

V. Fazit

Die durch die EnWG-Novelle eingeführten neuen Vorschriften der §§ 43l, 113a ff. EnWG sind geeignet, die vorhandene Erdgasinfrastruktur schnell für eine Wasserstoffnutzung verfügbar zu machen. Das Zulassungsregime beschränkt sich auf Anzeigeverfahren, wobei die sicherheitstechnische Beurteilung in dem Verfahren nach § 113c III EnWG im Fokus steht. Ein energierechtliches Anzeigeverfahren nach § 43l IV 3 EnWG i.V.m. § 43f EnWG ist nur notwendig, wenn eine Gasversorgungsleitung mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm für den Wasserstofftransport umgestellt werden soll und dabei der Änderungs-

begriff erfüllt ist. Dies ist der Fall, wenn an der Gasversorgungsleitung technische Umbaumaßnahmen durchgeführt werden müssen, die von einer bestehenden Zulassungsentscheidung nicht gedeckt sind. Durch § 113a I und II EnWG ist gewährleistet, dass bestehende Leitungs- und Anlagenrechte auch die Wasserstoffnutzung umfassen.

Anmerkung d. Redaktion:

Zu dieser Thematik vgl. auch *Benrath*, EnWZ 2021, 195 ff.; *Stelter/Schiederfecker/Lange*, EnWZ 2021, 99 ff.; *Große/Lehnert*, EnWZ 2021, 55 ff.

FELIX DEMBSKI, LL. M., UND DR. FLORIAN VALENTIN, BERLIN*

Neue Regelungen für Stromspeicher im EEG und im EnWG – ein Überblick

Mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht¹ wurde der Rechtsrahmen für Speichertechnologien in Deutschland maßgeblich konkretisiert. Dieser Aufsatz analysiert die neue Definition für Speicher (I.), die Regeln zu Spei-

chern im Netz (II.), den Schutz vor einer doppelten Belastung mit Entgelten und Umlagen (III.) und die Rolle der Netzbetreiber als Nachfrager von Speicher-Dienstleistungen (IV.). Nach einer Auflistung der nicht umgesetzten europarechtlichen Vorgaben (V.) schließt der Beitrag mit einem Fazit (VI.).

Speicher · Energiespeicheranlage · Doppelbelastung · Markttest · Ausschließlichkeitsprinzip · aktive Kunden

I. Eine Definition für Energiespeicher

Das Energiewirtschaftsrecht enthält 2021 erstmals eine Definition für Energiespeicheranlagen. Diese sind gemäß § 3 Nr. 15d EnWG nun definiert als „Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben“. Die Speicherbranche hatte lange eine Definition von Speichern gefordert.² Diese erfolgt nun aufgrund eines Beschlusses der *Bundesregierung*³ und von zwei Definitionen in Art. 2 Nr. 59 und Art. 60 Elektrizitätsbinnenmarktlinie RL (EU) 2019/944 (EBM-RL). Die gefundene Formulierung wurde bereits im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens kritisiert.⁴

Laut § 3 Nr. 15d EnWG wird in eine Energiespeicheranlage ausschließlich der Energieträger elektrische Energie eingebracht.⁵ Für den Energieträger Gas gilt die Definition der Gasspeicheranlage, § 3 Nr. 19c EnWG, und für reine Wasserstoffspeicher § 1 Nr. 39b EnWG. Erfasst ist die elektrische, chemische, mechanische oder physikalische Zwischenspeicherung, sodass technologie-neutral ein möglichst breites Spektrum an Speichertechnologien abgedeckt ist.

Der Energiespeicher kann elektrische Energie oder eine andere Energieform abgeben. Ein durch die Energiespeicherung neu gewonnener Energieträger kann dem Speicher also entnommen werden. Eine Rückverstromung ist nicht erforderlich. Die Definition reicht damit über reine Stromspeicher wie etwa in § 118 VI 3 EnWG hinaus.

Fraglich ist, ob sich durch die neue Definition der Energiespeicheranlage etwas an der rechtlichen Einordnung von Speichern

ändert. Die Definition ist zunächst anlagenbezogen, die Aktivität der Zwischenspeicherung wurde nicht eigenständig definiert. Ein Energiespeicher ist eine Anlage, die zum Zwecke der Zwischenspeicherung Strom verbraucht und erzeugt. Dies legt nahe, dass der Gesetzgeber die bislang geltende Systematik beibehalten will, wonach das Einspeichern einen Letztverbrauch begründet⁶ und die Ausspeicherung eine Erzeugung⁷. Für diese Sichtweise spricht, dass sich der Vorgang der Einspeicherung aus technischer Sicht nicht wesentlich vom regulären Letztverbrauch unterscheidet. Deshalb wird auch immer wieder vertreten, dass z. B. technische Anschlussbedingungen für Erzeuger und Verbraucher auch für Speicher passend sind.⁸

* Felix Dembski, LL.M., ist Vice President Regulatory beim Speicherhersteller sonnen GmbH, Berlin; Dr. Florian Valentin ist Rechtsanwalt und Partner der Anwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz, Berlin. Die Verfasser danken Marie-Luise Wettingfeld und Bela Abeln für ihre wertvollen Hinweise.

1 BgBl. Jahrgang 2021 Teil I, 3026.

2 S. bereits 2014 Bundesverband Energiespeicher, Kernbotschaften, S. 2 f., abrufbar unter https://www.bves.de/wp-content/uploads/2015/08/BVES_Kernbotschaften_20141112_FINAL.pdf; *Riewe/Meyer*, EWeRK 2015, 138 (138 ff.).

3 Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung, Oktober 2019, S. 34, abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>.

4 Ausschuss-Drs. 19(9)1023; Wortprotokoll der 118. Sitzung des Wirtschaftsausschusses, Protokoll Nr. 19/113, 7 f., 12 f., 20 f., 23 f., 24 ff.

5 BT-Drs. 19/27453, 86.

6 *BGH*, Beschl. v. 17.11.2009 – EnVR 56/08, Rn. 9.

7 BT-Drs. 18/10668, 145.

8 S. Empfehlung der ENTSO-E Expert Group Storage, keinen eigenen Network Code für Speicher zu entwickeln und stattdessen auf den Demand Connection Code (DCC) und die Requirements for Generators (RfG) zurückzugreifen, EG Storage Phase II Final Report, S. 35, abrufbar unter https://www.entsoe.eu/network_codes/cnc/expert-groups/.

Entsprechend stellt sich die Frage, ob sich der „Verbrauch zum Zwecke der Zwischenspeicherung“ gemäß § 3 Nr. 15d EnWG 2021 von einem Letztverbrauch unterscheidet. Für eine neue Bewertung spräche, dass der Gesetzgeber in der neuen Definition – anders als der *BGH*⁹ – nicht den Begriff des „Letztverbrauchs“, sondern den Begriff des bloßen „Verbrauchs“ von Strom gewählt hat. Dass Verbrauch zum Zwecke der Zwischenspeicherung nicht zwingend Letztverbrauch sein muss, legt zudem die europarechtliche Definition der Energiespeicherung, Art. 3 Nr. 59 EBM-RL, nahe: „Energiespeicherung‘ [bezeichnet] im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger“. Erst im zweiten Schritt beschreibt Art. 3 Nr. 60 EBM-RL die Anlage, in welcher die Aktivität Energiespeicherung stattfindet: „Energiespeicheranlage‘ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt“.

Für den Speicherbetreiber ist es von herausragender Bedeutung, ob sich der „Verbrauch zum Zwecke der Zwischenspeicherung“ hinsichtlich der Rechtsfolgen von einem „Letztverbrauch“ unterscheidet. So entstehen bei einem Letztverbrauch im Moment der Einspeicherung zum einen Pflichten zur Zahlung von Letztverbraucher-Abgaben und Umlagen, ggf. aber auch Ansprüche zugunsten des Speicherbetreibers, etwa auf die Eigenverbrauchs-Vergütung gemäß § 32 II EEG 2009.

