2012, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Leitfaeden/Leitfaden_indiv_Netzentgelte_2011/Leitfaden_neu_2011_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1</p>
BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0	<p>Bundesnetzagentur, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0 (Stand: 29.03.2011), abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2</p>
BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 2.1	<p>Bundesnetzagentur, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 2.1 (Stand: 07.03.2014), abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3</p>
BNetzA, Leitfaden Eigenversorgung, Konsultationsfassung	<p>Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Konsultationsfassung v. 16.10.2015, abrufbar unter:</p>

	http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Entwurf_Leitfaden_151016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
BNetzA, Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor	<p>Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr.1 i.V.m. § 10 ARegV, Stand: Mai 2011, abrufbar unter:</p> <p>http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Erweiterungsfaktor/Leitfaden_EWF.pdf?__blob=publicationFile</p>
BNetzA, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen	<p>Bundesnetzagentur, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netz-ebenen oberhalb der Niederspannung, Az. BK6p-06-003, abrufbar unter:</p> <p>http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_0001bis0999/2006_001bis099/BK6-06-003/BK6p-06-003%20Basepage.html?nn=269642</p>
BNetzA, Smart Grid und Smart Market	<p>Bundesnetzagentur, Eckpunktepapier, „Smart Grid“ und „Smart Market“, Dez. 2011, abrufbar unter:</p> <p>http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile</p>
CEER Advice on Demand-Side Flexibility	<p>Council of European Energy Regulators, CEER Advice on Ensuring Market and Regulatory Arrangements help deliver Demand-Side Flexibility, v. 26.06.2014, abrufbar unter:</p> <p>http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C14-SDE-40-03_CEER%20Advice%20on%20Demand-Side%20Flexibility_26-June-2014.pdf</p>
CEER, Status Review „Smart Regulation“	<p>Council of European Energy Regulators, CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions („Smart Regulation“) v. 18.02.2014 abrufbar unter:</p> <p>http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-04_Regulatory%20Approaches%20to%20Smart%20Grids_21-Jan-2014-2.pdf</p>
Clearingstelle EEG, Empfehlung von 2. Juni 2015, 2014/31	<p>Clearingstelle EEG, Empfehlung von 2. Juni 2015, 2014/31, „Einzelfragen zur Anwendung des § 61 EEG20141 bei Anlagen i. S. d. EEG“, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Empfehlung_2014_31.pdf</p>
Commission Staff Working Document, The Commission’s Practice in assessing the Presence of a Conflict of Interest including in case of Financial Investors	<p>European Commission, SWD(2013) 177 final, dated 8 May 2013, Commission Staff Working Document, Ownership Unbundling, The Commission’s Practice in assessing the Presence of a Conflict of Interest including in case of Financial Investors, abrufbar unter:</p> <p>http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2013_0177_en.pdf</p>

Commission Staff Working Paper, The Unbundling Regime	European Commission, Commission Staff Working Paper, The Unbundling Regime, vom 22.1.2010, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_01_21_the_unbundling_regime.pdf
Commission Staff Working Paper, Third-Party Access to Storage Facilities	European Commission, Commission Staff Working Paper, Interpretative Note on Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules For The Internal Market In Natural Gas, Third-Party Access To Storage Facilities, vom 22.01.2010, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_01_21_the_unbundling_regime.pdf
ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing	ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing v. 23.12.2013, Art. 21 Abs. 3, abrufbar unter: http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/131223_NC_EB_FINAL.pdf
Koalitionsvertrag 18. Legislaturperiode	Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag der CDU, CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode, abrufbar unter: https://www3.spd.de/linkableblob/112790/data/20131127_koalitionsvertrag.pdf
Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6-10 EnWG 2005	Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder, Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6-10 EnWG 2005 vom 21.10.2008, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzessionArealnetze/Entflechtung/Entflechtung/KonkretisierungAuslegungsgrundsätze14798pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=4
VDE/FNN, Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz	VDE/FNN, Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz, Juni 2013, abrufbar unter: https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/Documents/FNN_Speicher_2014-06.pdf
VDN, Einheitliche Berechnungsmethoden für Baukostenzuschüsse	VDN, Einheitliche Berechnungsmethoden für Baukostenzuschüsse, Stand: 19. April 2007, abrufbar unter: http://branchenkommunikation-energie.bdew.de/bdew.nsf/id/468AB3A8E1E4B3E1C125766C00033D17/\$file/2007-04-24_VDN_einheitliche-Berechnungsmethoden-BKZ.pdf

Alle Links zuletzt geprüft am 25.1.2016