Für den Betreiber eines Speichers stellt sich vor allem die Frage, ob Energie, die vor Einspeicherung die Tatbestandsmerkmale bestimmter Ansprüche erfüllte, diese auch noch bei Ausspeicherung erfüllt. Für seine Ansprüche ist es maßgeblich, ob die einmal zwischengespeicherte Energie bei der Ausspeicherung rechtlich anders zu bewerten ist als solche, die nicht zwischengespeichert wurde. Wenn etwa ursprünglich ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugter Strom, § 3 Nr. 1 EEG 2021-II¹⁰, auch nach Zwischenspeicherung noch als solcher gilt, dann bestünden ein Vergütungsanspruch gemäß § 19 I EEG 2021-II, die Möglichkeit zur Herstellung von „grünem Wasserstoff“¹¹ und weitere Ansprüche.¹² Entsprechend hoch waren die Erwartungen der Betreiber an die Umsetzung der Definition einer Energiespeicherung im Sinne einer zeitlichen Verschiebung zwischen Erzeugung und finaler Nutzung.

Wäre die Einspeicherung dagegen weiterhin Letztverbrauch, würden alle Ansprüche im Moment der Einspeicherung entweder entstehen oder erlöschen. Tatbestandserfüllende Eigenschaften im Zeitpunkt der Einspeicherung könnten jedoch nicht zu einem späteren Zeitpunkt noch Ansprüche entstehen lassen – etwa aufgrund der Tatsache, dass die Energie ursprünglich ausschließlich aus erneuerbaren Energien gewonnen wurde. Jede Energiespeicheranlage wäre ohne eine Definition der Energiespeicherung in jeder Viertelstunde entweder ein Erzeuger oder ein Verbraucher. In den poetischen Worten der *BNetzA* zur alten Rechtslage: „Es gibt keinen Übertrag zwischen den Viertelstunden. Jede Viertelstunde geht eine Welt unter und eine neue Welt entsteht.“¹³ Auch hier bestünde ein Spannungsfeld zu europarechtlichen Vorgaben, da gemäß Art. 21 II a) RL (EU) 2018/2001 Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (EE-RL II) erneuerbaren Eigenerzeugern das Recht zusteht, erneuerbare Energie selbst zu erzeugen, zu speichern und (auch danach noch) mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom zu verkaufen.

Der Erhalt anspruchsbegründender Eigenschaften bei der Zwischenspeicherung ist bislang uneinheitlich und bruchstückhaft

in *leges speciales* geregelt. Speichert eine Anlage ausschließlich erneuerbare Energien, gilt sie als Anlage i. S. d. EEG, § 3 Nr. 1 2. Hs. EEG 2021-II. Bei Einspeicherung auch von „grauem“ Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erlischt diese Eigenschaft.¹⁴ Beim Mieterstromzuschlag, § 19 I Nr. 3 EEG 2021-II, gilt dagegen der Verbrauch des Stroms aus einer EEG-Anlage innerhalb desselben Gebäudes nicht als Letztverbrauch, der einen Anspruch auf Mieterstromzuschlag entstehen ließe, § 21 III 3 EEG-2021-II.

Im Ergebnis ist nicht erkennbar, dass der Gesetzgeber von der bisherigen Einordnung der Einspeicherung als Letztverbrauch durch den *BGH* abweichen wollte. Damit bleibt es bei einem Widerspruch zwischen der europäischen Definition der Energiespeicherung, Art. 2 Nr. 59 EBM-RL, die diese explizit als die Verschiebung der endgültigen Nutzung von elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung bezeichnet. Diese Definition löst sich von der althergebrachten Konzeption des Verbrauchs und der Erzeugung und zeigt, dass der Energiespeicherung auf europäischer Ebene eine eigenständige systemische Funktion zugestanden wird, die von den Kategorien der Vergangenheit abweicht. Die deutsche Systematik versucht dagegen weiterhin, das Element der zeitlichen Verschiebung der Energienutzung durch Speicher zu ignorieren und verweigert diesen eine eigenständige systemische Stellung im Sinne einer vierten Säule des Energiesystems – neben Erzeugung, Verbrauch und Netz. Die Konflikte um die Frage, wie Speicher ihre technischen Fähigkeiten für das Energiesystem maximal einsetzen können, sind daher mit der neuen Definition nicht gelöst. Der Wortlaut „verbrauchen“ des § 3 Nr. 15d EnWG 2021 würde es jedoch zumindest erlauben, in bestimmten Fällen eine europarechtskonforme Auslegung vorzunehmen, bei der nicht jeder Verbrauch auch Letztverbrauch ist.

Zu bemerken ist schließlich, dass der Begriff der Energiespeicheranlage im deutschen Energierecht nach wie vor nicht verbreitet ist. So nehmen andere Regelungen vielmehr Bezug auf andere Formulierungen wie z. B. „Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“ (§ 3 Nr. 1 EEG 2021), „Stromspeicher“ (§ 61 I EEG 2021), „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ (§ 118 VI EnWG), „Stationärer Batteriespeicher“ (§ 5 IV StromStG) oder auch „Stromerzeugungsanlage“ (§ 3 Nr. 43b EEG 2021). Im Sinne einer einheitlichen Anwendung des Energierechts auf Energiespeicheranlagen wäre es insoweit wünschenswert, dass die Begrifflichkeiten vereinheitlicht werden. Unter Umständen kann es dazu sinnvoll sein, neben dem Begriff der Energiespeicheranlage auch einen Begriff der Stromspeicheranlage zu etablieren. Die diesbezügliche Definition findet sich im Grundsatz bereits in den §§ 11a und 11b EnWG 2021, soweit dort von „Energiespeicheranlagen, die Strom erzeugen“ die Rede ist.

⁹ S. o. Fn 6.

¹⁰ Die Abkürzung EEG 2021-II bezeichnet das EEG in der durch das Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht geänderten, d. h. der ab dem 16.7.2021 geltenden Fassung.

¹¹ § 69b EEG 2021-II i. V. m. § 12i EEG.

¹² S. ähnlich gelagerte Fragestellung zu § 12 EEG 2012 bei der Verbrennung von biogenen Abfällen, Vorlage durch *BGH*, Beschl. v. 6.7.2021 – EnZR 27/20.

¹³ Vortrag *Peter Stratmann*, *BNetzA*, Aktuelle Rahmenbedingungen für die Stromspeicherung, 2017, abrufbar unter http://www.ups.w.de/files/PDF-files/20170710%20Veranstaltung%20Pumpspeicher%20Vortraege/Bundesnetzagentur_Peter%20Stratmann.pdf.

¹⁴ *Clearingstelle EEG*, Empfehlung 2016/12, Rn. 36, 42, 100.

II. Speicher für das Netz

Im EnWG 2021 werden ferner verschiedene Regelungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie¹⁵ umgesetzt, die sich damit befassen, ob und ggf. unter welchen Voraussetzungen der Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber zulässig ist.

1. Grundsatz: Verbot von Netzbetreiberspeichern

Im EnWG 2021 hat der Gesetzgeber zunächst eng angelehnt an die Formulierungen der Art. 36 I und 54 I EBM-RL das grundsätzliche Verbot zum Betrieb von Speichern umgesetzt. Danach sind Verteilnetzbetreiber, § 7 I 2 EnWG, und Übertragungsnetzbetreiber, § 8 II 4 EnWG, nicht berechtigt, „Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder eine solche zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben“.

Diese Regelung schafft nach langer Diskussion nun Klarheit über die grundsätzliche Unzulässigkeit des Betriebs von Speichern durch Netzbetreiber in Deutschland. Bislang war durchaus umstritten, ob und unter welchen Voraussetzungen Netzbetreiber Speicher errichten und betreiben dürfen. In Anwendung der allgemeinen Regelungen des EnWG zur Entflechtung ging jedoch die herrschende Meinung davon aus, dass Speicher nur ausnahmsweise durch Netzbetreiber betrieben werden durften, wenn sie ausschließlich der Netzstabilisierung dienen und keine darüberhinausgehenden Tätigkeiten damit erfolgten.¹⁶ Diese Rechtsauslegung wird nunmehr durch das explizite grundsätzliche Verbot der Regelungen in § 7 I 2 und § 8 II 4 EnWG konkretisiert und bestätigt.

2. Ausnahme 1: Vollständig integrierte Netzkomponenten

Der deutsche Gesetzgeber hat im EnWG 2021 von beiden in der EBM-RL vorgesehenen Möglichkeiten, Ausnahmen von dem grundsätzlichen Verbot von Netzbetreiberspeichern vorzusehen, Gebrauch gemacht. Zukünftig sollen Netzbetreiber also in Deutschland Speicher betreiben dürfen, wenn es sich entweder um „vollständig integrierte Netzkomponenten“¹⁷ handelt oder wenn ein „Markttest“ erfolglos war.

Die entsprechenden Regelungen finden sich in den neuen §§ 11a und 11b EnWG 2021. So ist zunächst in § 11b I Nr. 2 vorgesehen, dass Netzbetreiber vollständig integrierte Netzkomponenten selbst errichten, verwalten oder betreiben dürfen, sofern dies durch eine Festlegung oder eine Einzelfallgenehmigung der zuständigen Regulierungsbehörde genehmigt ist. Vollständig integrierte Netzkomponenten sind dabei nach § 3 Nr. 38b EnWG 2021 „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs und nicht der Bereitstellung von Regelenergie oder dem Engpassmanagement dienen“. Die Definition orientiert sich dabei eng am Wortlaut von Art. 2 Nr. 51 der EBM-RL. Allein der Begriff des „Systemausgleichs“ wurde durch den Begriff der „Bereitstellung von Regelenergie“ ersetzt, was nach derzeitiger deutscher Systematik nachvollziehbar ist und der Klarheit der Definition zugutekommt. Insbesondere der Regelung, dass mit derartigen Speichern keinerlei Engpassmanagement erfolgen darf, kommt erhebliche praktische Bedeutung zu. Sie schränkt den Anwendungsbereich des Begriffs erheblich ein. Gleichwohl bleiben die Konturen des Begriffs derzeit noch etwas unscharf. Den Erwägungsgründen zur EBM-RL ist immerhin zu entnehmen, dass hierzu „Kondensatoren oder Schwungräder zählen

[sollen], die in erheblichem Maße der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes dienen bzw. dazu beitragen können, die Synchronisierung unterschiedlicher Teile des Systems zu ermöglichen“.¹⁸

Unklar ist insbesondere derzeit wohl noch, ob auch Elektrolyseure unter den Begriff der vollständig integrierten Netzkomponenten fallen können. Auch bei Elektrolyseuren handelt es sich ausweislich der Definition in § 3 Nr. 15d EnWG 2021 um Energiespeicheranlagen.¹⁹ Hier ist jedoch zum einen zu beachten, dass das deutsche Energierecht derzeit von einer grundsätzlichen Unterscheidung zwischen Stromnetzen, Gasnetzen und Wasserstoffnetzen ausgeht, siehe hierzu § 3 Nr. 16 und 39a EnWG 2021. Soweit ein Elektrolyseur sowohl an das Stromnetz als auch an ein Gas- oder Wasserstoffnetz angeschlossen ist, ist es aufgrund dieser doppelten Netzanbindung bei einem Elektrolyseur offensichtlich bereits nicht möglich, diesen allein „vollständig“ in das Stromnetz zu integrieren. Darüber hinaus ist allgemein zu konstatieren, dass Elektrolyseure auch nicht „ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs“ dienen können. Denn ein solcher alleiniger Zweck von Elektrolyseuren ist bereits denklogisch nicht möglich, da Elektrolyseure stets auch den Zweck haben, Wasserstoff zu erzeugen. Dementsprechend wird diesseitig die Auffassung vertreten, dass es sich bei Elektrolyseuren nicht um vollständig integrierte Netzkomponenten i.S.v. § 3 Nr. 38b EnWG 2021 handeln kann.²⁰

3. Ausnahme 2: Erfolgreicher Markttest

Als weitere Ausnahme vom Verbot von Netzbetreiberspeichern sieht § 11b I Nr. 1 i.V.m. II EnWG 2021 vor, dass die Regulierungsbehörde die Errichtung und den Betrieb eines Speichers durch einen Netzbetreiber auf dessen Antrag genehmigen kann, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass die Energiespeicheranlage für den sicheren Betrieb des Netzes notwendig ist und nicht dazu verwendet wird, elektrische Leistung oder Arbeit ganz oder teilweise auf den Strommärkten²¹ zu kaufen oder verkaufen. Ferner ist Voraussetzung, dass ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren durchgeführt worden ist und in diesem Verfahren entweder kein Zuschlag an einen Dritten erteilt werden konnte oder sich nach Erteilung des Zuschlages an einen Dritten herausstellt, dass der Bezuschlagte die ausgeschriebene Leistung nicht oder nicht rechtzeitig erbringen kann. Die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens sind dabei in § 11a EnWG 2021 geregelt. In § 11a I 2 EnWG 2021 ist vorgesehen, dass der Zuschlag in dem Ausschreibungsverfahren nicht an einen Dritten erteilt werden darf, wenn dieser die ausgeschriebene Leistung „unter

¹⁵ Richtlinie (EU) 2019/944, im Folgenden: EBM-RL.

¹⁶ *BNetzA*, Beschl. v.21.1.2021 – BK4-19-015; s. hierzu ausführlich *Haußner/Ismer* EnWZ 2018, 51 (52 ff.) m. w. N.

¹⁷ Vielfach auch als VINK oder FINC (Fully integrated network component) abgekürzt.

¹⁸ S. (63) der Erwägungsgründe zur EBM-RL; der Begründung zum EnWG 2021 sind keine darüberhinausgehenden Erkenntnisse zu entnehmen, s. BT-Drs. 19/27453, 88.

¹⁹ S. hierzu oben I.

²⁰ So geht auch die *BNetzA* zu § 23 I 1 ARegV davon aus, dass sowohl das europäische Sekundärrecht als auch das deutsche Recht durchgängig zwischen dem Stromsektor und dem Gassektor unterscheiden und äußert Zweifel daran, dass es sich bei dem verfahrensgegenständlichen Elektrolyseur um eine vollständig integrierte Netzkomponente i. S. d. EBM-RL handelte, *BNetzA*, Beschl. v. 21.1.2021 – BK4-19-015, 8.

²¹ Der Begriff der Strom- bzw. Elektrizitätsmärkte ist dabei nach Art. 2 Nr. 9 EBM-RL denkbar weit zu verstehen. Er umfasst alle „Elektrizitätsmärkte, einschließlich außerbörslicher Märkte und Strombörsen, Märkte für den Handel mit Energie, Kapazität, Regelreserve und Systemdienstleistungen für alle Zeitspannen, darunter auch Terminmärkte, Day-Ahead- und Intraday-Märkte“.

Berücksichtigung der Anforderungen für die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht zu angemessenen Kosten oder nicht rechtzeitig erbringen kann“. Eine Angemessenheit der Kosten soll dabei dann vorliegen, wenn das Angebot des Bieters „die Kosten für die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer vergleichbaren Energiespeicheranlage im Eigentum eines Netzbetreibers nicht übersteigen“.

Über lange Strecken des Gesetzgebungsverfahrens war diese Regelung zum Markttest zudem durch ein grundsätzliches Verbot der Vermarktung der Energiespeicheranlage in § 11a II EnWG 2021-E flankiert.²² Erst in der Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des *Bundestages* vom 22.6.2021 wurde dieses grundsätzliche Vermarktungsverbot durch den jetzt geltenden § 11a II EnWG 2021 ersetzt.²³ Danach darf der Dritte die von ihm angebotene Energiespeicheranlage so planen und errichten, dass deren Leistungsfähigkeit, die durch die Netzbetreiber gesetzten Anforderungen übertrifft. Ferner dürfen Leistung und Arbeit in diesem Umfang durch den Dritten auf Strommärkten veräußert werden, wenn die Anlage zeitweise oder dauerhaft nicht für die Erfüllung der Vereinbarung mit dem Netzbetreiber benötigt wird.

Sowohl die Anforderungen an das durch den Netzbetreiber durchzuführende Ausschreibungsverfahren als auch die Konturen des Vermarktungsverbot sind derzeit noch nicht abschließend definiert. So bedürfen im Hinblick auf die Ausschreibungen auch grundlegende Fragestellungen noch der Klärung. Insbesondere ist aktuell noch unklar, wie konkret die Technologie der Energiespeicheranlage, die ausgeschrieben werden soll, bestimmt werden darf. Im Sinne einer möglichst großen Technologieoffenheit wäre es insoweit wünschenswert, dass allein die Anforderungen beschrieben werden, die die Energiespeicheranlage erfüllen muss bzw. das Problem, das die Energiespeicheranlage lösen können muss, und nicht eine bestimmte Technologie durch den Netzbetreiber vorgegeben werden darf. Der Wortlaut der Regelungen im EnWG lässt derzeit beide Möglichkeiten offen.

Im Hinblick auf das Vermarktungsverbot bedarf noch der Konkretisierung, ob die gesamte technische Leistung und Kapazität eines Speichers in Zeiträumen anderweitig vermarktet werden darf, in denen diese nicht zur Erbringung der Leistungen gegenüber dem Netzbetreiber benötigt werden, oder ob sich diese Vermarktungsmöglichkeit ausschließlich auf eine zusätzliche Kapazität des Speichers bezieht, die zu keinem Zeitpunkt für die Erbringung von Dienstleistungen gegenüber dem Netzbetreiber benötigt wird. Wird beispielsweise ein Speicher ausschließlich errichtet, um Probleme des Netzbetreibers aufgrund starker Solareinspeisung im Hochsommer zu beheben, so stellt sich die Frage, ob dieser im Winter von dem Dritten Betreiber in vollem Umfang zu anderen Zwecken genutzt werden darf. Insoweit sprechen der Wortlaut und die Systematik der Regelung in § 11a II EnWG 2021 für die Möglichkeit eines echten Multi-Use-Konzeptes, in dem die gesamte Energiespeicheranlage dauerhaft auch parallel zu mehreren Zwecken genutzt werden darf, soweit die Erbringung der dem Netzbetreiber versprochenen Leistung jederzeit möglich ist. Denn zum einen ist in § 11a II 1 EnWG zunächst formuliert, dass die (gesamte) Energiespeicheranlage so geplant und errichtet werden darf, dass ihre „Leistungsfähigkeit die durch den Netzbetreiber gesetzten Anforderungen übertrifft“. Es ist insoweit festzuhalten, dass nicht von der Leistung oder Kapazität des Speichers die Rede ist, sondern von der Leistungsfähigkeit. Dieser Begriff ist deutlich anders und weiter gefasst und legt nach diesseitiger Auffassung nahe, dass nicht eine zusätzliche Leistung oder Kapazität im Sinne

von zusätzlichen separaten Speichermodulen am selben Standort gemeint ist, sondern das gesamte Spektrum der technischen Leistungsfähigkeit der gesamten Energiespeicheranlage. Zum anderen nimmt Satz 2 der Regelung erneut auf die gesamte Energiespeicheranlage Bezug und nicht z. B. auf einen „Teil der Anlage“. Und schließlich soll die Vermarktungsmöglichkeit sich auf den gesamten Umfang der Leistungsfähigkeit der Anlage beziehen, der zeitweise oder dauerhaft nicht für die Dienstleistung gegenüber dem Netzbetreiber benötigt wird. Die Unterscheidung zwischen der zeitweisen und der dauerhaften Handlungsfreiheit zeigt hier wiederum, dass nicht gemeint sein kann, dass nur ein separater Teil von Speichermodulen am selben Standort errichtet werden darf. Denn dieser würde zwangsläufig dann dauerhaft nicht zur Erfüllung der Dienstleistungen gegenüber dem Netzbetreiber benötigt.

Dabei darf allerdings nicht übersehen werden, dass die Regelung einen Konflikt erzeugt zwischen dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Stromversorgung, § 1 I EnWG 2021 und dem Ziel der Wirksamkeit und Unverfälschtheit des Wettbewerbs, § 1 II EnWG 2021. So dient das Vermarktungsverbot zunächst dem Schutz des funktionierenden Wettbewerbs. Gleichzeitig gilt aber: Wird einer im Eigentum von einem Dritten stehenden und von diesem errichteten und betriebenen Energiespeicheranlage verboten, auf den Märkten für Elektrizität zusätzliche Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, dann wäre diese in der Ausschreibung für den Netzbetreiber teurer. Er trüge die gesamten Kosten und damit letztlich die Allgemeinheit. Lässt man die Vermarktung hingegen – wie nun geschehen – zu, dann kann die entsprechende durch den Dritten betriebene Energiespeicheranlage den Wettbewerb auf den Strommärkten verfälschen, wenn diese Tätigkeit von einem Netzbetreiber im Wege der Ausschreibung der Errichtung des Speichers letztlich durch Netzentgelte querfinanziert wird. Die Anlage müsste sich dann nicht maßgeblich aus den dort erwirtschafteten Deckungsbeiträgen refinanzieren. In der Gesamtbetrachtung wäre aber nicht ausgeschlossen, dass sie wesentlich höhere – letztendlich auch von der Allgemeinheit zu tragende – Kostenstrukturen aufweist, als marktlich agierende Speicher. Dies würde nur aufgrund einer Finanzierung aus den Netzentgelten verschleiert und sich daher nicht in der Preisbildung am Markt widerspiegeln.

Dieser Konflikt kann nur dadurch gelöst werden, dass aufgrund transparenter Ausschreibungskriterien und ausreichendem Wettbewerb in einer solchen Ausschreibung tatsächlich der Dritte Betreiber den Zuschlag erhält, der die Fähigkeit besitzt an den Märkten für Elektrizität die höchsten eigenen Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, deshalb den geringsten Finanzierungsbeitrag des Netzbetreibers für die Errichtung und den Betrieb der Energiespeicheranlage benötigt und diesen Umstand auch in sein Gebot in der Ausschreibung einpreist. Der Finanzierungsbeitrag des Netzbetreibers würde dann im Idealfall der Vergütung der gegenüber dem Netzbetreiber erbrachten Netzdienstleistung gleichkommen. Führt die Ausgestaltung der Ausschreibungen hingegen nicht zu dem vorstehend geschilderten Wettbewerb, so besteht ein erhebliches Risiko, dass die Märkte für Flexibilität bald von durch Netzbetreiber in maßgeblichem Umfang (quer-)finanzierte Speicher dominiert werden. Mit Spannung ist insoweit zu erwarten, ob und wann die *BNetzA* von ihrer Ermächtigung zur Festlegung nach § 11a III

²² Die Regelung im Gesetzesentwurf lautete wie folgt: „(2) Die Leistung oder Arbeit der Energiespeicheranlage, die elektrische Energie erzeugt, darf weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußert werden.“, s. BT-Drs. 19/27453, 14.

²³ S. BT-Drs. 19/30899, 6.

EnWG 2021 Gebrauch machen und die Vorgaben zur Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens und das Vermarktungsverfahren näher konkretisieren wird.

III. Speicher in Innovationsausschreibungen

Seit dem Jahr 2020 spielen Batteriespeicher auch in Innovationsausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen eine Rolle. Sie kommen dort in sogenannten Anlagenkombinationen mit Photovoltaikanlagen zum Einsatz. Anlagenkombinationen sind nach § 2 Nr. 1 der Innovationsausschreibungsverordnung²⁴ ein „Zusammenschluss von mehreren Erneuerbare-Energien-Anlagen oder von Speichern mit Erneuerbare-Energien-Anlagen, die über einen gemeinsamen Verknüpfungspunkt Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen“.

Für Anlagenkombinationen galt in den ersten Innovationsausschreibungen gemäß § 10 II InnAusV zunächst ein deutlich höherer Höchstwert für die zu ersteigende fixe Marktprämie als für andere innovative Anlagen. Inzwischen sind aber nur noch Anlagenkombinationen zu den Innovationsausschreibungen zugelassen. Das Volumen der Innovationsausschreibungen beträgt dabei gemäß § 28c II EEG in den kommenden Jahren zwischen 600 und 850 MW, sodass die Bedeutung der Innovationsausschreibungen für Speicher als relevant einzustufen ist. § 13 der InnAusV enthält dabei weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen. Unter anderem soll keine Marktprämie gezahlt werden, soweit die Anlagenkombination einen Speicher enthält, „wenn dessen installierte Leistung nicht mindestens 25 Prozent der installierten Gesamtleistung der Anlagenkombination entspricht und die Energiespeicherkapazität nicht mindestens eine Einspeicherung von 2 Stunden der Arbeit der Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglicht“. Diese Regelung ist das Ergebnis einer weiteren Änderung durch Art. 11c des Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. Die Regelung dient insoweit der Klarstellung gegenüber der vorher bestehenden Regelung in § 13 II InnAusV.

Der – durchaus kritikwürdige und verwirrende – Wortlaut der vorhergehenden Fassung hatte Anreize gesetzt, mit energiewirtschaftlich nicht sinnvollen Speichern, die nur einen Bruchteil des Stroms tatsächlich einspeichern können, die Anforderungen an Anlagenkombinationen zu erfüllen. Diese nunmehr bestehende Klarheit in Bezug auf die Anforderungen an Speicher in Anlagenkombinationen ist zu begrüßen. Allerdings stellt sich nach wie vor die Frage, was die installierte Leistung eines Speichers i. S. d. EEG und der InnAusV ist: Die installierte Leistung eines Batteriespeichers soll sich dabei nach der Verordnungsbegründung zur InnAusV nach der Ausspeiseleistung des Speichers bestimmen.²⁵ Die *BNetzA* hat hierzu zudem folgenden Hinweis auf ihrer Website veröffentlicht: „Als installierte Leistung eines Speichers gilt nach Ansicht der *BNetzA* die Wechselrichterleistung oder – falls eine solche nicht vorhanden ist – die maximale Ausspeicherleistung. Im Zweifel ist diese Frage mit dem Netzbetreiber zu klären.“²⁶ Auch die *Clearingstelle EEG|KWKG* hatte sich mit dieser Frage bereits in einem etwas länger zurückliegenden Empfehlungsverfahren befasst. Hiernach soll es letztlich auf die vom Hersteller benannte Nenn- oder Dauerleistung ankommen, in Einzelfällen können aber auch Hilfswerte heranzuziehen sein.²⁷ Nach alledem besteht hier nach wie vor erhebliche Unklarheit. Umso schwerer wiegt die nunmehr geltende Voraussetzung, dass die Anforderungen der InnAusV an Speicher nunmehr jährlich durch ein Umweltgutachten nachgewiesen werden sollen, § 13 II 2 InnAusV. Insoweit

werden sich nicht nur die damit verbundenen Kosten erhöhend auf die Gebote auswirken. Vielmehr ist schon unklar, wie die Umweltgutachter die installierte Leistung und Kapazität im Detail bestimmen sollen.

Problematisch aus der Sicht von Multi-Use-Speichern ist erneut ein Ausschließlichkeitsprinzip für den eingespeicherten Strom. So sieht § 13 IV InnAusV vor, dass der zwischengespeicherte Strom „ausschließlich in den anderen Anlagenteilen zu erzeugen“ ist. Dieser Ausschluss von Multi-Use-Speichern von den Innovationsausschreibungen zeigt, dass diese das Potenzial innovativer Technologien bei weitem noch nicht ausschöpfen.

IV. Doppelbelastung von Speichern bei aktiven Kunden

Die EBM-RL sieht in Art. 15 V eine Reihe spezifischer Rechte für sogenannte aktive Kunden, Art. 2 Nr. 8 EBM-RL, mit Speicheranlage vor, insbesondere einen Schutz gespeicherter Elektrizität vor einer doppelten Belastung mit Entgelten, Art. 15 V lit. b EBM-RL. Dieser wurde jetzt im deutschen Recht konkretisiert.

1. Doppelbelastung mit der EEG-Umlage

Der für einen Schutz vor doppelter Belastung mit der EEG-Umlage maßgebliche § 61I EEG 2021-II, wurde erst im parlamentarischen Verfahren geändert²⁸ und aufgrund seiner Komplexität in der Begründung mit einem anschaulichen Beispiel erläutert.²⁹ Die verschachtelte Formulierung soll eine energiewirtschaftliche und eine messtechnische Herausforderung gleichzeitig lösen.

Die vielfach beschriebene Problematik der doppelten Belastung von gespeichertem Strom mit Entgelten, Abgaben und Umlagen rührt aus der Einstufung von Speichern als Letztverbraucher.³⁰ Durch diese Einstufung entsteht dem Grunde nach bei der Einspeicherung ein Anspruch gegen den Betreiber auf Zahlung sämtlicher Entgelte, Abgaben und Umlagen für Letztverbrauch – aktuell ca. 22,42 ct/kWh (inkl. MwSt.)³¹. Wird anschließend die gespeicherte Elektrizität wieder in das Netz zurückgespeist und von einem Dritten tatsächlich letztverbraucht, fallen diese Abgaben und Umlagen bei ihm erneut an. Dieselbe Energiemenge wird doppelt belastet. Die Folge ist, dass zuvor gespeicherter Strom auf den Märkten für Elektrizität mindestens zum Preis von 22,42 ct/kWh angeboten werden muss, um die Kosten des Betreibers zu decken. Andere Erzeuger zahlen regelmäßig keine Abgaben auf ihren erzeugten Strom. Dies steht in einem erheblichen Spannungsverhältnis zum Grundsatz des diskriminierungsfreien Zugangs zu den Märkten für Elektrizität gemäß Art. 2 Nr. 40, 6 I a), Art. 7 II a), Art. 12 I Verordnung (EU) 2019/943 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EBM-VO) und

²⁴ Verordnung zu den Innovationsausschreibungen – InnAusV – (BGBl. I, 106), zuletzt durch Art. 11c des Gesetzes v. 16.7.2021 (BGBl. I, 3026).

²⁵ BT-Drs. 19/14065, 27 unten.

²⁶ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovation/Ausschreibungsverfahren/start.html.

²⁷ Empfehlung 2016/12, Rn. 87 f.

²⁸ BT-Drs. 19/30899, 43.

²⁹ BT-Drs. 19/31009, 40 f.

³⁰ BT-Drs. 17/8877, 12; *Thomas/Altrock*, ZUR 2013, 579 (581 f.); *Sauer*, EWeRK 2015, 176 (178); *Schwintowski*, EWeRK 2015, 81 (96); *Riewe/Meyer*, EWeRK 2015, 138 (138); *Valentin/Reichwein*, ZNER 2019, 304 (305); *Papke*, EnWZ 2019, 387 (391); *Dembski/Wettingfeld*, ZNER 2020, 393 (395).

³¹ BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021, S. 7, abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjaehrlich_Ba_online_1006_2021.pdf.

dem Verbot, durch die Netzentgelte Negativanreize zur Teilnahme an der Laststeuerung zu setzen, Erwägungsgrund (39) und Art. 18 I EBM-VO.³² Dennoch besteht bislang im deutschen Recht ein Schutz vor dieser Doppelbelastung nur, wenn *leges speciales* wie § 61I EEG 2021-II, § 27b KWKG, § 118 VI EnWG 2021 oder § 5 IV StromStG dies vorsehen und die Einhaltung der Anforderungen dieser Regelungen nachgewiesen werden kann.³³

Entsprechend dem Mechanismus des § 61I I verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage gegen den Anlagenbetreiber für den eingespeicherten Strom in dem Umfang, in dem für den ausgespeicherten Strom (erneut) EEG-Umlage gezahlt wird. Zu diesem Zweck werden innerhalb einer sogenannten Saldierungsperiode die für die eingespeicherten Strommengen und die ausgespeicherten Strommengen jeweils zu entrichtenden EEG-Umlage-Beträge bestimmt. Hierbei gilt gemäß § 61I 2 EEG 2021-II die nunmehr unwiderlegliche Vermutung, dass für solche Strommengen, die in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und in einen Bilanzkreis eingestellt wurden, durch einen Dritten Letztverbraucher die volle EEG-Umlage gezahlt wurde. Anschließend werden diese EEG-Umlage-Beträge einander gegenübergestellt. In dem Umfang, in dem für die ausgespeicherte Strommenge EEG-Umlage entrichtet wird, reduziert sich der Anspruch gegen den Anlagenbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage für den eingespeicherten Strom. Denn in diesem Fall läge eine oben beschriebene doppelte Belastung derselben Strommenge vor. Speicherverluste werden gemäß § 61I I, III und IV EEG 2021 ebenfalls entlastet.³⁴

Im Zuge des EEG 2021-II erfährt der § 61I zwei kleinere Vereinfachungen. Die Grenze der maximal saldierungsfähigen eingespeicherten Strommenge von 500 kWh pro kW installierter Speicherkapazität, § 61I la 3 EEG 2017 und die verkürzte Saldierungsperiode von einem Monat für bivalente Speicher, § 61I la 2 EEG 2017, wurden aufgehoben.

Zur Anwendung des § 61I I EEG 2021-II müssen die zu saldierenden eingespeicherten und ausgespeicherten Strommengen korrekt erfasst und hinsichtlich der jeweils gezahlten EEG-Umlage abgegrenzt werden, § 61I Ib EEG 2017, bzw. § 61I la 2 i. V. m. § 62b I EEG 2021-II.³⁵ Dies wurde nun in § 61I la EEG 2021-II erheblich vereinfacht. Die Neuregelung lässt sich nur nachvollziehen, wenn man sich die messtechnischen Herausforderungen und Probleme bei Anwendung des alten § 61I Ic EEG 2017 vor Augen führt. Die messtechnischen Vorgaben des § 61I im EEG 2017 hatten sich als nicht umsetzbar herausgestellt, sobald ein Speicher nicht ausschließlich Strom aus dem Netz einspeichert und wieder ausspeichert („bivalente Speicher“).³⁶

Dabei mussten gemäß § 61I Ib Nr. 1 a EEG 2017 sämtliche Strommengen, die bei der Anwendung der Saldierung in Ansatz gebracht werden, mess- und eichrechtskonform erfasst oder abgegrenzt werden. Insbesondere waren aus dem Netz im Speicher verbrauchte Strommengen, von solchen Strommengen abzugrenzen, die aus einer EEG-Anlage vor Ort im Speicher verbraucht wurden. Erstere sind mit 100 % EEG-Umlage, zweiteere gemäß § 61b EEG 2021-II nur mit 0 % oder 40 % EEG-Umlage belegt. Beide Ströme haben sich jedoch auf derselben, zum Speicher führenden Leitung untrennbar vermischt.³⁷ Das Eichrecht setzte jedoch einer mit komplexen Messkonzepten berechneten erzeugungsanteiligen Aufteilung³⁸ dieser Ströme enge Grenzen, § 25 Nr. 7 Mess- und Eichverordnung 2014.³⁹ Eine Lösung im Wege einer gewillkürten Vorrangregelung⁴⁰ wurde von Netzbetreibern abgelehnt. Denn diese stelle ein einseitiges Leistungsbestimmungsrecht dar, welches gemäß

BGH – VIII ZR 110/14 – ohne gesetzliche Verankerung nicht vorgenommen werden könne.⁴¹ So fand die *BNetzA* dann in ihrer gemäß § 61I Ic EEG 2017 vorzunehmenden Evaluierung der Vorschrift auch keinen bivalenten Speicher, dem es gelungen wäre, den § 61I EEG 2017 messtechnisch korrekt umzusetzen.⁴²

Der neu eingeführte doppelte gewillkürte Vorrang des § 61I la EEG 2021-II löst nun dieses messtechnische Problem, indem das bislang nur bei der Bestimmung der Höhe des Eigenverbrauchs bestehende Recht zur einseitigen Leistungsbestimmung durch Zuordnung, § 62b V 1 EEG 2021-II, auf die Saldierung und Bilanzierung von eingespeicherten und ausgespeicherten Strommengen ausgedehnt wird.⁴³

Denn beim Eigenverbrauch von Strom in komplexeren Anlagenkonstellationen besteht ebenfalls das Problem der Vermischung von unterschiedlich mit der EEG-Umlage belasteten Strommengen auf einer Leitung. Erfolgt etwa vor Ort Eigenverbrauch aus konventioneller Erzeugung, die mit 100 % EEG-Umlage belegt ist, und Eigenverbrauch aus einer EEG-Anlage, die mit 40 % EEG-Umlage belegt ist, und gleichzeitig eine Einspeisung in das Netz, so stellt sich für die korrekte Bestimmung der EEG-Umlage stets die Frage: Erfolgte der Eigenverbrauch aus der konventionellen Anlage, sodass 100 % Umlage oder aus der EEG-Anlage, sodass nur 40 % EEG-Umlage fällig wären?⁴⁴ Hier kann der Anlagenbetreiber gemäß § 62b V 1 EEG 2021-II, innerhalb eines Zeitintervalls von je 15-Minuten die erzeugte privilegierungsfähige Strommenge aus der EEG-Anlage seinem Eigenverbrauch zuordnen, d. h. er kann eine für ihn vorteilhafte einseitige Leistungsbestimmung vornehmen. Der Anlagenbetreiber muss also keine Mischverhältnisse von unterschiedlich mit EEG-Umlage belegten Strommengen bilden oder den – in der Praxis aussichtslosen – Versuch unternehmen, physikalisch den Verbrauch einzelner Elektronen tatsächlich einer der beiden

32 Zu einem bereits aus dem europäischen Primärrecht abgeleiteten Verbot der Diskriminierung von Speichern auf den Märkten für Elektrizität s. bereits *Schwintowski*, *EWERK* 2015, 81 (82, 90 f., 96).

33 BT-Drs. 18/8860, 239; BT-Drs 18/10668, 145; 4 *BGH*, *Beschl. v. 20.6.2017* – EnVR 24/16.

34 Der gesamte Mechanismus wird anschaulich beschrieben in BT-Drs 18/10668, 145.

35 Zum Unterschied zwischen Messung und Abgrenzung s. anschaulich Leitfaden zum Messen und Schätzen der *BNetzA*, Version vom Oktober 2020, S. 11 ff., abrufbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Hinweispaapere/Messen_Schaetzen.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

36 *Vollprecht/Lehnert/Kather*, *ZUR* 2020, 204 (212); *Valentin/Reichwein*, *ZNER* 2019, 304 (306); *Dembski/Wettingfeld*, *ZNER* 2020, 393 (395); s. zum Willen des Gesetzgebers, auch diese Speicher vor Doppelbelastung zu schützen BT-Drs. 18/8860, 239.

37 Zur Problematik der untrennbar vermischten Ströme im KWKG, s. bereits *BGH*, *Urt. v. 4.3.2015* – VIII ZR 110/14.

38 *Clearingstelle EEG/KWKG*, *Empfehlung v. 28.3.2018* – 2017/29, Rn. 123 und 128.

39 S. hierzu Stellungnahme der PTB zum Eröffnungsbeschluss 2017/29 der *Clearingstelle EEG v. 18.7.2017*.

40 *Clearingstelle EEG*, *Empfehlung v. 28.3.2021* – 2017/29, Rn. 123 und *Empfehlung v. 2.6.2015* – 2014/31, Rn. 128.

41 Stellungnahme zu des BDEW zum Empfehlungsverfahren 2014/29 der *Clearingstelle EEG*, S. 19, Fn. 15.

42 *BNetzA*, *Evaluierungsbericht zu bivalenten Stromspeichern gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*, S. 6, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Evaluierungsbericht_Speicher.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

43 Zum vermutlich kaum praxisrelevanten gewillkürten Nachrang s. BT-Drs. 19/31009, 40 f.

44 Beispiel angelehnt an *BNetzA*, *Leitfaden zur Auslegung der EEG-Umlagepflichten von Eigenversorgern v. 20.6.2016*, S. 113, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Erzeugungsanlagen zuzuordnen.⁴⁵ Er bestimmt stattdessen einseitig, dass die maximal mögliche Strommenge aus der EEG-Anlage in seinen Eigenverbrauch geflossen ist.

Der neue § 611 Ia 3 EEG 2021-II überträgt die Möglichkeit der einseitigen Zuordnung von Stromflüssen gemäß § 62b V 1 EEG 2021-II auf die Einspeicherung aus dem Netz in den Speicher und auf die Ausspeicherung des Speichers in das Netz. Bezieht der Speicher in einer komplexen Anlagenkonstellation in einem 15-Minuten-Intervall eine bestimmte Strommenge und wurde in dieser Zeit auch eine äquivalente Strommenge aus dem Netz entnommen, so kann zum Zwecke der Saldierung einseitig bestimmt werden, dass die aus dem Netz entnommene und mit der vollen EEG-Umlage belastete Strommenge als vollständig vom Speicher verbraucht gilt („in Ansatz gebracht werden“). Es muss nicht elektrisch nachvollzogen werden, ob die aus dem Netz entnommenen Elektronen tatsächlich individuell den Weg in den Speicher gefunden haben.

Das gleiche gilt für die Netzeinspeisung („doppelte“ gewillkürte Vorrangregelung). Wird von dem Speicher in einem 15-Minuten-Intervall eine bestimmte Strommenge erzeugt und wird in demselben Zeitintervall eine äquivalente Menge in das Netz eingespeist, so kann die eingespeiste Menge zum Zweck der Saldierung als unmittelbar von dem Speicher in das Netz eingespeist zugeordnet werden. Das gilt auch, wenn elektrisch etwa eine weitere vor Ort vorhandene Erzeugungsanlage infrage käme.⁴⁶ Die Zuordnung einer in das Netz eingespeisten Menge zur Erzeugung des Speichers zum Zwecke der Saldierung muss sich dann einheitlich in der Bilanzierung fortsetzen.⁴⁷ Sie muss also regelmäßig getrennt in einem „grauen“ Bilanzkreis bilanziert werden. Die messtechnische Abwicklung eines solchen gewillkürten Vorrangs erfolgt im Wege eines MIN-/MAX-Vergleichs von Zählerwerten für jede Viertelstunde.⁴⁸

Diese Herausforderungen und Lösungsansätze betreffen nicht allein Speicher, sondern werden zukünftig relevant bleiben für jede Form der dezentralen Erbringung von Flexibilität wie bidirektional ladende Elektromobile, steuerbare Verbraucher gemäß § 14a EnWG und weitere komplexe Anlagenkonstellationen.

2. Weitere Umlagen

Der § 611 EEG 2021-II ist aufgrund diverser Rechtsgrundverweigungen inzwischen die zentrale Norm zum Schutz vor Doppelbelastungen. Auf ihn verweisen nun für die KWKG-Umlage § 27b KWKG und für die Offshore-Haftungsumlage, die Abschaltbare-Lasten-Umlage und die §-19-II-Umlage, jeweils durch Verweis auf § 27b KWKG die § 17 f V 2 EnWG, § 18 AblV und § 19 II StromNEV.⁴⁹

3. Bivalente Speicher und Netzentgelte

Fraglich ist, ob mit Verabschiedung des Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht hinsichtlich der eingespeicherten und wieder eingespeisten Strommengen bei bivalenten Speichern auch die doppelte Belastung mit der Arbeitspreiskomponente der Netzentgelte entfällt. Hierfür spricht zunächst der Wortlaut des maßgeblichen § 118 VI 1 EnWG, der alle Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, innerhalb einer bestimmten Frist von den Netzentgelten freistellt. Die Norm unterscheidet nicht zwischen rein netzgekoppelten Speichern und bivalenten Speichern. Sie sollte bei ihrer Einführung den Zubau verschiedener Speicher anreizen.⁵⁰ Für die Annahme, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nur von den oben unter IV. 1. und 2. genannten doppelten Abgaben und Umlagen

geschützt sind, nicht aber vor doppelten Netzentgelten, sprach bislang ein nicht-förmlicher Hinweis der *BNetzA* aus dem Jahr 2017 zur alten Rechtslage. Diese hatte ihre Ansicht mitgeteilt, dass nur Speicher, die aus dem Netz entnommenen Strom vollständig wieder in das Netz einspeisen („rein netzgekoppelte Speicher“) die Entlastung des § 118 VI EnWG in Anspruch nehmen können, nicht aber bivalente Speicher.⁵¹

Im Lichte der neuen europarechtlichen Vorgaben scheint es jedoch nicht länger vertretbar, bivalenten Speichern den Schutz vor doppelten Netzentgelten zu verweigern und diesen ausschließlich rein netzgekoppelten Speichern zu gewähren. Gemäß Art. 15 V lit. b) EBM-RL darf gespeicherte Elektrizität bei einem aktiven Kunden, wenn er für den Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringt, nicht doppelten Entgelten unterworfen sein. Als Unterfall solcher doppelten Entgelte werden explizit doppelte Netzentgelte genannt. Zudem dürfen Netzentgelte auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen, Art. 18 I EBM-VO. Die Laststeuerung ist gemäß Art. 2 Nr. 4 EBM-VO i. V. m. Art. 20 u. a. definiert als Reaktion auf Marktsignale im Wege einer Nachfrageverringering oder -erhöhung.

Eine Bevorzugung rein netzgekoppelter Speicher gegenüber bivalenten Speichern stellte zudem entgegen Art. 6 Ia, Art. 7 II a und Art. 12 I EBM-VO eine Diskriminierung auf den Regelreserver-, Day-Ahead-, Intraday- und Laststeuerungs-Märkten dar.

Die Überlegung, ob das Verbot der doppelten Netzentgeltspflicht anders als die Systematik des Schutzes vor doppelten Umlagen lediglich vor Netzentgelten für die Einspeisung schützen solle, nicht aber vor Netzentgelten bei der Einspeicherung⁵², erscheint nicht überzeugend. Zunächst bezeichnet Art. 15 V lit. b) EBM-RL die Doppelbelastung mit Netzentgelten als Unterfall der doppelten Belastung gespeicherter Elektrizität mit Entgelten. Es ist nicht erkennbar, dass die Richtlinie doppelte Entgelte und doppelte Netzentgelte unterschiedlich regeln wollte. Zudem würde lediglich Schutz vor Einspeiseentgelten die Diskriminierung von zuvor gespeichertem Strom (s. o. IV. 1.) auf den Märkten für Elektrizität nicht beheben. Insoweit ist davon auszugehen, dass das Phänomen der Doppelbelastung für Umlagen und Netzentgelte für gespeicherte Elektrizität einheitlich adressiert werden sollte.⁵³

Nach hier vertretener Ansicht zwingt daher bereits der Wortlaut des § 118 VI 1 EnWG sowie seine europarechtskonforme Auslegung dazu, die gesetzliche Mechanik des § 611 Ia EEG auch auf den Schutz vor doppelten Netzentgelten bei bivalenten Speichern zu übertragen. Entsprechend wäre für die Strommengen, die aus dem Netz eingespeichert und in dasselbe Netz wieder eingespeist werden, kein Netzentgelt für den Arbeitspreis zu erheben.⁵⁴

⁴⁵ Zum Erfordernis der Zeitgleichheit und vorrangigen Zuordnung s. umfangreich Leitfaden zum Messen und Schätzen der *BNetzA*, (o. Fn. 35), S. 70 ff.

⁴⁶ Anschauliches Beispiel in der Gesetzesbegründung BT-Drs. 19/31009, 40 f.

⁴⁷ BT-Drs. 19/31009, 41.

⁴⁸ S. zur eichrechtlichen Zulässigkeit von MIN-/MAX-Vergleichen im EEG BT-Drs. 19/31009, 41., in der MessEV BR-Drs. 21/599 9f.; zur Abwicklung von MIN-/MAX-Vergleichen s. *BNetzA* Leitfaden Messen und Schätzen, (o. Fn. 35), S. 77 ff.

⁴⁹ BT-Drs. 19/27453, 141 (144).

⁵⁰ BT-Drs. 16/12898, 20.

⁵¹ Schreiben der *BNetzA* an die Verbände v. 3.2.2017, Zeichen § 118 Abs. 6 EnWG, 604 (unveröffentlicht).

⁵² Gedanke aufgeworfen bei *Halbig*, EnWZ 2020, 3 (5).

⁵³ Zust. *Halbig*, EnWZ 2020, 3 (6).

⁵⁴ Zust. *Halbig*, EnWZ 2020, 3 (6); *Vollprecht/Lehnert/Kather*, ZUR 2020, 204 (212); bereits gegen eine Diskriminierung von Energiespeichern jeder Art im § 118 VI EnWG abgeleitet aus dem europäischen Primärrecht: *Schwintowski*, EWeRK 2015, 81 (82, 90 f. 96).

V. Netzbetreiber als Nachfrager von Speicherdienstleistungen

Derzeit noch im Wesentlichen der Vollständigkeit halber ist aus Speicherperspektive auch eine neue Regelung in § 14c I EnWG zu erwähnen. Danach sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet, ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Verfahren durchzuführen, wenn sie Flexibilitätswahlleistungen für ihr Netz beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern. Die Norm dient der Umsetzung von Art. 32 EBM-RL. Bereits bestehende Mechanismen wie z. B. die Regelungen zu abschaltbaren Lasten, sollen von der Neuregelung unberührt bleiben. Die Regelung ist im Grundsatz zu begrüßen, weil sie die Grundsätze statuiert, nach denen Flexibilität für das Verteilnetz beschafft wird, und der Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit sicherstellt, dass im Fall des Entstehens solcher Märkte auch Speicher eine Chance erhalten werden. Zusätzlich müssen Verteilnetzbetreiber nunmehr alle zwei Jahre gemäß § 14d EnWG Netzentwicklungspläne vorlegen, aus denen sich geplante Optimierungsmaßnahmen ergeben, wozu auch der Einsatz von Speichern zählt.⁵⁵ Bis zur Einführung entsprechender Ausschreibungen oder Märkte bleibt jedoch unklar, ob es hier allein bei einer Pro-Forma-Umsetzung der EBM-RL bleiben wird.

VI. Nicht umgesetzte europäische Vorgaben und offene Fragen

Kein Versuch wurde unternommen, das in Art. 15 V lit. d EBM-RL angelegte Recht auf die Erbringung mehrerer Dienstleistungen gleichzeitig mit einem Speicher umzusetzen, insbesondere im Zusammenhang mit dem Recht, zuvor gespeicherten Strom als erneuerbare Energie bei diskriminierungsfreiem Zugang zu Förderregelungen zu vermarkten, Art. 21 II lit. a lit. i, VI lit. e EE-RL II. So sieht das deutsche Energierecht weiterhin diverse Ausschließlichkeitsanforderungen vor, etwa das Verbot für die Vermarktung von Grünstrom und die Erbringung von Netzdienstleistungen aus demselben Speicher, § 3 III Nr. 1 2. Hs. EEG 2017⁵⁶, insbesondere in Mieterstromprojekten aufgrund des Verlusts der Eigenschaft als EEG-Anlage, §§ 19 I Nr. 3, III 5, 21 III 3 EEG 2017 und das Verbot der Einspeicherung von Netzstrom durch Anlagenkombinationen im Zuge der Innovationsausschreibungen, § 39n EEG 2021-II, §§ 2 Nr. 1 b), 8 IV, 13 IV InnAusV. Multi-Use-Speicher werden dementsprechend nach wie vor beim Zugang zu Förderregelungen entgegen den Vorgaben der EBM-RL diskriminiert. Ein rechtlich tragfähiger Rechtfertigungsgrund hierfür ist dabei nicht ersichtlich. Weitere Umsetzungsdefizite, die dem deutschen Gesetzgeber unter Umständen im Hinblick auf das Europarecht vorgeworfen werden können oder jedenfalls diskutabel sind, berühren Speicher hingegen auf den ersten Blick nur mittelbar, dafür jedoch ggf. erheblich. So lässt sich durchaus vertreten, dass auch das Eigenversorgungsverbot für Ausschreibungsanlagen in § 27a EEG 2021-II dezentrale Energiekonzepte – ggf. auch unter Nutzung von Speichern – entgegen den

Bestimmungen von Art. 21 VI lit. e EE-RL beim Zugang zu Förderregelungen diskriminiert, wobei auch hier keine Rechtfertigung tragfähig erscheint. Ferner fehlt es derzeit noch an einer Umsetzung der Bestimmungen zur gemeinschaftlichen Eigenversorgung gemäß Art. 21 IV EE-Richtlinie, die im deutschen Recht bislang schlicht nicht vorgesehen ist⁵⁷ und an der Umsetzung der sogenannten Energiegemeinschaften gemäß Art. 16 EBM-RL.

VII. Fazit

Die Novelle von EnWG und EEG bringt erhebliche Verbesserungen für die rechtliche Behandlung von Speichern. Zugleich wurde erneut nicht versucht, Speicher als vierte Säule des Energiesystems auszugestalten. Es bleibt daher bei einer hoch komplexen und nicht widerspruchsfreien Regelungssystematik. Die gefundene Definition der Energiespeicheranlagen weicht erheblich von der europäischen Definition der Energiespeicherung ab und es knüpft bislang kaum eine Regelung an die neue Definition an. Netzbetreiber dürfen auch weiterhin nicht Eigentümer eines Speichers sein, diesen nicht errichten oder betreiben. Dieser Grundsatz kann nach einer erfolglosen Ausschreibung oder mithilfe des Konzepts der vollständig integrierten Netzkomponente durchbrochen werden. Wie die davon ausgehende Gefahr für den Wettbewerb auf den Elektrizitätsmärkten gebannt werden kann, hängt maßgeblich von den von der BNetzA noch zu definierenden Modalitäten solcher Ausschreibungen nach dem EnWG ab. Bei den Innovationsausschreibungen im EEG führen die neuen Regelungen zunächst zu mehr Klarheit in Bezug auf die Dimensionierung von Speichern in Anlagenkombinationen. Jedoch dürfen diese aufgrund von Ausschließlichkeitsanforderungen nicht in vollem Umfang an den Märkten teilnehmen. Die Doppelbelastung von gespeichertem Strom wurde weitgehend aufgehoben, bleibt aber an komplexe Messanforderungen geknüpft. Kein Versuch wurde unternommen, wie von der EU vorgesehen, den Verteilnetzbetreiber dazu zu bewegen, marktliche Flexibilität – etwa aus Speichern – zu beschaffen.

In der Gesamtbetrachtung erfolgt eine minimalistische Umsetzung der wesentlich ambitionierteren europäischen Vorgaben. Speicher als Schlüsseltechnologie werden dadurch gestärkt, dürfen ihr technisches Potenzial aber vielen Fällen weiterhin nicht voll ausschöpfen.

Anmerkung d. Redaktion:

Zu dieser Thematik vgl. auch *Papke*, EnWZ 2020, 387 ff.; *Halbig*, EnWZ 2020, 3 ff.; *Haußner/Ismer*, EnWZ 2018, 51 ff.

⁵⁵ BT-Drs. 19/27453, 98 f.

⁵⁶ BNetzA, EE-Stromspeicher: Registrierungspflichten, Amnestie, Förderung und Abgrenzung Version 1.1, S. 9, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Hinweispaapiere/Stromspeicher.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

⁵⁷ S. hierzu *Boos*, ZNER 2021, 354 ff.